

ГЛАВА I

ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН

Ускоренные темпы разработки нефтяных и газовых месторождений, широкое внедрение вторичных методов добычи, заводнение пластов, а также выход из строя со временем и обводнение определенной части действующего фонда скважин – все это приводит к росту объема ремонтно-восстановительных работ и, следовательно, требует совершенствования служб ремонта и внедрения новейших материалов и технологий.

Одним из важнейших этапов ремонта скважин является предупреждение перелива скважинной жидкости на устье. Для этих целей применяются следующие способы:

- глушение скважины жидкостью необходимой плотности;
- использование отсекателей пластов, устанавливаемых на устье или забое скважин;
- снижение пластового давления ограничением закачки воды в рядом расположенные скважины.

Механические отсекатели пластов в отечественной практике не нашли широкого применения, в частности, из-за отсутствия их надежных конструкций.

Ограничение закачки нагнетаемых агентов, по промышленным данным Юганскнефтегаза, сопровождается снижением добычи нефти в эксплуатационных скважинах, чревато выходом из строя погружных электронасосов, а также возможностью замораживания водоводов в зимний период.

Способ глушения скважин жидкостью необходимой плотности наиболее прост, надежен и экономичен. Глушение скважин

представляет собой комплекс мероприятий по выбору, приготовлению и закачке в скважину специальных жидкостей, обеспечивающих безопасное и безаварийное проведение ремонтных работ.

Рациональный выбор жидкости глушения (ЖГ) осуществляют с учетом горно-геологических и технических условий работы скважин, что способствует разработке различных мероприятий по предупреждению таких осложнений, как поглощение ЖГ продуктивным пластом, нефтегазопроявления, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др.

В процессе ремонта скважин ЖГ вступает в контакт с продукцией скважины; минералами горных пород, слагающих продуктивный горизонт; флюидами пласта; специальными материалами и технологическими жидкостями, используемыми при проведении ремонтных работ; а также с поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб (НКТ) и элементами насосного оборудования.

Одним из наиболее важных мероприятий при выборе жидкости глушения является сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

В соответствии с многочисленными экспериментальными данными, снижение естественной проницаемости коллектора по нефти происходит вследствие его внутрипоровой коагуляции при воздействии технологических жидкостей за счет следующих микропроцессов:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтратом (жидкой фазой).

Дополнительной причиной можно считать образование пристенных слоев жидкости на поверхности зерен горных пород, уменьшающих проходное сечение поровых каналов. Степень влияния каждой из перечисленных причин определяется конкретными условиями.

В общем виде жидкость глушения должна отвечать следующим требованиям:

- плотность ее должна быть достаточной для обеспечения необходимого противодействия на пласт;
- должна обеспечивать максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- быть технологичной в приготовлении и использовании;
- не оказывать коррозионно-агрессивного воздействия на обсадные трубы и технологическое оборудование;
- не влиять на показатели геофизических исследований в скважине;
- не ухудшать коллекторских свойств продуктивных пластов при проведении перфорационных работ;
- должна быть совместима с другими технологическими жидкостями, используемыми при ремонте скважины;
- должна быть термостабильной в конкретных условиях ее применения;
- технологические свойства должны быть регулируемы в широком диапазоне горно-геологических условий эксплуатации скважин;
- должна быть взрыво- и пожаробезопасной.

Все жидкости глушения условно делят на две группы: на водной и углеводородной основе. В первую группу входят пены, пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии. Вторая группа включает в себя товарную или загущенную нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70%.

§ 1. ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве жидкости глушения рекомендуются растворы на углеводородной основе. Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор ПЗП (фазовую проницаемость его по нефти). Исключаются набухание глинистых минералов пласта; блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями; образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами; увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы; коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин.

На месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД) в качестве жидкости глушения хорошо зарекомендовала себя загущенная нефть. Загущение и структурообразование нефти производится натриевыми мылами жирных или нафтенных кислот. Такая ЖГ включает 95% безводной дегазированной нефти, 4% смеси гудронов растительных и животных масел (или СМАД-1) и 1% каустической соды. Она характеризуется следующими технологическими свойствами: плотность 0,94 - 0,96 г/см³, условная вязкость 70-75 с, СНС 1-2/2-3 дПа, фильтрация 6-8 см³/30 мин. Компоненты смешивают на поверхности и смесь неоднократно прокачивают через скважину, подготовленную к ремонту. Повышенная температура на забое скважины и постоянное движение жидкости обеспечивают равномерное распределение компонентов в ее объеме и омыление кислот в течение 2-3 циклов. Несмотря на длительный срок воздействия жидкости на продуктивный пласт (2-4 мес), сокращается время освоения скважин, увеличивается добыча нефти на одну операцию капитального ремонта. Показана возможность многократного использования такой ЖГ [1].

Для глушения скважин в условиях сильно дренированных пластов Д.А.Галян и Н.М.Комаровой было предложено использо-

вать высоковязкие обратные эмульсии на основе гидрофобного мела. В качестве дисперсионной среды здесь используется дизтопливо, а дисперсной фазы – вода любой степени минерализации. Эмульгатором, стабилизатором и структурообразователем служит гидрофобный мел, который получают гидрофобизацией сепарированного мела синтетическими жирными кислотами. Для лучшего диспергирования водной фазы в дизтопливе используют кальцинированную соду. Достаточные скорость и время перемешивания – основные условия для приготовления устойчивой, тиксотропной эмульсии.

Обратные эмульсии на основе синтетических жирных кислот в качестве эмульгатора приготавливают растворением их в дизтопливе и последовательным введением технической воды и свежеприготовленного гидроксида кальция при интенсивном перемешивании. Образующиеся кальциевые мыла синтетических жирных кислот стабилизируют эмульсию и придают ей необходимые структурно-реологические и фильтрационные свойства, в том числе при повышенных температурах; утяжеление системы при необходимости производят мелом или баритом.

Обратные эмульсии в качестве дисперсионной среды могут содержать легкую нефть или другие нефтепродукты. Г. А. Орловым с соавторами разработана обратная эмульсия на основе газового конденсата КазГПЗ после его суточного отстоя. В качестве эмульгаторов использовали эмультал и СМАД-1, а дисперсной фазы – морскую воду и водный раствор хлорида кальция. Плотность эмульсии достигала $1,26 \text{ г/см}^3$, условная вязкость 140-220 с, СНС 6-38/9-41 дПа. Эмульсии готовили в открытой емкости с использованием цементирующего агрегата и диспергатора. Использование предложенной эмульсии на Узеньском месторождении обеспечило запуск скважины в работу без освоения в после-ремонтный период и увеличение ее дебита в среднем на 15%. Последнее объясняется способностью тяжелых фракций газоконденсата растворять асфальтеносмолистые и парафиновые отложения, колюматирующие поры ПЗП.

Аналогичные результаты глушения скважин обратными эмульсиями и их состав на основе наиболее широко используемого в отрасли эмульгатора ЭС-2 представлены в работах [2-4].

К жидкостям глушения на углеводородной основе относятся также обратные мицеллярные растворы (составы с низкими значениями межфазного натяжения на границе «нефть-вода»), способствующие самопроизвольному вовлечению в них значительных объемов воды при неограниченном смешивании с углеводородами.

Обратные мицеллярные растворы плотностью 1,16-1,17 г/см³, приготовленные на основе НЧК и пластовой воды, использованы при перфорации и глушении скважин Ивановского месторождения [5]. Данный раствор, наряду с высокой межфазной активностью и моющей способностью, солюбилизует до 20% воды к собственному объему. Раствор устойчив при температуре до 80°C. При глушении скважин мицеллярный раствор в количестве 4-6 м³ помещали в зону фильтра, выше – столб пресной воды для противодействия на пласт. В среднем показатели эксплуатации скважин, на которых применяли мицеллярный раствор, в 1,6-1,8 раза выше показателей скважин, где в качестве ЖГ использовали воду.

Таким образом, отечественные ЖГ на углеводородной основе представлены, главным образом, обратными эмульсиями с широким диапазоном технологических свойств. Однако плотность таких систем, не содержащих твердой фазы, не превышает 1,16 г/см³.

Зарубежные жидкости на углеводородной основе представлены обратными эмульсиями, в которых непрерывная фаза – дизтопливо, специальные масла или сырая нефть. Их плотность может изменяться до 2,5 г/см³, температура применения – до 260°C.

Обладая существенными преимуществами, жидкости глушения на углеводородной основе имеют ряд недостатков. Они пожароопасны, неблагоприятно воздействуют на окружающую среду, приготовление и использование таких систем в условиях отрицательных температур затруднено. В силу этих причин более широкое распространение получили жидкости глушения на водной основе.

§ 2. ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Существующее разнообразие составов жидкостей глушения на водной основе плотностью от долей единицы (пены) до $2,3 \text{ г/см}^3$ (растворы бромидов), как содержащих твердую фазу, так и без нее, позволяет в каждом конкретном случае глушения скважины подобрать экономически выгодную, взрыво- и пожаробезопасную жидкость глушения, оказывающую минимальное загрязняющее действие на продуктивный пласт, способствующую скорейшему и эффективному освоению скважины в послеремонтный период.

Пены, пресные и пластовые воды

На месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), а также находящихся на поздней стадии разработки, глушение предназначенных к ремонту скважин водой или водными растворами повышенной плотности, часто сопровождается их поглощением в значительных объемах. При этом, увеличиваются стоимость и сроки проведения ремонтных работ, а также снижается продуктивность скважин в послеремонтный период.

Наиболее перспективным для глушения скважин с пластовым давлением ниже гидростатического является способ и технология глушения с применением трех- и двухфазных пен [6]. Применение трехфазных пен предполагает снижение или полное устранение репрессии на продуктивный пласт путем регулирования плотности пены и снижения интенсивности поглощения или полное его прекращение путем регулирования структурномеханических свойств пены. В результате предотвращения поглощения пены продуктивным пластом достигается сохранение его естественной проницаемости.

В состав двухфазных пен входят – вода, ПАВ – пенообразователь и стабилизатор из группы водорастворимых полимеров, а

трехфазных пен – дополнительно высокодисперсная твердая фаза.

Наиболее эффективным пенообразованием характеризуются: ПО-1Д, «Прогресс», ДС-РАС, сульфонол, КЧНР (анионные) при концентрации до 1%, а также ОП-10 (неионный) 1,5-2,0 % концентрации. В качестве реагентов-стабилизаторов (структурообразователей) используются КМЦ и ММЦ (концентрация 0,5-1,0%). Устойчивость пенных систем значительно повышают гидрофильные мелкодисперсные стабилизаторы. При этом бентонит, по сравнению с мелом и вспученным вермикулитом, обеспечивает устойчивость пены. Например, добавка 5%-ного бентонита повышает стабильность пены в 10 раз, а 10%-ного – в 50 раз.

В процессе глушения газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать, что метанол, закачиваемый в скважину в целях предупреждения гидратообразования, а также электролиты значительно снижают устойчивость пен, поэтому их следует предварительно удалять с забоя скважин.

А.П.Агишевым с соавтором описан промысловый эксперимент по глушению скважины трехфазной пеной на Шебелинском газовом месторождении. Полученная пена на основе воды, бентонитового глинопорошка (5%), сульфонола (1%) и природного газа имела кратность 18-20 и плотность 0,65-0,70 г/см³. Перед закачкой пены в затрубное пространство подавали 3 м³ воды, содержащей 0,2% ОП-10. Плотность пены во времени возрастала от устья к забою до 950 кг/м³. Однако поглощения ее пластом не наблюдалось. Через 12 суток пена начала разрушаться, появилось газопроявление. Скважина была сразу подключена к промысловому коллектору. Продуктивность ее после освоения возросла. Авторы объясняют это дополнительной очисткой забоя от пластовой воды и твердой фазы при движении пены к устью скважины.

Известна жидкость глушения газовых скважин, имеющая плотность 0,90-0,96 г/см³ и состоящая из водного раствора КМЦ с добавками сульфонола и извести-пушонки. Обладая условной вязкостью 780-960 с, водоотдачей 4 см³/30 мин и значениями СНС 0-1,5/1,5-3 дПа, жидкость способствует сохранению естест-

венной проницаемости продуктивного пласта и сокращению сроков освоения скважин за счет предупреждения ее поглощения. Промышленное применение указанной жидкости глушения подтвердило ее эффективность.

Для глушения газовых скважин разработана жидкость, обладающая повышенной вязкостью, ограничивающей ее проникновение в продуктивный пласт. Жидкость глушения содержит водный раствор КМЦ, ПАВ (неонол П12-14/2), технический глицерин и моноэтаноламид. Плотность жидкости глушения изменяется в пределах 0,20-1,12 г/см³, а вязкость регулируется в широких пределах разбавлением смеси водой. При освоении скважины жидкость легко извлекают обычной промывкой водным раствором ПАВ и продувкой газом.

В качестве жидкости глушения может быть использована смесь химически осажденного мела, КМЦ, воды, минеральной соли, а также сульфанола и щелочи. Указанная жидкость обладает невысокой вязкостью, повышенной стабильностью и эффективностью при последующей солянокислотной обработке пласта. Чем выше концентрация соли, тем значительнее стабилизирующее действие на нее сульфанола. Технология приготовления системы включает растворение в воде сульфанола и щелочи с последующей добавкой соли и КМЦ, выдерживание смеси в течение суток для гидратации полимера (при нагреве до 70°C процесс ускоряется) и введение мелового порошка. Область применения такой жидкости глушения – терригенные коллекторы с карбонатностью не более 15% и проницаемостью не выше 2 мкм².

В отечественной и зарубежной практике на месторождениях с пластовым давлением, близким к гидростатическому, в качестве жидкости глушения используют обычную техническую воду, сточные воды плотностью 1,08-1,12 г/см³, получаемые в результате подготовки пластовой продукции добывающих скважин, пластовые воды плотностью до 1,19 г/см³ и морскую воду. Применение воды в качестве жидкости глушения обычно приводит к снижению продуктивности пласта.

Постепенное снижение продуктивности добывающих скважин в результате их многократного глушения водными системами носит, как правило, асимптотический характер и начинается

непосредственно после ввода в разработку месторождений, отличаюсь для различных нефтедобывающих регионов лишь количественными показателями.

Анализ данных по месторождениям ПО «Пермнефть» показывает, что коэффициент продуктивности скважин ($K_{пр}$), заглушенных пресной водой, снижается в 2 -5 раз, первоначальные значения $K_{пр}$ восстанавливаются только через 3-5 мес непрерывной эксплуатации.

Исследования В.Т.Питкевича с соавторами на керновом материале продуктивных горизонтов Самотлорского, Советского, Мегионского, Усть-Балыкского, Федоровского и Варьеганского месторождений показали их высокую чувствительность к воздействию пресных вод. Результаты исследований, представленные на рис. 1, свидетельствуют об изменении проницаемости образцов при последовательной прокачке вод различной минерализации.

Промысловые исследования, выполненные на 21-й скважине ПО «Татнефть» [3], показали, что время освоения скважин после глушения водой составляет около 3 сут, а на выход скважин на режим, предшествующий глушению, требуется 30-45 сут., при этом дебит по жидкости на 10-20% ниже исходного.

Данные по скважинам ПО «Башнефть» свидетельствуют о снижении $K_{пр}$ после глушения пластовыми водами на 10-20%; при этом отмечается устойчивая тенденция роста степени обводненности продукции скважин [7].

Несколько снижает отрицательное влияние водных ЖГ на пласт использование поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полиакриламида (ПАА) [8]. Результаты работы скважин после их глушения данными системами приведены в табл. 1.

Из табл. 1 следует, что обводненность добываемой продукции увеличивается при глушении пластовой водой скважин с начальной обводненностью менее 60%. При большей обводненности продукции влияние жидкости глушения на рабочие характеристики скважин выравнивается.

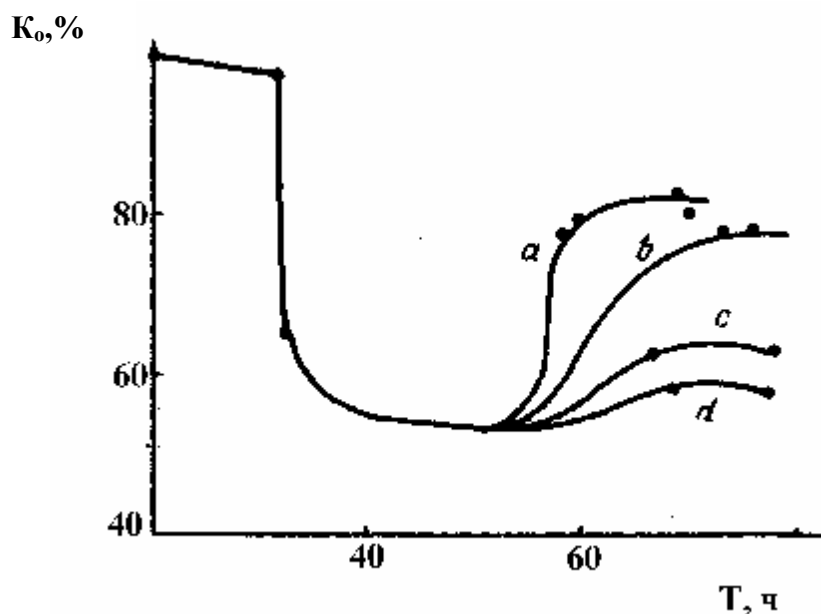


Рис. 1. Изменение газопроницаемости водонасыщенных кернов при последовательной прокачке пластовой, пресной и снова пластовой воды:
а – 1,5 мкм²; в – 1,0 мкм²; с – 0,45 мкм²; d – 0,1 мкм²

Таблица 1

Но- мер сква- жины	Жидкость глушения	Депрес- сия, МПа	Дебит, м ³ /сут		Содер- жание воды, %	Коэффициенты	
			жидкость	нефть		продуктив- ности К _{пр} , м ³ / (МПа сут)	проницае- мости, мкм ²
4171	-	5,48	22	10,8	51	4,5	0,268
	Пластовая вода	5,81	25	9,0	64	4,3	0,290
4194	-	5,77	24	2,6	89	4,2	0,123
	Пластовая вода	5,33	21	2,3	89	3,9	0,116
4171	-	5,48	22	10,8	51	4,5	0,268
	Пластовая вода + 0,55-ной ОП-10	4,69	25	9,0	64	5,3	0,358
4194	-	5,77	24	2,6	89	4,2	0,123
	Пластовая вода + 1%-й ОП-10	4,32	23	1,84	92	5,3	0,158
3060	-	5,17	18	10,5	42	3,5	0,086
	Пластовая вода + 0,3%-й ОП-10	4,86	20	9,4	42	4,4	0,090

Пластовая вода + 0,3%-й ПАА	4,03	21	9,45	55	5,2	0,106
--------------------------------	------	----	------	----	-----	-------

Буровые растворы

Несмотря на относительную дешевизну и доступность, глинистые растворы наименее подходят для ремонта и глушения скважин, так как могут вызвать такое резкое снижение их продуктивности, что затраты на продолжительное освоение превысят стоимость бурения.

Анализ данных показал, что во всех случаях контакт глинистого раствора с поровой средой продуктивного пласта приводит к снижению эксплуатационных свойств последнего за счет комплексного воздействия твердой фазы и фильтрата бурового раствора.

Исследования на искусственно приготовленных и естественных кернях продуктивных горизонтов (песчаников) в широком диапазоне проницаемостей показали, что твердая фаза проникает в глубь пористой среды не более, чем на 40 мм. В трещины твердые частицы могут проникать на несколько десятков сантиметров. Проникновение происходит при любых значениях абсолютной проницаемости коллектора, однако большая степень кольтматации соответствует большей его исходной проницаемости.

Опыты В.Т.Алекперова и В.А.Никишина, проведенные с использованием металлокерамических колец, насыщенных дистиллированной водой, при прокачке через них бурового раствора с перепадом давления 0,5 МПа позволили получить зависимость степени кольтматации от проницаемости образцов (рис.2). Было установлено, что независимо от перепада давления и исходной проницаемости наиболее интенсивная кольтматация происходит в течение первых 3-5 мин и практически заканчивается через 15 мин. Эти выводы были подтверждены при исследовании образцов пород, изготовленных из кернов продуктивных пород проницаемостью 0,0026-2,35 мкм² [9]. Отмечено снижение проницаемости почти в 3 раза.

Наиболее интенсивная кольтматация наблюдается при проницаемости пород выше 0,1 мкм², что объясняется зависимостью

степени кольтматации от соотношения размеров пор и твердых частиц [10].

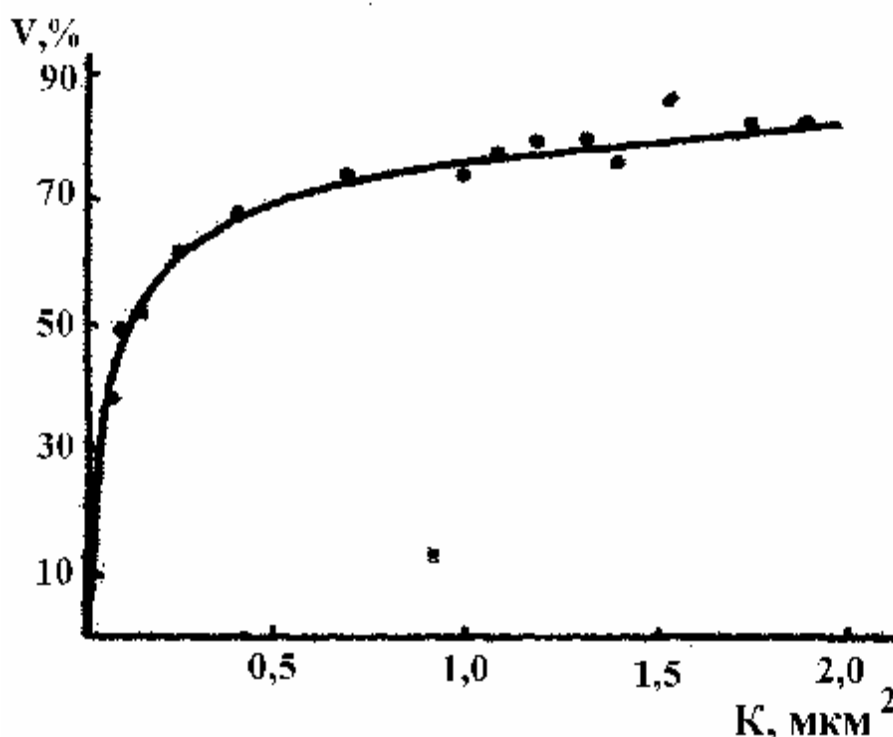


Рис. 2. Изменение степени кольтматации металлокерамических колец в зависимости от их проницаемости при прокачке бурового раствора

По зарубежным данным, чем значительнее глубина кольтматации ПЗП, тем интенсивнее происходит снижение проницаемости пласта и добывных возможностей скважины (рис.3).

Степень кольтматации пород зависит от состояния поверхности поровых каналов. В нефтенасыщенных образцах горных пород в отличие от водонасыщенных, закупоривающее действие глинистых растворов минимально.

Установлено, что частицы традиционно используемых утяжелителей неглубоко проникают в породу, однако вызывают ее закупорку на 75-100%, одновременно ускоряя процесс кольтматации.

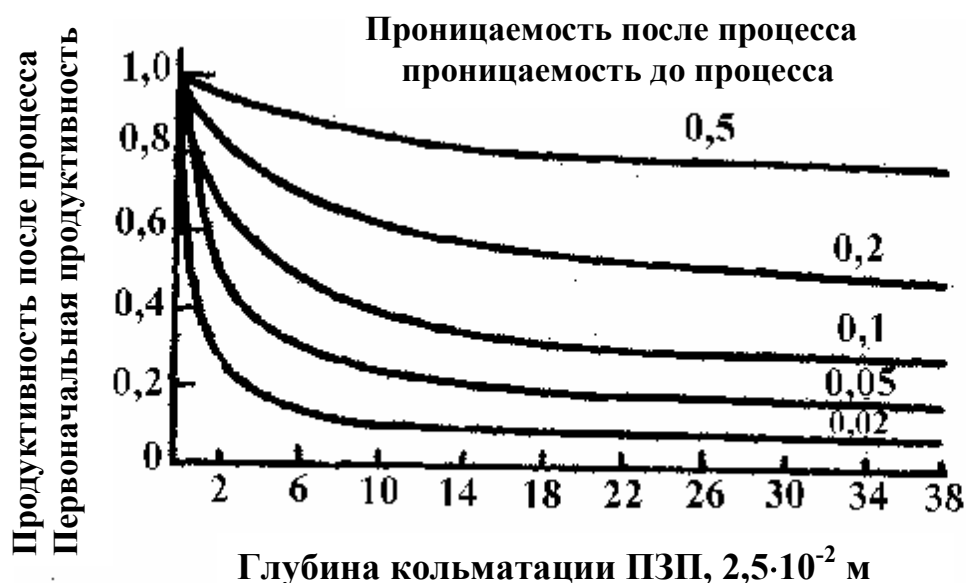


Рис. 3. Изменение продуктивности скважины и проницаемости ПЗП от глубины ее кольматации (по Тутлу и Бэрману)

Химические реагенты и добавки, которыми обрабатывают буровой раствор при строительстве скважин, также влияют на проницаемость ПЗП [11]. Эти реагенты сольватируют, флокулируют или диспергируют частицы твердой фазы, образуют гели и суспензии, обеспечивают молекулярно-глобулярную (в слабо-проницаемых породах), полидисперсную или объемную кольматацию.

Твердая фаза буровых растворов обуславливает необратимую кольматацию коллектора [12]. Наибольшее влияние в этом случае оказывает барит, поскольку его невозможно удалить из пор химическим растворением. За счет некоторого размыва фильтрационной корки и зоны кольматации потоками флюида из пласта проницаемость может увеличиться в несколько раз, однако она будет значительно ниже естественной проницаемости коллектора.

При использовании в качестве жидкости глушения глинистого раствора в продуктивный пласт проникает его фильтрат, количество которого определяется прежде всего проницаемостью фильтрационной корки (если она есть) на поверхности фильтрации, а также проницаемостью пласта. Исследования, проведенные В.А.Трофиловым на установке, моделирующей забойные условия с использованием естественных кернов месторождений Башкирии, показали, что чем меньше исходная проницаемость коллектора, тем меньшее количество фильтрата бурового раствора проникает в пласт. Одновременно было установлено, что минимальная степень извлечения фильтрата у мало – и среднепроницаемых пород. Максимальный вынос фильтрата даже у высокопроницаемых (порядка $0,5 \text{ мкм}^2$) пород, не превышает 80%.

По данным М.Л.Сургучева, на месторождениях Западной Сибири и Мангышлака после 1-5 мес воздействия глинистого раствора на пласт глубина проникновения достигала 8 м. Объем фильтрата, внедрившегося в пласт за тот же период, превышал $5 \text{ м}^3/\text{м}$ эффективной толщины. Показано, что за 2 суток контакта глинистого раствора, имеющего водоотдачу $8-10 \text{ см}^3/30\text{мин}$, фильтрат проникает в продуктивный пласт на глубину 2-3 м в количестве $1,5-2,5 \text{ м}^3/\text{м}$ эффективной толщины. В результате этого проницаемость в ПЗП добывающих скважин (на Самотлорском месторождении в 1,6-22,6 раза) ниже, чем в удаленной зоне. Радиус зоны ухудшенной проницаемости изменяется от 6,5 до 13,6 м.

При глушении буровым раствором скважин пермско-карбоновой залежи Усинского месторождения ПО Коминнефть средний расход жидкости глушения превышал требуемый на 44% за счет интенсивного поглощения трещиноватым коллектором; время освоения составляло 3-6 сут. При этом на ряде скважин (около 30%) выполняли повторные глушения из-за снижения динамического уровня скважинной жидкости до отметок ниже допустимых для работы погружных насосов и выхода их из строя.

Таким образом, можно заключить, что буровые (глинистые) растворы при глушении скважин вызывают значительное, необратимое снижение проницаемости продуктивных пластов, представленных гранулярными нетрещиноватыми коллекторами. В

еще большей степени это относится к трещиноватым коллекторам.

Растворы минеральных солей

В группе жидкостей глушения на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы. При их использовании из комплекса причин, вызывающих снижение проницаемости продуктивного пласта, часто исключается необратимая, неуправляемая кольтатация пор твердыми частицами.

В табл. 2 приведены состав и максимальные значения плотности чистых рассолов, используемых для глушения.

Таблица 2

Электролиты	Максимальная плотность рассолов, г/см ³
NH ₄ Cl	1,07
KCl	1,17
NaCl	1,20
MgCl ₂	1,30
KBr	1,37
CaCl ₂	1,40
NaBr	1,51
K ₂ CO ₃	1,55
CaBr ₂	1,82
ZnBr ₂	2,30
NaCl+Na ₂ CO ₃	1,20-1,27
NaCl+CaCl ₂	1,20-1,40
NaCl+NaBr	1,20-1,51
CaCl ₂ +CaBr ₂	1,40-1,81
CaBr ₂ +NaBr ₂	1,80-2,30
CaCl ₂ +CaBr ₂ +ZnBr ₂	1,80-2,30

Для глушения скважин с пластовым давлением, близким к гидростатическому, наиболее широко применяется раствор хлористого натрия, который получают из добывающих соль скважин и скважин для сброса отходов, из морской воды, соляных шахт. При плотности таких рассолов более 1,08 г/см³ практически предотвращается набухание глинистых минералов. Хлористый калий

обычно добавляют к хлористому натрию для более надежного предотвращения гидратации пластовых глин. Оптимальной является концентрация 1-3%.

В ПО Юганскнефтегаз имеется опыт по приготовлению жидкости глушения на основе калийсодержащего отхода производства (хлоркалий-электролит). Плотность насыщенного раствора этой соли составляет $1,19 \text{ г/см}^3$, температура кристаллизации 2°C , что затрудняет приготовление и использование жидкости глушения в условиях низких температур. При плотности раствора хлоркалий – электролита $1,10\text{-}1,15 \text{ г/см}^3$ кристаллизация в нем наступает при $(-1)\text{-}(-7)^\circ\text{C}$. Другой серьезный недостаток соли – значительное содержание нерастворимых в воде твердых частиц – примесей (более 3%).

На предприятиях Западной Сибири применяют водные растворы бишофита (кристаллогидрата хлорида магния) ГОСТ 7759-73. С использованием этой легко растворимой соли можно получить жидкость глушения плотностью до $1,30 \text{ г/см}^3$. Однако раствор бишофита такой плотности имеет температуру кристаллизации около 3°C , что затрудняет его приготовление и применение в условиях Севера. Раствор бишофита плотностью $1,25 \text{ г/см}^3$ имеет точку кристаллизации ниже - 16°C : коэффициент набухаемости глин меньше, чем у раствора хлорида кальция, а значения pH – на уровне 5-6. При смешивании раствора с пластовыми водами любой степени минерализации и ионного состава отсутствует образование нерастворимых осадков.

Бромид калия применяют для глушения скважин, эксплуатирующих пласты, чувствительные к ионам кальция, так как при смешивании с водами, содержащими ионы сульфата и бикарбонатов, он не вызывает образования осадков. Раствор бромида натрия предназначен для пластов, воды которых имеют большое содержание сульфатов, сульфитов, бикарбоната и фторида.

Для скважин с повышенным пластовым давлением основным является водный раствор хлористого кальция. Плотность такого рассола может достигать $1,40 \text{ г/см}^3$, однако кристаллизация в жидкости начинается уже при 13°C . Рассол плотностью $1,30 \text{ г/см}^3$

кристаллизуется при температуре около -51°C , что обуславливает его широкое применение при ремонте скважин.

Анализ геолого-промыслового материала, проведенный Ш.И.Валеевым с соавторами в ПО «Башнефть», показал, что глушение раствором хлористого кальция плотностью $1,36 \text{ г/см}^3$ сопровождается снижением добычи нефти в среднем на 2 т/сут (по 41 проанализированной скважине). Дополнительные лабораторные и промысловые исследования свидетельствовали о снижении коэффициента восстановления проницаемости кернового материала на 13-30% и $K_{\text{пр}}$ скважины на 22,4% после воздействия на них указанной жидкости глушения.

Несколько снижает отрицательное влияние растворов хлористого кальция добавление в них поверхностно-активных веществ (табл. 3).

Таблица 3

Но- мер сква- жины	Жидкость глушения	Депрес- сия, МПа	Дебит, $\text{м}^3/\text{сут}$		Содер- жание воды, %	Коэффициенты	
			жид- кость	нефть		продук- тивности $K_{\text{пр}}, \text{м}^3/$ (МПа сут)	прони- цаемости, мкм^2
4171	-	5,48	22	10,8	51	4,5	0,268
	CaCl_2	5,96	25	10,0	60	4,1	0,236
	$\text{CaCl}_2 + 0,5\%$ -ной сепарол-25	5,82	28	11,5	59	4,8	0,316
4117	-	3,73	20	3,6	82	5,3	0,286
	$\text{CaCl}_2 + 0,5\%$ -ной ОП-10	4,73	26	2,3	91	5,4	0,290

На большинстве месторождений страны основной метод интенсификации добычи нефти – заводнение. Пластовое давление в эксплуатационных скважинах или рядах скважин, расположенных близко к нагнетательным, часто превышает первоначальное. При расширении и учащении заводнения число таких скважин растет. При проведении ремонта скважины необходимая плотность жидкость глушения должна превышать ту, которую можно обеспечить раствором хлористого кальция. Для повышения эффективности глушения скважин, в том числе с повышенным пла-

стовым давлением, М.Г.Газимовым с соавторами было предложено использовать растворы плотностью до $2,50 \text{ г/см}^3$: хлорид натрия и кальция, хлорид цинка, смесь хлорида и бромида кальция, растворы хроматов и полихроматов, а также их смеси, растворы фосфорнокислых солей.

С.З.Зариповым с соавторами были проведены исследования по разработке жидкости глушения на основе фосфорнокислых солей и их кристаллогидратов. Например, с использованием трикалийфосфата при температуре 25°C можно получить растворы плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$. При повышении температуры и смешении калиевых и натриевых солей можно получить рассолы большей плотности. При нагреве воды до 35°C с дополнительным введением трикалийфосфата получают жидкость глушения плотностью до $1,70 \text{ г/см}^3$. Жидкость глушения на основе фосфорнокислых солей не нашли широкого промышленного применения из-за их невысокой плотности в условиях низких температур, сложности приготовления, а также возможности образования твердого осадка при контакте с минерализованными пластовыми водами.

Во ВНИИКРнефти (ОАО НПО «Бурение») разработана жидкость глушения для месторождений Западной Сибири на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция [13]. Жидкость плотностью $1,60 \text{ г/см}^3$ кристаллизуется при $(-8) - (-16)^\circ\text{C}$; плотностью $1,45 \text{ г/см}^3$ – ниже -50°C .

Ингибирующая способность жидкости по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта на порядок выше, чем у ингибированных буровых растворов соответствующей плотности, включая известные составы обратных эмульсий. Результаты лабораторной оценки ингибирующих свойств жидкостей плотностью $1,6 \text{ г/см}^3$ по показателю увлажняющей способности Π_0 и параметры растворов приведены в табл. 4.

Для разработанной жидкости необходимо учитывать степень снижения плотности с ростом температуры, чтобы избежать осложнений, связанных с недостаточным гидростатическим давлением в стволе скважины. Плотность рассола на поверхности ($\rho(t_{\text{пов}})$) в зависимости от заданной плотности в стволе скважины ($\rho(t_{\text{скв}})$) определяется по следующей формуле:

$$\rho(t_{\text{пов}}) = \rho(t_{\text{скв}}) + \alpha (T_{\text{скв}} - T_{\text{пов}}), \quad (1.1)$$

где $T_{\text{скв}}$, $T_{\text{пов}}$ – температура в скважине и на поверхности, соответственно, °С; α - температурный коэффициент, равный $67 \cdot 10^{-5}$ (г/см³)/°С.

Таблица 4

Вид раствора	Условная вязкость T_{200}^{500} , с	Пластическая вязкость η , мПа·с	СНС _{1/10} , дПа	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	По, см/час
Рассол «чистый»	43	52*	-	-	0,4
Гуматный	43	27	98/124	9,5	7,0
Гипсоизвестковый	38	34	7/33	5,0	5,5
Недиспергирующий	39	18	99/108	11,0	5,2
Инвертный эмульсионный	25	60	1,5/3	-	5,0
Известково-битумный	23**	80	3/6	-	0

* - динамическая вязкость

** - вязкость по малой воронке T_{100}^{200}

За рубежом практически все рассолы плотностью выше 1,40 г/см³ представлены растворами бромосодержащих солей. Наиболее широко используется бромид кальция. В США его производят в виде раствора плотностью 1,70 г/см³ или 955-го концентрата (остальное – вода гидратации). При плотности 1,70 г/см³ данный раствор обладает температурой кристаллизации –13,3°С; значениями рН=7, динамической вязкостью 8 мПа·с (при 21°С).

В интервале плотности 1,40-1,81 г/см³ чаще всего используют рассолы на основе хлорида и бромиды кальция. Добавка хлорида кальция увеличивает плотность базовой жидкости, снижает ее стоимость. Плотность рассола уменьшают введением раствора хлорида кальция плотностью 1,36 г/см³, а увеличивают с помо-

щью гранулированного или хлопьевидного хлорида кальция. Насыщенные рассолы смеси этих солей плотностью $1,81 \text{ г/см}^3$ имеют температуру кристаллизации 18°C . Растворы на основе бромида кальция по коррозионной активности идентичны с растворами хлорида кальция и обладают преимуществом перед растворами хлорида цинка.

В США для 2-5% скважин требуются рассолы плотностью выше $1,81 \text{ г/см}^3$. При плотности до $2,30 \text{ г/см}^3$ разработаны и применяются рассолы, основным компонентом которых является бромид цинка. Добавляя в него концентрат бромида кальция, можно получить рассол максимальной плотности – $2,38 \text{ г/см}^3$. Такой раствор при плотности $2,30 \text{ г/см}^3$ имеет температуру кристаллизации - 10°C ; значения $\text{pH}=4$ и динамическую вязкость $27 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (при 21°C).

Более дешевый раствор плотностью до $2,30 \text{ г/см}^3$ можно получить на основе солей хлорида и бромида кальция, а также бромида цинка. Они имеют значения $\text{pH}=4-6$ и кристаллизуются при температурах от -34 до $+21^\circ\text{C}$ в зависимости от ионного состава. Чем больше содержание бромида и хлорида кальция, тем выше температура кристаллизации и дешевле раствор.

В НПО «Бурение» выполнен большой объем работ по использованию бромидов при бурении, ремонте и заканчивании скважин, результаты которых представлены в главе II.

Среди жидкостей глушения на водной основе выделяют группу безглинистых растворов с конденсированной твердой фазой (гидрогелевые растворы). Тиксотропная структура этих растворов создается высокоактивной (коллоидной) дисперсной фазой, которая конденсируется непосредственно в жидкости.

Например, обработка щелочью водного раствора хлорида магния сопровождается образованием нерастворимого основания – гидроксида магния, обладающего хорошо развитой активной поверхностью. Процесс структурообразования зависит от интенсивности перемешивания и наличия инертных частиц (затравки).

Предложено использовать в качестве основы гидрогелевого раствора пластовые воды Кункурского яруса Оренбургского газоконденсатного месторождения (ОГКМ). Отработаны составы

на базе хлорида магния, асбеста марки М-6 (затравки); способ гидролиза, технология приготовления с использованием гидро-мешалки. Увеличение вязкости геля достигается введением каустической соды, асбестовой крошки или крахмального реагента. С целью снижения загрязнения продуктивного пласта предложено в гель вводить ПАВ с пеногасителем [14].

Для глушения газовых скважин, склонных к поглощению ЖГ, разработана разновидность гидрогелевого раствора, в которой в качестве затравки используют негашеную известь [17]. Жидкой основой этого раствора является пластовая вода ОГКМ хлормagneиевого типа. Для практического применения рекомендуется добавка извести в количестве 3-10% от массы состава. Структурные свойства системы обеспечивают дополнительно вводимые в нее мелкодисперсные наполнители любого химического состава. Улучшению освоения скважин после ремонта способствует добавка неионного ПАВ.

Растворы на основе формиатов [15] обладают свойствами, которые во многих отношениях значительно лучше свойств таких их предшественников, как хлорид кальция и бромид кальция. Раствор формиата натрия, приготовленный по рецептуре ОАО НПО «Бурение», предотвращает набухание глинистых минералов пласта. Увлажняющая способность измерялась в соответствии с РД 39-2-893-82 «Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов» и оценивалась величиной показателя увлажняющей способности Π_0 . Результаты представлены в табл.5. Как видно из табл.5, величина Π_0 раствора на основе формиата натрия соизмерима с увлажняющей способностью общепринятого ингибитора – хлористого калия и значительно превосходит остальные растворы.

Таблица 5

Раствор	Π_0 (см/ч) при плотности раствора, кг/м ³		
	1100	1200	1300
Хлорид калия	1,75	-	-
Хлорид натрия	3,1	1,54	-
Формиат натрия	1,88	1,36	0,7
Хлорид кальция	6,9	2,3	1,5

Исследования коррозионной активности разработанной жидкости на основе формиата натрия проводили гравиметрическим методом по потере веса металлических образцов. В качестве испытуемого металла использовали образцы-купоны размером 30x10x3 мм, вырезанные из обсадных труб марки прочности «Д» - основного металла эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (табл.6).

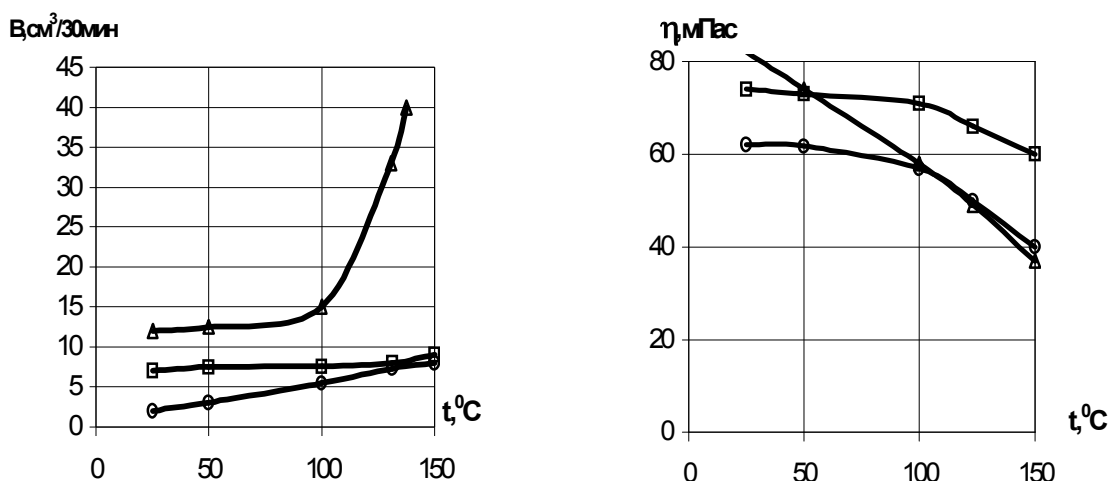
Таблица 6

Наименование	Скорость коррозии (мм/год) при $t=100^{\circ}\text{C}$		
	3 суток	14 суток	30 суток
Технологическая жидкость на основе формиата натрия	0,065	0,037	0,008
Хлорид кальция	0,090	0,048	0,016
Хлорид магния	0,280	0,094	0,060
Бромид кальция	0,357	0,080	0,053

Скорость коррозии технологической жидкости значительно ниже рассматриваемых растворов и не превышает установленно-го значения 0,125 мм/год.

Представленные на рис. 4 данные свидетельствуют о термостабильности растворов формиата натрия при их загущении реагентами КМЦ, Унифлук, КМК. Величина водоотдачи раствора при 100-150 $^{\circ}\text{C}$ не превышает 10 см³, вязкость снижается незначи-тельно.

С целью определения влияния раствора на основе формиата натрия на коллекторские свойства пласта были проведены эксперименты на естественных кернах, представленных песчаниками с проницаемостью 50 мД и содержанием глин 10%, и искусствен-ных кернах проницаемостью 250 мД. На основании полученных данных были определены радиус проникновения жидкости ($R_{\text{ф}}$), средний коэффициент восстановления проницаемости ($\beta_{\text{ср}}$) и ито-говый показатель – параметр ОП, характеризующий степень снижения потенциальной продуктивности скважин (табл.7). Во



всех случаях этот параметр приблизительно одинаков и находится в пределах 93-98%.

Рис. 4. Зависимость эффективной вязкости и водоотдачи загущенных растворов формиата натрия от температуры:
—□— КМЦ ; —○— Унифлок; —△— КМК

Кроме того, разработанная жидкость при взаимодействии с пластовыми водами любого типа (хлоркальциевого, гидрокарбонатнонатриевого и т.д.) не образует осадка.

Таблица 7

Состав раствора	Проницаемость, мД	Пористость, д.ед.	R_f , м	$\beta_{ср}$, д.ед.	Величина ОП (д.ед)
Рецептура 1	54	0,25	0,117	0,97	0,98
Рецептура 2	250	0,38	0,364	0,91	0,93

Относительно низкая стоимость, высокая морозостойкость (минус 30°C), возможность повторного применения, низкая токсичность, устойчивость к сероводородной агрессии, а также совместимость с традиционно используемыми на промыслах поли-

мерами увеличивают технологическую область применения растворов на основе формиата натрия.

Полимерные системы. Кольматанты

Описанные в предыдущем разделе чистые рассолы могут стать причиной осложнений, связанных с их интенсивным поглощением в пласт. Предотвратить загрязнение пласта в результате физико-химического взаимодействия жидкости глушения с породой или пластовыми флюидами можно только путем снижения до минимума фильтрационных потерь и поглощения жидкости [16].

Фильтрационные свойства чистых рассолов регулируются следующими способами:

- снижением плотности жидкости для уменьшения гидростатического давления на пласт;
- увеличением вязкости жидкости добавкой полимерных загустителей;
- введением твердых частиц –кольматантов для временной закупорки пор продуктивного пласта.

Полимерные системы в зависимости от типа применяемого полимера могут быть тиксотропными и нетиксотропными. Нетиксотропные жидкости глушения обладают повышенной вязкостью, но не способны к гелеобразованию. Их применение ограничено лишь необходимостью повысить выносящую способность жидкости при циркуляции. Тиксотропные жидкости глушения характеризуются значительной вязкостью и структурированностью, что позволяет им удерживать во взвешенном состоянии твердые частицы длительное время после прекращения циркуляции жидкости.

К загустителям, регулирующим вязкость рассолов, предъявляются следующие требования:

- они не должны терять свои свойства в присутствии электролитов или при загрязнении жидкости;
- при воздействии на пласт классическими методами (кислотная обработка и др.) они должны легко растворяться в порах пласта и на забое скважины;

- вязкость раствора не должна изменяться с увеличением температуры [17].

Повышение вязкости рассолов обеспечивают следующие добавки природных и синтетических органических коллоидов:

- крахмалы – полисахариды, выделенные из картофеля, риса, пшеницы, кукурузы, частично растворимые в воде, но недостаточно термостойкие;

- карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) – производные целлюлозы, различающиеся по степени полимеризации, концентрации и чистоты. КМЦ менее чувствительна к температуре, не подвергается ферментации, ее эффективность снижается с увеличением минерализации жидкости;

- карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) и гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) – производные целлюлозы, которые растворимы в 15%-ной HCl;

- биополимеры – образуются при бактериальной ферментации гидрата углерода, растворимы в пресной и соленой воде, дают взвешенные коллоиды;

- резины – полимеры натуральной резины, практически не используются из-за необходимости просеивания и значительного негативного влияния на пласт;

- синтетические полимеры –полиакриламид (ПАА), полиаксиэтилен (ПОЭ) обладают хорошей загущающей способностью.

Для всех типов полимерных загустителей чистых рассолов существуют реагенты-деструкторы, способствующие восстановлению эксплуатационных качеств продуктивных пластов. Деструкторами являются реагенты-окислители, генераторы свободных радикалов, кислоты. При использовании первых двух типов деструкторов (например, гипохлорид и персульфат) соблюдают особую осторожность, чтобы не допустить образования брома. Деструкторами растворов ГЭЦ в воде и растворе поваренной соли также являются ферменты целлюлозы.

При выборе деструкторов предпочтение отдается соляной кислоте, особенно в тех случаях, когда планируется повторное использование жидкости. При использовании ферментов в качестве деструкторов повторное загущение невозможно.

Полимеры, регулирующие вязкость пресной воды, по их термостойкости располагаются следующим образом: ПАА, КМЦ-600, серогель Е-55, МЦ-65 (деструкция метилцеллюлозы начинается уже при 50°C). Минерализация воды влияет на реологические свойства полимерных растворов. Наличие солей в них приводит к частичной нейтрализации зарядов полимера, сворачиванию молекул, резкому снижению вязкости жидкости. Установлено, что 10-20%-ные водные растворы хлористого натрия снижают термостойкость КМЦ-600, что проявляется в резком снижении вязкости растворов при температурах выше 50°C. Из рассмотренных реагентов в указанной области температур можно использовать только ПАА.

Изменение вязкости растворов хлористого кальция зависит от устойчивости полимеров к агрессии ионов кальция и способности образовывать с ними нерастворимые соединения. Полимеры типа КМЦ не обладают устойчивостью к двухвалентным ионам. Активность МЦ-65 сохраняется при содержании в растворе до 15% хлористого кальция. Однако реагент термостабилен до 45° С, далее происходит вспенивание раствора.

Несмотря на то, что ПАА относится к классу полимеров, неустойчивых к агрессии хлоридов многовалентных металлов, он является единственным реагентом, способным регулировать вязкость растворов плотностью до 1,25 г/см³.

Б.А.Андресоном с соавторами разработан состав ЖГ на основе ПАА, представляющий собой водный раствор хлористого кальция с добавкой ПАВ. Присутствие ПАА обеспечивает высокую вязкость жидкости и низкую фильтрацию, что снижает степень ее проникновения в пласт. Промысловые исследования показали, что если при глушении скважин возврат рассола плотностью 1,35- 1,87 г/см³ при его сборе составлял 30-40 % (из-за разбавления пластовой водой), то применение разработанной жидкости увеличило этот показатель до 57-64 %. После освоения скважин, заглушенных такой жидкостью, наблюдалось увеличение добычи нефти.

Для утяжеления жидкости глушения на основе водного раствора ПАА с добавкой ПАВ было предложено использовать хло-

риды кальция, железа, цинка. Структурно-реологические свойства растворов последнего типа, в которых использован 0,3 - 0,5%-ный раствор ПАА, имеющих значения $pH = 6,9-7,0$ и условную вязкость 19- 22 с, а в качестве неионогенного ПАВ – «шкопау», представлены в табл. 8.

Степень стабилизации этих систем, оцениваемая по значениям фильтрации, зависит от концентрации хлоридов в полимерной жидкости (рис.5). Добавка ПАВ, кроме эффективного снижения межфазного натяжения, способствует дополнительной стабилизации ЖГ.

Опыты подтвердили, что синтетический анионный полимер (натриевый ПАА) не удовлетворяет условиям применения систем, разрушаемых после глушения скважин кислотой, так как в присутствии кислоты ПАА переходит в водонерастворимую форму.

Вязкостные и фильтрационные свойства разработанного автором [13] водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция до $100^{\circ}C$ можно регулировать добавкой крахмального реагента, а до $150^{\circ}C$ – оксиэтилцеллюлозы.

Таблица 8

ПАА, кг/м ³	ПАВ, кг/м ³	Соль		ρ , г/см ³	T_{500} , с	Φ , см ₃	σ , мН/м	η , мПа·с
		тип	количество, кг/м ³					
62,5	-	FeCl ₃	200	1,150	72	4,0	26,7	14,0
62,5	0,5	FeCl ₃	200	1,150	64	3,0	9,5	18,0
62,5	-	FeCl ₃	600	1,460	95	3,0	28,7	22,0
62,5	0,5	FeCl ₃	600	1,460	87	3,0	10,8	20,6
37,5	-	CaCl ₂	600	1,360	23	6,5	27,0	21,0
37,5	0,5	CaCl ₂	600	1,355	21	4,0	10,6	19,0
62,5	-	CaCl ₂	600	1,362	27	6,0	31,8	24,0
62,5	0,5	CaCl ₂	600	1,360	24	3,0	10,4	22,0
37,5	-	ZnCl ₂	900	1,510	22	8,5	35,5	21,0
37,5	0,5	ZnCl ₂	900	1,505	20	6,0	4,6	20,0

62,5	-	ZnCl ₂	2000	1,885	98	10,0	27,5	-
62,5	0,5	ZnCl ₂	2000	1,880	87	7,0	4,1	-

В зарубежной практике одним из первых полимерных загустителей, который использовали в 5%-ных растворах хлорида натрия, была растительная смола (гуар). Увеличение вязкости раствора улучшало условия выноса частиц горной породы и песка из ствола скважины, снижало проникновение жидкости в пласт. Однако лабораторные исследования, проведенные с использованием образцов низко- и высокопроницаемого песчаника, показали, что во всех случаях имеет место непрерывное ухудшение фильтрационных свойств кернов. Это объясняется гидролизом гуаровой смолы под действием ферментов или кислоты с образованием нерастворимого осадка (до 3%).

Другим широко используемым загустителем рассолов является кислоторастворимый полимер – ксантогеновая смола. В растворах с низким содержанием ионов кальция она обеспечивает хорошую несущую способность и низкую фильтрацию жидкости в пласт.

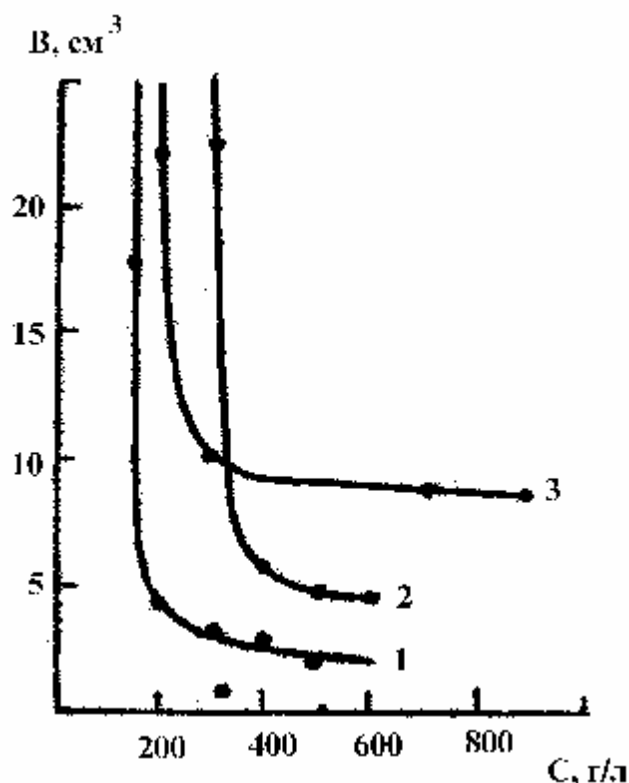


Рис. 5. Зависимость фильтрации жидкостей на основе ПАА от концентрации электролитов:
1 – хлорид железа; 2 – хлорид кальция; 3 – хлорид цинка

К полимерам, увеличивающим вязкость и взвешивающую способность рассолов, относится ксантановая резина (КР) (полимер ХС). Это высокомолекулярный полимер, вырабатываемый бактериями, загуститель и стабилизирующий агент для большинства ЖГ. Он является структурообразующим агентом, что позволяет использовать его в системах с твердыми кольматантами. Температурная стабильность реагента – до 120-135°C; с использованием специальных добавок – до 150°C.

Требованиям, предъявляемым к загустителям рассолов, в наибольшей степени отвечают ГЭЦ и ее модификации [16]. ГЭЦ в товарной форме – неслеживающийся, мелко измельченный нетоксичный продукт белого цвета, полностью растворяется в воде. Водные растворы ГЭЦ псевдопластичны, но не тиксотропны. В настоящее время предпочтение отдается полимеру высокой молекулярной массы. Наибольшая вязкость при наименьших затратах образуется при использовании ГЭЦ под условным наименованием «Селлосайз» QR-100М. Химическая модификация делает его временно нерастворимым в воде. В этом случае не происходит слипания частиц полимера, образования труднорастворимых комков, нет необходимости использования специальных технологических приемов растворения. Растворы с добавками ГЭЦ термостабильны до 120-135°C, однако специальные реагенты расширяют пределы этих температур до 150°C. Для лучшего растворения ГЭЦ значения pH жидкости должны быть в пределах 6,5-8,0. При $pH < 3$ в растворе происходит снижение вязкости из-за гидролиза полимера. Скорость гидратации ГЭЦ зависит от исходной плотности рассола. Так, загущение рассолов плотностью до 1,62 г/см³ происходит при комнатной температуре. Для загущения рассолов большей плотности, содержащих бромиды кальция и цинка, необходимы нагрев жидкости и ее непрерывное перемешивание (табл. 9).

ГЭЦ действует в рассолах как ПАВ, вызывая вспенивание жидкостей, что требует применения пеногасящих или пенопре-

дупреждающих агентов. Например, при использовании смеси полимеруглекислый кальций рекомендуется обработка пеногасителем на спиртовой основе в количестве 0,07-0,14 кг/м³.

Таблица 9

Плотность рассола, г/см ³	Время получения предельной вязкости, ч, при температуре, °С		
	24	66	93
1,20	0,1	0,1	0,1
1,50	1,0	0,5	0,5
1,80	5,0	1,0	0,5
2,10	-	5,0	2,0

Гидролизаторами ГЭЦ могут быть ферменты целлюлозы и соляная кислота. Предпочтение отдается кислоте, так как наличие ферментов может привести к последующему загрязнению растворов. Разложение ГЭЦ в тяжелых рассолах достигается вводом веществ, включающих окислители или генераторы свободных радикалов. При использовании таких реагентов (гипохлориты, персульфаты) необходимо исключить образование свободного брома.

ГЭЦ, как и все полимеры на основе целлюлозы, подвержена ферментативному разложению. Для проведения большинства кратковременных ремонтных работ при использовании полимера не требуется каких-либо дополнительных мер. При капитальном ремонте следует в растворы вводить биоциды: формальдегид, хлорированный фенол или фенилуксусную ртуть. Эффективным средством борьбы со всеми видами бактерий, включая сульфатовосстанавливающие, является параформальдегид.

Для регулирования фильтрационных свойств чистых рассолов плотностью 1,09-2,30 г/см³ разработан загуститель нового типа, представляющий собой низкомолекулярное азотистое соединение [17]. В отличие от традиционно используемых полимеров данный реагент вызывает предельное увеличение вязкости рассолов без образования комков в течение 3-5 мин. Рассолы, содержащие это соединение, дают незначительное и кратковремен-

ное снижение проницаемости продуктивного пласта, которое гораздо ниже, чем в случае использования ЖГ, загущенных ГЭЦ.

Сравнительные данные по влиянию на проницаемость кернов растворов ряда полимеров представлены в табл.10.

Эффективным способом регулирования фильтрационных свойств жидкостей глушения, представленных чистыми рассолами, является введение в их состав твердых наполнителей-кольматантов, которые обычно используются в совокупности с полимерными регуляторами вязкостных и фильтрационных свойств рассолов. Основной функцией этих наполнителей является способность образовывать на поверхности фильтрации в скважине малопроницаемую корку, которая затем может быть удалена. В соответствии с этим, кольматанты делятся на кислото-, нефте- и водорастворимые. Гранулометрический состав их должен иметь широкий диапазон по размерам, включая крупные частицы для закупорки пор, и мелкие для создания малопроницаемой корки. Размер самых крупных частиц не менее $1/3$ среднего диаметра пор пласта, а количество их в рассоле должно составлять не менее 5% от общего объема наполнителя [10]. Общая концентрация в рассоле находится в диапазоне 2-10% от объема жидкости. Если отсутствуют геологические данные о среднем размере пор продуктивного пласта, то этот параметр (в микрометрах) оценивают как корень квадратный от проницаемости ($\text{мкм}^2 \cdot 10^3$). Во избежание образования пробок на забое скважины размеры частиц и структурно-реологические свойства ЖГ должны обеспечивать незначительные скорости их седиментации. Дополнительное снижение скорости осаждения кольматантов достигается добавкой диспергатора (например, гексаметафосфата натрия).

К кислоторастворимым наполнителям относятся гранулированные карбонаты кальция, магния, железа, их частицам легко придать форму и размер, которые способствуют временной кольматации пор пласта. Кроме того, скорость растворения карбоната кальция в соляной кислоте в 30 раз выше, чем сидерита. В качестве кислоторастворимой добавки, обеспечивающей дополнительное снижение проницаемости фильтрационной корки, используют лигносульфонат кальция [10].

Таблица 10

Тип керна	Проницаемость, мкм ²	Вид и концентрация полимера	Проницаемость	
			после прокачки жидкости, % от начальной	после обратной прокачки воды, % от начально
Песчаник Cypress	2,400	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Cypress	0,740	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Berea	0,230	0,35 ПОЭ	100	100
Известняк Bedford	0,004	0,3% ПОЭ	100	100
Песчаник Cypress	0,740	0,4% ГЭЦ	15	43
Песчаник Cypress	0,740	0,4% ГЭЦ+НС1	76	92
Песчаник Cypress	0,740	0,4% гуара	1	25
Песчаник Berea	0,230	0,2% гуара	17	30
Известняк Bedford	0,004	0,1% гуара	6	16
Песчаник Cypress	0,740	0,4% гуара с ферментным преобразователем	10	54

Примечание: Проницаемость по жидкости измерялась после насыщения керна соленой водой (NaCl, 5%) в течение 2-24 ч после прокачки растворов полимеров.

Растворы с добавкой кольматантов чаще всего готовят на основе хлоридов калия или натрия. В качестве основного утяжеляющего материала используют карбонат железа (сидерит), а в некоторые растворы вводят карбонат кальция. Было установлено, что для удержания во взвешенном состоянии тяжелых и бо-

лее крупных частиц сидерита требуется более прочная структура, чем для более мелких и легких частиц карбоната кальция. В качестве загустителя был выбран биополимер, обладающий хорошими структурообразующими свойствами. Основные свойства карбонатов железа и кальция приведены в табл.11.

Таблица 11

Параметры	Карбонат железа	Карбонат кальция
Плотность, кг/м ³	3650	2700
Остаток на сите 0,074 мм частиц, %	4-6	0
Растворимость в кислоте:		
15%-ная HCl	91	97
12%-ная HCl + 3%-я HF	98	-
Нерастворимый в кислоте осадок	В основном кварц	В основном кварц

Очевидно, что применение сидерита для повышения плотности предпочтительнее. Однако было установлено, что добавка кальцита в растворы, плотность которых превышает 1920 кг/м³ при температуре 80°C и давлении 3,5 МПа, снижает фильтратоотдачу на 50%.

На рис.6 показан график распределения частиц сидерита по размерам, определенным методом осаждения. Кривая 1 отражает распределение частиц при осаждении в пресной воде, содержащей в качестве дефлокулянта гексаметафосфат натрия.

Кривая 2 была получена с использованием раствора хлористого натрия плотностью 1200 кг/м³ и характеризуется содержанием эффективного размера частиц в растворе. Из графика видно, что в среде, способствующей флокуляции, процентное содержание наиболее мелких частиц снизилось. Следует отметить, что утяжелитель выполняет функцию закупоривающего материала, а широкий диапазон размеров частиц этих материалов способствует закупорке поровых каналов различных размеров.

Основной трудностью в процессе разработки жидкостей с кислоторастворимыми наполнителями и полимерами является создание прочной структуры без чрезмерного повышения вязкости. Загустители на основе целлюлозы, вводимые в раствор в ка-

честве понизителей фильтрации, в некоторой степени действуют и как защитные коллоиды, улучшая тем самым реологические свойства рассолов в области больших плотностей.

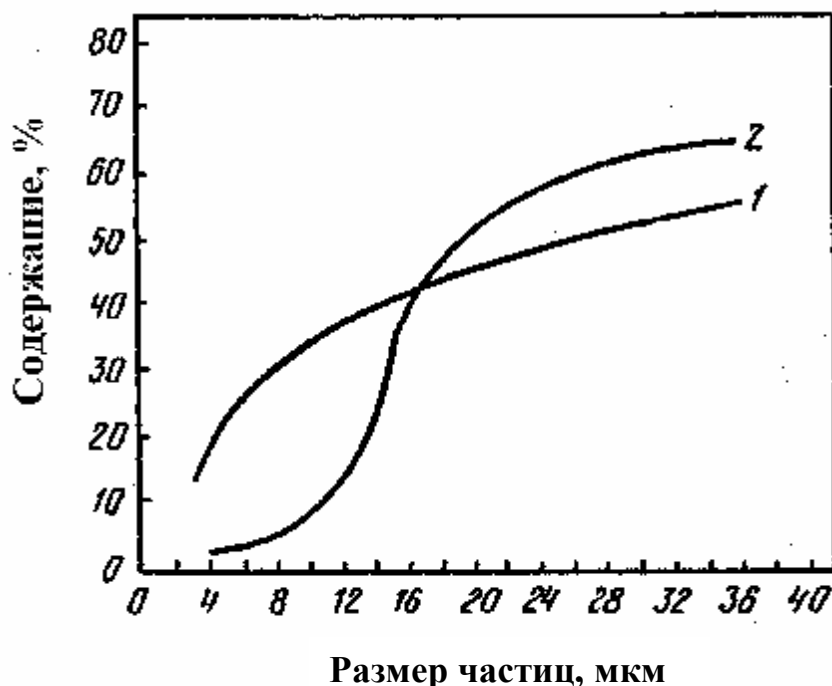


Рис. 6. Распределение частиц сидерита по размерам

Хотя пластическая вязкость и повышается при увеличении содержания твердой фазы, напряжение сдвига в диапазоне скоростей и прочность геля легко регулируется, а жидкость без затруднения прокачивается насосами.

Оценка влияния данных систем на коллекторские свойства проводилась по следующей методике. Керна устанавливали в ячейку Хасслера, в которой он насыщался раствором хлористого натрия с минерализацией 50 г/л. Затем с постоянным расходом через керн прокачивали керосин до полного исчезновения на выходе остатков воды. После чего определяли проницаемость керна по керосину и исходную проницаемость по нефти. Затем на образец породы воздействовали жидкостью, представляющей водный

раствор хлористого натрия, загущенный полимером и утяжеленный сидеритом до плотности 1680 кг/м³.

При определении коэффициента восстановления проницаемости через керн в обратном направлении прокачивали нефть до установления постоянного расхода. Кислотная обработка проводилась в том же направлении, что и обработка испытываемой жидкостью. На рис.7 показано изменение коэффициента восстановления проницаемости песчаника Берия в зависимости от объемов нефти в порах, прокачиваемых через образец после различных видов воздействия на него. Из графика видно, что после прокачки через образец примерно таких же объемов нефти в порах, как при формировании остаточной воды путем прокачки керосина, восстанавливается 89% исходной проницаемости. Кислотная обработка керна привела к полному ее восстановлению.

Солянокислотная обработка пласта после применения жидкостей глушения, включающей соответствующие наполнители, имеет ряд недостатков. В ПЗП остаются участки, в которых не достигается контакт кислоты с проникшими туда твердыми частицами; кислотная обработка неоднородна во всем интервале обрабатываемого участка ствола скважины по объему и длительности контакта, необходимого для завершения реакции; она может вызвать частичное разрушение матрицы пласта с высвобождением нерастворимых твердых частиц.

Разработаны растворимые в воде наполнители – кольматанты, специально подобранные по размеру частиц минеральные соли, которые не растворяются в жидкости глушения на основе близкого к предельному насыщению солевого раствора. После окончания ремонтных работ удаление фильтрационной корки из такого материала осуществляется промывкой скважины пресной водой или вымыванием водой, содержащейся в продукции скважины.

Соли для приготовления жидкости глушения и водорастворимая соль выбираются из группы: хлористый натрий и калий, хлорид кальция, сульфат натрия, карбонат натрия, бикарбонат натрия, бромид кальция, карбонат калия и их смеси. В последнее время в качестве кольматанта применяется хлорид натрия.

Фирмой Texas Brine Corporation была разработана технология приготовления и применения бурового раствора без твердой фазы для заканчивания и ремонта скважин, имеющих зоны катастрофического поглощения. В качестве наполнителя, снижающего фильтрацию, использовали соль определенного помола, которую вводили в насыщенный раствор хлоридов калия, кальция и натрия. Стабилизацию системы проводили с помощью солестойких полимеров – загустителей.



Рис. 7. Изменение коэффициента восстановления проницаемости песчаника Берия в зависимости от объема нефти в порах:
а- начальная проницаемость по нефти; б – обратная проницаемость по нефти после контакта с жидкостью для заканчивания скважин;
в – обратная проницаемость по нефти после кислотной обработки

В процессе приготовления концентрацию исходного рассола выбирают в диапазоне 1210-1680 кг/м³ из расчета плотности, необходимой для проведения работ. Количество закупоривающего наполнителя (соли) колеблется от 23 до 86 кг на 1 м³ рассола. Состав и некоторые свойства раствора с водорастворимым наполнителем приведены в табл.12.

Разработчики солевого раствора с водорастворимым наполнителем подчеркивают следующие его преимущества.

- Жидкости не загрязняют продуктивный пласт.
- Закупоривающие частицы (т.е. наполнитель) легко растворяются поступающим из пласта флюидом.
- Очистка пласта может быть осуществлена промывкой пластовой водой.
- Исключается кислотная обработка.
- Низкая фильтрация по сравнению с другими растворами.
- Раствор может иметь повышенную плотность по сравнению с другими растворами на основе хлоридов калия, натрия и кальция.
- Система может использоваться как пачка для временной кольтматации поглощающих горизонтов, как жидкость для промывки, перфорации, намыва гравийного фильтра.
- Система является самой безвредной из всех рассолов высокой плотности с точки зрения техники безопасности.

Таблица 12

Показатели	Плотность, кг/м ³					
	1220	1250	1310	1430	1550	1670
<u>Состав растворов</u>						
Закупоривающая соль, кг/м ³	72	86	86	57	46	23
Утяжеляющая соль, кг/м ³	-	74	194	486	766	1001
Объем насыщенного раствора, м ³	0,97	0,93	0,87	0,75	0,64	0,53
<u>Свойства</u>						
Пластическая вязкость, мПа·с	8	13	18	21	27	36
Статическое напряжение сдвига, дПа	3/5	5/8	6/8	5/6	6/8	10/21
рН	8,7	9,0	9,0	8,7	8,5	8,4
Фильтрация, см ³	8,8	8,9	7,8	6,5	7,2	6,1

В процессе разработки этой системы были встречены сложности при выборе размера и концентрации закупоривающих частиц, что обусловлено большим разбросом размеров пор продук-

тивного пласта в нефтяных и газовых скважинах различных месторождений, для коьматации которых требуется распределение числа частиц определенного диаметра (преимущественно менее 20 мкм).

Незначительное увеличение растворимости при повышенных температурах указывает на стабильность данной системы в условиях скважины. Всего лишь 14 кг соли дополнительно растворяется в 1 м³ рассола в результате повышения температуры от 21 до 121° С, при этом показатель фильтрации системы увеличивается незначительно.

Роль утяжелителя в данной системе играет соль крупного помола, хотя для высокопроницаемых горизонтов она может служить и закупоривающим агентом.

В процессе проведения лабораторных исследований по изучению влияния раствора на коллекторские свойства кернов были зафиксированы хорошая обратная проницаемость и полное восстановление последней после воздействия раствора плотностью 1460 кг/м³.

Этот раствор используется как жидкость для заканчивания и ремонта скважин (вторичное вскрытие, намыв гравийного фильтра, расширение ствола скважины, промывка и ликвидация песчаных пробок) с целью снижения загрязнения твердой фазой продуктивного пласта. Диапазон плотности раствора - 1190 - 1670 кг/м³. Этот раствор может быть использован в качестве пачки, закачиваемой в интервал поглощения. Для предотвращения коьматации гравия частицами соли при намыве гравийного фильтра диаметр их должен быть менее 44 мкм. В табл. 13 приведены теоретические размеры частиц, способные закупорить гравийную набивку для различных размеров гравия.

Таблица 13

Размер гравия, мм	Средний диаметр, мкм	Размер пор, мкм	Теоретический размер закупоривающих частиц, мкм
0,42-0,15	304	47	16
0,42-0,21	329	51	17
0,42-0,25	355	55	18
0,84-0,42	634	98	33

1,19-0,59	888	137	46
1,68-0,84	1268	196	65
1,68-1,00	1344	208	69
2,00-0,84	1420	220	73
2,38-1,19	1680	258	86

Вышеописанная система опробована на промыслах как жидкость для заканчивания скважин, при намыве гравийного фильтра в качестве жидкости-носителя и в качестве временно тампонирующей пачки в поглощающих скважинах.

В Техасе рассол плотностью 1220 кг/м^3 с наполнителем был использован в процессе проведения целого комплекса операций по переоборудованию забоя скважин. Сюда входило разрушение 12 м эксплуатационной колонны, расширение ствола в зоне продуктивного пласта, намыв гравийной пачки и промывка забоя перед запуском скважины в работу. При этом фильтрацию жидкости в высокопроницаемый коллектор не наблюдали вследствие хороших закупоривающих характеристик этой системы. Соль-наполнитель пропускали через дробилку, а затем через вибросито с мелкоячеистой сеткой. Это позволило использовать жидкость для доставки гравия размером 2,0- 1,19 мм в зону намыва фильтра. По окончании операции гранулированная соль легко была удалена из гравийного фильтра путем обратной промывки.

Использование данной системы позволило провести ремонтные работы в скважине с одновременной раздельной эксплуатацией двух горизонтов, имеющих различные пластовые давления. Глушение скважины глубиной 2550 м производили рассолом хлористого кальция плотностью 1400 кг/м^3 , а в зону с пониженным пластовым давлением для предотвращения потерь жидкости была помещена пачка рассола с наполнителем плотностью 1400 кг/м^3 и объемом $2,4 \text{ м}^3$. Репрессия при этом составила 11,6 МПа.

Для исследования влияния системы с водорастворимым наполнителем на фильтрационные характеристики пластов керн диаметром 25,4 мм и длиной 63,5 мм, насыщенный 6%-ным раствором хлористого натрия, поместили в резиновую втулку керна-держателя. Давление гидрообжима создавали сжатым газом

(азот). Рассол прокачивали через керн в направлении пласт-скважина до установления постоянного расхода при перепаде давления 0,18-0,35 МПа в зависимости от проницаемости керна. Проницаемость подсчитывали по уравнению Дарси. Затем возобновляли прокачку, но уже в направлении скважина-пласт с перепадом давления 1,75 МПа. Прокачка длилась 30 мин, в течение которых фиксировали расход жидкости через керн. Затем снова меняли направление движения жидкости и прокачивали рассол до установления постоянного расхода при перепаде давления 0,18-0,35 МПа, после чего снова подсчитывали проницаемость и процент ее снижения.

Для сопоставления были проведены исследования с раствором на нефтяной основе и установлено, что коэффициент восстановления проницаемости кернов после прокачки рассола с наполнителем приближается к 95%.

В качестве нефтерастворимых наполнителей – кольматантов используют растворимые в нефти резины и смолы. Образующаяся из них в ПЗП фильтрационная корка удаляется промывкой забоя углеводородными растворителями или нефтью.

Как уже отмечалось, практически все кольматанты используются в совокупности с полимерными регуляторами вязкостных и фильтрационных свойств рассолов. Чаще других имеет место комбинация карбонат кальция и ГЭЦ, образующая полимерный раствор нетиксотропного типа. Полимерные растворы, содержащие ксантановую смолу, относятся к структурированным системам. Тот или иной тип раствора применяют в зависимости от технологических особенностей ремонтных работ. Некоторые фирмы (Мейко уэллком, ИМКО-сервис) выпускают полимеркарбонатные растворы на основе хлорида натрия или хлорида калия, которые в своем составе содержат правильно подобранные полимеры, частицы карбоната кальция определенного фракционного состава, чистый и мелкозернистый кислоторастворимый утяжелитель, а также деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, бактерициды, термостабилизирующие добавки и поглотители кислорода [18,19].

Для глушения высокопроницаемых пластов в НПО «Бурение» [20] разработана загущенная углеводородная система, об-

ладающая псевдопластичными свойствами и способная транспортировать кислоторастворимый кольматант. В низкопроницаемых пластах система может применяться без кольматанта. Был проведен полный комплекс лабораторных исследований углеводородных систем на основе газового конденсата и сырой нефти. Системы обладают псевдопластичными свойствами: показатель поведения потока $n=0,18-0,54$, коэффициент консистенции $K=10,5-4,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}^n$. Такие системы в области высоких скоростей сдвига, характерных для течения в трубах разжижаются, а в области низких скоростей сдвига, характерных для течения в пласте, имеют высокую вязкость.

Таблица 14

Состав жидкости глушения	Технологические показатели					
	ρ , кг/м ³	$\eta_{\text{эф}}$, мПа·с	Φ_3 , см ³	t , о°С	n	k , Па·с
Основа – нефть Загуститель – до 3% Понижитель фильтрации – до 3%	800-1200	500-60	< 5	120	0,2-0,6	10,6-4,0
Основа – газовый конденсат Загуститель – до 3% Понижитель фильтрации – до 3%	750-1200	300-50	< 5	120		

Технологические показатели систем приведены в табл.14, а эффективная вязкость – на рис. 8.



Рис. 8. Зависимость эффективной вязкости углеводородных систем от концентрации загустителя при $t=60^{\circ}\text{C}$:

высокие скорости сдвига

◆ - нефть; -Δ- газовый конденсат

низкие скорости сдвига

—□— нефть; x —газовый конденсат

Как следует из рис.8, изменением концентрации загустителя (С) от 3 до 6% можно регулировать эффективную вязкость систем, добиваясь необходимых значений при высоких и низких скоростях сдвига.

На рис. 9 показана зависимость водоотдачи систем (при $P=4\text{МПа}$) от содержания понизителя фильтрации. Вплоть до 80°C объем фильтрата не превышает 3 см^3 , а при 100°C составляет всего 15 см^3 .

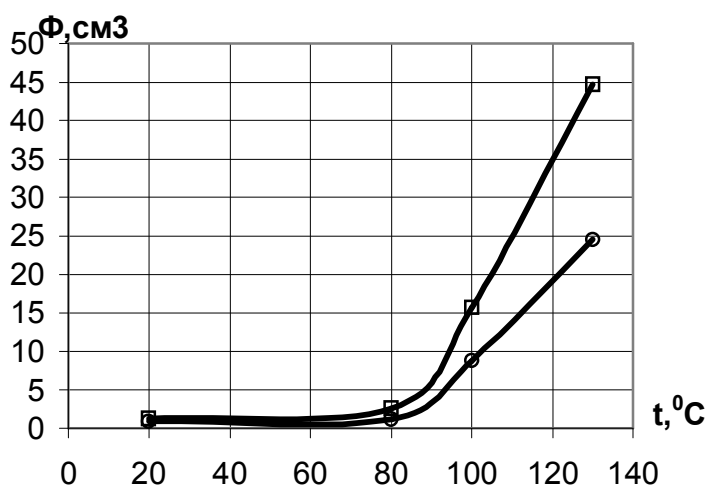


Рис. 9. Зависимость водоотдачи систем от температуры при различной концентрации загустителя:

□ - C = 2%; o - C = 4%

Системы обладают термостабильностью при температуре до 120°C , при 130°C происходит незначительное расслоение и полное расслоение при 140°C .

Низкая фильтрация, высокая термостабильность и углеводородная основа дают возможность применять данные системы

не только в качестве жидкости глушения в условиях АНПД, но и для консервации продуктивных скважин на более длительные сроки (до 3 лет), не ухудшая при этом коллекторские характеристики пласта.

Учитывая, что основой предлагаемых жидкостей является газовый конденсат или нефть, а все остальные компоненты производятся на нефтехимических заводах России, их применение позволит снизить затраты при ремонте скважин. Кроме того, использование указанных составов ведет к многократному уменьшению сроков освоения скважин.

Прямые эмульсии

К водным системам, обладающим низкой фильтрацией в пласт, помимо полимерных систем, относятся прямые эмульсии.

Для глушения скважин, построенных в условиях многолетнемерзлых пород, разработана жидкость глушения, содержащая воду, хлористый кальций, бентонитовую глину, газовый конденсат и сульфонол. Данная система представляет собой прямую эмульсию, дисперсный характер которой препятствует ее проникновению в пласт и обеспечивает быстрое освоение скважин.

В СевкавНИИгазе для глушения газовых скважин с целью предупреждения поглощения жидкости глушения разработана высоковязкая, неструктурированная прямая эмульсия, состоящая из ССБ и газоконденсата в соотношении от 1:1 до 1:3. Для устранения вспенивания в эмульсию добавляют резиновую крошку (0,25-0,50% к объему газоконденсата). Плотность нетекущей через воронку эмульсии составляет 0,90-1,0 г/см³, а фильтрация – 1,5-3,0 см³/30 мин. Необходимым условием стабильной эмульсии является плотность раствора ССБ, которая должна быть не менее 1,14 г/см³. Наиболее устойчивая система образуется при содержании ССБ 30-40%. Разжижают эмульсию пресной или пластовой водой. В емкость последовательно загружают расчетное количество газоконденсата и резиновой крошки, перемешивают в течение 30 минут, добавляют необходимое количество ССБ и

тщательно перемешивают систему. Промысловые данные свидетельствуют о высокой эффективности этой ЖГ.

С целью ускорения сроков восстановления проницаемости коллекторов в скважинах, где были проведены ремонтные работы, разработан состав прямой слабофильтрующейся эмульсии. Эмульсия содержит лигнин, щелочь, КМЦ, нефтепродукт (нефть или дизтопливо), ПАВ, воду и этилендиамин. Ускорение восстановления проницаемости обеспечивает добавка этилендиамина. Жидкость глушения готовят следующим образом: последовательно растворяют в щелочном растворе лигнин, КМЦ, нефтепродукт, ПАВ и, наконец, при интенсивном перемешивании вводят этиленамин.

Очистка жидкостей глушения на водной основе

Основным преимуществом жидкостей глушения на основе водных растворов неорганических солей является отсутствие твердой фазы. Однако при глушении часто нарушается это требование и в жидкость глушения попадают глинистые минералы, утяжелители, примеси в материалах для приготовления жидкостей, окалина и продукты коррозии с поверхности подземного оборудования.

Ухудшение проницаемости происходит в результате проникновения загрязненных жидкостей в пласт, а также из-за движения естественных мелких частиц в матрице коллектора вследствие химических и реологических различий между скважинными жидкостями и флюидами коллектора.

Исследование нарушений эксплуатационных качеств пласта, вызванных кольматацией твердой фазой, выявило существование прямой связи между содержанием твердой фазы в жидкости и снижением проницаемости (по данным фильтрации через керн проницаемостью $0,460 \text{ мкм}^2$). Жидкость, содержащая всего $0,0014\%$ твердой фазы, снизила проницаемость исследуемого керна на 80% . Последующие обратная промывка и кислотная обработка восстановили только 50% исходной проницаемости керна [21].

В других исследованиях [22] обнаружено, что на продуктивность скважины может значительно повлиять уплотненная зона толщиной 10-12 мм, образующаяся в результате процесса пулевой перфорации. Это отрицательно влияет на эффективную проницаемость продуктивной зоны, которая, возможно, уже была снижена во время первичного вскрытия. Показано, что продуктивность после вторичного вскрытия изменяется в диапазоне от 30% потенциальной возможности коллектора в условиях качественной перфорации до 1% - при некачественной. С целью уменьшения скин-эффекта при перфорации рекомендуют использовать сверхчистые жидкости для заканчивания [23].

В одном из примеров показано, что поглощение при перфорации 8 м³ жидкости для заканчивания, содержащей 0,5% твердой фазы, эквивалентно закупориванию свыше 1000 перфорационных каналов. Поршневание и кислотная обработка с целью очистки каналов оказались неэффективными.

Рассолы очищают от твердой фазы путем фильтрования после их приготовления и непосредственно перед проведением операции в скважине, так как в процессе доставки на буровую возможно загрязнение жидкости. Перед проведением операции очищают от грязи устьевое и внутрискважинное оборудование путем промывки скважин жидкостью, содержащей некоторое количество песка, после этого приступают к очистке самого рассола.

При использовании загрязненных жидкостей пласт выполняет функцию фильтра, который задерживает твердую фазу, причем частицы размером 1/3-1/10 диаметра пор пласта проникают довольно глубоко и вызывают необратимое снижение проницаемости, вплоть до полной закупорки пласта. Частицы размером больше 1/3 диаметра порового пространства закупоривают его в непосредственной близости от стенок скважины и могут быть легко удалены. Частицы, размеры которых меньше 1/10 диаметра порового канала, проникая в коллектор, свободно перемещаются в нем, не снижая при этом проницаемость пласта. Отсюда следует, что уровень очистки технологических жидкостей зависит от среднего диаметра пор, т.е. от среднего размера зерен песка, слагающего пласт. В табл. 15 приведены теоретические размеры

частиц, способных экранировать, кольматировать и проникать во внутрь порового коллектора в зависимости от его гранулометрического состава.

Если же невозможно получить образцы породы, слагающей коллектор, то используют правило, применяемое на месторождениях Мексиканского залива, согласно которому средний диаметр пор равен квадратному корню из проницаемости, выраженной в мкм^2 . Например, размер пор пласта проницаемостью $0,92 \text{ мкм}^2$ составляет 30 мкм , а размер частиц, загрязняющих коллектор, 3-10 мкм .

Таблица 15

Размер песка, мм	Средний размер песка, мкм	Размер пор, мкм	Размер коркооб- разующих частиц, мкм	Размер кольмати- рующих частиц, мкм	Размер мигри- рующих частиц, мм
2,00-0,84	1420	220	73	18-73	< 18
1,68-0,84	1268	196	65	16-65	< 16
0,84-0,42	634	98	33	8-33	< 8
0,42-0,21	329	51	17	4-17	< 4
0,42-0,15	304	47	16	4-16	< 4
0,35-0,20	275	43	14	3,6-14	< 3,6
0,30-0,12	210	32	10	2,7-10	< 2,7
0,25-0,10	175	28	8,3	2,3-8,3	< 2,3
0,20-0,10	150	24	7,1	2,0-7,1	< 2,1
0,15-0,07	110	17	5	1,4-5,0	< 1,4

Некоторые ученые, определяя критерий чистоты жидкости, обосновывают его таким образом, что из раствора должны быть удалены все частицы, размеры которых больше 2 мкм . Такая жидкость обычно не вызывает загрязнения пласта.

Необходимость очистки рассолов от микронных примесей наглядно подтверждается промысловыми данными. Так, в работе [24] показан опыт компании «Шелл», которая ранее провела сравнимые операции по заканчиванию скважин, пробуренных на

песчаник в Мексиканском заливе, показатели продуктивности которых достигали 2. Усовершенствованные способы применения чистых жидкостей, должная очистка и увеличенный диаметр перфорационных отверстий улучшили этот показатель до 6 - 60 (в среднем в 20 раз).

Обзор ряда сравнимых скважин фирмы «Эксон» показал, что использование жидкостей для заканчивания, отфильтрованных до частиц размером 10 мкм и менее, увеличивало дебит скважины по крайней мере на 45% в сутки по сравнению с теми скважинами, в которых использовали жидкости, отфильтрованные до частиц размером 25 мкм и менее [25].

В работе [26] приведен пример платформы «Коноко» в Мексиканском заливе, где продуктивность скважины увеличилась с 845 до 1859 м³ в сутки. Отфильтрованные жидкости для заканчивания являются важной составляющей технологии гравийной набивки, которая выдерживает высокие темпы добычи. Сравнимая соседняя платформа явилась эталоном использования отфильтрованных жидкостей для намыва гравийных фильтров. Необходимо отметить, что увеличение добычи на 1014 м³ в сутки при стоимости \$ 30 за баррель дает дополнительный доход свыше \$ 65 млн. в год только с одной платформы. Такая увеличенная производительность и дополнительный доход подтверждают обоснованность и оправдывают стоимость технологий с использованием отфильтрованных жидкостей для заканчивания скважин.

В работе [27] приводятся данные об изменении проницаемости в зависимости от числа частиц, т.е. от степени загрязнения жидкости. Так, при прохождении жидкости, содержащей $(0,6-21,4) \cdot 10^7$ частиц диаметром не менее 2 мкм, через керн, площадь поверхности которого 6,45 см², было зафиксировано снижение проницаемости на 50%.

В табл. 16 приведены данные опытов с кернами длиной 6,35 мм и площадью фильтрации 6,45 см², проницаемость которых по воздуху 0,10-0,41 мкм². Жидкость с различным содержанием твердой фазы прокачивали через керн, число частиц регистрировали счетчиком. Результаты эксперимента убедительно сви-

детельствуют о значительном влиянии степени чистоты рассола на коллекторские свойства продуктивных пластов.

Для определения числа частиц, воздействующих на пласт, предложено использовать формулу:

$$\Sigma P = \frac{N_2 \cdot B_p}{n_p \cdot A_p}, \quad (1.2)$$

где ΣP - общее число частиц диаметром 2 мкм и более, проникших в пласт через единицу поверхности перфорационного отверстия; B_p - объем жидкости на 1 п.м интервала перфорации, проникшей в пласт в процессе проведения операции; N_p - число перфорационных отверстий на 1 п.м интервала перфорации; A_p - площадь поверхности перфорационного отверстия; N_2 - число частиц диаметром 2 мкм и более на 1 мл жидкости перфорации.

Таким образом, используя эту формулу, можно подсчитать загрязнение пласта.

Таблица 16

Параметры	Керны		
	А	В	С
Проницаемость по воздуху, мкм ²	0,10-0,20	0,20-0,41	0,10-0,20
Проницаемость кернов для растворов KCl, мкм ²	0,05	0,12	0,04
Распределение частиц по размерам, мкм	0-5	0-5	0-5
Общее число частиц диаметром 2 мкм и более	21,4·10 ⁷	1,57·10 ⁷	9,6·10 ⁷
Снижение проницаемости, %:	Содержание твердой фазы		
1	0,196·10 ⁶	0,31·10 ⁶	0,12·10 ⁶
10	0,196·10 ⁷	0,31·10 ⁷	1,2·10 ⁶
20	0,36·10 ⁷	0,63·10 ⁷	2,4·10 ⁶
30	0,51·10 ⁷	0,92·10 ⁷	3,6·10 ⁶
40	1,16·10 ⁷	1,26·10 ⁷	4,3·10 ⁶
40,5	2,6·10 ⁷	1,43·10 ⁷	5,5·10 ⁶
50	21,4·10 ⁷	1,57·10 ⁷	6,0·10 ⁶

До настоящего времени не разработан единый критерий чистоты рассолов. В основу одного из критериев положен максимальный размер частиц примесей, которые проходят через фильтр, в основу другого – показатель «концентрация твердых веществ в совокупности с максимальным размером частиц». Однако не все типы фильтров способны задерживать частицы размером 2 мкм, а измерение диаметра частиц в полевых условиях провести очень трудно.

Чаще всего для оценки чистоты рассолов используют показатель «части на миллион». Для определения количества твердой фазы в жидкостях применяют визуальные наблюдения, фильтрование или центрифугирование. Нефелометрические измерения дают довольно точную оценку числа твердых частиц в солевых растворах. Так, например, при показании нефелометра менее 1 нефелометрической единицы мутности твердых частиц в растворе оказалось около 0,1 части на миллион, т.е. загрязненность по показаниям нефелометра несколько завышена.

Определяя критерий чистоты жидкости, некоторые исследователи утверждают, что последний существенно зависит от распределения частиц по размеру (гранулометрический состав твердой фазы), типа частиц, проницаемости продуктивного горизонта и объема жидкости, который войдет в пласт при проведении операции. Однако только одна компания меняет уровень очистки рассолов в зависимости от коллекторских свойств пласта. Иногда чистоту жидкости устанавливают в зависимости от вида работ. Например, для намыва гравийного фильтра уровень очистки должен быть 5 мкм. При проведении перфорации с депрессией на пласт, по мнению некоторых специалистов, достаточно очистить жидкость от частиц размером 50 мкм.

Некоторые аспекты теории фильтрования. Фильтрование - это удаление частиц из жидкости пористой средой различной природы. Существует три основных механизма, посредством которых происходит задержка частиц в пористой среде фильтра:

- задержка поверхностью фильтрующей среды частиц, размеры которых больше диаметра порового канала;
- улавливание частиц в толще матрицы фильтрующей среды вследствие изменения размеров порового канала;

- прилипание к матрице фильтра частиц, диаметр которых намного меньше диаметра порового канала.

Вследствие большого разнообразия размеров и форм в практике фильтрования имеют место все три случая.

Незначительное число фильтрующих сред является поверхностными фильтрами с однородным размером пор. К ним относятся плетеные сетчатые фильтры с диаметром ячейки до 8 мкм и фильтры, представляющие собой пластмассовые пластинки с одинаковыми отверстиями, проделанными совместно ионизирующим лучом и процессами выщелачивания. Такие среды обычно характеризуются относительно низким поровым объемом и высоким сопротивлением течению жидкостей, что приводит к необходимости максимально снижать их толщину. Примером таких сред являются мембраны различных типов.

Задержание частиц вследствие прилипания к фильтрующей матрице зависит от ряда факторов, обеспечивающих высокую частоту столкновения частиц с матрицей при их движении через фильтрующую среду. Причинами столкновения частиц с матрицей являются:

- течение жидкости;
- инерционный удар, при котором кинетическая энергия частиц преодолевает действие вязкостных сил жидкости;
- диффузия или броуновское движение;
- осаждение, при котором гравитационные силы вызывают движение частиц поперек течения;
- центробежные и гидродинамические силы, вызывающие вращение частиц и способствующие отклонению их от движения потока.

В результате столкновения не всегда достигается контакт, необходимый для захвата частиц вследствие поверхностных сил адсорбции Ван – Дер - Ваальса. Для частиц размером 10 мкм преобладают инерционные силы и адсорбция частиц не будет являться основным фактором. Однако, для частиц размером менее 5 мкм поверхностные силы сцепления и отталкивания начинают играть важную роль.

В процессе фильтрования существует еще один важный фактор - это скорость сдвига в канале фильтрующей среды, зави-

сящая от скорости течения в нем жидкости, от порового объема и диаметра пор. Таким образом, эффективность фильтрования зависит не только от среднего размера пор и частиц, но и от их распределения.

Обычно при фильтровании действуют все три механизма задержки частиц, но при преобладании в жидкости частиц размером менее 5 мкм и низких скоростях ее движения в пористой среде, плотности потока доминируют процессы адсорбции частиц на стенках поровых каналов.

Системы очистки рассолов

Достижение высоких технико-экономических показателей при очистке рассолов обуславливается использованием нескольких ступеней удаления твердой фазы. В порядке уменьшения размера удаляемых частиц в систему очистки может входить следующее оборудование: вибросито, отстойник, илоотделитель, центробежный сепаратор и фильтр тонкой очистки. На практике встречаются системы, имеющие различное сочетание вышеперечисленного оборудования, с обязательным использованием фильтров тонкой очистки.

Одним из наиболее простых и действенных методов предварительной очистки является отстой. При развертывании крупнотоннажного производства рассолов в технологической линии должны быть запроектированы отстойники. Однако в промышленных условиях, особенно на морских основаниях при дефиците полезной площади, использование отстойников вызывает определенные сложности: чем выше плотность очищаемой жидкости, тем большей площади требуется резервуар для отстоя. Например, очищая соленую воду плотностью 1070 кг/м^3 и вязкостью $1,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ методом осаждения при наличии резервуара-отстойника шириной 3,6 и длиной 6 м с производительностью $10 - 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, из жидкости можно удалить частицы диаметром более 2 мкм. Рассол плотностью 1670 кг/м^3 и вязкостью $16 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ можно очищать с той же производительностью от частиц размером более 50 мкм в емкости шириной 3,6 и длиной 27 м. Чтобы довести очистку жидкости до уровня 10 мкм при производительности

$15 \cdot 10^{-3}$ м/с потребуется уже емкость шириной 3,6 и длиной 33,6 м.

В табл.17 приведены данные о линейных размерах отстойных емкостей и возможный уровень очистки для жидкостей различной плотности.

Таблица 17

Длина резервуара – отстойника при ширине 3,6 м, м	Плотность жидкости, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Уровень очистки, мкм
8,4	1000	1,3	20
9,0	1080	1,3	20
10,5	1130	1,5	20
13,5	1190	2,0	20
22,5	1250	3,0	20
39,0	1330	5,0	20
57,0	1390	7,0	20
18,0	1390	7,0	40
29,4	1550	10,6	40
35,4	1670	16,0	50
37,5	1850	33,0	100

Эффективность удаления взвесей зависит от степени их дисперсности, формы, плотности, вязкости жидкости и т.д. Так, нельзя осадить простым отстаиванием частицы размером менее 5 мкм, т.к. они совершают броуновское движение. Данные по теоретическому времени осаждения частиц различных фракций в столбе жидкости высотой 1 метр приведены в табл. 18, из которой видно, что скорость естественного осаждения мелкодисперсных частиц, составляющих большую часть загрязнений, весьма мала и не удовлетворяет производственным условиям. Следует отметить, что разрешающая способность человеческого глаза составляет 40 мкм, а поэтому совершенно прозрачные рассолы далеко не всегда могут быть чистыми с точки зрения сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Отстой рассолов можно ускорить, применяя добавки реагентов, способствующих флокуляции примесей при их осаждении,

например, применяя анионный полиакриламид в качестве флокулянта при очистке рассола хлористого натрия.

Таблица 18

Размер частиц, мкм	Время осаждения частиц в жидкостях			
	Пресная вода	Раствор NaCl, $\rho=1,7 \text{ г/см}^3$	Раствор CaCl ₂ , $\rho = 1,30 \text{ г/см}^3$	Раствор CaBr ₂ , $\rho = 1,70 \text{ г/см}^3$
1000	12 сек	23 сек	60 сек	133 сек
500	47 сек	100 сек	230 сек	530 сек
250	200 сек	330 сек	910 сек	2000 сек
100	1200 сек	2500 сек	1,6 ч	3,5 ч
50	1,3 ч	2,5 ч	6,9 ч	14 ч
20	8,4 ч	13,9 ч	40 ч	3,8 сут
10	34 ч	65 ч	6,8 сут	14,5 сут
5	5,8 сут	11 сут	30 сут	60 сут
2	38 сут	58 сут	165 сут	1 год
1	150 сут	290 сут	570 сут	4 года

Анализируя полученные данные и учитывая, что рассолы применяются при перфорации и глушении скважин с проницаемостью коллекторов $> 100 \text{ мкм}^2$, можно сделать вывод о том, что из рассолов должны удаляться примеси с размером более 2 - 5 мкм. Частицы такого размера, как известно, могут эффективно удаляться лишь фильтрованием.

Применение вибросит, илоотделителей и центробежных сепараторов носит случайный характер из-за низкой эффективности очистки ими рассолов. Наиболее важным звеном в системе очистки являются фильтры тонкой очистки, от эффективности работы которых во многом зависит достижение поставленной задачи. В НПО «Бурение» разработано и производится фильтровальное оборудование, позволяющее обеспечивать чистоту фильтрата до 1 мкм [28]. Фильтр имеет площадь поверхности 25 м^2 и производительность до $15 \text{ м}^3/\text{час}$. Облегченная конструкция позволяет применять его как на узлах подготовки рассолов, так и непосредственно на скважине. Широко применяются следующие филь-

ры: патронные с номинальной задерживающей характеристикой, патронные с абсолютной задерживающей характеристикой, мешочные, высокоскоростные с различными фильтрующими средами, различные модификации фильтров-прессов с использованием диатомита для создания предварительного фильтрующего слоя и т.д. Краткая характеристика фильтров тонкой очистки приведена в табл.19.

Таблица 19

Тип фильтра	Минимальный размер частиц, задерживаемых фильтром, мкм	Производительность, 10^{-3} м ³ /с	Капитальные затраты, \$ сут	Стоимость обслуживания за 1 м ³ , \$	Примечание
1	2	3	4	5	6
Патронный с номинальной задерживающей характеристикой	1 (номинальный)	2,7-5,3	94	32-63	Срок службы патрона –менее 15 мин, затем патрон выбрасывается. Большая трудоемкость замены патронов, необходим их большой запас
Патронный с абсолютной задерживающей характеристикой	1 (абсолютный)	2,7-5,3	Нет данных	-	Для увеличения срока работы требуется предварительная очистка. Может иметь место перепуск жидкости из-за негерметичности уплотнений
Мешочный	2 (номинальный)	2,7	94	44,1-101	Могут быть утечки и разрывы, заменяются быстрее, чем патронные. Требуется большой запас.

					Срок службы – короткий
--	--	--	--	--	---------------------------

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Песчаный многослойный высокой пропускной способности	1 (номинальный)	67,5	20,8-52	0,3	Требуется значительное количество чистой жидкости для заполнения и промывки
Рамный фильтр-пресс с фильтрующей средой из диатомита	1	16-25	54-60	1,2	Необходим предохранительный фильтр после основного для задержания возможного прорыва частиц диатомита
Ультра-фильтрация	0,1	-	189	8,2-7,9	В настоящее время в нефтяной промышленности еще не применялось

Патронные фильтры с номинальной задерживающей характеристикой широко используются в промышленности для очистки рассолов, питьевой воды, различных напитков, спирта, концентрированных кислот и щелочей. Патронные фильтры представляют собой цилиндрические трубы из проницаемого материала, который изготавливают из хлопка, бумаги, полиэфирного волокна, полипропилена, стекловолокна, искусственного шелка, нейлона и т.д. Большинство частиц задерживается на внешней поверхности патрона. Обычно патроны устанавливаются в герметичный корпус и жидкость течет через проницаемый материал, начиная с наружной поверхности, в упрочняющий сердечник с последующим выходом в емкость сбора.

Патронные фильтры изготавливают с размером пор 1, 2, 5, 10, 25 мкм и т.д. Устанавливают эти фильтры последовательно, вначале с большими порами (50-75 мкм), средними (25-30 мкм) и затем мелкопористые (1-2 мкм). Вследствие этого, фильтры с

большими порами меняют чаще, чем мелкопористые патроны, расположенные в конце фильтрующей системы. Патронные фильтры восстановлению не подлежат и поэтому их после замены выбрасывают. Замену патронов проводят, когда перепад давления на них достигнет 0,18-0,25 МПа. Стоимость патрона – 6 - 12 \$. Отличным показателем для этих фильтров считается 90%-ная эффективность очистки, которая определяется по формуле

$$K_{э.о} = \frac{K_{ТН} - K_{ТО}}{K_{ТН}} \cdot 100\%, \quad (1.3)$$

где $K_{э.о}$ - эффективность очистки, %; $K_{ТН}$, $K_{ТО}$ - концентрация твердой фазы соответственно в неочищенной и очищенной жидкостях.

Патронные фильтры с абсолютной задерживающей характеристикой напоминают вышеописанные, однако функционально они сильно отличаются. В качестве фильтрующего материала используется стекловолокно или целлюлоза, пропитанная полипропиленом или эпоксидной смолой. Созданная таким способом фильтрующая среда имеет жесткую структуру. Встречаются также патроны из керамики и металла. Поток жидкости через патрон идет снаружи вовнутрь, образуя при этом фильтрационную корку, представляющую первичный фильтрующий элемент. Имеются патроны, калиброванные на задержку частиц размером от 34 до 2 мкм. Абсолютный размер ячеек фильтра указывает на максимальный размер частиц, которые могут пройти через патрон. Срок службы этих фильтров по сравнению с обычными патронными намного больше, а стоимость - выше. Вследствие жесткости фильтрующей среды при работе не происходит прорыва неочищенного рассола. Замена фильтрующего элемента производится намного проще.

В процессе очистки гофрированным патронным фильтром рассола плотностью 1550 кг/м^3 было зафиксировано снижение общего количества взвешенных частиц с 768 до 33 мг/л. Размер ячеек фильтра составлял 10 мкм. Мутность снизилась с 70 до 1,6 нефелометрических единиц. Во входящем потоке размер частиц

составлял 1-88 мкм. На выходе из фильтра жидкость содержала настолько мало частиц, превышающих 1 мкм, что их невозможно было обнаружить счетчиком частиц.

Срок службы патронных фильтров можно значительно продлить, удалив значительное количество частиц до фильтрования. Это можно осуществить при помощи отстойников, центробежных сепараторов и другого оборудования. Стоимость одного патрона от 6 до 180 \$. Некоторые типы патронов после регенерации могут применяться повторно, однако производительность их снижается на 15-30 %. Многократное использование патронов существенно снизит стоимость очистки.

Мешочные фильтры представляют собой тканевые мешки с определенными ячейками, размещенными в опорных гильзах, которые устанавливают в корпус фильтра. Намного проще, чем у патронных фильтров, производится замена фильтрующих элементов, так как задерживаемая твердая фаза остается внутри мешка. Обычно стоимость одного фильтрующего элемента 3,5- 6 \$, однако срок службы намного меньше, чем у патронных.

Высокопроизводительный многослойный песчаный фильтр имеет в качестве фильтрующей среды песок, гравий, антрацит и т.п. В зависимости от направления потока фильтры могут быть с восходящим, нисходящим или с центральным потоком. В большинстве случаев обратную промывку с целью восстановления проницаемости фильтра осуществляют простым переключением задвижек. Для обратной промывки фильтра обычно требуется от 0,1 до 2 % объема очищенной воды в зависимости от уровня загрязнения. Фильтры с гранулированной загрузкой применяются также при обработке питьевой воды, при подготовке пластовых вод под закачку в пласт и т.д.

Разработаны фильтры с использованием в качестве фильтрующей среды диатомовой земли. Эффективность очистки этих фильтров достигает 98 %. При испытаниях концентрация твердой фазы в жидкости после очистки составляла 74 части на миллион. Это означает, что эффективность задержки твердой фазы повышается на 40 %, а фильтрат становится в 17 раз чище после первого цикла очистки, чем при нескольких циклах очистки патронными фильтрами с номинальной задерживающей характеристи-

кой. Впервые фильтр-пресс с использованием диатомовой земли для очистки рассолов был применен в 1980 г.

Диатомовая земля (ДЗ) состоит из окаменелых скелетов микроскопических водных растений размером 5-100 мкм. Диатомовые водоросли хорошо уплотняются и образуют высокопроницаемую стабильную несжимаемую корку. Так как основной минерал диатомовой земли –кремний, то она практически ни в чем не растворяется, за исключением фтористоводородной кислоты. Размер пор в ДЗ равен 1,5-22 мкм, его можно менять в зависимости от требуемого уровня чистоты жидкости. Пресноводные и морские диатомовые водоросли обитают в морях и реках США. Внешний вид диатомовых водорослей представлен широким многообразием форм. Основной процент пресноводных водорослей имеет конусообразную форму, позволяющую создавать высокоэффективную фильтрационную среду.

Приготовленную суспензию ДЗ прокачивают через гидравлически сжатые листы фильтра до тех пор, пока не получат чистую жидкость. Для поддержания постоянной проницаемости непрерывно растущей фильтрационной корки в рассол вводят дополнительное количество ДЗ, частицы которой образуют новые поры. Как показывает практика, после основного фильтра должен стоять аналогичный по конструкции предохранительный фильтр на случай возможного прорыва фильтрующей среды в основном фильтре.

Фильтрующий материал, подобный диатомиту, можно использовать на фильтрах различного типа: фильтрах-прессах, трубных фильтрах и т.д. Однако, где бы ни применялся диатомит, после него требуется установка предохранительного патронного фильтра, чтобы избежать попадания в рассол частиц самого диатомита, не растворимого в кислотах.

Блок тонкой очистки технологических жидкостей, разработанный НПО «Бурение»

Технология тонкой очистки жидкостей для ремонта и перфорации скважин на территории бывшего СССР была разработана и применялась специалистами НПО «Бурение» на Тенгизском

нефтяном месторождении. Как показал опыт, применение для этой цели серийно выпускаемого фильтровального оборудования сопряжено со значительными трудностями, в частности с его громоздкостью и необходимостью разборки при переезде с одной буровой на другую. Для обслуживания фильтра требовалось не менее двух человек. Фильтровальные элементы имели очень сложную форму.

Учитывая вышеперечисленные недостатки и накопленный опыт, ОАО НПО «Бурение» освоило собственное производство блока тонкой очистки технологических жидкостей на основе рамного фильтр-пресса, предназначенного для фильтрации под избыточным давлением нейтральных, щелочных или кислых суспензий, содержащих от 0,05 до 500 кг/м³ твердых частиц с возможностью просушки осадка сжатым воздухом.

Конструктивные особенности позволяют применять его непосредственно на буровой. Использование в качестве материала плит и рам модифицированного полипропилена облегчает вес конструкции в 3 раза по сравнению с аналогами. Например, масса плиты из чугуна составляет около 70 кг, рамы – 30 кг. Соответственно из полипропилена 3,3 и 2 кг. Разборка фильтра при транспортировке не требуется. Обслуживание производится одним работником. Применение гидравлического зажима позволяет создавать более плавную нагрузку на пакет рам и плит, что предотвращает преждевременное повреждение фильтровальной ткани.

Кроме тонкой очистки рассолов на установке можно проводить множество необходимых вспомогательных операций независимо от наличия спецтехники на буровой, например, проведение флокуляции, регулирование плотности рассолов, растворение в рассолах химреагентов, приготовление моющих и разделительных пачек и т.д.

Компактность и малый вес разработанной конструкции, способность за один цикл отфильтровать до 1000 м³ жидкости с чистотой фильтрата до 2 мкм, возможность просушки осадка и невысокая стоимость (в 1,5-2 раза ниже аналогов) являются ее основными преимуществами в сравнении с механизированными фильтрами, которые в большинстве своем сложны в обслуживании, громоздки и нетранспортабельны.

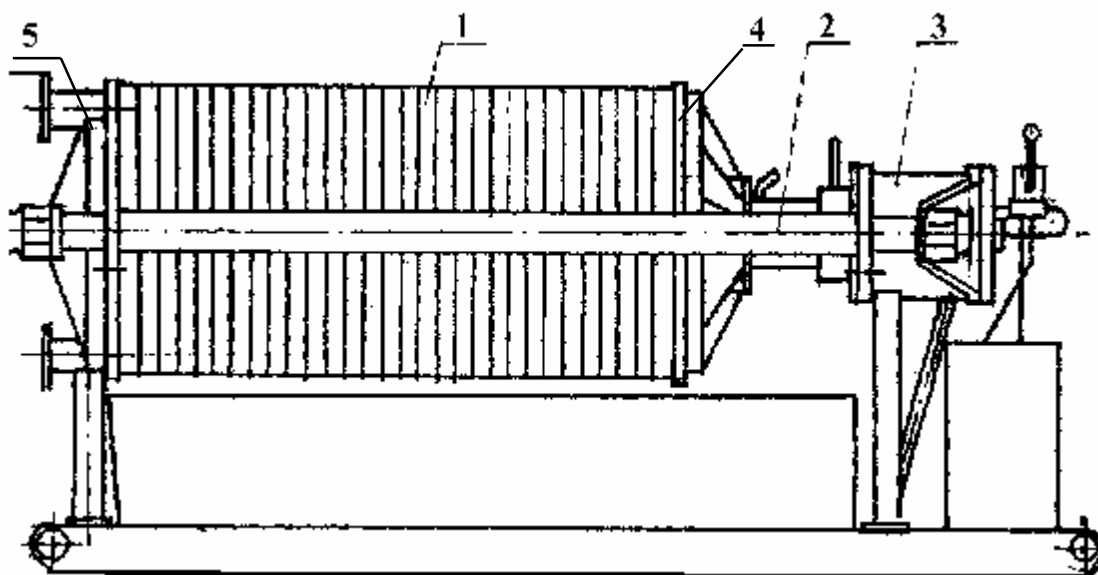


Рис. 10. Общий вид плиточно-рамного фильтр-пресса

Фильтр-пресс (рис. 10) состоит из пакета чередующихся вертикально расположенных плит и рам (1) с навешенными на них фильтровальными перегородками.

Набор плит и рам опирается на две параллельные опорные балки (2) и под действием гидравлического зажимного устройства (3) находится в сжатом состоянии между плитой нажимной (4) и плитой упорной (5).

Площадь поверхности фильтрования может быть увеличена до 50 м².

Фильтрация (рис. 11) происходит под давлением через фильтрующие перегородки 3, которые служат также уплотнительными прокладками между плитами 1 и рамами 2. По каналу 4 под давлением подается суспензия. Жидкая фаза (фильтрат) проходит через фильтровальную перегородку и выходит по каналу 5,

а осадок 7 постепенно заполняет рамное пространство 6. Объем рамного пространства составляет около $0,3 \text{ м}^3$, что позволяет отфильтровать за 1 цикл до 1000 м^3 жидкости. Технологическая схема блока тонкой очистки представлена на рис. 12.

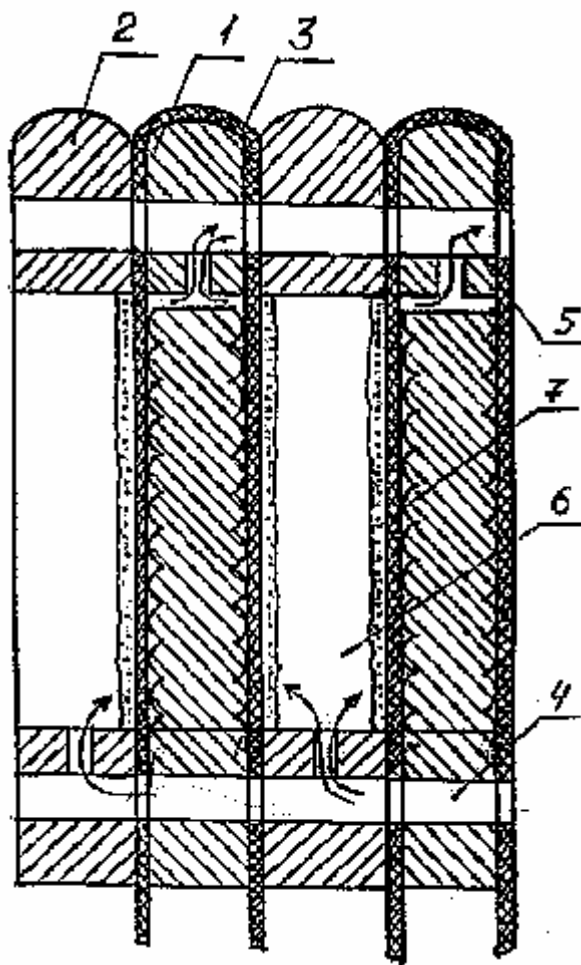


Рис. 11. Принцип работы фильтр-пресса

В отсек «А» вспомогательной емкости (2) набирается примерно $1,5 \text{ м}^3$ очищенного рассола. Сюда же при постоянном перемешивании с помощью пропеллерной мешалки (5) вводится 30-40 кг диатомита. Намыв диатомита необходим для предохранения фильтровальной ткани от загрязнения, что значительно, до двух лет, продлевает срок ее службы. Суспензия насосом (4) подается на фильтр (1) в режиме «на себя». Одновременно в отсек

«Б» набирается очищаемый рассол, в который также при перемешивании с целью уменьшения сопротивления осадка и повышения производительности вводится диатомит из расчета $0,1 - 0,2 \text{ кг/м}^3$. После появления прозрачного фильтрата отсек «А» перекрывают и на фильтр подают очищаемую суспензию из отсека «Б».

При накапливании осадка в рамном пространстве сопротивление фильтрованию возрастает, производительность фильтр – пресса снижается, а давление фильтрования повышается. Когда сопротивление осадка возрастает настолько, что дальнейшее фильтрование становится нерациональным, подачу суспензии прекращают, осадок в рамном пространстве продувают воздухом (6), рамы раздвигают и шлам сбрасывают в поддон (7). Время очистки фильтра от шлама не более 30 минут.

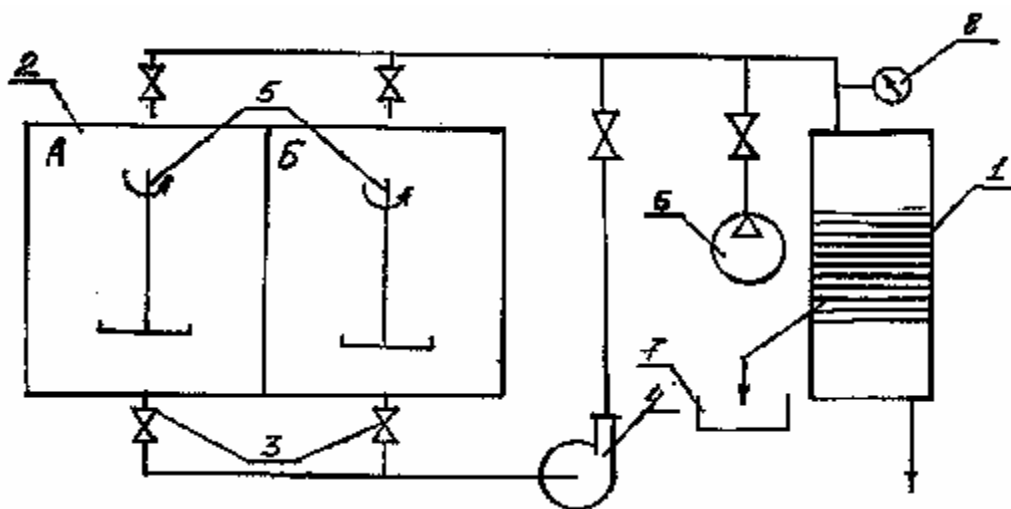


Рис. 12. Технологическая схема блока тонкой очистки