

УДК
622.691.24

ХИМИЧЕСКОЕ МОДИФИЦИРОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ДЕФЕКТОВ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

Chemical modification of plugging compositions for rising efficiency of eliminating well casing defects in the underground gas storages.

Insulating plugging compositions comprising an intimate admixture of selected agents having phenol — formaldehyde type polymer and chemically active substances of heterocyclic structure or jelleous substances with organic acid addition are suggested.

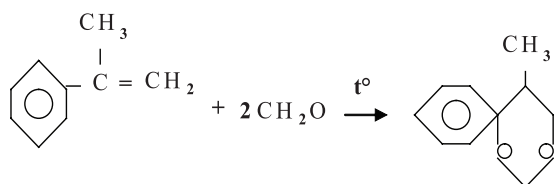
The adhesion strength and gas — resistance of the compositions make them especially suitable for eliminating well casing defects in the underground gas storages.

А.Г. Латыпов
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет

Проблема герметизации обсадных колонн скважин ПХГ является актуальной в связи с возможными осложнениями, которые могут произойти при проникновении газа из ствола скважины через дефекты обсадной колонны в межколонное пространство. Возникающие при этом аварийные ситуации связаны, прежде всего, с образованием на дневной поверхности газовых грифонов, а также с поступлением газа в сопредельные геологические горизонты (в т.ч. хозяйственного и санитарно-бытового назначения) и формированием нежелательных техногенных залежей. Накопленный к настоящему времени опыт ограничения межколонных перетоков газа в эксплуатационных скважинах показывает, что в тех случаях, когда интенсивность перетоков значительна (высокие абсолютные значения межколонных давлений и скорость восстановления их до стабилизированных величин) эффективными являются методы устранения негерметичности колонн, основанные на использовании технических решений по изменению конструкции ствола скважины. К таким решениям относят: установку и цементаж дополнительной колонны в стволе скважины, введение гофрированных патрубков в зону нарушения герметичности обсадной колонны и т.п. [1]. В особых случаях, когда комплекс ремонтно-изоляционных работ представляется достаточно сложным и трудоемким принимается решение о ликвидации скважины. Следует отметить, что в общем числе скважин на ПХГ к отмеченной категории относят единицы. Анализ происходящих в межколонном пространстве газодинамических процессов и данных геофизических исследований скважин показывает, что достаточно часто возникнове-

ние межколонных давлений обязано локальным нарушениям герметичности обсадных колонн в резьбовых соединениях по длине колонны и в колонной головке, а также образованию свищей в теле колонны за счет коррозионного разрушения, дефектов материала труб и т.п. Причем, по большинству скважин отмеченной категории наблюдается тенденция возрастания интенсивности межколонных перетоков во времени. В этой ситуации необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ направленных на ликвидацию или ограничение развития межколонных газопроявлений, например, путем использования физико-химических методов воздействия на обсадную колонну, в результате которых на внутренней поверхности обсадной трубы (в т.ч. в зоне ее дефекта) происходит образование изолирующего покрытия с аномальными реофизическими свойствами. Таким покрытиям отвечают материалы, относящиеся к категории композитных, т.е. состоящих из нескольких веществ, способных при взаимодействии образовать изолирующую массу, характеризующуюся высокими значениями адгезионной и когезионной прочности, термобарохимической устойчивости. Доставка компонентов композитных веществ в зону дефекта обсадной колонны осуществляется с дневной поверхности по технологии, так называемого, «скользящего тампонирования», в результате применения которой не происходит существенного снижения проходного сечения труб в конструкции скважины [1-2]. Согласно указанной технологии на эксплуатационной скважине, по которой диагностирован дефект герметичности обсадной колонны проводятся операции по закачке в кольцевое пространство либо готовой химичес-

кулярных взаимодействий в продукте полимеризации (герметизирующем покрытии) возможно осуществить, если с помощью специальных добавок химических модификаторов образовать в зоне контакта адгезива и внутри его наряду с прочными связями дополнительные менее прочные и легко регенерируемые лабильные молекулярные связи. Такие связи характерны для функциональных групп, имеющих в своем составе подвижный атом водорода, а также гетероатомы с необобщенными электронами (например, кислород) [3]. При этом сетка прочных химических связей в сочетании с легко регенерируемыми, менее прочными связями создает условия для релаксации перенапряжений и залечивания дефектов структуры адгезива, возникающих вследствие действия внешних физических полей, температурных флуктуаций. К категории химических веществ, обладающих указанными свойствами, относятся кислородосодержащие гетероциклические соединения, например: 4 — метил — 4 фенил — 1,3 диоксан (МФД) и др. МФД является органическим веществом и представляет собой продукт конденсации α — метилстирола с формальдегидом. МФД — маслянистая жидкость с температурой застывания (-15°C), хорошо растворяется в смолах на основе сланцевых фенолов, широко используется в промышленности в качестве ингибитора коррозии:



α — метилстирол формальдегид МФД
Адгезионная прочность соединения полимерной тампонажной композиции, содержащей в своем составе модифицирующие добавки кислородосодержащих гетероциклических со-

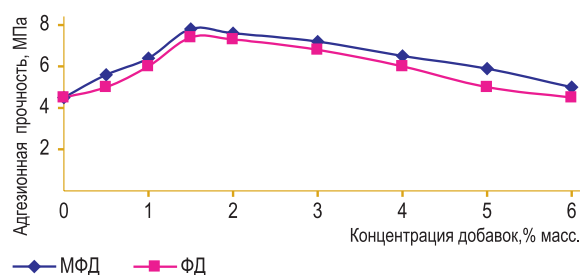


Рисунок 1. Влияние модифицирующих добавок кислородосодержащих гетероциклических реагентов на адгезионную прочность соединения тампонажной композиции на основе фенольной смолы с материалом обсадной колонны скважины.

единений, с материалом обсадной колонны определялась по результатам механических испытаний контрольных образцов по стандартной методике [3]. Исследуемые композиции наносились на чистую поверхность двух металлических цилиндрических образцов из материала обсадной колонны, далее образцы приводились в контакт и оставались в покое на одни сутки для образования герметизирующего слоя. По истечении одних суток образцы испытывались на разрывной машине для оценки механической прочности соединения.

Зависимость адгезионных свойств базовой тампонажной композиции на основе фенольной смолы от концентрации модифицирующих добавок в виде кислородосодержащих гетероциклических соединений представлена на рис.1.

Анализ полученных результатов показывает, что наиболее значимый эффект увеличения адгезионной прочности соединения тампонажного материала с металлической поверхностью обсадной колонны достигается при введении в базовый тампонажный состав модификатора МФД в концентрации 1—2,5%, (мас.).

Для придания герметизирующим композициям смачивающей способности, что способствует более легкому проникновению их в узкие щели и поры дефектов обсадной колонны и цементного камня, производят добавку в них поверхностно-активных веществ типа смачивателей, а эластичные свойства регулируются добавками пластификаторов. Учитывая изложенное, была проведена серия экспериментов по оценке комплексного влияния модифицирующих добавок различного функционального действия на адгезионные характеристики соединения тампонажного материала с металлом. В качестве модифицирующих добавок исследовались МФД, смачиватель анионоактивного типа марки «Сульфано» и пластификатор — дибутилфталат. На основании статистической обработки результатов многофакторного эксперимента получено, что достижение оптимальных адгезионных свойств тампонажной композиции на основе суммарных сланцевых фенолов при контакте с металлической поверхностью наблюдается при введении в базовую композицию химических модификаторов при следующих концентрациях: сульфано — 0,1—0,5%; дибутилфталат — 1,0%; МФД — 1,5—2,5%, мас. При этом соотношение исходных компонентов в базовой тампонажной композиции (фенольной смолы и формалина) берется как 2 : 1.

Значительный практический интерес представляет вопрос о выборе концентрации ката-

лизатора полимеризации тампонажной композиции, т.к. этот показатель с технологической точки зрения определяет возможную продолжительность подготовительных операций по затворению композиции на поверхности и прокачиванию ее в межтрубном пространстве при реализации технологии «скользящего тампонажирования». Введение в тампонажную композицию щелочного катализатора (типа едкого натрия) позволяет осуществить регулирование ее консистенции и соответственно прокачиваемости в довольно широком интервале (от почти мгновенной полимеризации в объеме за единицы секунд до нескольких часов). С технологической точки зрения наиболее приемлемое время от начала набора вязкости тампонажной композиции до потери ее прокачиваемости должно составлять 1,5—3 часа, что вполне достаточно для затворения и прокачивания по стволу скважины используемых на практике объемов тампонажной композиции (300—400 л) с целью создания герметизирующего пленочного покрытия на внутренней поверхности обсадных труб. С целью выбора оптимальной величины концентрации катализатора (едкого натрия) полимеризации тампонажной композиции, обеспечивающей приемлемое на практике время для подготовки и проведения изоляционных работ на скважине, были выполнены лабораторные эксперименты по исследованию кинетики полимеризации фенольной смолы. Полученные данные показывают, что введение в тампонажный состав катализатора (едкого натрия) в концентрации 0,1—1%, (мас.) позволяет обеспечить возможность проведения технологических операций по подготовке и нагнетанию необходимых объемов тампонажной композиции в скважину.

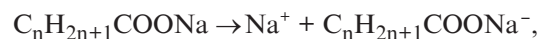
К настоящему времени накоплен достаточно большой опыт проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах с дефектом герметичности обсадных колонн с использованием гелеобразующего агента на основе омыленного талового пека (ОТП), который представляет собой отход производства таловых масел целлюлозно-бумажной промышленности [5]. Присутствующие в ОТП омыленные жирные и смоляные кислоты в водных средах образуют коллоидные растворы, дисперсная фаза которых при определенных условиях теряет агрегативную устойчивость, превращаясь в гель. Гель, образуемый из коллоидных растворов ОТП при взаимодействии с коагулянтами (например, солями поливалентных металлов), характеризуется удовлетворительной адгезией к материалу обсадной трубы, а его когезионные (вязущие) свойства в термобарохимических

условиях ствола скважины ПХГ в существенной мере влияют на эффективность выполнения таким материалом изолирующей функции в зоне дефекта колонны.

Рассмотрение механизма молекулярно-поверхностных явлений, происходящих при гелеобразовании из коллоидных растворов ОТП, позволяет рекомендовать введение специальных модифицирующих добавок в гелеобразующий состав и коагулянт для повышения адгезионной прочности соединения продукта коагуляции с обсадной колонной в зоне дефекта герметичности последней.

При взаимодействии водного раствора ОТП с электролитом, содержащим двухвалентные катионы кальция и ионы хлора, происходит образование гелеобразной массы, обладающей вязущими свойствами, что и определяет использование этого материала для уплотнения колонны. Механическая прочность образовавшегося геля объясняется сильными молекулярными взаимодействиями между скоагулированными частицами мицелл ОТП за счет присутствия в них парафинов и окисленных углеводов.

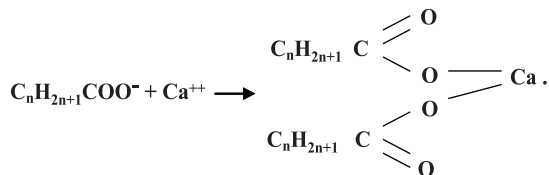
Благодаря наличию в составе ОТП омыленных жирных кислот $C_nH_{2n+1}COONa$, характеризующихся высокой поверхностной активностью, растворение ОТП в пресной воде при приготовлении гелеобразующего агента происходит практически самопроизвольно. При этом омыленные жирные кислоты диссоциируют в пресной воде по схеме:



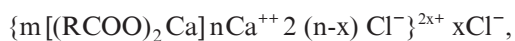
образуя агрегаты (мицеллы), в которых ионогенные, сильно полярные группировки (COO^-) обращены в наружу в водную среду, а углеводородная часть (C_nH_{2n+1}) направлена вовнутрь мицеллы.

Углеводороды парафинового ряда (C_nH_{2n+2}) и окисленные ($C_nH_{2n+1}OH$) солибилизуются и располагаются внутри мицелл. Совокупность таких мицелл в пресной воде представляет собой коллоидный раствор, обладающий агрегативной устойчивостью благодаря стабилизирующему действию поверхностно-активных группировок COO^- . Химическая структура таких коллоидных растворов ОТП подтверждена исследованиями спектров ядерного магнитного резонанса (ЯМР) на приборе «Тесла В S-497».

При контакте коллоидного раствора ОТП с электролитом (водным раствором хлорида кальция), содержащим катионы кальция и ионы хлора, происходит изменение строения мицелл благодаря связыванию сильно полярных группировок (COO^-) в мицелле с катионами Ca^{++} по схеме:



При этом образуются кристаллы труднорастворимых в воде соединений карбоксилата кальция, которые определяют в дальнейшем адгезионную прочность образуемого геля. На поверхности этих кристаллов возникает двойной электрический слой, благодаря адсорбции катионов Ca^{++} и диффузии распределенных около них анионов Cl^- . В результате образуются мицеллы дисперсной системы вида:



где l — число потенциалопределяющих ионов;

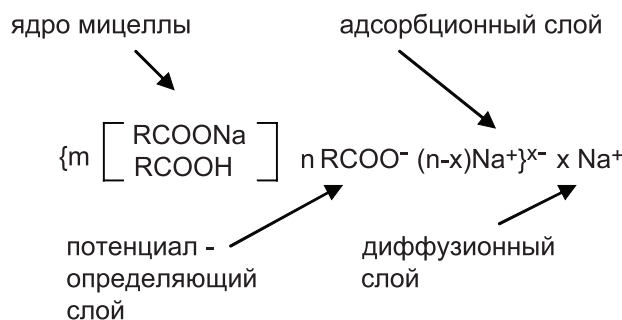
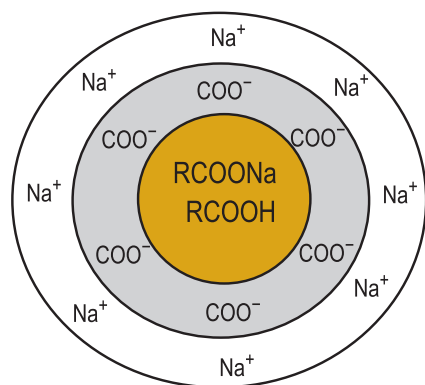
x — число противоионов в диффузной части слоя;

m — количество молекул $(\text{RCOO})_2\text{Ca}$ содержащихся в агрегате мицеллы.

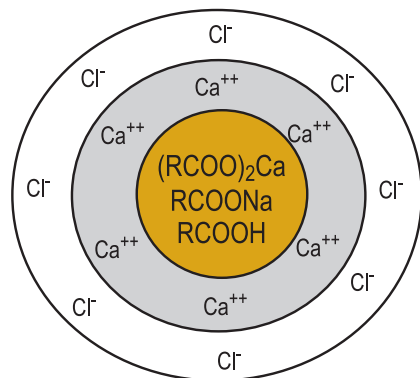
Структура мицелл ОТП в коллоидном растворе и коагуляте представлена на рис. 2.

Поскольку в водном растворе хлорида кальция ионов хлора больше, чем катионов Ca^{++} , то происходит сжатие диффузного слоя мицеллы, приводящее к уменьшению электрокинетического потенциала. В результате электростатические силы между частицами ослабевают, а последние при столкновении коагулируют и выпадают в осадок, образуя гелеобразную массу, обладающую вязкими свойствами.

Солубилизированные парафины и окисленные углеводороды в мицеллах коллоидных ОТП играют роль флокулянтов. Механизм действия флокулянтов заключается в их адсорбции на поверхности частиц и образовании мостиков за счет межмолекулярных взаимодействий, связывающих частицы между собой с образованием агрегатов. Присутствие флокулянтов предотвращает пептизацию частиц, т.е. препятствует переходу частиц обратно в коллоидное со-



а) В коллоидном растворе



б) В коагуляте (после коагуляции электролитом CaCl_2).

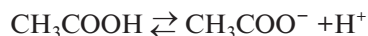
Рисунок 2. Структура мицелл омыленного талового пека (ОТП).

стояние, обеспечивает механическую прочность и вязущие свойства образуемого геля.

Указанный механизм гелеобразования не противоречит существующей теории поверхностных явлений в дисперсных системах и позволяет рекомендовать пути регулирования структурно-механических свойств геля, в том числе и его адгезионной прочности [6].

Усиление адгезионной прочности геля возможно осуществить, с учетом предложенной схемы гелеобразования, путем повышения концентрации в поверхностных слоях мицелл ОТП сильнополярных группировок (COO^-), являющихся акцепторами катионов кальция из электролита. Наличие в составе мицелл катионов кальция, связанных с сильнополярными группировками (COO^-), определяет, как показатели исследования, адгезионную прочность образуемого геля.

Механизм увеличения адгезионной прочности при добавке в осадитель геля донора сильнополярной группировки (COO^-), например, уксусной кислоты заключается в следующем. Уксусная кислота имеет константу диссоциации, равную $1,85 \cdot 10^{-5}$ моль/л, и диссоциирует по схеме:



с образованием сильнополярных группировок (COO^-), которые дополняют поверхностный слой мицелл ОТП (первоначально лишь только частично насыщенный группировками COO^- из омыленных жирных и смоляных кислот, входящих в состав ОТП). Увеличение в поверхностном слое мицелл концентрации группировок (COO^-) обеспечивает при коагуляции эквивалентное возрастание числа связанных с мицеллой катионов кальция и, как следствие,

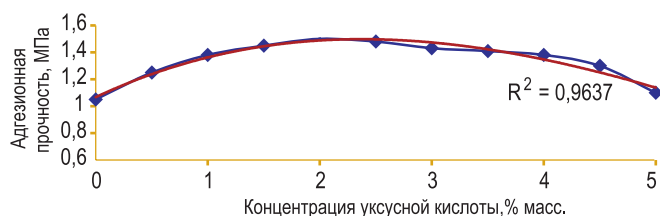


Рисунок 3. Влияние добавок уксусной кислоты в коагулянт (10%-раствор CaCl_2) на адгезионную прочность соединения коагулюма на основе ОТП с материалами обсадной колонны скважины.

увеличение адгезионной прочности образуемого геля.

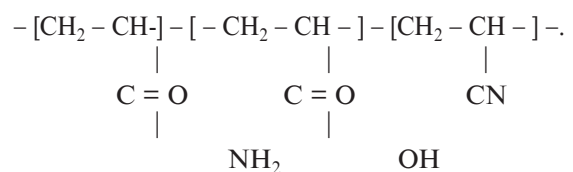
Согласно проведенным исследованиям концентрация уксусной кислоты в осадителе геля (водном растворе хлорида кальция), обеспечивающая эффективное увеличение адгезионной прочности геля, составляет 2—3%, (мас). (рис. 3).

Механизм проявления в коагулюме из ОТП стабилизирующих свойств при введении других модифицирующих добавок основан на комплексном действии ряда факторов, которые обеспечивают:

- защитное действие полимеров акрилового ряда на воздействие агрессивных сред, благодаря их добавкам в гелеобразующий состав на основе ОТП [7];
- образование поперечных сшивающих связей в структуре геля и полимера за счет добавок реакционно-активных бихроматов щелочных металлов в составе коагулянта;
- улучшение теплофизических характеристик композитного материала, благодаря использованию в качестве наполнителя в гелеобразующем составе измельченной резиновой крошки или торфа.

В качестве бихроматов щелочных металлов в состав коагулянта вводят следующие соли: $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$.

В качестве полимера акрилового ряда который добавляют в гелеобразующий состав используют частично гидролизованый волокнистый полиакрилонитрил — «Гивпан» (продукт омыления полиакрилонитрила гидроокисью натрия), имеющий следующую химическую структуру:



Анализ факторов, оказывающих влияние на гелеобразование в дисперсных системах, показывает, что этот процесс в условиях взаимодействия многочисленного количества составных компонентов описывается достаточно сложной математической моделью, поэтому выбор оптимальных концентраций реагентов в тампонажной композиции на основе ОТП проводился с использованием теории планиро-

вания эксперимента. С этой целью в лабораторных условиях был проведен дробный многофакторный эксперимент по оценке адгезионных свойств композитного состава на основе гелеобразующего агента ОТП, коагулянта и специальных функциональных добавок при варьировании концентрации ингредиентов состава.

На основании анализа полученных данных рекомендованы рецептуры гелеобразующего агента и коагулянта со специальными модифицирующими добавками, которые используются в технологии «скользящего тампонирувания» для устранения негерметичности обсадных колонн скважин ПХГ [8].

Состав тампонажной композиции (мас. %):

I) Гелеобразующий агент

— ОТП	— 20—25%
— Гидролизированный волокнистый полиакрилонитрил («Гивпан»)	— 1—3%
— Измельченный торф или крошка резины	— 1—3%
— Техническая вода	остальное

II) Коагулянт (осадитель геля)

— Хлорид кальция (или пластовая вода хлоркальциевого типа в пересчете на катионы Ca ⁺⁺)	— 5—10%
— Бихромат щелочного металла	— 0,1—0,3%
— Кислота уксусная	— 2—3%
— Техническая вода	остальное

Совершенствование технологии «скользящего тампонирувания» для восстановления герметичности колонн газовых скважин ставит задачу определения скорости движения тампонажного состава в кольцевом пространстве между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной.

Произведем оценку предельного значения скорости движения вязкой жидкости в кольцевом пространстве между двумя вертикальными колоннами под действием силы тяжести.

Наименьшее значение скорости движения жидкости достигается в случае, когда движущая жидкость дробится на капли малых размеров. Скорость движения капель в жидкой или газообразной среде может быть оценена известными формулами Стокса или Рыбчинского-Адамова при малых числах Рейнольдса. Для значений чисел Рейнольдса больших единицы В.Г. Левичем получено выражение [9]:

$$V = \sqrt[4]{\frac{4 \cdot \rho \cdot q \cdot \delta}{\kappa_f \cdot (\rho_1)^2}},$$

где V — скорость падения капли жидкости;
 ρ и ρ_1 — соответственно, плотности капли жидкости и среды, где движется капля;
 q — ускорение свободного падения;
 δ — коэффициент поверхностного натяжения на границе капля-среда;
 κ_f — опытный коэффициент сопротивления ($\kappa_f \sim 0,5 \dots 1$).

Например, для используемого при ремонтно-изоляционных работах водного раствора гелеобразователя с 25%, (мас.) концентрацией ОТП при его движении по стволу газовой скважины (давление в среде 5 МПа) из данной формулы следует, что скорость движения капель заключена между значениями 0,79 и 0,94 м/с.

При значительной глубине скважины можно считать, что движение жидкости начинается с некоторой начальной скорости и, возрастая, достигает некоторого предельного значения, соответствующего равновесному состоянию сил сопротивления движению и силы тяжести жидкости. При этом течение из ламинарного режима может перейти в турбулентный. Переходу на турбулентный режим могут способствовать соединительные муфты и эксцентricность расположения НКТ в колонне. При турбулентном режиме эффективность перемешивания компонентов в тампонажной композиции выше, чем при ламинарном при прочих равных условиях. Проведенная, согласно методике [10], оценка режима движения гелеобразующей тампонажной композиции показала, что для практических случаев режим течения в кольцевом пространстве скважины является ламинарным. Поэтому определение времени движения тампонажной композиции до зоны дефекта герметичности обсадной колонны при реализации технологии «скользящего тампонирувания» произведем по следующей схеме.

Рассмотрим течение вязкой жидкости между двумя концентрическими цилиндрическими поверхностями. Причем внутренний радиус внешнего цилиндра (обсадной колонны) равен r_1 , а внешний радиус внутреннего цилиндра (НКТ) — r_2 . Обозначив через r , θ и z оси цилиндрической системы координат, где ось z направлена по вертикали, имеем из классической системы дифференциальных уравнений Навье — Стокса

следующее уравнение, которое описывает одномерное и установившееся движение жидкости вдоль оси z:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \mu \cdot \left(\frac{\partial^2 V}{\partial r^2} + \frac{1}{r^2} \cdot \frac{\partial V^2}{\partial \theta^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial V}{\partial r} \right)$$

где V — скорость движения частицы жидкости;

p — давление;

μ — динамический коэффициент вязкости жидкости.

Решение этого дифференциального уравнения для случая совпадения осей обсадной колонны и НКТ при ламинарном движении жидкости и условии равенства нулю ее скорости на стенках труб известно [11] и имеет вид:

$$V = \frac{1}{4 \cdot \mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot r^2 + A \ln r + B,$$

где

$$A = \frac{-1}{4\mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot \left[\frac{(r_1)^2 - (r_2)^2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \right],$$

$$B = \frac{-1}{4\mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot \left[\frac{(r_2)^2 \ln r_1 - (r_1)^2 \ln r_2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \right].$$

Расход жидкости через поперечное сечение между трубами может быть определен как

$$Q = \int_{r_2}^{r_1} 2\pi r V dr$$

Подставив значение скорости V в последнее выражение получим:

$$Q = \frac{\pi}{8\mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot [(r_1)^2 - (r_2)^2] \cdot$$

$$\cdot \left[(r_1)^2 + (r_2)^2 - \frac{(r_1)^2 - (r_2)^2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \right].$$

При этом средняя скорость движения жидкости находится из выражения:

$$V_{cp} = \frac{Q}{S} = \frac{-1}{8\mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot \left[(r_1)^2 + (r_2)^2 - \frac{(r_1)^2 - (r_2)^2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \right].$$

Зависимость средней скорости движения в кольцевом пространстве скважины фронта тампонажной композиции, представляющей собой 25% водный раствор ОТП ($\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\mu = 0,087 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_1 = 70 \text{ кг/м}^3$) для некоторых значений диаметров внутренней и внешней колонн приведена на рис. 4.

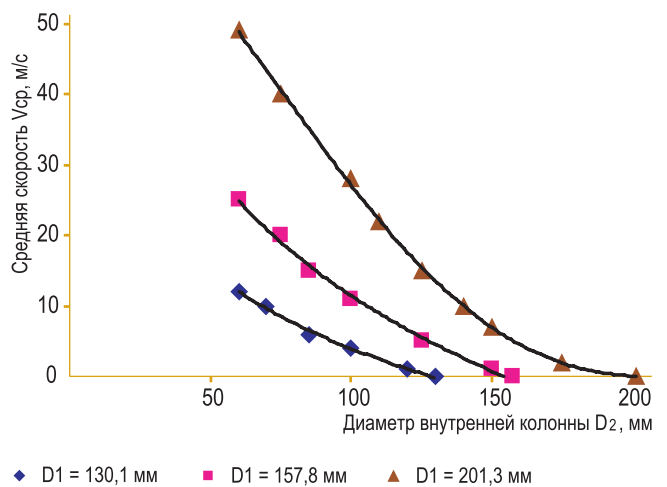


Рисунок 4. Зависимость средней скорости движения (V_{cp}) тампонирующей композиции ($\mu = 0,08 \text{ Па}\cdot\text{с}$) в кольцевом пространстве скважины от диаметра наружной (D_1) и внутренней (D_2) колонн.

Максимальное значение скорости жидкости, определяемое из условия равенства нулю производной скорости V по координате r , записывается в следующем виде:

$$V_{max} = \frac{1}{4 \cdot \mu} \cdot \frac{dp}{dz} \cdot \left[\frac{(r_1)^2 - (r_2)^2}{\ln \frac{r_2}{r_1}} \right].$$

$$\cdot \left[1 - \frac{1}{2} \cdot \ln \left[\frac{(r_1)^2 - (r_2)^2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \right] + \frac{(r_2)^2 \cdot \ln r_1 - (r_1)^2 \cdot \ln r_2}{(r_1)^2 - (r_2)^2} \right]$$

Таблица 1. Продолжительность движения фронта тампонажной композиции в кольцевом пространстве вертикальной скважины, с

Глубина, м	Диаметр обсадных колонн /диаметр НКТ, мм								
	201,1	201,1	201,1	174,7	174,7	174,7	157,8	157,8	157,8
	168,3	146,1	101,6	146,1	139,7	127,0	139,7	127,0	101,6
250	97	35	10	130	87	47	325	112	34
500	195	70	21	260	174	93	650	224	67
750	293	105	32	390	260	140	974	336	101
1000	391	139	42	520	347	187	1299	448	134
1250	488	174	53	650	434	233	1624	560	168
1500	586	209	64	780	521	280	1949	673	202
1750	684	244	72	910	608	327	2273	785	235
2000	781	279	85	1040	694	374	2598	897	269

При движении жидкости под действием силы тяжести в кольцевом пространстве газовой скважины можно принять, что

$$\frac{dp}{dz} = -(\rho - \rho_1) \cdot g$$

На основании полученных результатов можно провести оценку продолжительности движения фронта тампонажной композиции в стволе скважины при нагнетании ее в кольцевое пространство с целью образования на поверхности труб изолирующего покрытия. Некоторые значения времени движения фронта тампонажной композиции в кольцевом пространстве приведены в табл. 1.

Из табл. 1, например, следует, что при диаметрах труб 201,1 и 146,1 мм (трубы 8 5/8" и 5 3/4") время движения жидкости в кольцевом пространстве до башмака колонны на глубине 1750 м составляет не менее 244 с (4 мин), а при диаметрах 157,8 и 127 мм (7" и 5") — не менее 785 с (13 мин). Приведенные расчетные примеры показывают, что после нагнетания тампонажного состава в кольцевое пространство скважины при реализации технологии «скользящего тампонирования» необхо-

димо обеспечить выдержку скважины в статическом состоянии между периодическими продувками на факел с целью покрытия герметиком всей поверхности колонны труб в течение, соответственно, не менее 4 и 13 мин. Очевидно, время движения тампонажной композиции до башмака колонны изменяется в широком диапазоне в зависимости от глубины скважины, диаметра НКТ и обсадной колонны, реофизических характеристик тампонажной композиции и среды, а оценка этого показателя при планировании ремонтно-изоляционных работ в скважинах может проводиться по предложенной методике.

Использование химически модифицированных тампонажных композиций для ремонтно-изоляционных работ по технологии «скользящего тампонирования» проводилось на эксплуатационных скважинах ПХГ с дефектами герметичности обсадной колонны и показало их значительную технологическую эффективность.

Некоторые результаты промышленных работ в этом направлении представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты применения тампонажных композиций для герметизации дефектов обсадных колонн скважин ПХГ по технологии «скользящего тампонирования».

Тип тампонажной композиции	№ скважины, регион ПХГ	Межколонное давление, МПа	
		До обработки скважины	После обработки скважины
Фенольная смола	216	6,6	0
	21	6,7	0
	209	1,6	0
	306	2,9	0,1
(Россия — Башкортостан)			
Гелеобразующий агент	65	3,6	0
	54	1,8	0
	53	6,6	2,2
	63	6,4	2,0
(Казахстан)			
	82	0,5	0
(Узбекистан)			
	348	3,6	0,8
	271	4,7	0,1
	276	7,7	0,4
	239	1,2	0
	288	2,8	0,2
	225	1,4	0,2
	208	0,8	0
	12	3,0	0
	249	1,7	0,8
	10	9,7	0,2
	241	1,6	0
(Россия — Башкортостан)			
	100	0,6	0
	102	1,0	0
	82	3,8	0
	123	2,8	0
	97	4,4	0
	98	2,0	0
(Россия — Оренбургская область)			

Автор выражает благодарность академику А.Х. Мирзаджанзаде и профессору М.Ф. Каримову за постановку задач и обсуждение полученных результатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сидоров И.А. Восстановление герметичности обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. — Темат. научн.-техн. обзор. Сер. «Бурение». — М.: ВНИИОЭНГ, 1972 — 88 с.

2. Киселев А.И. Способы и материалы для герметизации и восстановления герметичности соединений узлов обсадных колонн. — Темат. научн.-техн. обзор. Сер. «Бурение». — М.: ВНИИОЭНГ, 1987 — 72 с.

3. Басин В.Е. Адгезионная прочность. — М.: Химия, 1981 - 208 с.

4. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. — М.: Мир, 1979 — 567 с.

5. Латыпов А.Г. Неравновесные дисперсные системы в процессах эксплуатации скважин и неоднородных пластов подземных хранилищ газа./НТЖ «Нефтегазовое дело», 2001, №1, с. 203—211.

6. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии: Поверхностные явления и дисперсные системы. — М.: Химия, 1982 — 400 с.

7. Неппер Д. Стабилизация коллоидных дисперсий полимерами. — М.: Мир, 1985 — 487 с.

8. А.С. 1661360. — СССР. Способ ликвидации негерметичности обсадной колонны/ Каримов М.Ф., Латыпов А.Г., Ибрагимов Р.Р. Оpub. Б.И. — 1991 — №25.

9. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика. — М.: Физматгиз, 1959 — 700 с.

10. Гукасов Н.А., Кочнев А.М. Гидравлика в разведочном бурении. — М.: Недра, 1991 — 256 с.

11. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретическая гидромеханика. — М.: ГИМФЛ, 1963 — 727 с



Латыпов Айрат Гиздеевич, к.т.н., доцент кафедры «Теоретическая механика» УГНТУ, Отличник газовой промышленности,

Почетный нефтехимик РФ.

www.ogbus.ru

Сулейманова Н.Э.

ОБ ОПЫТЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ http://www.ogbus.ru/authors/Suleymanova/Suleymanova_1.pdf

Статья посвящена опыту применения гибких насосно-компрессорных труб в нефтегазодобыче. Рассмотрены вопросы, связанные с конструкциями оборудования агрегата гибких труб, применения гибких труб в ремонтных работах, технология цементирования гибкими насосно-компрессорными трубами.

Рассмотрены ловильные работы при помощи гибких эксплуатационных труб, расширительные работы по борьбе с окалиной серноокислого барьера в гибких трубах на месторождении Forties, а также бурение горизонтальной малогабаритной скважины гибкими трубами.

Далее представлены материалы о ликвидации скважин при помощи гибких труб, их применение в добычи нефти и газа, газлифтная система с навитыми на катушки гибкими трубами и гибкие насосно-компрессорные трубы для установки электропогружных насосов.

Попов А.Н., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА БОКОВОГО РАСПОРА ПОРИСТЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ http://www.ogbus.ru/authors/Popov/Popov_1.pdf

Способ определения коэффициента бокового распора позволяет существенно уточнить расчеты стенок скважины и дает надежные результаты применительно к расчету давления гидроразрыва, что дает существенный экономический и экологический эффект.

Чернова К.В., Имаева Э.Ш.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ http://www.ogbus.ru/authors/Chernova/Chernova_1.pdf

В статье представлены результаты исследования патентной информации

по аппаратам магнитной обработки за 1987—2002 гг. Методами спектрально-корреляционного анализа исследованы временные ряды патентной информации. Предложена методика оценки перспективности направлений совершенствования технологий магнитной обработки по стабильности интереса изобретателей.

Сулейманов Б.А., Исмаилов Ш.З.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН http://www.ogbus.ru/authors/Suleymanov/Suleymanov_1.pdf

Статья посвящена повышению эффективности физического воздействия на призабойную зону нефтедобывающих скважин. Представлены экспериментальные и промышленные исследования, посвященные этому вопросу. Приведены результаты обработки скважин эксплуатирующихся компрессорным способом с использованием устьевого пульсатора новой конструкции.

Осуществлена оценка влияния мероприятий по физическому воздействию на работу как обрабатываемой, так и окружающих скважин, а также системная оценка состояния пласта с помощью коэффициента Лоренц-Джини.

Султанов Б.З., Орешев С.С.

ВОПРОСЫ ВЫНОСА ПЕСКА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН http://www.ogbus.ru/authors/Sultanov/Sultanov_1.pdf

В статье показано, что удаление песка из скважины рационально производить непосредственно в процессе добычи нефти.

«Полное» удаление песка из скважины практически невозможно, поэтому рассмотрены такие технические решения, которые позволяют эксплуатировать песчаные скважины с максимально высоким эффектом выноса песка вместе с откачиваемой жидкостью. Для определения закономерностей при оседании песка различных размеров проведены соответствующие расчеты и построен график зависимости w от d . Кроме этого установлены показатели скорости оседания частиц от вязкости жидкости.

www.ogbus.ru