

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.259-274>

EDN XIWMOW

УДК 622.276.7

**Подбор и обоснование эффективности применения жидкости
глушения скважин в условиях хамакинского горизонта
(Восточная Сибирь)**

¹Тюкавкина О.В., ²Круглов Я.А.

¹Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН),
Москва, Россия

²АО Институт геологии и разработки горючих ископаемых (АО «ИГИРГИ»),
Москва, Россия

**Selection and justification of the effectiveness of fluids for silenc-
ing wells in the conditions of the Khamakinsky horizon
(Eastern Siberia)**

¹O.V. Tyukavkina, ²Ya.A. Kruglov

¹Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

²JSC «Institute of Geology and Development of Fossil Fuels» (JSC «IGIRGI»),
Moscow, Russia

E-mail: tov.sing@mail.ru

Аннотация. В статье представлены варианты подбора жидкости глушения скважин, пробуренных на хамакинский горизонт (пласт В₁₀), характеризующийся широким спектром литологических типов коллекторов, наличием зон неравномерного засоления, зон с двойной пористостью, аномально низкими пластовыми температурами и давлением. В связи с этим актуальной задачей является подбор оптимальной рецептуры жидкостей глушения на основании различных типов исследований как аналитических, лабораторных, так и опытно-промышленных.

В статье рассмотрен комплекс лабораторных исследований по оценке влияния базовых солевых растворов, солевых растворов с добавками композиций ПАВ, растворов на углеводородной основе на проницаемость коллектора. По результатам лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта В₁₀ отмечены

положительные параметры глушения скважин с применением растворов на углеводородной основе (РУО) и значительное негативное влияние растворов на водной основе на ФЭС коллектора. Полевые испытания РУО на основе обратных эмульсий в качестве жидкости глушения на восьми скважинах подтвердили эффективность указанного типа раствора. В комплексе с геолого-техническим мероприятием по газодинамическому разрыву пласта на скважинах удалось добиться увеличения коэффициента продуктивности скважин в среднем с 0,2 м³/сут·ат до 0,78 м³/сут·ат.

Ключевые слова: жидкость глушения, лабораторные исследования, керн, хамакинский горизонт, растворы на углеводородной основе

Для цитирования: 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. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.259-274>. - EDN XIWMOW

Abstract. The article presents options for selecting the damming fluid for wells drilled into the Khamakinsky horizon (reservoir B₁₀), characterized by a wide range of reservoir types, the presence of uneven salinity zones, zones with double porosity, and abnormally low reservoir temperatures and pressures. In this regard, an urgent task is to select the optimal formulation of jamming fluids based on various types of research, both analytical, laboratory, and pilot-industrial.

The article considers a set of laboratory studies to assess the effect of basic salt solutions, salt solutions with additives of surfactant compositions, and hydrocarbon-based solutions on reservoir permeability. According to the results of laboratory studies of the filtration properties of the B₁₀ formation, positive parameters of well damping using hydrocarbon-based solutions and a significant negative effect of water-based solutions on the reservoir's filtration properties were noted. Field tests of hydrocarbon-based solutions based on reverse emulsions as a silencing fluid at eight wells have confirmed the effectiveness of this type of solution. In combination with the geological and technical measures for gas dynamic fracturing at wells, it was possible to achieve an increase in the productivity coefficient of wells from an average of 0.2 m³/day at to 0.78 m³/day at.

Key words: well killing fluid, laboratory tests, core, khamakinsky horizon, hydrocarbon based solutions

For citation: O.V. Tyukavkina, Ya.A. Kruglov Podbor i obosnovaniye effektivnosti primeneniya zhidkosti glusheniya skvazhin v usloviyakh khamakin-skogo gorizonta (Vostochnaya Sibir') [Selection and justification of the effectiveness of fluids for silencing wells in the conditions of the Khamakinsky horizon (Eastern Siberia)]. Neftyayaya Provintsiya, No. 1(41), 2025. pp. 259-274. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.259-274>. EDN XIWMOW (in Russian)

Введение

В настоящее время Талаканская группа месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) является одним из перспективных районов на добычу углеводородов, так как извлекаемые запасы только Талаканского месторождения составляют более 100 млн. т. нефти и 47 млрд. м³ газа, а небольшие глубины залегания продуктивных горизонтов (1200 - 1900 м.) позволяют минимизировать затраты на строительство скважин. Рассматривая продуктивные интервалы исследуемой площади как сложные гидродинамические системы, в которых физические, химические и физико-химические процессы до их вскрытия находятся в относительно равновесном состоянии, можно отметить, что после вскрытия пластов бурением, а также при проведении капитальных ремонтов скважин вследствие влияния технологических жидкостей, в призабойной зоне пласта (ПЗП) равновесное состояние нарушается и возникают сложные процессы – проникновение фильтрата бурового раствора, коагуляция пор и др. В результате такого воздействия возникают процессы изменения физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов. Поэтому важными прикладными задачами являются как обоснование оптимальных жидкостей глушения скважин, так и повышение эффективности геолого-технических мероприятий в целом.

Пласт В₁₀ хамакинского горизонта литологически представлен ритмичным переслаиванием аргиллитов и песчаников с невысоким содержанием цемента [1, 2]. Строение хамакинского продуктивного горизонта отличается высокой степенью сложности. Проведение корреляции разрезов скважин, расположенных друг от друга даже на небольших расстояниях, связано со значительными трудностями из-за существенной макро- и микронеоднородности пород [3]. Продуктивная часть разреза хамакинского горизонта характеризуется коллектором с двойной пористостью, которая представлена в различной комбинации трещинной и поровой составляю-

щих [4]. Терригенные отложения подвергались постседиментационному засолонению, на что повлияло изменение пластовых термобарических условий при региональных подъемах, эрозионных разрушениях отложений и др., и сопровождалось понижением температуры и давления, в результате чего продуктивный пласт V_{10} представлен гидрофобным коллектором с низкой проницаемостью, аномально низкими пластовыми температурой и давлением. Пласт представлен высокопористыми разностями, как правило это алевролиты, мелкозернистые песчаники, с содержанием солей от первых долей процента до 2 %. Наиболее негативным фактором для коллектора является его подверженность водной агрессии, что выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пласта при его первичном вскрытии на солевых буровых растворах, а также в потере продуктивности после проведения подземных ремонтов с применением промывочных жидкостей на водной основе.

Материалы и методы

На месторождениях Талаканской группы начиная с 2010 года и по настоящее время проводятся опытные работы для повышения эффективности нефтеотдачи терригенных отложений пласта V_{10} и интенсификации добычи нефти. При капитальном ремонте скважин (КРС) выполнялись стрелочно-взрывные работы, в комплексе с глино-кислотными и соляно-кислотными обработками, применялись водные растворы глушения. При этом по результатам КРС с использованием растворов глушения на водной основе не удается добиться восстановления дебита жидкости. Более того, наблюдается снижение продуктивности скважин в среднем на 30 % от базового дебита [5, 6]. Например в период 2010-2013 гг. по результатам глушения скважин солевыми растворами наблюдалось снижение продуктивности скважин после проведения ремонтов вне зависимости от типа капитального ремонта (КР 7-1.0, ТР 5-3.0, ТР 5-1.0) (Рис. 1, 2).

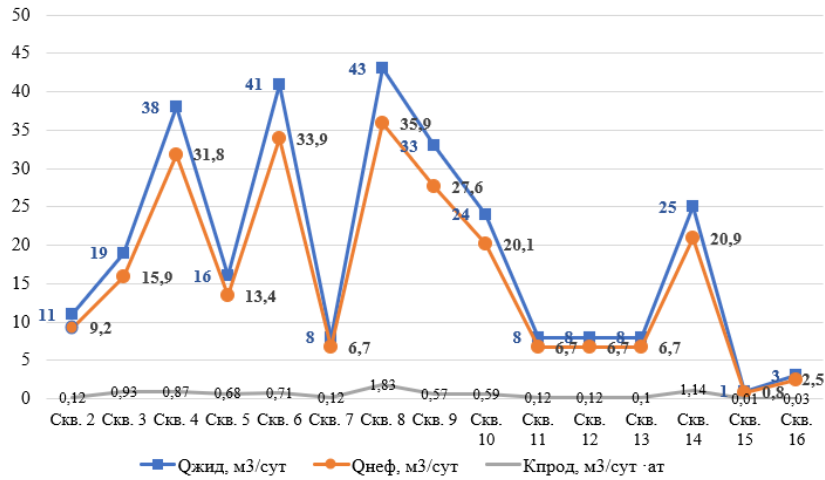


Рис. 1. Параметры работы скважин до проведения текущих и капитальных ремонтов (КР 7-1.0, ТР 5-3.0, ТР 5-1.0)

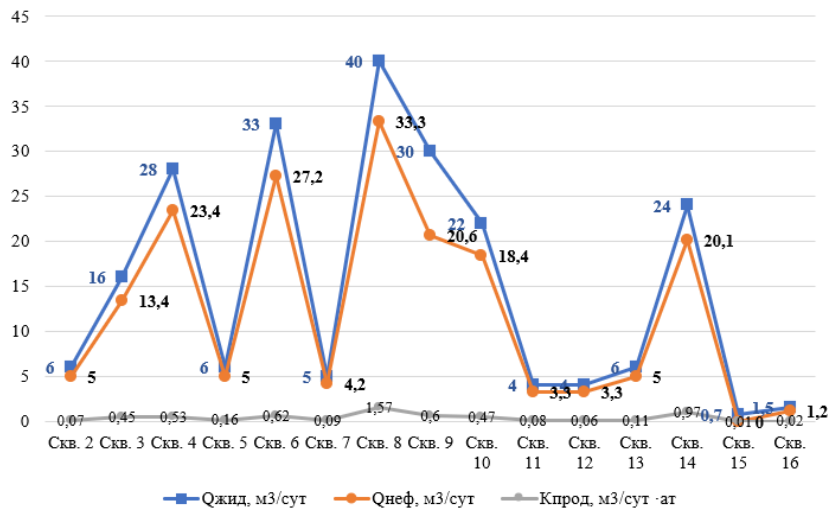


Рис. 2. Параметры работы скважин после проведения текущих и капитальных ремонтов (КР 7-1.0, ТР 5-3.0, ТР 5-1.0)

На всех скважинах глушение производилось на солевом растворе хлорида натрия плотностью от 1100 до 1180 кг/м³, который применяется в качестве основного при проведении капитальных и текущих ремонтов скважин и операций по глушению скважин на многих месторождениях Западной Сибири. Применение солевого раствора хлорида натрия обосновывается низкой стоимостью реагентов, а также невысокой токсичностью по отношению к окружающей среде и человеку. По результатам проведенных исследований на месторождениях Западной Сибири стало очевидно, что применение жидкости глушения на солевом растворе оказывает влияние на

снижение продуктивности скважин, следовательно, требуются новые подходы к выбору жидкости глушения (ЖГ), что актуализирует задачи проведения широкого объема лабораторных исследований для анализа и выбора потенциальных вариантов состава ЖГ скважин в условиях пласта В₁₀ и хамакинского горизонта в целом.

Экспериментальные исследования

После проведенного анализа была поставлена задача подбора оптимального состава ЖГ, которая будет сохранять коллекторские свойства пласта и не снижать продуктивность скважин. Для решения поставленной задачи первым этапом были проведены исследования по определению изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов на образцах кернов восстановленного состояния, отобранных в интервале залегания пласта В₁₀, путем воздействия на них технологических жидкостей глушения.

Проведено три эксперимента на образцах со средней проницаемостью кернов 10,9 мД, 32,1 мД и 74,3 мД. Для получения объективных параметров ФЕС (приближенных к естественным условиям) исследования проводились на установке FDTES-100-140, позволяющей моделировать фильтрационные процессы, происходящие в призабойной зоне пласта (ПЗП) при статической фильтрации растворов в пластовых термобарических условиях. Эксперименты выполнялись в специализированной лаборатории, оснащенной необходимым оборудованием. По результатам анализа закачек отмечается, что коэффициенты восстановления естественной проницаемости обрабатываемых кернов, вследствие воздействия на них жидкости глушения, составили 31,8 %, 19,1 % и 28,6 %, соответственно от меньшей к большей начальной проницаемости образцов керна. Максимальное снижение проницаемости (80,9 %) отмечено в среднепроницаемых образцах (32,1 мД). Это, вероятно, объясняется наибольшим объемом прошедшего через них солевого раствора (Табл. 1).

Таблица 1

Результаты экспериментальных исследований влияния жидкости глушения на коллекторские свойства пласта B_{10} по образцам кернов со средней проницаемостью 10,9 мД, 32,1 мД, 74,3 мД

№ опыта/прониц. керна	Прокачив. жидкость		Данные прокачки					Расчетные показатели				Кэф-т про-ниц, мД	Кэф-т восстан. прониц, %
	Тип	Плотность, кг/м ³	Q, мл/мин	dP, psi	dP, атм	V, мл	T, ч	Кол-во прокач. объемов керна	Глубина проникновения за время прокачки, м	Скорость проникновения, м/ч	Радиус зоны проникновения до равновесия, м		
№1 / 10,9 мД	Керосин	785	0,30	15,9	1,080	71,1	3:55	13,14	-	-	-	11,3	
	Керосин	785	0,39	22,4	1,543	82,4	3:35	15,56	-	-	-	10,4	
	ЖГ (NaCl)	1100	0,58	597,3	40,00	24,2	0:34	4,47	0,40	0,71	2,17	-	-
	Керосин	785	0,30	70,7	4,813	101,0	5:25	18,60	-	-	-	2,53	32,38
	Керосин	785	0,39	71,5	4,867	48,2	2:05	8,90	-	-	-	3,25	31,25
№2 / 32,1 мД	Керосин	785	0,50	9,3	0,633	99,8	3:20	13,29	-	-	-	31,4	
	Керосин	785	0,65	11,6	0,789	78,2	2:00	10,41	-	-	-	32,8	
	ЖГ (NaCl)	1100	9,44	470,7	40,00	59,4	0:07	7,91	0,71	6,10	1,84	-	-
	Керосин	785	0,50	51,0	3,472	264,2	8:45	35,17	-	-	-	5,73	18,24
	Керосин	785	0,65	58,0	3,948	267,2	6:50	35,58	-	-	-	6,55	19,96
№3 / 74,3 мД	Керосин	785	1,00	8,6	0,585	124,7	2:05	14,07	-	-	-	70,1	
	Керосин	785	1,30	10,0	0,680	182,6	2:20	20,58	-	-	-	78,4	
	ЖГ (NaCl)	1100	9,50	136,9	40,00	46,6	0:05	5,26	0,47	5,67	1,7	-	-
	Керосин	785	1,00	28,2	1,919	475,9	6:50	53,66	-	-	-	21,4	30,52
	Керосин	785	1,30	37,5	2,552	450,5	5:45	50,79	-	-	-	20,9	26,66

По результатам лабораторных исследований была отмечена высокая степень фильтрации раствора хлорида натрия в поровый объем пласта. Из-за отсутствия в составе NaCl твердой фазы, формирование фильтрационной корки практически не происходило, что может привести к беспрепятственному распространению жидкости глушения в пласт. Согласно выполненным исследованиям, объемы ее фильтрации за короткие промежутки времени (0,56 ч., 0,11 ч. и 0,08 ч.) составили 24,2 мл., 59,38 мл. и 46,63 мл.

Промысловая практика анализируемых месторождений показывает, что время пребывания продуктивного коллектора под влиянием ЖГ составляет в среднем 33 ч., следовательно, зона ее проникновения может быть значительной и будет ограничиваться объемом столба жидкости, создающим избыточное давление на пласт в период освоения скважины (с учетом доливов). Согласно расчетам, средняя глубина проникновения задавочной жидкости при условии двух доливов скважины составит 6 м. Существенное ухудшение коллекторских свойств пласта и значительная глубина распространения ЖГ, применяемой в условиях месторождений Восточной Сибири, обуславливает необходимость совершенствования используемых составов (применения различных добавок), подбора и опробования ранее неприменяемых растворов и технологий глушения скважин.

В качестве добавок к рецептуре ЖГ используются композиции ПАВ, широко применяемые в нефтегазовой отрасли в качестве активных добавок, способствующих улучшению качества раствора глушения. В качестве тестируемых ПАВ были выбраны следующие модификации ПАВ: Сульфен-35, Неонол БС-1, ГФ-1. Все типы ПАВ использовались в качестве добавки к базовому раствору хлорида натрия плотностью 1100 кг/м³. В опытах с повышенной концентрацией ПАВ (0,5 %) в солевом растворе в качестве дополнительной добавки использовался пеногаситель «Тесил» (0,03 %).

Определение проницаемости образцов породы до и после взаимодействия с исследуемыми составами, как и в первой группе опытов, производилось по керосину, как индифферентной по отношению к породе жидкости.

По результатам лабораторных исследований испытываемых составов коэффициент восстановления проницаемости варьировался от 9,25 % (солевой раствор NaCl с добавкой 0,5 % Неонол БС-1) до 67,78 % (солевой раствор NaCl с добавкой 0,1 % ГФ-1, 0,03 % Тесил). Всего было протестировано 10 различных рецептов модифицированных ЖГ, среднее значение восстановления проницаемости составило 37 %. Применение на практике рассматриваемых композиций в качестве ЖГ несет риски значительной потери продуктивности скважин, аналогичной ситуации с использованием базового солевого раствора, поэтому следующим этапом стало тестирование растворов на углеводородной основе (РУО) в качестве ЖГ. В работах [6, 7, 8] отмечается, что первичное вскрытие терригенных коллекторов пласта В₁₀ на 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.

Результаты

В качестве РУО испытаны композиции обратных водонефтяных эмульсий на основе товарной дегазированной нефти и солевого раствора NaCl. Именно в данном типе раствора вода, являющаяся дисперсной фазой, практически не оказывает негативного влияния на ФЕС коллектора и, в свою очередь, позволяет обеспечивать необходимую плотность для создания противодавления на пласт. Для снижения поверхностного натяжения применялся эмульгатор на основе высокомолекулярных карбоновых кислот с углеводородным радикалом C₁₈₋₂₂.

Концентрация эмульгатора и марка подобрана, ориентируясь на показатель стабильности получающейся эмульсии. Тестером стабильности фиксировалась величина напряжения (Вт) между двумя электродами, расположенными на определенном расстоянии в исследуемой эмульсии в момент пропускания электрического тока с нарастающей величиной до пробоа. Согласно литературным данным необходимое значение электропроводности для сохранения стабильности эмульсии составляет 150 — 200 Вт [8, 9]. Результаты исследования по выбору эмульгатора представлены в табл. 2.

Таблица 2

Рецептура эмульсии, испытываемой на установке FDTES-100-140

№	Компонент	Роль компонента	Мера компонента
1	Нефть -	Дисперсионная среда	740, л
2	Рассол NaCl ($\rho=1180$ кг/м ³)	Дисперсная фаза, утяжелитель	250, л
3	Эмульгатор	Стабилизатор эмульсии	5, л
4	Органофильный бентонит	Понизитель фильтрации	10 — 15, кг

Для стабилизации эмульсии рассола NaCl в образце нефти достаточным оказалось 0,5 % (5 л/м³) концентрация всех испытанных эмульгаторов (Нефтенол НЗ, МР-150, CLeave FM).

Получившаяся эмульсия характеризовалась удовлетворительной реологией для легкого закачивания в скважину (значение условной вязкости составляло 50 — 60 с.), но высокой фильтрацией более 20 см³ по стандарту API. Для снижения фильтрации в эмульсию вводились органофильные глины (органобентониты). По результатам опытов удалось достичь показателя снижения фильтрации до 5 см³ при концентрации органобентонита в системе 10 кг/м³.

На установке FDTES-100-140 проведены лабораторные опыты по оценке влияния эмульсии на снижение проницаемости керна после ее прокачки. При реализации указанной рецептуры формируется эмульсия плотностью 940 кг/м^3 , что является наиболее оптимальным значением с учетом пластового давления по залежи пласта B_{10} и соблюдения требований промышленной безопасности.

Разработанная жидкость глушения на нефтяной основе практически не фильтровалась в керн. За 7,5 часа в образцы №1 и №2 проникло 2,40 и 1,23 мл. соответственно. Данный факт говорит о том, что разработанная рецептура жидкости глушения на углеводородной основе не должна фильтроваться в призабойную зону скважины (скорость фильтрации составила $0,32 — 0,16 \text{ см/ч}$). Восстановление ФЭС образцов №1 и №2, измеренное в соответствии с методом МВИ, составило 88,37 и 77,57 % соответственно. Высокие результаты достижения коэффициента продуктивности рецептуры ЖГ, основанной на РУО, предопределили проведение полевых испытаний при подземном и капитальном ремонте скважин.

При проведении испытаний ЖГ на основе РУО на восьми скважинах месторождения Восточной Сибири (пласт B_{10} хамакинского горизонта) снижения продуктивности по причине негативного влияния растворов глушения на ПЗП выявлено не было. 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 (далее – ГДРП), о чем подробно описано в работе [10]. 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 угле-

водородных растворителей, позволили достичь высоких технологических показателей после ГТМ (Рис. 3).

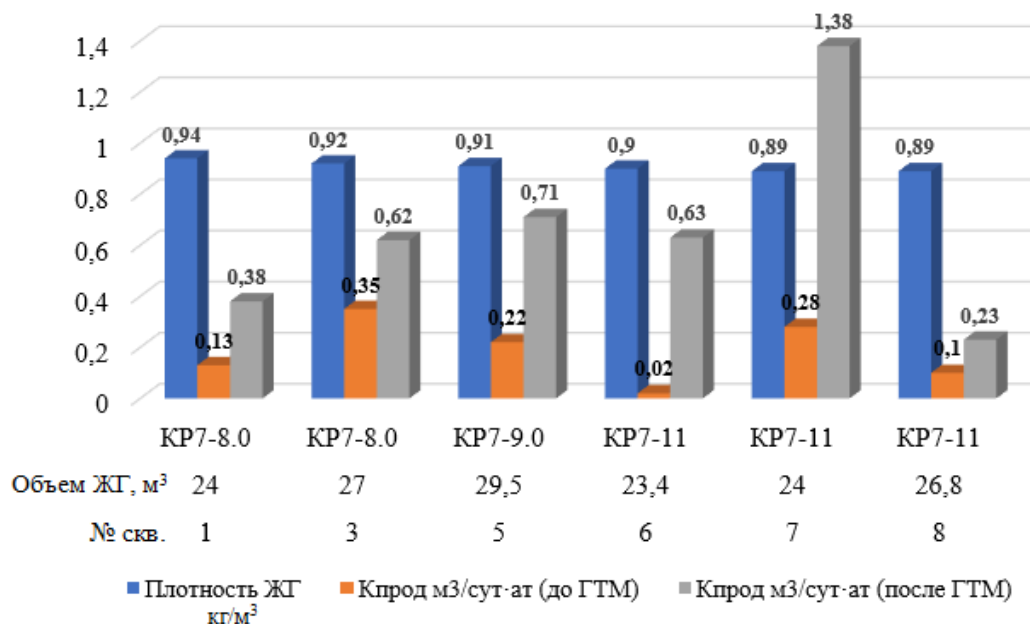


Рис. 3. Изменение коэффициента продуктивности скважины ($K_{прод}$) до и после ГТМ (виды капитального ремонта скважины: КР7-8.0, КР7-9.0 КР7-11), выполненных с применением жидкости глушения на основе РУО

После уточнения проблематики, связанной с кольматацией призабойной зоны пласта скважин, пробуренных на пласт В₁₀ хамакинского горизонта, выполнен комплекс лабораторных исследований по изучению влияния жидкостей глушения скважин на сохранение проницаемости керна. По результатам исследований растворы на водной основе, в т.ч. с добавками ПАВ, показали неудовлетворительные результаты, снижение проницаемости составило от 91 до 33 %, при этом растворы глушения на основе РУО, наоборот, оказались наиболее эффективными для применения в качестве жидкостей глушения для указанного типа коллектора, снижение проницаемости составило порядка 10 %.

Опытно-промышленные испытания ЖГ на основе РУО на восьми скважинах месторождения Восточной Сибири (пласт В₁₀) при проведении газодинамического разрыва пласта позволили добиться увеличения про-

дуктивности в среднем с $0,2 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$ до $0,78 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$, что доказывает эффективность предложенных подходов.

Выводы

1. Пласт B_{10} хамакинского горизонта обладает специфическими особенностями, негативно влияющими на состояние ФЕС пласта: гидрофобность, битуминизация, ангидритизация, ярко выраженная подверженность агрессии со стороны водных растворов. Применение растворов глушения на водной основе оказывает необратимое кольматационное повреждение коллектора, заключающееся в снижении продуктивности скважин в среднем на 30 % по отношению к базовому дебиту.

2. По результатам лабораторных испытаний водных солевых растворов, заключающихся в прокачке растворов с целью уточнения воздействия на проницаемость керна пласта B_{10} хамакинского горизонта, зафиксировано значительное снижение проницаемости (от 68 до 82 %), что говорит о нецелесообразности их применения в промышленной практике. Добавки различных модификаций ПАВ не оказывают значительного влияния на улучшение свойств ЖГ на солевой основе.

3. Подбор ЖГ на основе РУО с последующим тестированием данной рецептуры в лабораторных условиях на керне показали положительные результаты сохранения проницаемости керна после прокачек. При проведении опытно-промышленных испытаний ЖГ на основе РУО в условиях месторождения Восточной Сибири отмечается эффективность предложенной технологии. По результатам восьми ремонтов (ГДРП) удалось добиться увеличения продуктивности скважин в среднем с $0,2 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$ до $0,78 \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{ат}$

Список литературы

1. Егорова А.С. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород хамакинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения //Сборник: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы. Томск, 2023. С. 24-25.
2. Севостьянова Р.Ф. Хамакинский горизонт Чаяндинского месторождения в свете новых геологических и поисково-разведочных данных //Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. № 1. С. 7.
3. Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Результаты литологических и промыслово-геофизических исследований пород хамакинского продуктивного горизонта на Чаяндинском месторождении // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2011. № 1 (6). С. 146-161.
4. Смирнов О.А., Лукашов А.В., Погребский А.В., Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Самитова В.И. Модель коллектора и выделение перспективных зон в интервале отложений хамакинского продуктивного горизонта Сибирской платформы //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 3. С. 4-12.
5. 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.
6. Парфирьев В.А., Закиров Н.Н., Ваганов Ю.В., Палеев С.А. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 112-114.
7. Парфирьев В.А., Закиров Н.Н., Палеев С.А. Особенности освоения эксплуатационных скважин, пробуренных на терригенный коллектор хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 96-98.
8. Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. Т. 253. С. 12-22.
9. Булатов А.И. Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. - М.: Недра, 1984, 317 с.
10. 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. №11. С. 87-93

References

1. Egorova A.S. Lithological and petrographic features and reservoir properties of rocks of the Khamakinsky horizon of the Chayandinsky oil and gas condensate field //Collection: Problems of geology and subsoil development. Proceedings of the XXVII International Youth Scientific Symposium named after Academician M.A. Usov, dedicated to the 160th anniversary of the birth of Academician V.A. Obruchev and the 140th anniversary of Academician M.A. Usov, the founders of the Siberian Mining and Geological School. Tomsk, 2023. pp. 24-25.
2. Sevostyanova R.F. Khamakinsky horizon of the Chayandinsky deposit in the light of new geological and exploration data //Oil and Gas Geology. Theory and practice. 2017. No. 1. p. 7.

3. Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu. Results of lithological and field-geophysical studies of rocks of the Khamakinsky productive horizon at the Chayandinsky deposit // Scientific and technical collection of Vesti gazovoi nauki. 2011. No. 1 (6). pp. 146-161.
4. Smirnov O.A., Lukashov A.V., Pogretsky A.V., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Samitova V.I. Reservoir model and identification of promising zones in the sediment range of the Khamakinsky productive horizon of the Siberian platform // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2020. No. 3. pp. 4-12.
5. Kruglov Ya.A., Tyukavkina O.V. Approaches to carrying out geological and technical measures for a complex-built development facility of the Khamakinsky horizon of Eastern Siberia (on the example of reservoir B10) // Oil Province. 2024. No. 4(40). pp. 186-205.
6. Parfiriev V.A., Zakirov N.N., Vaganov Yu.V., Paleev S.A. The use of hydrocarbon-based solutions during the initial opening and drilling of a productive horizon at a field in Eastern Siberia // Oil industry. 2019. No. 12. pp. 112-114.
7. Parfiriev V.A., Zakirov N.N., Paleev S.A. Features of the development of production wells drilled into the terrigenous reservoir of the Khamakinsky horizon of the Vostochno-Alinsky field // Oil Industry. 2021. No. 5. pp. 96-98.
8. Dvoynikov M.V., Budovskaya M.E. Development of a hydrocarbon well completion system with low bottom-hole temperatures for the conditions of oil and gas fields in Eastern Siberia // Notes of the Mining Institute. 2022. Vol. 253. pp. 12-22.
9. Bulatov A.I. Penkov A.I., Proselkov Yu.M. Handbook of well flushing. - M.: Nedra, 1984, 317 p.
10. Kruglov Ya.A., Tyukavkina O.V. Development of gas dynamic fracturing technology (testing at field facilities with a terrigenous reservoir type at a field in Eastern Siberia) // Oil and gas exposition. 2024. No. 11. pp. 87-93

Сведения об авторах

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.т.н, ведущий научный сотрудник ИПНГ РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3
E-mail: tov.sing@mail.ru

Круглов Яков Александрович, главный технолог управления геологии и разработки АО «ИГИРГИ»
Россия, 117312, Москва, ул. Вавилова, 25/1
E-mail: kruglov.yakov@yandex.ru

Authors

O.V. Tyukavkina, Doctor of Technical Sciences, Oil and Gas Research Institute RAS
3, Gubkin Str., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: tov.sing@mail.ru

Ya.A. Kruglov, Chief Technologist of the Geology and Development Department of JSC «Institute of Geology and Development of Fossil Fuels» (JSC «IGIRGI»)
25/1, Vavilova Str., Moscow, 117312, Russian Federation
E-mail: kruglov.yakov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 11.01.2025

Принята к публикации 21.03.2025

Опубликована 30.03.2025