

## **ОТРИЦАТЕЛЬНЫЕ И ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ОБРАБОТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ЖИДКОСТЯМИ ГКЖ-10 (11, 11Н)**

Петров Н.А., Конесев Г.В., Давыдова И.Н.

*ООО «Специальные технологии Западной Сибири», г. Ноябрьск  
Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, г. Уфа  
ОАО «Сибнефть - Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

Одно из основных требований, предъявляемых к поверхностно-активным веществам (ПАВ) и вообще к химическим реагентам для технологических жидкостей при первичном и вторичном вскрытии продуктивных пластов, является повышение смачиваемости горной породы нефтью, то есть гидрофобизирование поверхности каналов коллектора. У кварцевых пород основными адсорбционными центрами являются дефекты кристаллической решетки, которые несут отрицательный заряд. Поверхность карбонатных коллекторов обычно заряжена положительно, но иногда и отрицательно. Поэтому для обеспечения гидрофобизации кварцевого коллектора технологические жидкости необходимо обрабатывать катионными ПАВ. В целях же гидрофобизации положительно заряженных карбонатных коллекторов следует использовать анионные и неионогенные ПАВ. Несмотря на то, что неионогенные ПАВ частично гидрофобизируют поверхность кварцевого песка, это все же не изменяет общего характера смачивания, и поверхность чаще остается гидрофильной. Жидкости ГКЖ-10 и ГКЖ-11, также как и анионные ПАВ, являются гидрофобизаторами карбонатных пород [1].

Поверхностно-активные вещества, используемые для модификации фильтратов буровых растворов, в различных геологических условиях могут действовать по-разному. [2], Так, анионные ПАВ или комбинации на основе анионоактивных веществ, положительно меняя многие свойства фильтрата бурового раствора, тем не менее, могут гидрофилизировать поверхность поровых каналов. Кроме того, наблюдается образование осадков при контакте анионоактивных веществ с пластовыми водами или фильтратами цементных растворов. Вследствие всего этого уменьшается фазовая проницаемость коллектора для углеводородной жидкости.

Однако порода – коллектор практически всегда полиминеральна, [3] Например, в песчанике из терригенного коллектора могут быть в разных количествах: карбонаты, глины, гидрослюда и пр. Причем полимиктовый песок имеет большую удельную поверхность по сравнению с кварцевым песком.

Исследования образования граничных слоев в системе флюид – порода, и характера смачиваемости пород в нефтяных коллекторах Урало-Поволжского региона приводят к выводу о преимущественной смачиваемости пород нефтью, а не водой даже наиболее гидрофильных из всех пород – терригенных [3].

Исследователи по-разному объясняют причину подавляющей гидрофобности нефтяных коллекторов. Так, в работах [4, 5] предполагается образование прочного поверхностного комплекса асфальтенов нефти с твердой фазой. А авторы работы [6] гидрофобность коллекторов объясняют тем, что при цементации песков кальцитом и превращении их в песчаники поверхность кварцевых зерен покрывается пленкой углекислого кальция. В результате известкового покрытия песчинок по условиям смачиваемости водой песчаники приближаются к карбонатным породам, способным активно гидрофобизироваться в процессе формирования нефтяных залежей.

Кроме того, в работе [3] указывается, что при контакте нефти с горной породой – коллектором возникающем на границе раздела нефть – порода адсорбционный слой с прилегающим граничным слоем, состоящим из поверхностно-активных компонентов нефти, под действием термобарокаталитических факторов за длительный период формирования залежи подвергается структурной и химической перестройке. В результате «эволюции» граничного слоя в зонах контакта породы с нефтью формируется твердая пленка, состоящая из карбено-карбоидных продуктов превращения нефти. Поэтому именно наличие карбено-карбоидной пленки обуславливает физико-химические свойства поверхности пород-коллекторов. Карбено-карбоидный слой на поверхности песчаника не растворяется в органических растворителях, но удаляется в процессе прокаливании песчаника при 500-600°C в течение нескольких часов. Ориентировочные расчеты толщины карбено-карбоидной пленки дают значения, например для арланского песчаника, около 0,5 мкм. Этот слой гетерогенный по составу и низкопористый по структуре. По элементарному

составу согласно снятых ЭПР-спектров образцов, не извлекаемый органический остаток соответствует нефтяному коксу.

Кокс, как известно, состоит из плотно ассоциированных парамагнитных молекул. Причем, нефтяные коксы, полученные из остатков сернистых нефтей, имеют большую адсорбционную способность, чем малосернистые, за счет преобладания поверхностно-активных серосодержащих групп в сернистых коксах. В результате нефтяные коллекторы, содержащие значительный процент серы в нефтях, имеют на контакте твердая фаза – нефть более активный сорбирующий слой [7].

При этом, чем больше концентрация микроэлементов в нефтях, тем выше содержание в них смолистых и асфальтеновых веществ. Существует тесная связь между содержанием микроэлементов и гетероатомных соединений нефти, способных в дальнейшем к адсорбции, образованию граничных слоев и поликонденсации с образованием карбено-карбоидных продуктов [8].

Вместе с тем считается, что главная часть микроэлементов железа, ванадия и никеля попадает в нефть на одной из стадий процессов ее регенерации в недрах, миграции и аккумуляции в залежи вследствие постоянного контакта с горными породами и пластовыми водами [9].

О роли карбено-карбоидного слоя можно судить по опытам, приведенным в работе [3], в частности адсорбции молекул гидролизованного и диссоциированного полиакриламида (ПАА), являющегося полианионом, который имеет вдоль цепи отрицательные заряды. Оказалось, что адсорбция полимера на прокаленном песчанике почти в 2 раза выше, чем на песчанике, подвергнутом холодной экстракции и сохранившем карбено-карбоидный слой. Причем, адсорбция полимера на кварцевом и прокаленном песках практически одинаковая.

Авторы публикации [3] объясняют пониженную адсорбцию ПАА на проэкстрагированном песчанике тем, что карбено-карбоидный слой служит экраном активных поверхностей песчаника, поскольку образование карбено-карбоидных продуктов превращения нефти происходит вероятнее всего именно на каталитически активных центрах поверхности скелета породы.

Но известно, что адсорбция электролитов на заряженной поверхности обуславливается как электростатическими, так и специфическими химическими силами [10].

Полученные результаты и трактовка механизма адсорбции авторов работы [3] на наш взгляд требуют некоторых пояснений. Напомним, что кварцевый песок преимущественно заряжен отрицательно и полианион полимера – тоже отрицательно. Ионогенные ПАВ в первую очередь полярными (функциональными) группами реагируют на потенциал поверхности. Естественно сработает эффект отталкивания одноименно заряженных участков. Очевидно, адсорбция ПАА может происходить на электронейтральных участках песчаника. По полученным данным адсорбция на кварцевом песке выше, чем на песке с карбено-карбоидными продуктами. Можно согласиться отчасти с экранированием гидрофильных активных центров с заменой их на гидрофобные. Если же ограничиться данным рассуждением, то отрицательный заряд поверхности кварцевого песка должен был снизиться, и это привело бы, наоборот, к увеличению адсорбции ПАА. Но результаты экспериментов не согласуются со снижением потенциала отрицательного заряда, тем более с частичным присутствием положительных зарядов или сменой заряда на положительный. Следовательно, отрицательный заряд непрокаленного песчаника с карбено-карбоидными слоями повышается, то есть имеющийся отрицательный потенциал активируется. Из этого ясно, что карбено-карбоидные продукты откладываются в большинстве своем на неактивных (электронейтральных) центрах песка, что, кстати, легче осуществляется гидрофобным материалом. Причем, карбено-карбоидные продукты проявляют все же слабополярные свойства, и после адсорбции придают ранее электронейтральной поверхности отрицательный заряд. Учитывая, что в эксперименте получено двукратное уменьшение адсорбции ПАА на непрокаленном песке с карбено-карбоидными слоями, а их заряд слабополярный, то видимо площадь покрытия карбено-карбоидными продуктами кратно или даже на порядок выше, чем количество участков с активными отрицательно заряженными центрами песка.

Следующая серия опытов, описанная в работе [3] показала, что полимиктовый песчаник кратно больше адсорбирует ПАА, чем кварцевый.

Отмечено также, что наличие в образцах полимиктовых песчаников остаточной нефти заметно (также кратно) увеличивает адсорбцию ПАА, в то же время в экспериментах с остаточной нефтью на кварцевых песках подобный эффект не выявлен.

Большая адсорбция полимера вполне объясняется повышенной удельной поверхностью полимиктового песчаника. Но почему остаточная нефть так сильно повлияла на адсорбцию ПАА - не объясняется. В данном случае мы считаем, что происходившее увеличение по площади гидрофобных участков на песке с карбено-карбонидными слоями способствовало большей адсорбции нефти. Как следствие слабополярный электроотрицательный потенциал был замещен еще менее полярным (или неполярным) при адсорбции нефти, эффект отталкивания был ослаблен. В итоге это привело к повышению адсорбции ПАА. А на кварцевом песке гидрофобные участки практически отсутствуют, нефть не может необратимо закрепиться на поверхности и снизить ее отрицательный заряд. Можно дополнительную адсорбцию объяснить также тем, что гидрофобные участки ПАА взаимодействуют с гидрофобизированными (нефтью) поверхностями полимиктового песчаника и под действием структурных сил притяжения происходит их сближение.

Примечателен эксперимент, описанный в работе [3] по изучению адсорбции неионогенного ПАВ (ОП-10). Величина предельной адсорбции ОП-10 на прокаленном песчанике примерно в 2 раза ниже, чем на непрокаленном песчанике, сохранившем карбено-карбонидный слой.

По полученным данным неионогенные ПАВ, в отличие от ионогенных, не реагируют на заряд поверхности. Для их адсорбции важнее качественный характер смачиваемости поверхности. Поэтому гидрофобизированные карбено-карбонидными продуктами участки на непрокаленном песчанике способствовали увеличению адсорбции ОП-10. Однако это, по сведениям работы [1], не приведет к усилению гидрофобизации поверхности.

Таким образом, из вышеизложенного следует, что при наличии продуктивных пластов, сложенных как кварцевым песчаником, так и песчаником с карбено-карбонидными слоями необходимо производить их вскрытие технологическими жидкостями, облагороженными катионными ПАВ.

Поэтому, несмотря на изначально высокую гидрофобность коллектора в Поволжском регионе, на практике при обработке призабойной зоны пласта (ПЗП) катионоактивным гидрофобизатором ИВВ-1 был получен положительный результат [11]. То есть дополнительная гидрофобизация ПЗП добывающих скважин необходима. Следовательно, уровень гидрофобности поверхностей карбено-карбонидных слоев на песке ниже, чем гидрофобизации их высокоактивными катионными ПАВ.

Естественно, большое количество промысловых работ по обработке призабойных зон полимиктовых коллекторов в Западной Сибири (например, в Когалымском, Ноябрьском и Пурпейском нефтегазовых районах) подтвердило высокую эффективность катионных ПАВ (ГИПХ-3, ИВВ-1 и др.), применяемых для обработки буровых растворов, перфорационных жидкостей, жидкостей глушения и кислотных растворов [12-16].

В Ноябрьском регионе полимиктовые коллекторы высокогидрофильны [17]. Поэтому маловероятно, что они покрыты карбено-карбонидными продуктами. Тем более и благоприятных условий для их образования не было, потому что нефть на месторождениях не сернистая. Лишь по мере разработки месторождений на месторождениях было отмечено присутствие сероводорода [18].

Однако полимиктовые коллекторы содержат небольшое (до 10%, чаще 2-6%) количество карбонатов [19]. Учитывая, что дополнительная гидрофобизация уже преимущественно гидрофобного коллектора в Поволжском регионе привела к положительному результату, гидрофобизация карбонатов полимиктового коллектора в Западной Сибири тоже необходима, чтобы повысить эффективность обработок ПЗП. Нецелесообразно вместе с катионными ПАВ обрабатывать технологические растворы анионными ПАВ, например типа сульфонол, поскольку их взаимодействие приводит к фазовому изменению состояния ПАВ и образованию осадка. При приготовлении буровых растворов нами часто применялась на практике совместная обработка реагентами ГКЖ-10(11) и ГИПХ-3 или ИВВ-1. При этом явно выраженных последствий несовместимости данных реагентов не наблюдалось. А жидкости ГКЖ-10(11), согласно данным ТУ6-02-696-76 предназначены как раз для придания гидрофобных (водоотталкивающих) свойств строительным материалам. Поэтому данный вид комплексной обработки

наиболее подходит для продуктивных коллекторов Западной Сибири. Оптимальное количество реагента ГКЖ в фильтрате буровых растворов, надо полагать, должно быть в соотношении с катионными ПАВ эквивалентным соотношению площадей поверхностей в поровом пространстве карбонатных и остальных пород продуктивного пласта.

Растворы с кремнийорганическими соединениями ГКЖ-10(11) широко используются в бурении. Они рекомендуются, например, для гидролиза ПАА и других полимерных реагентов – стабилизаторов буровых растворов, для регулирования структурно-реологических свойств раствора. Жидкости ГКЖ-10(11) используются также в качестве ингибирующей добавки [20]. Последнее целевое назначение основывалось на том, что они образуют на поверхности материала пространственно ориентированные полимеры, обладающие хорошей адгезией [21].

На наш взгляд рекомендуемые концентрации добавки в 0,3-0,6% ГКЖ-10(11) являются чрезмерно высокими для естественных буровых растворов Западной Сибири. При данных концентрациях ГКЖ происходит повышенная наработка бурового раствора с увеличением содержания твердой фазы до 25-35%. Кавернозность ствола скважины и плотность бурового раствора увеличиваются. То есть вместо ингибирующего эффекта получали обратный эффект – пептизирующий. В связи с этим нами был выполнен ряд лабораторных исследований по определению поверхностно активных свойств водных растворов ГКЖ на сталагмометре конструкции БашНИПИнефть, уровня pH на приборе «pH-метр 673», и ингибирующих свойств по методу АНИ на крупке шлама и по методу увлажнения (ВНИКРнефть) на спрессованном глинопорошке.

Исследования по методу АНИ заключались в следующем. При бурении скважины в интервале 700-1200 м отбирали шлам, который отмывали, сушили при 105°C в муфельной печи и измельчали. Пробу шлама фракции 1-2 мм (крупку) массой в 10 г помещали в автоклав с 200 мл химобработанной дистиллированной водой. Автоклав устанавливали в печь, где он вращался в течение 6 часов при температуре продуктивных пластов +80°C. По количеству оставшейся крупки на ситах с размером ячеек 0,1×0,1 мм после сушки при 105°C оценивали величину ингибирующей способности («И» в % или долях единицы).

Исследования увлажняющей способности по методу ВНИИКРнефть проводили следующим образом. Глинопорошок просеивали через сито с размером ячеек 0,25×0,25 мм. Определяли коэффициент коллоидальности глинопорошка. Доводили исходное увлажнение глинопорошка до 10%. В пресс-форму засыпали навеску глинопорошка в 20 г и при 40 МПа в течение 5 мин получали цилиндрические образцы диаметром 20 мм и высотой 32 мм. Торцы образцов парафинировались, образцы устанавливались на подставки, которые опускались в 200 мл водного раствора химреагента на 4 часа при нормальной температуре. По разнице массы исходных и увлажненных образцов определяли процент увлажнения (А), текущую скорость увлажнения (V) и рассчитывали показатель увлажнения (У) с учетом коллоидальности глины.

Полученные результаты вышеперечисленных свойств водных растворов ГКЖ приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Влияние жидкости ГКЖ-10 на свойства пресной воды

№, п.	Состав раствора	Параметры раствора							
		рН	σ, мН/м		И, %		А, %	V, 1/ч	У, ед. (1/ч <sup>1+В</sup> )
			I	I	II	I	II	I	I
1	вода	6,7	30,0	30,3	57	60	61,4	15,4	24,6
2	п.1+0,1% КЖ	11,2	12,5	23,8	47	72	50,4	12,6	20,2
3	п.1+0,2% ГКЖ	-	-	19,6	-	61	-	-	-
4	п.1+0,3% ГКЖ	12,4	9,9	-	31	-	45,7	11,4	18,3
5	п.1+0,5% ГКЖ	12,8	7,6	-	28	-	42,3	10,6	16,9

Примечание: рН – водородный показатель, σ – поверхностное натяжение, И – показатель ингибирующей способности, А – процент увлажнения, V – текущая скорость увлажнения, У – показатель увлажняющей способности, I и II – различные партии реагентов

Из табл. 1 видно, что уровень рН растворов с ГКЖ высокий. Жидкость ГКЖ-10 существенно снижает поверхностное натяжение водных растворов на границе с керосином. Повышение щелочности водных растворов приводит к



тому, что ГКЖ не ингибирует набухание, а наоборот интенсивнее диспергирует глинистую крупку. Причем результаты опытов на крупке, приготовленной в разное время и с пробами реагентов, отобранных из различных партий поставок, несколько отличаются. При этом значения параметров  $\sigma$  и «И» взаимосвязаны. Так, при большей поверхностной активности (и большей щелочности раствора с I партией реагента) ингибирующая способность всегда меньше реперного значения для воды. Если поверхностная активность раствора (со II партией реагента) меньше, то при малых концентрациях ГКЖ ингибирующая способность выше, чем у пресной воды, а с повышением концентрации ГКЖ она снижается. Определение ингибирующей способности по методике АНИ характеризует в большей степени наработку глинистого раствора в скважинных условиях. Поэтому полученные значения показателя «И» согласуются с повышением содержания твердой фазы буровых растворов на промыслах.

С другой стороны полученные значения увлажняющей способности растворов ГКЖ даже с высокой щелочностью оказались меньше, чем у пресной воды. Показатель «У» в большей степени характеризует «капсулирующий» (обволакивающий) механизм ингибирования реагентом ГКЖ.

В связи с вышеприведенным, для повышения качества вскрытия продуктивных пластов на технологических растворах, обработанных жидкостями ГКЖ-10 (11) следует ограничиться концентрацией реагента до 0,1%. В процессе углубления скважины для регулирования уровня рН и структурно-реологических свойств раствора допускается повышение содержания ГКЖ-10(11) до 0,2%. Снизить уровень рН и уменьшить вязкость при возможном загустевании бурового раствора с большим (свыше 20%) содержанием твердой фазы можно добавкой нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ). Последнюю на месторождениях Ноябрьского региона вводят в буровые растворы в водном растворе с общим содержанием до 0,05-0,10%.

Необходимо отметить, что добавка НТФ практически не изменяет поверхностное натяжение водного раствора, но положительно сказывается на повышении ингибирующей и уменьшении увлажняющей способностей (табл. 2).

Таблица 2

## Влияние реагента НТФ на свойства пресной воды

№, п.	Состав раствора	Показатели				
		$\sigma$ , мН/м	И, %	А, %	V, 1/ч	У, ед. (1/ч <sup>1+В</sup> )
1	Вода + 0,01 НТФ	29,7	54	48,2	12,0	19,2
2	Вода + 0,03 НТФ	29,3	-	42,2	10,5	16,8
3	Вода + 0,05 НТФ	28,0	64	37,0	9,3	14,8
4	Вода + 0,10 НТФ	-	78	-	-	-
Примечание: расшифровка показателей дана в табл. 1						

В последние годы появилась еще одна модификация жидкости ГКЖ-11Н. Согласно ТУ-6-00-04691277-191-97 она отличается от предыдущих жидкостей ГКЖ-10 и ГКЖ-11 более широким диапазоном щелочности, повышенным на 1% содержанием кремния и фиксированной (минимальной) долей сухого остатка. Сравнительные данные по исследованию физико-химических свойств проб жидкостей ГКЖ-11 Н и ГКЖ-11, отобранных в разное время, приведены в табл. 3.

Таблица 3

## Физико-химические свойства жидкостей ГКЖ-11 (11Н)

№, п.	Наименование показателей	Марка реагента, дата отбора пробы		
		ГКЖ-11Н, 16.05.97 г.	ГКЖ-11, 15.04.93 г.	ГКЖ-11, 16.04.97 г.
1	Внешний вид	Жидкость, светло-коричневого цвета, прозрачная, без осадка		
2	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1260	1247	1235
3	Щелочность в пересчете на NaOH, %	16,8	15,2	16,5
4	Уровень pH водных растворов ГКЖ при концентрации, %:			
		0,1	12,2	12,5
		0,5	12,5	13,1
		1,0	13,0	13,3
		13,2		

Из табл. 3 видно, что существенных различий в показателях прежних и новой марок реагентов ГКЖ нет.

Интересные результаты были получены при исследовании жидкости ГКЖ в чистом (товарном) виде на приборе МТ-2, предназначенном для оценки противоизносных и противозадирных свойств среды в контакте «металл - металл» (табл. 4). Для сравнения приведены значения коэффициента трения ( $\Phi$ ) при различной силе ( $P$ ) прижатия образцов в смазочных добавках и смазочно-охлаждающих средах: нефти, оксале, СОЖ-1.

Таблица 4

## Влияние реагентов на трение в контакте «металл - металл»

№, п.	P, Н	Коэффициент трения, $\Phi$ , в среде			
		ГКЖ-10	Нефть	Оксаль	СОЖ-1
1	76,1	0,153	0,14	0,030	0,033
2	153,4	0,071	0,25	0,098	0,064
3	230,1	0,053	0,20	0,096	0,056
4	260,8	0,043	0,19	0,082	0,044
5	291,5	0,041	0,18	0,075	0,041
6	322,2	0,039	0,17	0,067	0,039

Из табл. 4 видно, что смазочные свойства ГКЖ-10 в области повышенных нагрузок превосходят аналогичные параметры для нефти, оксала и соизмеримы с СОЖ-1. Однако при минимальной силе прижатия образцов в 76,1 Н коэффициент трения в жидкости ГКЖ-10 превышает значения во всех других средах.

Вспенивающую способность жидкости ГКЖ-11 в естественном буровом растворе определяли по экспресс – методу. Вспенивание раствора объемом 200 мл инициировалось на миксере ( $5000 \text{ мин}^{-1}$ ) в течение 1 мин. Сразу после перемешивания определялись объем аэрированного раствора и плотность (пикнометром). Буровой раствор был отобран на 2 кусту Спорышевского месторождения. Глинистый раствор на буровой обрабатывался реагентами: Кем-Пас, Поликем Д, Кем-Пак, ГКЖ-11Н. Исходные параметры данного раствора: плотность  $\rho = 1144 \text{ кг/м}^3$ ; условная вязкость УВ = 24 с; показатель фильтрации ПФ =  $8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ ; толщина корки К = 1 мм; водородный показатель фильтрата рН = 8,52; статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин СНС<sub>1/10</sub> = 0/0 дПа; динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 10 \text{ дПа}$ ; пластическая вязкость  $\eta = 9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;

содержание коллоидной фазы  $C_k = 2,64\%$ ; липкость глинистой корки на приборе КТК  $K_{\text{лип.}} = 35^\circ$ . Поскольку исходный буровой раствор обладал невысокой смазочной способностью, вспениваемость раствора определяли при дополнительном введении жидкости ГКЖ-11Н, американской смазочной добавки Lube-167 и при совместном их использовании. Результаты исследований представлены в табл. 5.

Таблица 5

Влияние реагентов ГКЖ-11Н и Lube- 167 на вспенивание  
естественного глинистого раствора

№, п.	Тип и обработка раствора	Параметры раствора после перемешивания	
		Объем, мл	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
1	Буровой раствор (БР)	210	1139
2	БР + 0,1% ГКЖ-11Н	220	1129
3	БР + 0,3% ГКЖ-11Н	220	1125
4	БР + 0,5% ГКЖ-11Н	220	1125
	БР + 0,5% Lube- 167	220	1118
6	БР + 0,1% ГКЖ-11Н + 0,5% Lube- 167	240	1122

Несмотря на высокую щелочность жидкости ГКЖ-11Н, вспенивание раствора оказалось слабым. Смазочная добавка Lube- 167 обладает более активными пенообразующими свойствами. Совместное применение данных реагентов существенно не увеличивает объем раствора, а плотность даже усредняется между показателями при отдельном использовании реагентов.

Результаты лабораторных исследований совместимости жидкости ГКЖ с полимерными реагентами – стабилизаторами глинистых растворов приведены в табл. 6-8. Бентонитовые суспензии последовательно обрабатывались полимерным реагентом, жидкостью ГКЖ и смазочной добавкой. Далее обработанный раствор выдерживался при нормальной и повышенной температуре в течение нескольких дней. При этом замерялись параметры раствора и тенденция их изменения, что наиболее приближенно для промысловых условий. Концентрацию ГКЖ брали завышенную, чтобы выявить четко обозначенные зависимости.

Таблица 6

Влияние реагентов, температуры и продолжительности выдержки  
на свойства искусственного глинистого раствора

№, п.	Дата проведения анализа, обработка раствора и температурные условия	Параметры раствора							
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup> /30мин	К, мм	рН	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	$\tau_0$ , дПа	$\eta$ , мПа·с
15.05.97 г. (1-й день)									
1	Бентонитовая суспензия (БС)	1035	20	18	1,0	10,4	0/4	5	4
2	БС + 0,2% Сай-Пан	1035	39	8	0,5	10,4	0/4	16	15
3	п.2 + 0,3% ГКЖ-11	1035	39	8	0,5	11,8	0/8	12	11
4	п.3 + 1% Lube- 167	1035	28	9	0,5	11,8	0/7	12	11
20.05.97 г. (5-й день)									
5	п.4 при 20°C	1035	25	8	0,5	11,5	0/0	8	7
6	п.4 при 60°C	1035	27	9	0,5	11,4	0/0	10	9
26.05.97г. (11-й день)									
7	п.4 при 20°C	1035	26	8	0,5	11,6	0/0	11	10
8	п.4 при 60°C	1035	27	9	0,5	11,3	0/0	12	11
02.06.97г. (18-й день)									
9	п.4 при 20°C	1035	25	8	0,5	11,0	0/0	8	7
10	п.4 при 60°C	1035	29	9	0,5	11,0	0/0	8	7
16.06.97г. (32-й день)									
11	п.4 при 20°C	1035	28	8	0,5	10,8	0/0	11	10
12	п.4 при 60°C	1035	29	9	0,5	10,8	0/0	11	10
Примечание: Указаны температурные условия выдержки химобработанной бентонитовой суспензии, а параметры раствора во всех случаях определялись при нормальной температуре согласно требованиям.									

Таблица 7

Влияние реагентов, температуры и продолжительности выдержки  
на свойства искусственного глинистого раствора

№, п.	Дата проведения анализа, обработка раствора и температурные условия	Параметры раствора							
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup> /30мин	К, мм	рН	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	$\tau_0$ , дПа	$\eta$ , мПа·с
15.05.97 г. (1-й день)									
1	Бентонитовая суспензия (БС)	1035	20	18	1,0	10,4	0/4	5	4
2	БС + 0,2% Кем-Пак	1035	23	10	0,5	10,4	3/13	20	11
3	п.2 + 0,3% ГКЖ-11	1035	24	10	0,5	11,9	3/15	15	8
4	п.3 + 1% Lube- 167	1035	24	10	0,5	11,8	0/5	6	5
20.05.97 г. (5-й день)									
5	п.4 при 20°C	1035	22	10	0,5	11,4	0/0	7	6
6	п.4 при 60°C	1035	22	10	0,5	11,5	0/0	6	5
26.05.97г. (11-й день)									
7	п.4 при 20°C	1035	22	10	0,5	11,6	0/0	6	5
8	п.4 при 60°C	1035	21	10	0,5	11,5	0/0	6	5
02.06.97г. (18-й день)									
9	п.4 при 20°C	1035	22	10	0,5	11,4	0/0	6	5
10	п.4 при 60°C	1035	20	10	0,5	11,4	0/0	6	5
16.06.97г. (32-й день)									
11	п.4 при 20°C	1035	23	10	0,5	10,0	0/0	8	7
12	п.4 при 60°C	1035	22	10	0,5	10,0	0/0	6	5
Примечание: Указаны температурные условия выдержки химобработанной бентонитовой суспензии, а параметры раствора во всех случаях определялись при нормальной температуре согласно требованиям.									

Таблица 8

Влияние реагентов, температуры и продолжительности выдержки  
на свойства искусственного глинистого раствора

№, п.	Дата проведения анализа, обработка раствора и температурные условия	Параметры раствора							
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	УВ, с	ПФ, см <sup>3</sup> /30мин	К, мм	рН	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	$\tau_0$ , дПа	$\eta$ , мПа·с
15.05.97 г. (1-й день)									
1	Бентонитовая суспензия (БС)	1035	20	18	1,0	10,4	0/4	5	4
2	БС + 0,2% СМС-700	1035	35	10	0,5	10,4	12/30	24	14
3	п.2 + 0,3% ГКЖ-11	1035	30	10	0,5	11,9	30/34	21	11
4	п.3 + 1% Lube- 167	1035	27	10	0,5	11,8	0/6	20	16
20.05.97 г. (5-й день)									
5	п.4 при 20°C	1035	37	10	0,5	11,5	0/25	38	15
6	п.4 при 60°C	1035	37	10	0,5	11,4	10/20	38	12
26.05.97г. (11-й день)									
7	п.4 при 20°C	1035	55	10	0,5	11,4	20/30	66	15
8	п.4 при 60°C	1035	40	10	0,5	11,5	10/20	18	12
02.06.97г. (18-й день)									
9	п.4 при 20°C	1035	50	10	0,5	10,9	13/20	60	15
10	п.4 при 60°C	1035	40	10	0,5	11,2	10/20	40	14
16.06.97г. (32-й день)									
11	п.4 при 20°C	1035	62	10	0,5	11,0	22/36	86	15
12	п.4 при 60°C	1035	40	10	0,5	11,1	10/20	60	14

Добавление ГКЖ в растворы, обработанные всеми представленными полимерными реагентами (Сай-Пан, Кем-Пак, СМС-700) приводит к однозначному увеличению уровня рН и уменьшению реологических параметров (УВ,  $\eta$ ). На толщину глинистой корки, фильтрационные параметры, а также на плотность раствора, перемешанного низкооборотной лабораторной мешалкой, жидкость ГКЖ даже при сравнительно высокой (0,3%) концентрации не влияет,

впрочем, также как и смазочная добавка Lube- 167.

По структурно-механическим параметрам лучшие показатели получены с раствором, обработанным Кем-Паком, наихудшие – с КМЦ типа СМС-700. Необходимо отметить, что исходя из практики бурения, жидкости ГКЖ несовместимы с обработкой глинистых растворов комплексом полимерных реагентов Кем-Пас и Поликем-Д. По сути, это единственное ограничение по применению жидкостей ГКЖ с существующей в Ноябрьском регионе химобработкой буровых растворов. Ограничивает применение ГКЖ наличие в растворе солей  $\text{CaCl}_2$  более 0,1% и температуры раствора около 200°C.

Производить обработку раствора жидкостями ГКЖ на буровых также целесообразно после ввода в него реагентов – понизителей фильтрации. Предварительно ГКЖ необходимо разбавить водой до 5-10%-ой концентрации. Начинать обработку можно по циклу промывки в процессе бурения из-под кондуктора при исходной вязкости раствора не более 30 с. В течение первого долбления концентрация ГКЖ в буровом растворе доводится до 0,1%. В последующие долбления производятся промежуточные обработки с повышением концентрации ГКЖ до 0,2%. При углублении скважины более 2300-2500 м, то есть примерно за 500 м до вскрытия продуктивных пластов, обработку бурового раствора реагентом ГКЖ следует прекратить.

Таким образом, жидкости ГКЖ при повышенных концентрациях в буровых растворах естественно увеличивают их щелочность, в результате негативно влияют на: качество строительства ствола скважины; наработку глинистого раствора; качество вскрытия продуктивных горизонтов. В то же время они улучшают смазывающие свойства раствора, что влияет на повышение показателей работы долота, а также позволяют регулировать структурно-реологические свойства раствора в благоприятном направлении, особенно в композиции со смазочной добавкой. Кроме того, при определенных дозировках ГКЖ приводят к усилению ингибирующих свойств дисперсионной среды раствора. Более того, жидкости ГКЖ в малых концентрациях необходимы для гидрофобизации в полимиктовом коллекторе участков с карбонатами. Вместе с тем, ГКЖ не вызывает повышенного вспенивания глинистого раствора даже при создании условий его инициирования.



Сопоставляя положительные и отрицательные последствия от применения жидкостей ГКЖ, в отличие от других исследователей, мы не склонны к полному отказу от обработки ими буровых растворов. Но придерживаемся мнения, что для горно-геологических условий Ноябрьского региона, следует ограничивать концентрацию ГКЖ в буровых растворах, особенно при вскрытии продуктивных пластов.

### Литература

1. Яненко В.И., Крезуб А.П., Дегтярева Л.Н. Применение синтетических ПАВ в качестве добавки к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1987. – (Обзорная информ. Сер. бурение).
2. Кошелев В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях. Автореф. диссер. док. техн. наук по спец. 25.00.15. «Технология бурения и освоения скважин» г. Краснодар, ОАО «НПО Бурение», 22.04.2004 г.
3. Рахманкулов Д.Л., Ахметшин Э.А., Злотский С.С. и др. Применение физико-химических методов при бурении скважин, добыче и транспортировке нефти и газа. «Разработка нефтяных и газовых месторождений» (Итоги науки и техники), 1985, том 18, С. 111-143. – (гл. 4. Физико-химические процессы взаимодействия твердой фазы при контакте с нефтью/ Н.Ш. Хайретдинов, Е.А. Кукушкина, Д.Л. Рахманкулов).
4. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь, 1975 г., 176 с.
5. Тульбович Б.И. Методы изучения пород коллекторов нефти и газа. – М., 1979 г., 199 с.
6. Аширов К.Б., Цивинская Л.В., Федосова О.И. и др. О преобладающе гидрофобном характере коллекторов нефтяных залежей. «Нефтяное

- хозяйство», 1982, №7, с.26.
7. Сюняев З.И. «Нефтяной углерод». – М., Химия, 1980 г., 272 с.
  8. Надиров Н.К., Алешин Г.Н., Глухов Г.Г. и др. Микроэлементы в нефтях Западного Казахстана. «Нефтехимия», 1984, №5, 585.
  9. Алешин Г.Н., Глухов Г.Г., Кочева И.И., Камьянов В.Ф. Экстракция микроэлементов нефтью из модельных пластовых вод. «Нефтехимия», 1984, №5, 579.
  10. Адомсон А. «Физическая химия поверхностей». – М., Химия, 1979 г., 568 с.
  11. Управление качеством жидкостей глушения как способ сохранения фильтрационных параметров пласта /В.А.Иванов, С.С.Авдошин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды Седьмого Международ. науч. симпозиума им.академика М.А.Усова.-Томск: Изд-во Томского политехн.ун-та, 2003.-С.438-440.
  12. Применение реагентов ГИПХ-3 и ИВВ-1 в качестве ингибиторов – флокулянтов буровых растворов /Н.А. Петров, А.Г. Селезнев// Э-И Сер. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 7 – С.22-28.
  13. Результаты лабораторных исследований и промышленных испытаний реагента ИВВ-1 при вторичном вскрытии нефтяных пластов /Н.А. Петров, А.Г. Селезнев, Т.М. Ульянова// Э-И. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 10. – С.9-14.
  14. Применение гидрофобизатора ИВВ-1 при вскрытии продуктивных горизонтов /А.В. Коренько, Н.А. Петров, И.Н. Давыдова, О.И. Елизаров// Э-И. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – Вып. 9. – С.12-17.
  15. Глушение скважин водными растворами с добавкой ИВВ-1 /Н.А. Петров, А.И. Есипенко, М.Л. Ветланд//НТЖ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – Вып. 2. – С.15-18.
  16. Результаты исследований и испытаний гидрофобизатора ИВВ-1 при обработках призабойных зон /Н.А. Петров, А.И. Есипенко, В.В.

- Калашнев, М.Л. Ветланд/ НТЖ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1993. – Вып. 8. – С.6-14.
17. Мухаметзянов Р.Н. Результаты внедрения физико-химических методов воздействия на месторождения Ноябрьского нефтегазоносного района /Мат. сем. 11-14 апр. 1989 г., Ноябрьск. – «Системная технология воздействия на пласт». - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – С.8-12.
  18. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко А.И. и др. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – (Обзор. информ.). – 32с.
  19. Петров Н.А., Коренько А.В., Есипенко А.И. и др. Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки стенок скважин в компоновках колонн. - М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – (Обзор. информ.). – 72 с.
  20. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. 317 с.
  21. Мищенко С.Ф.//VI Республ. конф. по физико-химии, технологии получения и применения промывочных жидкостей, дисперсных систем и тампонажных растворов. Ивано-Франковск, окт.-ноябрь 1985. 4.1. Киев, 1985. С.40-41.