



Оригинальная статья / Original article
УДК 622.276.6

Разработка композиций отверждаемых пен для тампонирования скважин

© В.Г. Заливин^а

^аИркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме: Цель работы – исследование параметров тампонажных отверждаемых газожидкостных смесей для использования их при ликвидации геологических осложнений в процессе бурения скважин: для предупреждения и ликвидации поглощений, сохранения устойчивости интервалов слабосвязанных пород, при вскрытии многолетнемерзлых пород. В ходе работы были исследованы смолы на основе суммарных сланцевых фенолов, расширяющиеся смеси на основе фенолформальдегидной смолы ФРВ-1А и отвердителя ВАГ-3; основные свойства пенопластов на основе смолы М-19-62. Изучены такие свойства композиций пенопластов, как вязкость, время отверждения, фильтруемость через пористую среду, прочность и изменение ее во времени, прочность сцепления с поверхностями породы и металла обсадных труб (адгезия), сроки схватывания, изменение объема смеси после полимеризации, вязкости и упругих свойств. В ходе работы были проведены лабораторные исследования, а также отработаны технологии применения пенопластов на производственных скважинах. В результате отображено повышение качества тампонирования за счет предупреждения преждевременного отверждения газожидкостной смеси при одновременном снижении энергоемкости нагнетания и продавливания. Разработана схема тампонирования зон осложнений пенопластами. На основании проведенных исследовательских работ определены составы отверждаемых газожидкостных смесей и их технологические параметры для применения в различных геолого-технических условиях бурения скважин. Сделан вывод о том, что применение разработанных отверждаемых газожидкостных смесей способствует обеспечению более высокой производительности процесса бурения и уменьшению стоимости строительства скважин.

Ключевые слова: отверждаемые газожидкостные смеси, составы, параметры, смолы, тампонирование

Информация о статье: Дата поступления 30 июля 2019 г.; дата принятия к печати 19 августа 2019 г.; дата онлайн-размещения 30 сентября 2019 г.

Для цитирования: Заливин В.Г. Разработка композиций отверждаемых пен для тампонирования скважин. *Науки о Земле и недропользование*. 2019. Т. 42. № 3. С. 336–348.

Developing hardenable foam compositions for well tamping

© Vladimir G. Zalivin^a

^aIrkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract: The aim of the work is to study the parameters of hardenable gas-liquid mixtures that can eliminate geological complications in well drilling, i.e. prevent and eliminate absorption, maintain the interval stability of loose rocks, and ensure trouble-free permafrost drilling-in. The study has been conducted for resins based on aggregate shale phenols, expanding mixtures based on phenol-formaldehyde FRV-1A resin and VAG-3 curing agent, and foams based on M-19-62 resin. The following properties of the foam compositions have been studied: viscosity, curing time, filterability, strength and its change over time, adhesion with the rock and metal casing surfaces, setting time, change in the mixture volume after polymerization, viscosity and elastic properties. The research methods include laboratory experiments and field tests at running wells. The study has shown an increase in the tamping quality, i.e. prevention of the gas-liquid mixture early curing and the power intensity reduction when injecting and forcing. A scheme of troublesome zones tamping with foam plastics has been developed. Based on the results of the study, the compositions of hardenable gas-liquid mixtures and their technological parameters have been developed for different geological-and-technical well-drilling conditions. The conclusion is that the developed hardenable gas-liquid compounds ensure higher performance of the drilling process and lower costs of the well construction.

Keywords: solidifying gas-liquid mixture, compositions, parameters, resins, tamping

Information about the article: Received July 30, 2019; accepted for publication August 19, 2019; available online September 30, 2019.



For citation: Zalivin V.G. Developing hardenable foam compositions for well tamping. *Earth Sciences and Subsoil Use*. 2019;42(3):336–348. (In Russ.)

Введение

Развитие отечественной геолого-разведочной отрасли делает весьма актуальным разработку научных подходов к составам буровых растворов, позволяющих осуществлять цикл бурения с высокой механической скоростью и одновременным тампониowaniem зон поглощений в зонах пониженного пластового давления. С этих позиций применение газожидкостных смесей в качестве очистного агента и тампонажного материала наиболее актуально.

Для получения тампонажных материалов автором данной статьи исследованы карбамидная смола, смолы ФРВ-1А и ТСД-9.

Смола ТСД-9 является композицией водорастворимых суммарных сланцевых фенолов, стабилизированной спиртом и пластифицированной диэтиленгликолем [1]. Данная смола является вязкой жидкостью темно-коричневого цвета, хорошо растворимой в спирте, в растворах щелочей и до соотношения 1:3 – в воде. При дальнейшем разбавлении происходит расслоение смеси с выделением воды. Наличие минеральных солей в воде, применяемой для разбавления смолы, резко снижает растворимость последней. В нефтепродуктах смола не растворяется. Присутствие же их в рабочих растворах на сроки отверждения и качество отвержденной смолы влияния не оказывает. Она отверждается как в щелочной, так и в нейтральной среде. Для приготовления рабочих растворов смолы используются пресная вода и формалин или параформ.

Материалы и методы исследования

Тампонажные материалы на основе исследованных смол пригодны для изоляции зон поглощений с различными типами отвердителей, наполнителей и катализаторов отверждения.

На основе смолы ТСД-9 могут быть приготовлены как водные растворы тампонажных смесей, так и суспензии глины,

цемента, кварцевого песка, древесной муки и опилок. Основные показатели водных растворов смолы ТСД-9 (вязкость, время отверждения, фильтруемость через пористую среду) и отвержденного полимера (прочность и изменение ее во времени, прочность сцепления с поверхностями породы и металла обсадных труб, изменение в объеме) определяются степенью разбавления смолы водой, применяемыми отвердителем и катализатором и их концентраций, а также температурой среды.

Время начала отверждения тампонажных смесей является одним из основных показателей при применении их в качестве изоляционного материала. Этот показатель зависит от степени разбавления смолы, содержания отвердителя и температуры. Однако с увеличением содержания в растворах смолы формалина время их отверждения может быть сокращено лишь до какого-то предела, определенного для данной температуры. Это содержание формалина в растворе смолы соответствует эквимолекулярному соотношению фенолов (средний молекулярный вес – 150) и формалина. Дальнейшее сокращение времени отверждения растворов смолы может быть достигнуто путем введения в них катализатора (NaOH). Лишь с применением катализатора могут быть приготовлены растворы смолы с приемлемыми сроками отверждения (2–3 ч) для условий низких температур – ниже 20 °С.

При приготовлении раствора смолы ТСД-9, требующем использования катализатора, необходимо учитывать, что сам процесс растворения твердого едкого натра является экзотермическим. Кроме того, реакция конденсации смол, синтезированных на основе водорастворимых сланцевых фенолов, также является экзотермической, что необходимо учитывать при построении технологических схем изоляционных работ с их применением [2].



При изучении возможности применения смолы ТСД-9 в качестве тампонажного материала прежде всего изучалась возможность получения смолоцементов [3], а затем и суспензий с использованием в качестве твердой фазы глино порошка, кварцевого песка, латекса. Для регулирования сроков схватывания автор работы рекомендует использовать раствор кальцинированной соды.

Смола ТС-10 [4] синтезирована специально для применения в качестве изоляционного материала в скважинах с пластовой температурой 50–70 °С. Смола ТС-10 и тампонажные смеси на ее основе отверждаются в щелочной и нейтральной средах. В качестве отвердителя тампонажных смесей на основе смолы ТС-10 используются уротропин, формалин и их смеси.

Свойства суспензии глины на основе смолы ТС-10 аналогичны свойствам суспензии на основе смолы ТСД-9 и определяются свойствами смолы ТС-10, применяемым отвердителем и его концентрацией, степенью разбавления и температурой окружающей среды [5, 6].

Расширяющиеся смеси на основе фенолформальдегидной смолы ФРВ-1А и отвердителя ВАГ-3

С целью совершенствования рецептур тампонирующих смесей в Иркутском отделении Всероссийского института техники разведки были проанализированы расширяющиеся смеси на основе фенолформальдегидной смолы ФРВ-1А и отвердителя ВАГ-3 [7], изучены возможности использования пенопластов при различных температурных режимах скважины, а также проведены исследования зависимости времени отверждения смолы от температуры окружающей среды.

При содержании 20 г смолы ФРВ-1А и 4 г отвердителя ВАГ-3 проводили отверждения пенопластов при различных температурах. До 12 °С отверждение смолы протекало в течение 5 ч, причем масса в объеме не увеличивалась. Увеличение объема пенопласта фенолформальдегидной смолы, содержащей

порошок алюминия, происходит за счет выделения водорода, который образуется при взаимодействии алюминия с водой. В чистом виде алюминий вследствие образования на его поверхности защитной оксидной пленки не вытесняет водород из воды [8]. Однако при удалении ее он энергично взаимодействует с водой с выделением водорода. Разбавленные кислоты легко растворяют эту пленку, особенно при нагревании. Поэтому в нашем опыте при температурах до 12 °С не происходило увеличение объема, а энергия, необходимая реакции, была настолько маленькой, что реакция полимеризации протекала 5 ч.

По графику (рис. 1) видно, что с увеличением температуры, начиная с 12 °С, увеличивается скорость реакции полимеризации, происходит увеличение объема. Чем выше температура, тем меньше время отверждения и выше кратность, так как быстрее происходит разрушение защитной оксидной пленки алюминия, который вытесняет водород из воды. Вода образуется в результате реакции поликонденсации смолы. Выделившийся водород начинает расширять и увеличивать объем полимера.

Вышеописанные результаты подтверждают исследования зависимости сроков отверждения и кратности пенопласта от температуры окружающей среды (см. рис. 1).

Смолу и отвердитель при температуре до 15 °С отверждали в интервале температур 20–50 °С. С увеличением температуры происходит увеличение сроков вспенивания и уменьшение сроков отверждения смолы ФРВ-1А [9].

Для определения подвижности компонентов при различных температурах были проведены измерения динамической вязкости ФРВ-1А и отвердителя ВАГ-3 (рис. 2).

С целью выявления изменений плотности, кратности и прочности в зависимости от давления приготовления пенопласта были проведены исследования в специально изготовленном цилиндре.

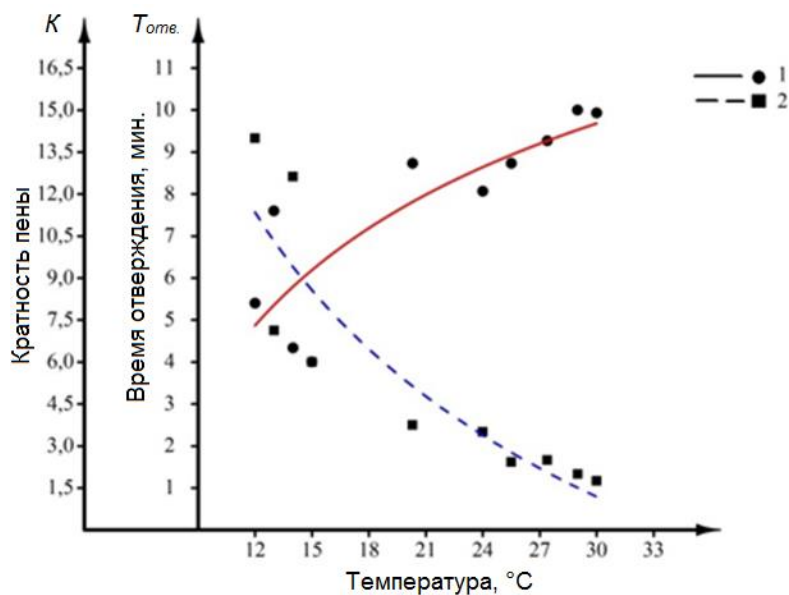


Рис. 1. Зависимость кратности (1) и времени отверждения (2) пенопласта от температуры окружающей среды

Fig. 1. Dependence of the polyfoam's multiplicity (1) and curing time (2) on the ambient temperature

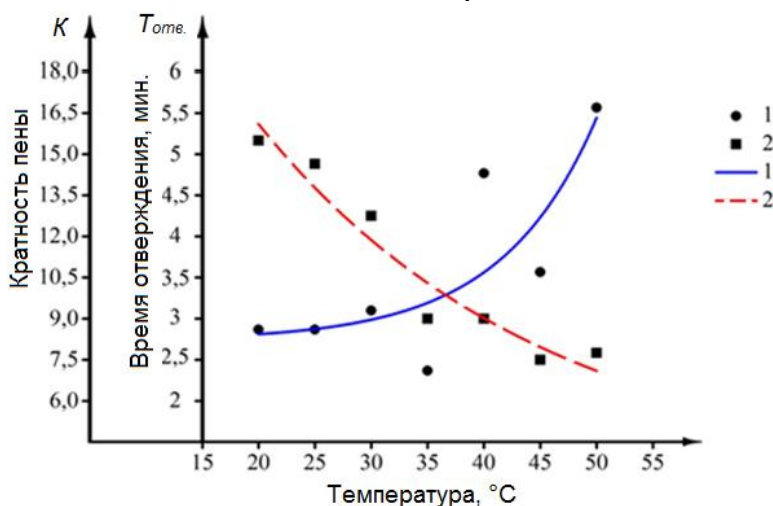


Рис. 2. Зависимость кратности (1) и времени отверждения (2) пенопласта от температуры окружающей среды при изменении динамической вязкости

Fig. 2. Dependence of the polyfoam's multiplicity (1) and curing time (2) on the ambient temperature, with the changing dynamic viscosity

Пенопласт получался в приборе, изображенном на рис. 3.

Высота цилиндра составляла 126,4 мм; внутренний диаметр цилиндра – 76,3 мм; объем цилиндра – 578 см³.

Чтобы реакционная смесь не попала в манометр, над ней устанавливалась резиновая прокладка. Объем прокладки был равен 15 см³; рабочий объем цилиндра – 563 см³.

При свободном вспенивании верхняя крышка снималась с цилиндра. В остальных случаях крышка плотно прижималась к цилиндру.

Использовалась реакционная смесь, состоящая из 80 масс. % ФРВ-1А и 20 масс. % ВАГ-3. Температура окружающей среды – 16–18 °C.

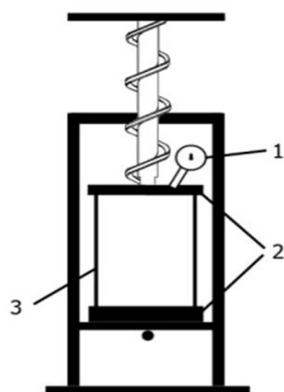


Рис. 3. Прибор для получения пенопласта:

1 – манометр; 2 – верхняя и нижняя крышки; 3 – полый металлический цилиндр

Fig. 3. Device for obtaining the polyfoam:

1 – gauge; 2 – upper and lower covers; 3 – hollow metal cylinder

Результаты изображены на рис. 4. При свободном вспенивании объем пенопласта значительно превышает объем формы (60 г ФРВ-1А и 15 г ВАГ-3).

Образец к стенкам цилиндра не прилегает, форма его неровная.

Кажущаяся плотность – 70 кг/м^3 . При получении пенопласта в замкнутом объеме давление создается самой композицией.

Во всех случаях пенопласт занимает почти полный объем цилиндра, оставляя незначительное место для сжатых газов и паров.

Образец пенопласта № 2 из цилиндра вынимается с усилием. Наружная поверхность его липкая, так как скорость реакции замедляется при контакте с металлической поверхностью цилиндра в результате отвода тепла в окружающее пространство. Постепенно поверхность пенопласта отверждается на воздухе.

Образец пенопласта № 3 состоит из двух слоев (как бы «в рубашке»). Розовое основное твердое тело покрыто серым липким слоем. Образец вручную не выдавливается из формы. Для того чтобы образец выдавить из формы, потребовалась нагрузка 180 кгс.

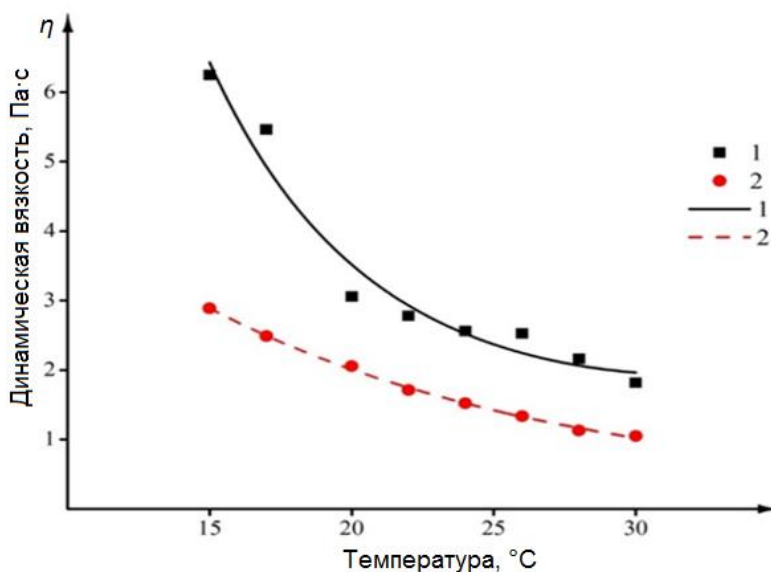


Рис. 4. Зависимость динамической вязкости смолы ФРВ -1А (1) и отвердителя ВАГ-3 (2) от температуры окружающей среды

Fig. 4. Dependence of the dynamic viscosity of FRV-1A resin (1) and VAG-3 curing agent (2) on the ambient temperature



При выдавливании образца № 4 из формы потребовалось применить нагрузку в 810 кгс. Образец покрыт прочной поверхностной коркой (не вспененной) толщиной 2,5–3 мм, липкого слоя нет.

В результате сильного разогрева отверждение проходит во всем объеме вспененной массы.

Нагрузка при выдавливании образца № 5 составляет 970 кгс.

Кажущаяся плотность верхних слоев всех образцов всегда меньше, чем нижних (рис. 5).

Вспененные смолы, как и все пены, являются структурированными системами. Вязкость их максимальная в состоянии покоя, но при движении пен, чем выше градиент скорости, тем больше степень разрушения структуры и меньше вязкость.

В процессе вспенивания компонентов тампонажной смеси, движения ее по буровым трубам и в зонах поглощения смесь подвергается деформации. Поэтому нами проведены лабораторные исследования по изучению прочностных свойств пенопласта в зависимости от

времени его деформации в процессе твердения.

Опыт осуществлялся по следующей методике. Исходные компоненты смеси вспенивали до получения постоянного объема пены и добавляли концентрированную ортофосфорную кислоту (H_3PO_4). В условиях опыта состав смеси (смола М-19-62 – 66,7 вес. %, однопроцентный раствор вспенивателя Е-30 – 33,3 вес. % и кислота – 0,4 об. %) соответствовал составу, приведенному на рис. 1. Отверждаемую смесь перемешивали мешалкой в течение 35 мин. За это время через 8, 11, 14, 18, 25, 35 мин отбирались пробы и ими заполнялись цилиндрические емкости [10].

Затем образцы подвергались исследованию на сжатие в два раза. Прочность пенопласта в условиях опыта с увеличением времени перемешивания с 8 до 14 мин растет, а затем резко падает. При деформировании испытуемой смеси в течение 25 и 35 мин свойства пенопласта не восстановились в течение времени. В данном случае получена лишь отвержденная крошка.

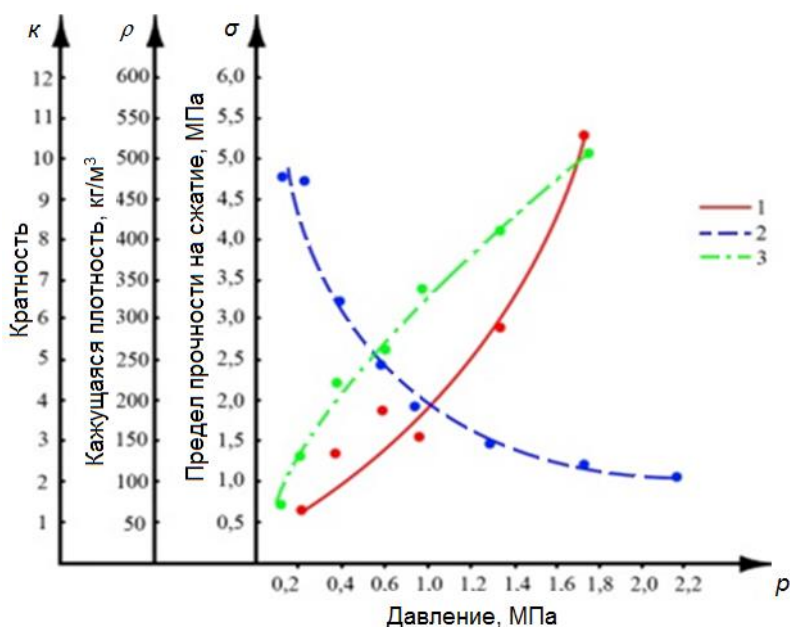


Рис. 5. Экспериментальные зависимости предела прочности на сжатие (1), кратности (2) и кажущейся плотности (3) пенопласта от избыточного давления

Fig. 5. Experimental dependence of the polyfoam's compressive strength (1), multiplicity (2) and apparent density (3) on overpressure



Таким образом, время движения смеси окажет значительное влияние на качество тампонирувания.

Исходя из проведенных исследований, сделаны выводы, что смеси на основе ФРВ-1А, отверждаемые ВАГ-3, можно использовать для изоляции зон поглощений в качестве тампонирующих смесей при температуре горных пород выше 13 °С.

Исследование основных свойств пенопластов на основе смолы М-19-62

Исследование основных свойств пенопластов – вязкости, прочности и остаточной деформации – проводились в лабораторных условиях с использованием стандартных приборов и оборудования. В качестве исходных реагентов использовались карбамидная смола М-19-62, эмульгатор Е-30 и ортофосфорная кислота.

Для изучения характера отверждения пенопласта проводились исследования изменения вязкости вспененных и обычных растворов смесей при различных концентрациях отвердителя. Исследования проводились с использованием ротационного вискозиметра Реостат-2 (Германия).

Исследуемая смесь на 66,7 % состояла из смолы и на 33,3 % – из однопроцентного раствора эмульгатора Е-30. Кратность вспененной массы смеси составляла 2,6–3.

Методика проведения исследований заключалась в следующем. Смесь объемом 200 мл помещалась в химический стакан объемом 800 мл и вспенивалась с помощью механической мешалки до получения постоянного объема пены. Ортофосфорную кислоту добавляли в пену при работающей мешалке. Затем определенный объем смеси или пены, содержащей отвердитель, помещался в измерительный цилиндр вискозиметра и включалось вращение с постоянным градиентом скорости. Показания прибора записывались в журнал наблюдений. Отсчет времени велся по секундомеру с момента добавления отвердителя.

Для всех приведенных зависимостей характерен начальный участок, где изменение вязкости во времени незначительно. При достижении определенного критического уровня времени вязкость начинает быстро возрастать, что соответствует началу интенсивного отверждения исследуемых смол [11]. Данный факт следует учитывать при проведении работ по тампонируванию зон поглощений промывочной жидкостью, то есть заканчивать продавку тампонажной смеси в момент интенсивного отверждения. Замечено также, что начало интенсивного отверждения смеси в условиях опыта у вспененных и обычных смесей при одинаковой концентрации отвердителя практически идентично. Следовательно, при подборе времени схватывания отверждающихся газожидкостных смесей (ОГЖС), которое зависит не только от количества отвердителя, но и от качества используемой смолы, достаточно определить время схватывания исходного раствора смолы, что легче в исполнении.

Пенопласты обладают упругостью, которая определяет поведение отверждающихся смесей в трещинах поглощающих горизонтов [12]. Автором данной статьи проводились исследования по изучению упругих свойств пенопластов в зависимости от времени отверждения. С этой целью использовался прибор «Вика», в котором игла была заменена индентором диаметром 18 мм.

Методикой работ предусматривалось заполнение цилиндров диаметром 19 мм и высотой 20 мм вспененной смолой с отвердителем одного состава. Затем по мере отверждения смеси заполненные цилиндры поочередно ставились под индектор и подвижная часть прибора нагружалась грузом (гирями) до сжатия образца на 10 мм (в два раза). После снятия нагрузки со шкалы прибора снимался восстановленный линейкой размер образца. Отсчет времени, как и в предыдущем опыте, производился с момента добавления в пенопласт отвердителя.



Изменение прилагаемой нагрузки на сжатие в два раза опытных образцов пенопласта по мере их отверждения имеет практически линейный характер. А восстановление в объеме образца имеет выраженный максимум, где восстановление образца равно более 95 %. Затем по мере увеличения прочности пенопласта остаточная деформация увеличивается.

Это свойство пенопласта должно играть положительную роль при тампонировании под давлением, то есть с применением пакеров. После снятия давления отверждающийся пенопласт должен расклиниваться в зонах поглощений промысловой жидкости и переходить в состояние напряженного пенопласта. Поэтому даже при наличии частичной усадки пенопласта зоны поглощений должны надежно закупориваться [13].

Изучено повышение качества тампонирующей смеси при одновременном снижении энергоемкости нагнетания и продавливания. В скважину нагнетают ОГЖС и продавливают смесь до начала интенсивного отверждения и деформационного разупрочнения. При продавливании газожидкостной смеси в интервал тампонирующей смеси происходит увеличение температуры воздушной фазы за счет сжатия пузырьков газа под избыточным давлением. Так как теплопроводность ОГЖС очень мала при незначительном времени теплообмена, потери тепла на теплообмен с окружающей средой практически равны нулю – и процесс рассматривается как адиабатический. Приrost температуры газожидкостной смеси при этом определяется по формуле:

$$\Delta t_c = \frac{C_{\beta} \cdot \rho_{\beta}^0 \cdot K_a \cdot T_1}{C_{\beta} \cdot \rho_{\beta}^0 \cdot \rho_{\text{ж.ф}}} \cdot \left[\frac{P_2}{P_1} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{1/K} \right],$$

где C_{β} – теплоемкость воздуха при давлении продавливания, Дж/кг·°С; ρ_{β}^0 – плотность воздушной фазы в нормальных условиях, (кг/м³); K_a – газожидкостное соотношение; T_1 – начальная температура воздуха в тампонирующей смеси,

Дж/кг·°С; $C_{\text{ж.ф}}$ – теплоемкость жидкой фазы тампонажной смеси, Дж/кг·°С; $\rho_{\text{ж.ф}}$ – плотность жидкой фазы тампонирующей смеси, кг/м³; P_1 – атмосферное давление; P_2 – конечное давление продавливания смеси; K – показатель адиабаты сжатия воздуха.

Конечная температура тампонирующей смеси с учетом ее прироста от сжатия воздушной фазы

$$t_{\text{т.с}} = T_1 + \Delta t_{\text{т.с}},$$

здесь $\Delta t_{\text{т.с}}$ – приrost температуры, °С.

В связи с этим нагнетание газа и отвердителя осуществляют с учетом прироста температуры от адиабатического сжатия воздушной фазы при давлении нагнетания и продавливания.

В таблице приведены результаты расчета прироста температуры $t_{\text{т.с}}$ по формуле в зависимости от давления продавливания и газожидкостного соотношения тампонирующей смеси K_a .

На графиках (рис. 6) приведены экспериментальные данные, характеризующие зависимость времени начала интенсивного отверждения газожидкостной тампонирующей смеси от температуры при различном содержании отвердителя.

Результаты

Приведенные данные соответствуют отверждаемой смеси, имеющей следующее соотношение компонентов, мас. %:

карбамидо-формальдегидная смола КФ-МТ (по ГОСТ 14231-78) – 71;

пенообразователь (сульфанол) – 0,37;

отвердитель (щавелевая кислота) – 0,1–1;

вода – остальное.

Способ осуществляют следующим образом. Необходимо затампонировать интервал закопанной породы на глубине 885–890 м. На основании опытных данных для этого интервала объем ОГЖС составляет 3 м³, а максимальное давление продавливания тампонирующей смеси $P = 3$ МПа. Начальная температура тампонирующей смеси на устье



**Зависимость давления продавливания
от прироста температуры тампонирующей смеси
Dependence of the forcing pressure
on the tamping mixture temperature increase**

Давление продавливания P_2 , кг/см ²	Прирост температуры $\Delta t_{т.с.}$ тампонирующей смеси, °С, при газожидкостном соотношении K_a			
	20	50	70	100
5	0,33	0,84	1,16	1,67
10	0,88	2,19	3,07	4,4
20	2,09	5,22	7,31	10,44
30	3,39	8,46	11,85	16,92
40	4,73	11,83	16,56	23,66
50	6,11	15,28	21,39	30,56
60	7,51	18,78	26,29	37,56
100	13,27	33,18	46,45	66,36

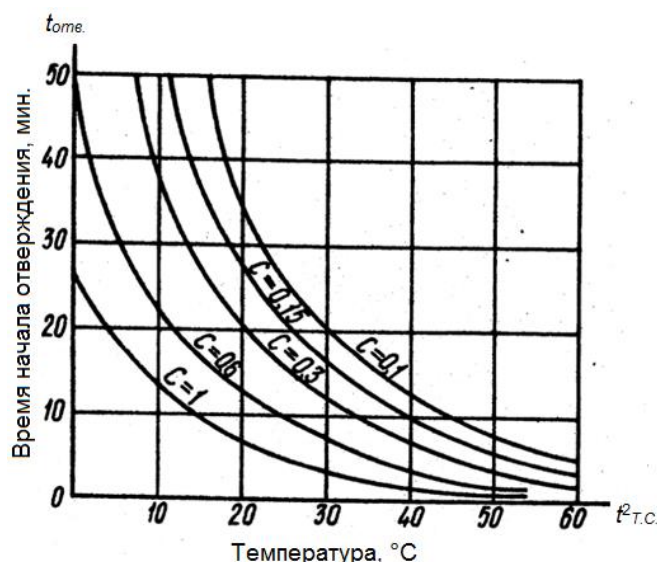


Рис. 6. Зависимость времени начала отверждения от температуры отвердителя

C – концентрация отвердителя, масс. %

Fig. 6. Dependence of curing start time on the curing agent temperature

C – curing agent concentration, mass. %

скважины $T_1 = 25^\circ\text{C}$. Оптимальное газожидкостное соотношение ОГЖС для данных условий $K_a = 20\text{--}70$, а допустимое время нагнетания и продавливания до начала интенсивного отверждения смеси $t_n = 18$ мин. По данным рис. 6 определяем, что для $P_1 = 3$ МПа, $K_a = 20\text{--}70$ и $T_1 = 25^\circ\text{C}$ прирост температуры тампонирующей смеси указанной рецептуры ($dt_{т.с.}$) составит $3,39\text{--}11,8^\circ\text{C}$ соответственно, а ее конечная температура будет находиться в пределах $28\text{--}37^\circ\text{C}$ соответственно. Далее исходя из необходимого объема закачиваемой ОГЖС (3 м^3) и

продавочной жидкости, а также технической характеристики нагнетательного оборудования находим необходимое время нагнетания и продавливания смеси.

Используемый дожимной насос НБ4-320/63 при диаметре плунжера 80 мм обеспечивает подачу 125, 180 и 15320 дм³/мин. Для нагнетания 3 м^3 ОГЖС на третьей ступени подачи необходимое время составит 9,4 мин, а для нагнетания продавочной жидкости ($0,885\text{ м}^3$ при внутреннем объеме 1 м буровых труб, равно 1 дм^3) на первой ступени подачи – 7,1 мин. Общее время нагнетания



и продавливания ОГЖ для данных условий составляет не менее 16,5 мин. Таким образом, необходимо выбрать такое сочетание K_a и содержание отвердителя в тампонирующей смеси, чтобы время начала ее интенсивного отверждения и деформационного разупрочнения, определяемое по кривым кинетики отверждения для температурного интервала 28–37 °С, то есть с учетом повышения температуры от сжатия газовой фазы, было равным или несколько превышало общее время нагнетания и продавливания ОГЖС (16,5 мин).

По данным рис. 6 и 7, этому условию отвечает $K_a = 20$ и концентрация отвердителя (щавелевой кислоты) в ОГЖС 0,15 мас. %, а также $K_a = 50$ и концентрация отвердителя 0,1 мас. %.

С учетом обеспечения минимального расхода компонентов ОГЖС, который уменьшается с увеличением K_a , принимаем $K_a = 50$ и концентрацию отвердителя 0,1 мас. %. Тогда необходимый объемный расход воздуха при расходе жидкой фазы ОГЖС $V_{ж.ф.} = 10$ дм³/мин составит $V_a = K_a (V = 50 \cdot 10 \text{ дм}^3/\text{мин} = 500 \text{ дм}^3/\text{мин})$.

Тампонирующее по предлагаемому способу после расчета необходимых данных осуществляют следующим образом. В емкости 1 (рис. 8) приготавливается раствор смолы (КФ-МТ) и пенообразователя (сульфонол), в емкости 2 – раствор кислого отвердителя, и в емкости

3 – продавочная жидкость. Кран 4 открыт, а кран 5 закрыт. Производится включение подпорного насоса 6, дожимного насоса 7, компрессора 8 и кислотного насоса 9. Подача подпорного насоса 6 и кислотного насоса 9 отрегулирована из расчета обеспечения суммарной подачи жидкой фазы ОГЖС ($V_{ж.ф.}$), включая раствор смолы, пенообразователя и кислотного отвердителя 10 дм³/мин при соотношении подачи (концентрации) отвердителя 0,1 мас. % от $V_{ж.ф.}$ Расход воздуха от компрессора расходомером 12 установлен на 500 дм³/мин, что обеспечивает требуемое газожидкостное соотношение закачиваемой ОГЖС ($K_a = 50$). ОГЖС через колонну бурильных труб 10, на конце которой смонтирован пакер 11, поступает в тампонируемый интервал. После закачивания требуемого объема ОГЖС (3 м³) в течение расчетного времени 9,4 мин включают компрессор 8, кислотный насос 9 и подпорный насос 6. Закрывают кран 4, открывают кран 5 и дожимным насосом 7, включенным на подачу 125 дм³/мин, осуществляют в течение 7,1 мин продавливание ОГЖС из бурильной колонны в зону тампонирования. Затем выдерживают тампонирующую смесь под давлением в течение 1–4 ч до окончательного формирования пространственной структуры пенопласта, после чего производят разгерметизацию затрубного пространства путем открытия пакера и дальнейшие работы на скважине.

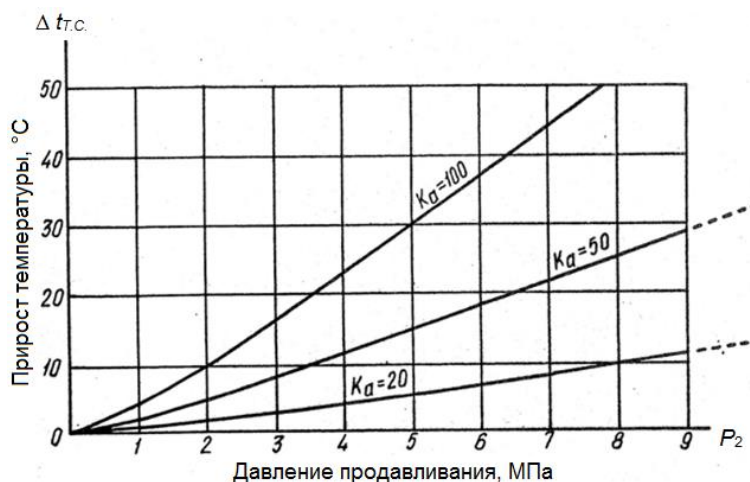


Рис. 7. Зависимость давления продавливания от прироста температуры
Fig. 7. Dependence of the forcing pressure on the temperature increase

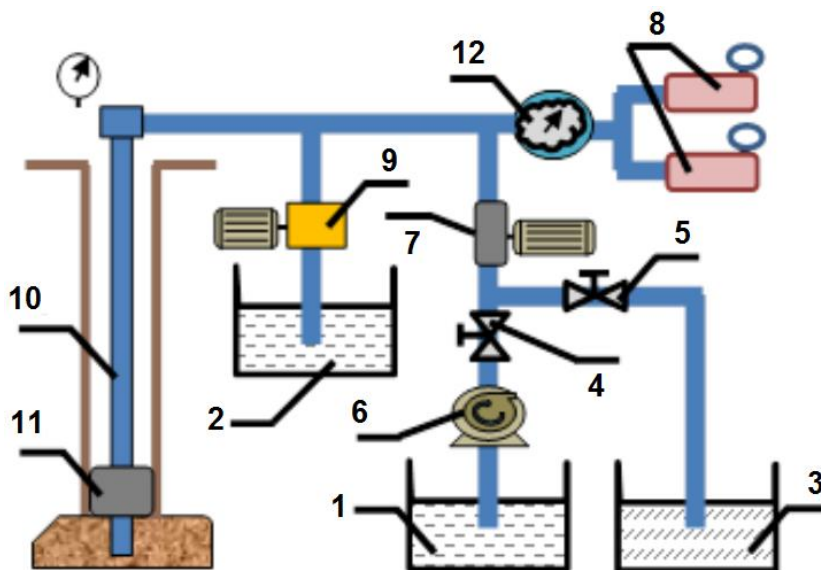


Рис. 8. Схема тампонирующей отверждаемых газожидкостных смесей:

1 – емкость со смолой; 2 – емкость с раствором кислого отвердителя; 3 – емкость с продавочной жидкостью; 4, 5 – краны; 6 – подпорный насос; 7 – дожимной насос; 8 – компрессор; 9 – кислотный насос; 10 – буровые трубы; 11 – тампонируемый пакер; 12 – расходомер воздуха

Fig. 8. Diagram of plugging hardenable gas-liquid mixtures:

1 – tank with the resin; 2 – reservoir with the acidic curing agent solution; 3 – reservoir with the forcing liquid; 4, 5 – cranes; 6 – supporting pump; 7 – booster pump; 8 – compressor; 9 – acid pump; 10 – collars; 11 – tamping packer; 12 – airflow meter

Заключение

Применение ОГЖС обеспечивает высокие технико-экономические показатели процесса бурения, снижает его

себестоимость и при уменьшении затрат времени на ликвидацию геологических осложнений способствует сокращению сроков сооружения скважин.

Библиографический список

1. А. с. 737424 СССР. Полимерная композиция / Ю.Е. Ермилова. 1980. Бюл. № 20.
2. Николаев Н.И., Иванов А.И. Результаты аналитических и экспериментальных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. № 5. М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2009. С. 8–11.
3. Юсупов И.Г. Исследование структурообразования цементных и полимерцементных композиций на основе смол ТСД-9 в пластовых водах хлоркальциевого типа // Нефтепромысловое хозяйство месторождений Татарии. № 486. М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1978. С. 22–35.
4. Вязальщиков В.М. Экспериментально-лабораторные исследования состава на основе смолы ТС-10, предназначенного для изоляционных работ // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1979. № 7. С. 15–27.
5. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М. Повышение эффективности капитального ремонта газовых скважин в условиях Крайнего Севера //

Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 5. М.: Изд-во ВНИИГазпром, 1989. С. 38–46.

6. Ашрафьян М.О., Гринько Ю.В., Куков А.К., Нижник А.Е., Жадан Ю.Г. Цементирование скважин тампонажными растворами с высокими изолирующими свойствами // Нефтяное хозяйство. 2002. № 3. С. 29–31.

7. Заливин В.Г. Эффективные технологии применения пены при бурении и креплении скважин: монография. Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2017. 212 с.

8. Белов В.И. К изучению механизма тепловых процессов, происходящих в водном растворе смолы ТС-10 при приготовлении и нагнетании его в скважину // Бурение. 1978. № 1. С. 59–67.

9. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промышленных жидкостей для бурения нефтяных скважин. М.: Недра, 1967. 595 с.

10. Ritz J.B., McDaniel B.R. New preflush technique aids primary remedial cements jobs // World Oil. 1968. Vol. 168. № 2. P. 117–126.



11. McLean R.H., Manry C.W., Whitaker W.W. Displacement mechanics in primary cementing // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 1967. Vol. 19. № 2. P. 91–96.

12. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) / пер. с англ. М.: Недра, 1985. 509 с.

13. Заливин В.Г., Смолин Е.А. Применение отверждаемых газожидкостных смесей при ликвидации поглощений // *Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: материалы Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. уч. «Геонауки-2013»*. Вып. 13. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. С. 349–354.

References

1. Ermilova YuE. *Polymer composition*. Author's certificate 737424 USSR; 1980. (In Russ.)

2. Nikolaev NI, Ivanov AI. Analytical and experimental studies of the plugging properties of polymer-clay grouting compositions in oil and gas well drilling. In: *Overland and asea construction of oil and gas wells on land and at sea*. No. 5. Moscow: All-Russian Research Institute of Organization, Management and Economy of Oil and Gas Industry; 2009. p.8–11. (In Russ.)

3. Yusupov IG. Structure formation of cement and polymer-cement compositions based on TSD-9 resins in the calcium-chloride produced water. In: *Oil-field economy of the Tatarstan fields*. No. 486. Moscow: All-Russian Research Institute of Organization, Management and Economy of Oil and Gas Industry; 1978. p.22–35. (In Russ.)

4. Vyazal'shchikov VM. Experimental and laboratory studies of the TS-10 resin-base composition for insulation purposes. *Oil and Gas Studies*. 1979;7:15–27. (In Russ.)

5. Guseinov FA, Rasulov AM. Improving the efficiency of gas wells overhaul in the Far North of Russia. In: *Development and operation of gas and gas condensate fields*. Iss. 5. Moscow: All-Russian Research Institute of Economy, Industrial Engineering and Performance in Gas Industry; 1989. p.38–46. (In Russ.)

6. Ashraf'yan MO, Grin'ko YuV, Kuksov AK, Nizhnik AE, Zhadan YuG. High-insulation cement slurries. *Oil Industry*. 2002;3:29–31. (In Russ.)

7. Zalivin VG. *Effective technologies for foam application in well drilling and cementing*. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2017. 212 p. (In Russ.)

8. Belov VI. On the mechanism of thermal processes taking place in an aqueous solution of TS-10 resin while preparing and injecting it into the well. *Burzenie = Drilling*. 1978;1:59–67. (In Russ.)

9. Rogers VF. *Composition and properties of washing fluids used in oil well drilling*. Moscow: Nedra; 1967. 595 p. (In Russ.)

10. Rittez JB, McDaniel BR. New preflush technique aids primary remedial cements jobs. *World Oil*. 1968;168(2):117–126.

11. McLean RH, Manry CW, Whitaker WW. Displacement mechanics in primary cementing. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 1967;19(2):91–96.

12. Darley H, Gray G. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Moscow: Nedra; 1985. 509 p. (In Russ.)

13. Zalivin VG, Smolin EA. The use of hardenable gas-liquid mixtures for absorption elimination. In: *Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovaniy: materialy Vserossiiskoi nauchno-tehnicheskoi konferentsiei s mezhdunarodnym uchastiem "Geonauki-2013" = Geology, prospecting and exploration of minerals, and geological research methods: All-Russian scientific and technical conference with international participation "Geosciences-2013"*. Iss. 13. Irkutsk: Irkutsk State Technical University; 2013. p.349–354. (In Russ.)

Критерии авторства / Authorship criteria

Заливин В.Г. написал статью, имеет на нее авторские права и несет ответственность за плагиат.

Vladimir G. Zalivin is the author of the article, holds the copyright and bears responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов / Responsibility for plagiarism

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declares that there is no conflict of interest regarding the publication of this article.



Сведения об авторе / Information about the author

**Заливин Владимир Григорьевич,**

кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,
✉ e-mail: zalivinvg@yandex.ru

Vladimir G. Zalivin,

Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor, Oil and Gas Department,
Institute of Subsoil Use,
Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov St., Irkutsk, 664074, Russia,
✉ e-mail: zalivinvg@yandex.ru