

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.208-226>

EDN SKWYKH

УДК 622.276.031

Определение эффективности стабилизатора глин в составе жидкости ГРП на образцах керна глинистых терригенных коллекторов на основе фильтрационных исследований

Насыбуллин А.В., Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ), Альметьевск, Россия

Determination of the efficiency of clay stabilizer component of fracturing fluid through coreflood experiments with terrigenous clay reservoir rock samples

A. V. Nasybullin, R. Kh. Sadreeva, E. A. Burlutsky

Almetyevsk State Oil Institute (AGNI), Almetyevsk, Russia

E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

Аннотация.

Актуальность исследований. При проведении ГРП в заглинизированных пластах возникает проблема набухания глин, что приводит к снижению проницаемости горных пород. Необходимо уменьшить влияния пресной воды на глинистую составляющую пласта. Негативное влияние глин может быть снижено использованием специальных реагентов — стабилизаторов глин.

Цель исследований: определение эффективности стабилизаторов глин «Х» и «У» на консолидированных образцах керна скважин 1,2,3,4,5 ПАО «Татнефть» в составе жидкости ГРП.

Объект исследований: консолидированные образцы керна со скважин 1,2,3,4,5 ПАО «Татнефть».

Методы исследований: для решения поставленной задачи использовалась фильтрационная установка для высокотемпературных исследований керна ПИК-ОФП/ЭП-К-Т. Проводились испытания 2%, 3%, 4% растворов стабилизаторов глин Х и У, фильтрацией через керновые образцы. Измерялся перепад давления до и после

фильтрации растворов стабилизаторов глин и технической воды через консолидированные керновые образцы.

Результаты исследований: дана оценка эффективности стабилизаторов глин X и Y.

Ключевые слова: *кern, стабилизаторы глин, перепад давления, глинистые минералы*

Для цитирования: Насыбуллин А.В., Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А. Определение эффективности стабилизатора глин в составе жидкости ГРП на образцах керна глинистых терригенных коллекторов на основе фильтрационных исследований // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С. 208-226. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.208-226>. - EDN SKWYKH

Abstract.

Relevance of the research. During hydraulic fracturing in clayed formations there is a problem of swelling of clays, which leads to a decrease in the permeability of rocks. It is necessary to reduce the effects of fresh water on the clay component of the reservoir. The negative impact of clays can be reduced by using special reagents - clay stabilizers.

Research objective: determining effectiveness of clay stabilizers "X" and "Y" on the consolidated core samples of wells 1,2,3,4,5 PJSC "Tatneft" in the composition of hydraulic fracturing fluid.

Object of studies: consolidated core samples from wells 1,2,3,4 of PJSC Tatneft.

Research methods: for the solution of the task were used filtration unit for high-temperature core tests PIK-OFP/EP-K-T. 2%, 3%, 4% solutions of clay stabilizers X and Y were tested by filtration through core samples. Pressure drop before and after filtration of clay stabilizer solutions and technical water through consolidated core samples was measured.

Research results: the effectiveness of clay X and Y stabilizers is evaluated.

Keywords: *core, clay stabilizers, pressure drop, clay minerals*

For citation: A.V. Nasybullin, R.Kh. Sadreeva, E.A. Burlutsky Opredeleniye effektivnosti stabilizatora glin v sostave zhidkosti GRP na obraztsakh kerna glinistyx terrigennykh kollektorov na osnove fil'tratsionnykh issledovaniy [Determination of the efficiency of clay stabilizer component of fracturing fluid through coreflood experiments with terrigenous clay reservoir rock samples]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 208-226. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.208-226>. EDN SKWYKH (in Russian)

Введение

С момента перехода жидкостей ГРП с углеводородной основы на водную – на минерализованные воды, а затем на пресные, возникли дополнительные осложнения, связанные с совместимостью жидкости ГРП и

ее остатков с породой коллектора и пластовыми флюидами. Для ряда месторождений, присуще наличие глинистых минералов в составе породы-коллектора. Структура кристаллической решетки определяет свойства глинистого минерала, важнейшим из которых является специфика взаимодействия с водой и водными растворами – набухание. Для некоторых типов глинистых минералов, относящихся к группе смектитов, это взаимодействие протекает настолько энергично, что в результате приводит к изменению межслоевого расстояния (внутрикристаллическому набуханию) и значительно повышает их коллоидную активность, что в свою очередь приводит к многократному увеличению удельной поверхности. В условиях ограниченного объема процесс набухания сводится к заполнению глинистыми частицами свободного пространства – в условиях пористой среды к заполнению пор. [1]. Глинистые минералы в условиях месторождения до начала его разработки можно считать стабильными, так как с течением длительного времени установилось физико-химическое равновесие. Изменение состава флюида, контактирующего с породой, температурных условий и других факторов, приводит к дестабилизации равновесия. Пресная техническая вода, являющаяся основой большинства закачиваемых в пласт жидкостей для ГРП, приводит к изменению минералогического состава, контактирующего с породой флюида. Смещение равновесия приводит к набуханию глинистых частиц, что в свою очередь может привести к снижению или полному отсутствию эффективности проведенных операций ГРП из-за коагуляции порового пространства продуктивного коллектора. [2,3] Для решения такой проблемы в состав жидкостей ГРП на водной основе входят специальные реагенты – стабилизаторы глин, задачей которых является предотвращение набухания глинистых частиц за счет физико-химической модификации поверхности минералов. Стабилизаторы глин представляют собой неорганические и органические соли, полимеры, катионные поверхностно-активные вещества (КПАВ). Для оценки их

действия на территории Российской Федерации применяют различные методики. В литературных источниках описывается более двух десятков прямых и косвенных методов оценки влияния жидкости на породу. Набухание глин – сложный в изучении процесс, поскольку является результатом многих явлений, связанных между собой. Наличие различных методик, оборудования и методов интерпретации данных подтверждает этот факт. Возрастающий интерес к технологии ГРП, обусловленный применением большого количества операций ГРП для интенсификации скважин, требует разработки более точных методик оценки влияния жидкости на набухание глиносодержащих пород. [4,5] Большой вклад в исследование вопроса об оценке влияния жидкостей на водочувствительные участки породы-коллектора внесли такие ученые, как Яров А.Н., Жигач К.Ф., Грей Д.Р., Дарли Г.С.Г., Городнов В.Д., Осипов В.И., Соколов В.Н., Майер Дж., Хавкин А.Я., Финк Й.К., Ховард П.Р., Грим Р.Е. и многие другие.

Лабораторные исследования и промысловые результаты показывают, что содержание глины в продуктивном пласте может снижать эффективность ГРП.

При этом надо отметить, что глины снижают проницаемость вследствие следующих факторов:

- набухание глинистых частиц, в результате чего происходит уменьшение проницаемости породы;
- разрушение глинистых минералов, в результате чего происходит миграция их в поровом пространстве пласта в результате, чего происходит закупорка поровых каналов. [5,6]

Восприимчивость коллектора к загрязнению из-за набухания глин или миграции частиц, зависит от следующих характеристик:

- количественного содержания глин;
- типа глин;
- распределения глин в пласте;

- размера пор и гранулометрического состава породы, и количества, и распределения цементирующего материала, такого как кальцит, сидерит или слюда.

Глинистые минералы – наиболее активные составляющие глинистых пород. Важнейшими свойствами глинистых минералов являются: гидрофильность, способность к сорбции и ионному обмену, прочность, водопроницаемость, пластичность, набухаемость и др. В основе явления набухания лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Набухание веществ определяется по массовому количеству поглощенной жидкости, увеличению объема исходного вещества, количеству теплоты, выделенному при набухании и другими методами [7,8].

Негативное влияние глин может быть снижено использованием специальных реагентов — стабилизаторов глин. Общераспространенными стабилизаторами глин являются неорганические:

- хлорид калия (КСl) — предохраняет диспергацию частиц глин, создавая достаточную концентрацию катионов для предохранения присутствия рассола взаимозаменяемых катионов и удержания отдельных слоев упаковок глинистых частиц в коагуляционном положении. КСl дает очень небольшое предохранение от разрушения глин и не создает остаточной защиты против диспергирования при последующем контакте с маломинерализованной водой. КСl является наиболее часто используемым реагентом против набухания глинистых частиц. Фактически все ГРП в терригенных коллекторах предусматривают содержание КСl в жидкостях ГРП, КСl используется при проведении ГРП в карбонатных коллекторах, которые содержат интервалы песчаника с наличием глин [12,13];
- хлорид аммония аналогичен КСl, предохраняет пласт от набухания глин. Хлорид аммония практически не используется в процессах

ГРП, в связи с высокой гигроскопичностью и более высокой стоимостью по сравнению с KCl;

- хлорид кальция применяется в основном в жидкостях разрыва на метанольной основе, при высоких концентрациях действует аналогично KCl и хлориду аммония.

Органические стабилизаторы глин представлены полимерами и различными органическими ПАВ. Механизм их ингибирования включает адсорбцию на поверхности глинистых частиц, образование водородных связей, электростатических и ван-дер-ваальсовых сил [14]. Ингибирующая способность зависит от плотности ионного заряда полимерных цепей, поэтому чаще всего применяют катионоактивные вещества [10]

X - жидкий заменитель KCl – сильно концентрированный жидкий заменитель хлорида калия для использования на нефтяных месторождениях. В отличие от других заменителей KCl, стабилизатор глин X характеризуется крайне низкой токсичностью и не содержит ПАВ. Используется в качестве заменителя KCl для жидкостей ГРП на водной основе.

Стабилизаторы глин X, Y- концентрированные жидкие заменители хлорида калия. В отличие от других заменителей KCl, стабилизаторы глин X, Y характеризуются крайне низкой токсичностью и высокой эффективностью. Преимущества: стабилизаторы глин X, Y повышают ограничение набухания глин, и предохраняют миграцию частиц. Они адсорбируются на частицах глин, и этим предохраняет их от разрушения и диспергирования. Стабилизаторы глин X, Y могут быть полезными в предохранении осыпающихся и генерирующих частиц поверхностей трещин при высоких скоростях течения в процессах ГРП и промывке. Стабилизаторы глин X, Y не закупоривают поровое пространство, в большинстве пластов обеспечивает такую же стабилизацию глин, как использование 2% хлорида калия.

Методика проведения лабораторных исследований стабилизаторов глин х и у на фильтрационной установке пик – офп/эп-к-т

Методика определения степени набухания глин на фильтрационной установке заключается в оценке перепада давления при фильтрации раствора стабилизатора глин и технической воды через образцы испытуемых кернов.

Исследование эффективности стабилизаторов глин проводилось на оборудовании для высокотемпературных исследований керна в кислотоустойчивом исполнении ПИК-ОФП/ЭП-К-Т (Рис. 3.1).



Рис. 1.1. Фильтрационная установка ПИК-ОФП/ЭП-К-Т

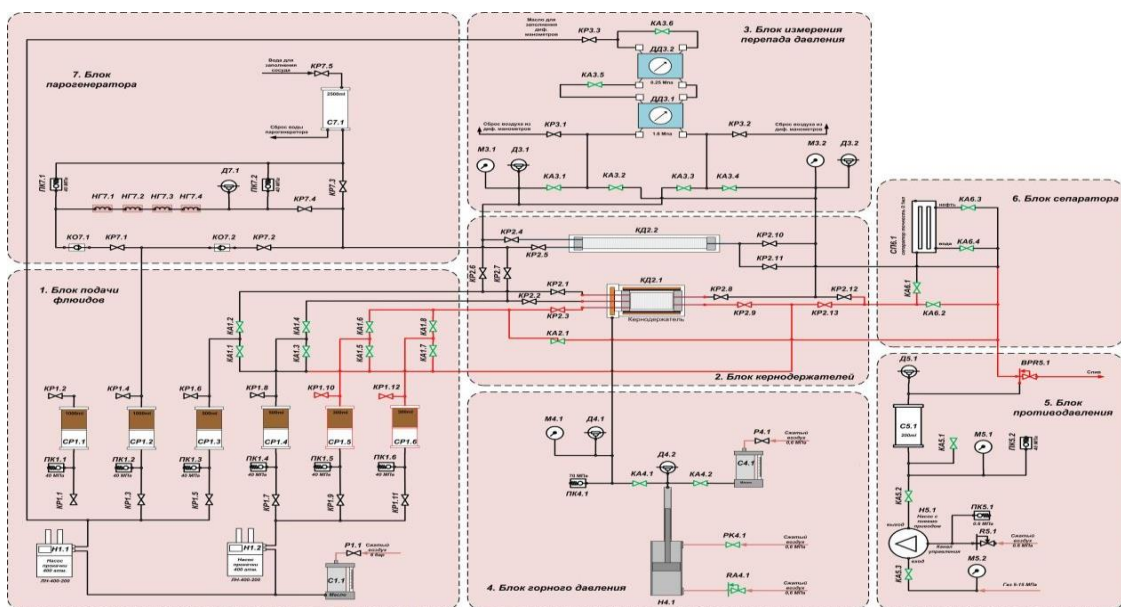


Рис. 1.2. Гидравлическая схема фильтрационной установки

Блок порового давления предназначен для создания порового давления в кернодержателях КД2.1 и (или) КД2.2 в режиме постоянного поддержания давления или расхода. Поровое давление создается с помощью насосов порового давления Н1.1 и Н1.2. Насосы Н1.1 и Н1.2 подают пластовый флюид, воду, керосин, нефть, кислотные растворы посредством разделительных емкостей СР1.1 ... СР1.6.

Блок кернодержателя предназначен для создания пластовых условий в кернодержателях КД2.1 и КД 2.2.

Блок измерения перепада давления предназначен для измерения перепада давления на торцах керна при фильтрации пластовых флюидов через него. А также для измерения избыточного давления на входном и выходном торцах керна. Блок состоит из двух дифференциальных датчиков и двух датчиков избыточного давления, системы автоматических и ручных кранов, отвечающих за подключение того или иного датчика и их заполнения. Датчики избыточного давления ДЗ.1 и ДЗ.2 имеют постоянное подключение к кернодержателям. С помощью них осуществляется измерение порового давления на входе и выходе из кернодержателей, а также замер перепада давления на керне при величине перепада давления более, чем 1,6 МПа. При этом значение выбирается, как модуль разности давлений, зафиксированных этими датчиками.

Блок горного давления предназначен для создания и поддержания горного давления в кернодержателе КД2.1. Блок состоит из:

- емкости низкого давления С4.1, осуществляющей заполнение кернодержателей гидравлической жидкостью;
- автоматического насоса Н4.1, создающим горное давление;
- кранов КА4.1 и КА4.2, датчика Д4.1, манометра М4.1;

Блок противодействия предназначен для поддержания порового давления на выходах из кернодержателей на заданном значении. Максимальное значение противодействия составляет 40 МПа. Блок состоит из мем-

бранного регулятора ВР5.1, датчика Д5.1, управляемого давлением газа, манометров давления газа М5.1 и М5.2, клапана сброса давления КА5.1, клапанов КА5.2, КА5.3. При работе с регулятором необходимо следить, чтобы перепад давления на мембране был не более 3-5 МПа. Для этого рекомендуется поднимать давление в системе ступенчато по 3-5 МПа, дожидаясь стабилизации этого давления.

Порядок проведения исследования влияния набухания и миграции глинистых частиц на керновых образцах

На первом этапе проведения исследования подобрали керновые образцы, экстрагировали. В качестве жидкости сравнения и для оценки проницаемости был выбран 2% раствор хлорида калия, который практически не вызывает набухания глин. Провели эксперименты на керновых образцах с раствором сравнения – 2% раствором хлорида калия, с технической водой. Затем провели эксперименты со стабилизаторами глин X и Y. На рис. 1.3 приведен график фильтрации стабилизатора глин, технической воды через керновые образцы с определенной глинистостью и изменение перепада давления.



Рис. 1.3. График зависимости перепада давлений от относительного объема прокачки во времени раствора стабилизатора глин и технической воды при температуре 40°C

Определение эффективности стабилизатора глин - стандартного раствора - 2% раствора хлорида калия (KCl)

На рис. 1.4 представлена гистограмма результатов исследований стабилизатора глин - 2% раствора хлорида калия на образце №3 со скважины 5 (глинистость - 5,4%) и на образце №25 со скважины 3 (глинистость - 1,0%). После прокачки и выдержки раствора стабилизатора глин была прокачена техническая вода. Перепад давления, при испытании на керновом образце №3, вырос на 0,00167 МПа, что составило 35%, а при испытании на керновом образце №25 перепад давления вырос на 0,0108 МПа, что составило 20%.

На основании проведенных экспериментов можно сделать вывод о том, что наихудшее влияние на проницаемость керновых образцов, а точнее на ее кольтматацию, вызванную набуханием и миграцией глинистых частиц, оказала техническая вода, стабилизатор глин хлорид калия обладает ингибирующей способностью по отношению к набуханию глинистых частиц.

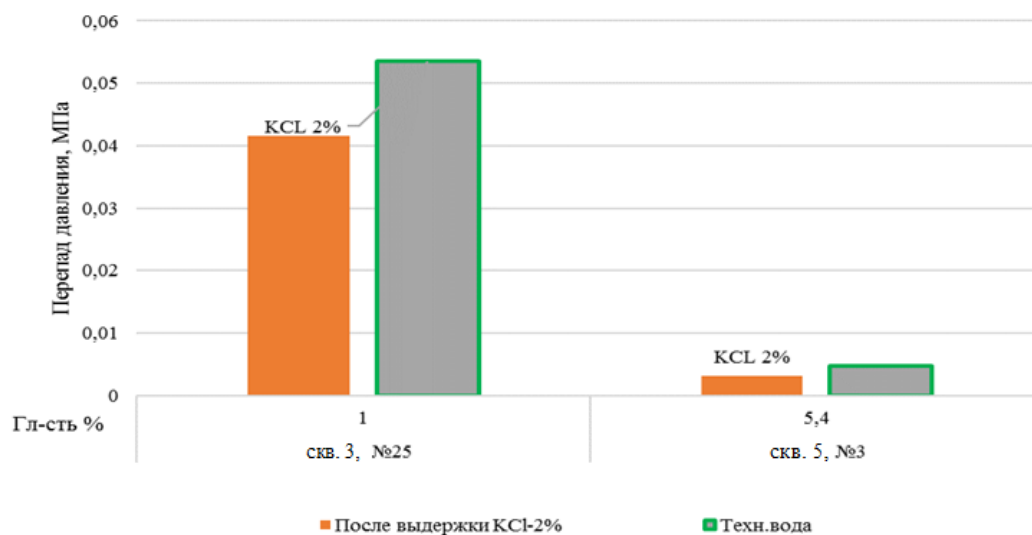


Рис. 1.4. Сравнительный анализ перепада давления при прокачке стабилизатора глин - 2% раствора хлорида калия (KCl), затем технической воды через керновые образцы с содержанием глин 1% и 5,4%

Результаты экспериментов с технической водой на керновых образцах с содержанием глин 0%, 2%, 3.55%

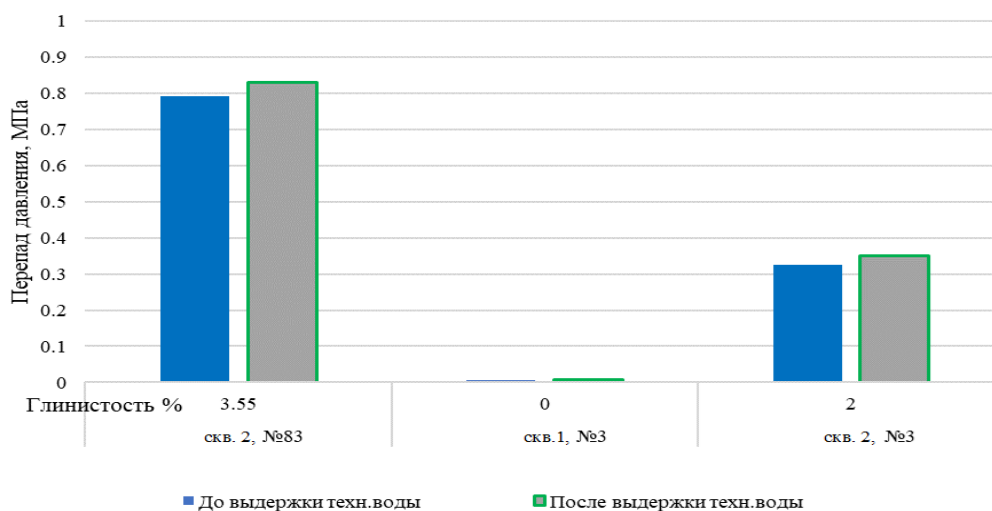


Рис. 1.5. Сравнительный анализ перепадов давления при прокачке технической воды

В результате прокачки технической воды можно сделать следующие **ВЫВОДЫ:**

- 1) при отсутствии глины в керновом образце не наблюдается роста перепада давления при переходе на техническую воду, при содержании глины 3,55% рост перепада давления составляет 7,6% и при содержании глины 2,0 % - 4,1%. Это результат набухания глин в керновых образцах и уменьшение проницаемости.

Определение эффективности стабилизатора глини - «Х» на керновых образцах со скважины № 5

Таблица 1.1

Исходные данные по керновому материалу

№ скважины	Горизонт	Интервал, м	№ образца	Место взятия, м	Глинность, %	Проницаемость, мД
5	Х	А - Б	2	3,19	5,5	99,457
			3	3,28	5,4	243,98
			4	3,53	5,3	118,28
			8	8,08	1	198,7
			9	8,11	1	217,57
			10	8,15	1	234,66

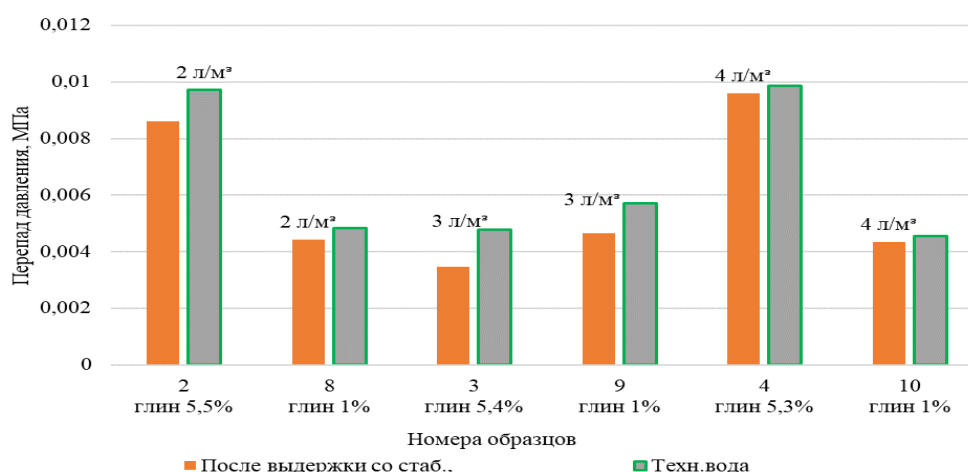


Рис. 1.6. Сравнительный анализ перепадов давления при прокачке стабилизатора глин «Х» разных концентраций и технической воды

На диаграмме, представленной на рис. 1.6, наблюдается, что на образцах керна №2, №3, №4 при содержании глин более 5,0% стабилизатор глин «Х» концентраций 2,0л/м³, 3,0л/м³ и 4,0л/м³ работает. Наибольший эффект наблюдается при концентрации стабилизатора глин «Х» - 3л/м³. На образцах керна при содержании глин 1,0% наибольший эффект от применения стабилизатора глин при концентрации 2л/м³.

Таблица 1.2

Данные по керновым образцам и концентрации исследуемых растворов стабилизатора глин «Х»

Номер скважины	№ образца	Глинистость, %	Концентрация стабилизатора, л/м ³
1	4	2,3	2
1	5	2,2	3
1	9	0	4
2	2	2,3	3
2	4	1	2
2	59	1	3
2	60	1	4
3	9	2	2
3	25	1	3
4	6	2,6	4
1	14	3,5	2
1	15	6,15	3

2	5	2,15	3
3	24	2	4

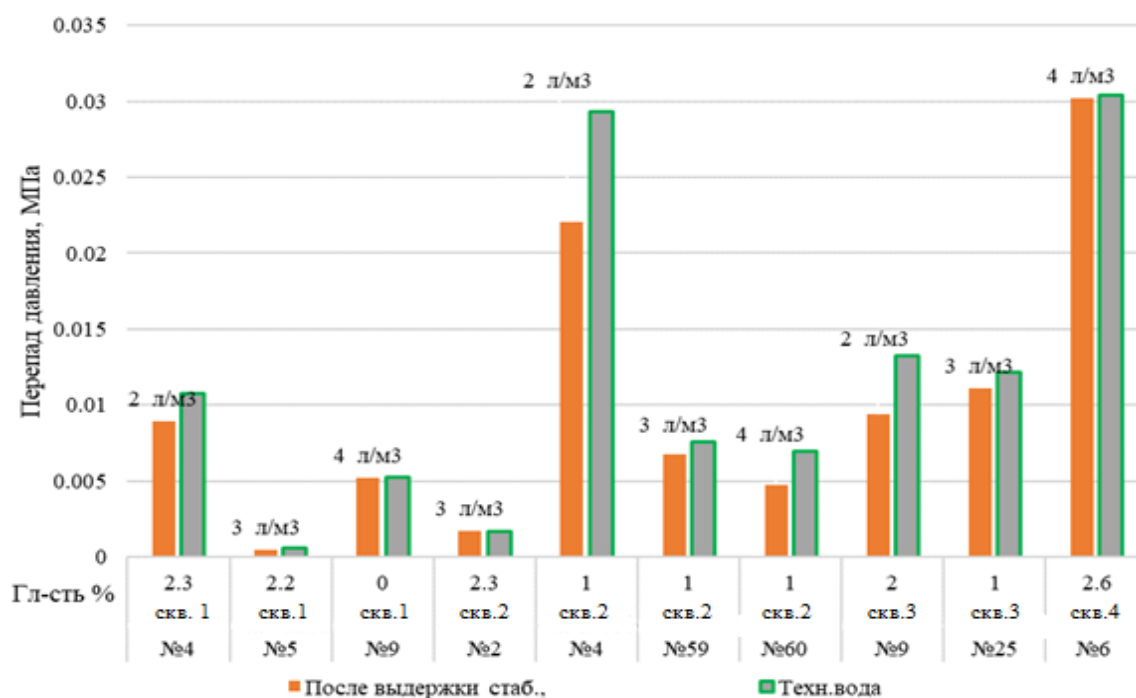


Рис. 1.7. Сравнительный анализ эффективности применения стабилизатора глины «Х» разных концентраций

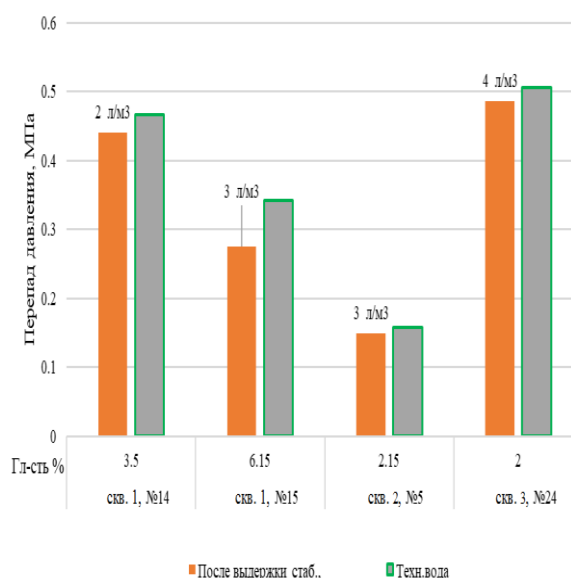


Рис. 1.8. Сравнительный анализ эффективности от применения стабилизатора глины «Х» разных концентраций

Проанализируем полученные результаты. Для этого разделим все образцы кернового материала на два класса: малоглинистые, с глинисто-

стью до 4 %, с повышенной глинистостью, более 4%. Сгруппируем образцы каждого класса по концентрации стабилизатора глин и оценим среднее значение прироста перепада давления при переходе на техническая вода. Это значение будет соответствовать среднему снижению проницаемости образца, с учетом вязкости флюида. Результаты приведем в табл. 1.3

Таблица 1.3

**Средние значения роста перепада давления для различных классов
кernового материала (%)**

Концентрация раствора стабилизатора глин «Х», %	Концентрация стабилизатора глин (л/м ³)		
	2	3	4
Глинистость, % < 4	22	10	11
Глинистость, % > 4	12	31	2

Из таблицы видно, что для малоглинистых коллекторов при переходе на техническую воду при использовании стабилизатора глин с концентрацией 3% и 4% перепад давления растет на 10% и 11% соответственно, при использовании стабилизатора глин с концентрацией 2% перепад давления растет на 22%. Для коллекторов повышенной глинистости при использовании стабилизатора глин с концентрацией 2% с последующим переходом на техническая вода перепад давления растет на 12%, при концентрации 4% перепад давления растет на 2%, при концентрации 3% перепад давления растет на 31%.

Отсюда следует, что для малоглинистых коллекторов наиболее эффективным является стабилизатор глин с концентрацией 2 л/м³, для коллекторов повышенной глинистости наиболее эффективен стабилизатор глин с концентрацией 3 л/м³.

Определение эффективности стабилизатора глин «У»

Таблица 1.4

Данные по керновым образцам и концентрации исследуемых растворов стабилизатора глин «У»

Номер скважины	Номер образца	Концентрация раствора стабилизатора глин, л/м ³	Содержание глины, %
1	15	2	6,15
5	2	3	5,5
5	4	4	5,3
2	4	2	1
2	59	3	1
2	60	4	1

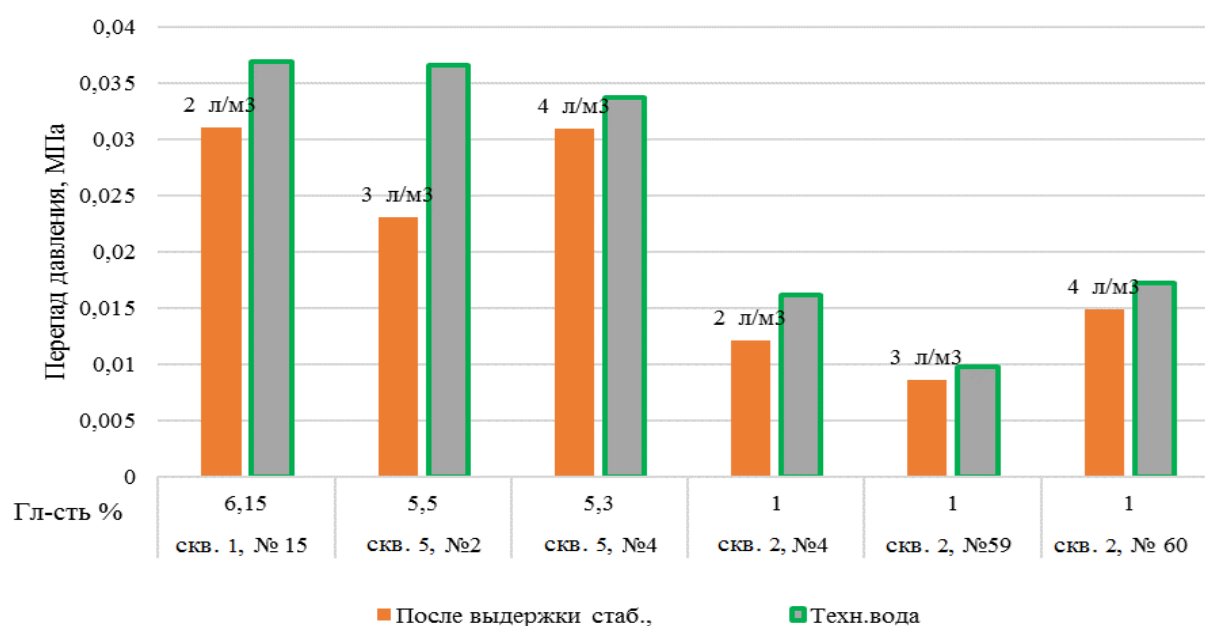


Рис. 1.9. Сравнительный анализ эффективности от применения стабилизатора глин «У» разных концентраций

Заключение

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Для малоглинистых коллекторов с глинистостью менее 4% наиболее эффективной является концентрация 2 л/м³ для обоих рассмотренных стабилизаторов глин.

2. Для коллекторов повышенной глинистости (более 4%) наиболее эффективной является концентрация 3 л/м³ для обоих рассмотренных стабилизаторов глин.

3. Для коллекторов повышенной глинистости (более 4%) стабилизатор глин «У» с концентрацией 3 л/м³ на 20% эффективнее стабилизатора глин «Х» с той же концентрацией.

4. Для коллекторов повышенной глинистости (более 4%) стабилизатор глин «У» с концентрацией 2 и 4 л/м³ на 5% эффективнее стабилизатора глин «Х» с теми же концентрациями.

5. Для малоглинистых коллекторов с глинистостью менее 4% стабилизатор глин «Х» и «У» с концентрацией 3 л/м³ показали одинаковую эффективность.

6. Для малоглинистых коллекторов с глинистостью менее 4% стабилизатор глин «Х» с концентрацией 4 л/м³ на 7% эффективнее стабилизатора «У» с той же концентрацией.

Список литературы

1. Лисовский Н.Н. Состояние разработки нефтяных месторождений России и задачи по дальнейшему ее совершенствованию // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1996 № 6 С. 33-37.
2. Осипов В.И., Соколов В.Н. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств – М.: ГЕОС. 2013. 576 с.
3. Злочевская Р.И., Королев В.А. Электроповерхностные явления в глинистых породах. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 177с.
4. Табакаева Л.С. Экспериментальные исследования особенностей воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные пласты растворами полиэлектролитов // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н., М., 2007.
5. Лоу Ф. Ф. Структурная составляющая давления набухания глин // Коллоидный журнал, 1986. Т.48. Вып. 6 С. 1081-1084.
6. Кульчицкий Л. И., Усъяров О. Г. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород. – М.: Недра, 1981. – 178 с.
7. Храменков М. Г., Эйриш М. В., Корнильцев Ю. А. Изучение структурных изменений и термодинамическая модель фильтрационных свойств глинистых пород // Изв. РАН. Геоэкология. – 1996. – № 5. – С. 65–73.
8. Лукина В.С. Взаимосвязь микроструктурных, диффузионных и осмотических параметров глинистых грунтов // Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м.н., М., 2007. Документ создан в электронной форме. № 1319-21 от 06.05.2021. Исполни-

тель: Насыбуллин А.В. Страница 145 из 148. Страница создана: 27.04.2021 17:25
145

9. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. — ВЗАМЕН ГОСТ 12248-96 и ГОСТ 24143-80. — М: Стандартинформ, 2012. — 77с.
10. Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, В.Б. Губанов, Е.С. Кратнова, С.А. Бородин. Проблема выбора методики исследования стабилизаторов глин для жидкости грп, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», 2019. – 85с.
11. Силин М., Магадова Л., Малкин Д., Крисанова П., Бородин С., Филатов А. Оценка применимости вязкоупругих поверхностно-активных веществ и синтетических полимеров в качестве основы жидкостей для гидроразрыва пласта. Энергия 2022, 15, 2827, doi:10.3390/en15082827.
12. Мордвинов, А.А. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие.; УГТУ: Ухта, 2004;
13. Журавлев Г.И., Лямина Н.Ф. Набухание глинистых пород. Вестник АГТУ 2008, 148-162.
14. Соколов, В.Н. Глинистые породы и их свойства. Соровский образовательный журнал 2000, 6, 59-65.

References

1. Lisovsky N.N. Sostoyanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Rossii i zadachi po dalneyshemu ee sovershenstvovaniyu [Development status of Russian oil fields and further advancement objectives]. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. 1996, No. 6, pp. 33-37. (in Russian)
2. Osipov V.I., Sokolov V.N. Gliny i ikh svoystva. Sostav, stroenie i formirovanie svoystv [Clays and their properties. Composition, structure and development of properties]. Moscow: GEOS, 2013. 576 P. (in Russian)
3. Zlochevskaya R.I., Korolev V.A. Elektropoverkhnostnye yavleniya v glinistykh porodakh [Electrical surface phenomena in clay rocks]. Moscow: Moscow State University Publ., 1988. 177 P. (in Russian)
4. Tabakaeva L.S. Eksperimentalnye issledovaniya osobennostey vozdeystviya na nizkopronitsaemye glinosoderzhashchie neftyanye plasty rastvorami polielektrolitov [Experimental studies of peculiar aspects of tight clayey oil formations treatment using polyelectrolyte solutions]. PhD thesis, Moscow, 2007. (in Russian)
5. Lou F.F. Strukturnaya sostavlyayushchaya davleniya nabukhaniya glin [Structural component of clay swelling pressure]. Kolloidnyi Zhurnal [Colloid Journal]. 1986, Vol. 48. Iss. 6, pp. 1081-1084. (in Russian)
6. Kulchickiy L.I., Usyarov O.G. Fiziko-khimicheskie osnovy formirovaniya svoystv glinistykh porod [Physics and chemistry of clay rock properties development]. Moscow: Nedra Publ., 1981. 178 P. (in Russian)
7. Khranchenkov M. G., Eyrish M.V., Korniltsev Yu. A. Izuchenie strukturnykh izmeneniy i termodinamicheskaya model filtratsionnykh svoystv glinistykh porod [Study of structural changes and thermodynamic model of flow properties in clay rocks]. Izvestiya Rossiiskoi Akademii Nauk. Geoekologiya [Bulletin of Russian Academy of Sciences. Geoecology]. 1996, No. 5, pp. 65-73. (in Russian)
8. Lukina V.S. Vzaimosvyaz mikrostrukturnykh, diffuzionnykh i osmoticheskikh parametrov glinistykh gruntov [Interrelation between microstructural, diffusion and osmotic properties of clay soils]. PhD thesis, Moscow, 2007. (in Russian)

9. Russian Standard GOST 12248-2010 Soils. Laboratory methods for determining the strength and strain characteristics. Moscow: Standartinform, 2012. 77 P. (in Russian)
10. Magadova L.A., Malkin D.N., Gubanov V.B., Kratnova E.S., Borodin S.A. Problema vybora metodiki issledovaniya stabilizatorov glin dlya zhidkosti grp [Selection of research technique of clay stabilizer for fracturing fluids]. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Field Chemistry Research and Educational Center. 2019. 85 P. (in Russian)
11. Silin M., Magadova L., Malkin D., Krisanova P., Borodin S., Filatov A. Otsenka primenimosti vyazkouprugikh poverhnostno-aktivnykh veshchestv i sinteticheskikh polimerov v kachestve osnovy zhidkostey dlya gidrorazryva plasta [Applicability of viscoelastic surfactants and synthetic polymers as the basis for hydraulic fracturing fluid]. All-Russian Conference Energy-2022, 15, 2827, doi:10.3390/en15082827. (in Russian)
12. Mordvinov, A.A. Osvoenie ekspluatatsionnykh skvazhin [Completion of production wells]. Handbook, Ukhta State Technical University, Ukhta, 2004.
13. Zhuravliov G.I., Lyamina N.F. Clay rock swelling. Bulletin of Astrakhan State Technical University. 2008, pp.148-162. (in Russian)
14. Sokolov V.N. Glinistye porody i ikh svoystva [Clay rocks and their properties]. Sorovskiy Obrazovatelnyi Zhurnal [Soros Educational Journal]. 2000, No. 6, pp. 59-65. (in Russian)

Сведения об авторах

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: arsva1@bk.ru

Садреева Рауза Хатиповна, заведующий лабораторией фильтрационных исследований центра научно-технических исследований Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

Бурлуцкий Ефим Андреевич, инженер лаборатории фильтрационных исследований центра научно-технических исследований Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

Authors

A.V. Nasybullin, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department "Development and Operation of oil and gas fields", Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: arsva1@bk.ru

R.Kh. Sadreeva, Head of the Laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

E.A. Burlutsky, Engineer of the Laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

Статья поступила в редакцию 09.06.2023

Принята к публикации 15.06.2023

Опубликована 30.06.2023