Оригинальная статья / Original article
УДК 622.276:622.24
DOI: http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2019-42-4-511-528

Эффективные технологии применения отверждаемых пен при креплении скважин

© В.Г. Заливин[a]
[a]Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме: **Цель** данного исследования – разработать технологические схемы получения тампонирующих пенопластов и технологические схемы тампонирования скважин пенопластами с целью использования их для изоляции зон осложнений при бурении скважин. Использованные методы включали проведение исследований в лабораторных условиях и отработку технологических схем тампонирования пенопластами в стендовых и производственных условиях. В результате выяснено, что геологические условия проходки скважин характеризуются наличием осложнений, связанных с зонами тектонических нарушений и гидротермальных процессов. Такие зоны, как правило, сопровождаются интенсивной трещиноватостью, дробленностью горных пород, наличием глинки трения, обломков перемятых пород. Мощность зон гидротермальных нарушений колеблется от одного до десятков метров. При бурении скважин наличие этих зон вызывает потерю циркуляции промывочной жидкости, обвалы и обрушения стенок скважин, сужение ствола. Автором исследованы и проанализированы технологические схемы получения пенопластов воздушно-механическим способом смешиванием растворов смолы и кислотного отвердителя, удовлетворяющие задачам тампонирования. Принимая во внимание геолого-технические условия и технологические особенности тампонирования скважин, обоснованы возможные технологические схемы подачи отверждаемых пен в скважину. Проанализированы шесть схем тампонирования, и предложены рациональные области их применения. На основании проведенных опытных работ разработан пеногенерирующий комплекс ПГК 01, включающий в себя пеногенераторную установку ПГУ-60, устьевое оборудование, скважинное оборудование и аэраторы (камеры сжатия). С помощью ПГК 01 возможно бурение скважины на пене и при ликвидации осложнений – на твердой пене. Установлено, что технологическая схема получения твердеющей пены, включающая смешение растворов смолы и кислоты с последующим вспениванием, является наиболее технологичной и надежной. Выявлено, что образцы твердеющей пены, получаемые путем вспенивания раствора смолы с последующим распылением в образовавшуюся пену раствора кислотного отвердителя, более однородны по структуре за счет увеличения устойчивости пены и более качественного смешения растворов. Применение структурированных пен при бурении скважин обеспечивает высокие технико-экономических показатели процесса бурения, способствует сокращению сроков сооружения скважин и снижению их себестоимости.

Ключевые слова: твердые пены, технологические схемы получения пенопластов и тампонирования

Информация о статье: Дата поступления 17 октября 2019 г.; дата принятия к печати 19 ноября 2019 г.; дата онлайн-размещения 30 декабря 2019 г.

Для цитирования: Заливин В.Г. Эффективные технологии применения отверждаемых пен при креплении скважин. *Науки о Земле и недропользование.* 2019. Т. 42. № 4. С. 511–528. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2019-42-4-511-528

Effective technologies for the use of hardenable foams in well plugging

© Vladimir G. Zalivin[a]
[a]Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract: The study aims to develop flow diagrams for producing tamping foams and for plugging wells with foams when isolating trouble zones in well drilling. The research methods include laboratory studies as well as bench tests and running tests of the plugging flow diagrams. The study shows that the geological conditions of hole boring are complicated with tectonic disturbance zones and hydrothermal processes. As a rule, such zones are characterized by intense rock fracturing and fragmentation, as well as by the presence of clay breccia and rock cuttings. The thickness of the hydrothermally disturbed zones varies from one to tens of meters. These zones cause cleaning fluid circulation loss, collapse of the well walls and narrowing of the borehole in the process of well drilling. The author has investigated and analyzed the flow diagrams for producing foams by air-mechanical mixing of the resin

solutions and acid hardener, meeting the plugging requirements. With the account of the geotechnical conditions and the technological specifics of well plugging, possible flow diagrams of feeding the foam to the well have been substantiated. Six plugging diagrams have been analyzed, and rational areas of their use have been proposed. Based on the experimental work conducted, a foam-generating complex PGK 01 has been developed. The complex includes a foam-generating installation PGU-60, wellhead equipment, borehole equipment, and aerators (compression chambers). The use of the complex PGK 01 makes it possible to drill a well in foam and when eliminating the complications, in solid foam. The flow diagram based on the mixing of resin and acid solutions with subsequent foaming has proven to be the most feasible and reliable in technological terms. The hardenable foam samples obtained by foaming the resin solution with further spraying the acid hardener solution into the resulting foam show a more uniform structure due to the increased stability of the foam and better mixing of the solutions. The use of the structured foams in well drilling ensures high technical-and-economic performance of the drilling process by reducing the time and cost of well construction.

Keywords: hardenable foams, flow diagrams, foam generating, well plugging

Information about the article: Received October 17, 2019; accepted for publication November 19, 2019; available online December 30, 2019.

For citation: Zalivin VG. Effective technologies for the use of hardenable foams in well plugging. *Earth sciences and subsoil use.* 2019;42(4):511–528. (In Russ.) https://doi.org/10.21285/2686-9993-2019-42-4-511-528

Введение

Одним из основных сдерживающих факторов широкого использования тампонажных смесей на основе смол является доставка их в осложненную скважину. Большинство исследователей и исполнителей, занимающихся тампонажными работами, рекомендуют доставлять смеси из синтетических смол двумя способами: через устье скважины и при помощи тампонажных устройств. Однако анализ работы [1], проведенный в ряде геологоразведочных партий экспедиции, показал, что доставка смеси через устье нерациональна. Смесь зависает на стенках скважин, разбоживается при прохождении через воду и доставляется в зону отдельными порциями, что создает неплотную перемычку. Имеющиеся конструкции тампонажных устройств работают достаточно четко, но объемы тампонажных смесей лимитируются объемом контейнера. Кроме того, ни один из тампонажных снарядов нельзя спустить к месту осложнения, если в скважине наблюдаются обвалы стенок, зашламование, сужение ствола. Поэтому, не отвергая первых двух способов доставки, целесообразно изучить возможность закачивания смеси на основе синтетической смолы обычным буровым насосом или насосом цементировочного агрегата.

При тампонировании зон поглощений глубины скважин достигали значений до 1700 м при диаметрах породоразрушающего инструмента 112, 93, 76 и 59 мм. Как правило, смеси доставлялись в такие интервалы, которые были осложнены и требовали спуска бурового снаряда в этих горизонтах только с вращением. Геологические условия проходки скважин характеризуются наличием осложнений, связанных с зонами тектонических нарушений и гидротермальных процессов. Такие зоны, как правило, сопровождаются интенсивной трещиноватостью, дробленностью горных пород, наличием глинки трения, обломков перемятых пород. Мощность зон гидротермальных нарушений колеблется от одного до десятков метров. При бурении скважин наличие этих зон вызывает потерю циркуляции промывочной жидкости, обвалы и обрушения стенок скважин, сужение ствола.

Материалы исследования

Изучение зон поглощения методами резистивиметрии, расходометрии и кавернометрии показывает, что мощность зон осложнений в осадочных породах (конгломераты, песчаники, алевролиты) находится в пределах 5–10 м, количество их – от 1 до 10 на скважину, коэффициент поглощающей способности $K > 2$ [2]. В эффузивных образованиях (фельзиты, дациты, андезито-базальты) мощность зон колеблется от 10 до 80 м, количество их – 1–3 на скважину, коэффициент

поглощающей способности *K* = 0,6–18. В гранитах поглощение промывочной жидкости слабое (*K* = 0,1–0,5). Данные кавернометрии показывают, что в зонах поглощения промывочной жидкости наблюдается не только увеличение диаметра скважины, но и образование каверн размером до 400 мм.

Возникновение потерь циркуляции промывочной жидкости обусловлено двумя основными причинами [3]:

– превышением давления на забое над пластовым;

– наличием в геологическом разрезе открытых пор, трещин, пустот и каналов, по которым движутся подземные воды, зачастую с большой скоростью (до 250 м/сут.).

Расчеты показывают, что в осадочных породах типа гравелитов, песчаников, слабых конгломератов при производстве спуска и подъема бурового снаряда достаточно иметь сверх пластового давления 4,5–6 кг/см^2, чтобы началось образование новых и раскрытие имеющихся трещин [4]. Проявившиеся осложнения необходимо предупредить и ликвидировать.

Первые два способа доставки смеси, используются в скважинах при неглубоких интервалах осложнений [5]. При этом способ доставки при помощи тампонажных устройств был усовершенствован и в зонах обрушения применяли торкретирование стенок скважин. Методика закрепления неустойчивых стенок способом торкретирования заключается в следующем. Сразу же после проходки неустойчивого интервала в скважину спускается тампонажное устройство СТ-8 конструкции Забайкальского комплексного научно-исследовательского института и на стенки скважины набрызгивается тампонажная смесь на основе синтетических смол. Процесс набрызга осуществляется при вращении снаряда со скоростью 118–188 об./мин, с подъемом и спуском вверх и вниз снаряда со скоростью 0,3–0,5 м/с, с подачей смеси (процесс выдавливания) при давлении на насосе 30–50 атм. Проработка стенок производится в несколько приемов.

Тампонирование геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые производится для решения следующих задач:

– закрепления устья скважины;

– герметизации кольцевых зазоров между обсадными трубами и стенками скважины;

– изоляции поглощающих горизонтов;

– закрепления интервалов с обваливающимися и деформирующимися стенками скважины;

– разобщения отдельных горизонтов (пластов) в стволе скважины;

– создания искусственного забоя в стволе скважины;

– ликвидации сложных аварий в скважине;

– сохранения скважины для проведения в ней геофизических и других исследований;

– ликвидации ствола скважины.

Технологические схемы получения тампонирующих отверждаемых газожидкостных смесей (ОГЖС) должны соответствовать этим задачам тампонирования.

Результаты исследования

Существует множество технологических схем получения пенопластов воздушно-механическим способом:

– смешивание растворов смолы и кислотного отвердителя с последующим вспениванием общего потока;

– вспенивание раствора смолы и смешивание полученной пены с кислотным отвердителем;

– вспенивание раствора кислотного отвердителя и смешивание полученной пены с раствором смолы;

– раздельное вспенивание растворов смолы и кислотного отвердителя с последующим смешиванием.

Для реализации этих технологических схем возможно использование блок-схем обвязки устья скважины, представленных на рис. 1–3.

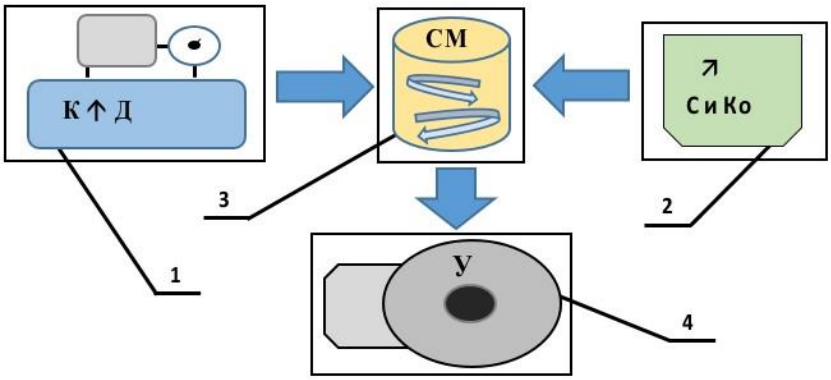


Рис. 1. Получение пенопластов воздушно-механическим способом:
1 – компрессор высокого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы и кислотного отвердителя под высоким давлением; 3 – смеситель; 4 – устье скважины
Fig. 1. Air-mechanical way of foam production:
1 – high pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution and acid hardener under high pressure; 3 – mixer; 4 – wellhead

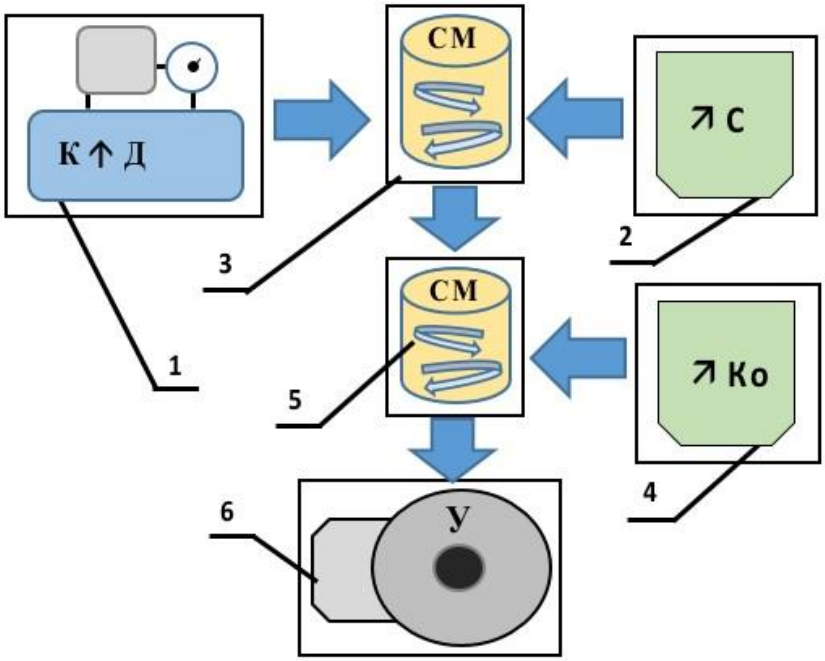


Рис. 2. Блок-схема обвязки устья скважины при одновременном вспенивании растворов смолы и отвердителя:
1 – компрессор высокого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы (раствора кислотного отвердителя) под высоким давлением; 3 – смеситель; 4 – устройство для приготовления и дозированной подачи кислотного отвердителя (раствора смолы) под высоким давлением; 5 – смеситель; 6 – устье скважины
Fig. 2. Flow diagram of connecting the wellhead with parallel foaming of the resin solution and hardener:
1 – high pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution (acid hardener solution) under high pressure; 3 – mixer; 4 – device for the preparation and metered feed of the acid hardener under high pressure; 5 – mixer; 6 – wellhead

Блок-схема, представленная на рис. 1, приемлема для получения пенопластов воздушно-механическим способом по технологической схеме с использованием компрессора высокого давления, предусматривающей смешивание растворов смолы и кислотного отвердителя с последующим вспениванием

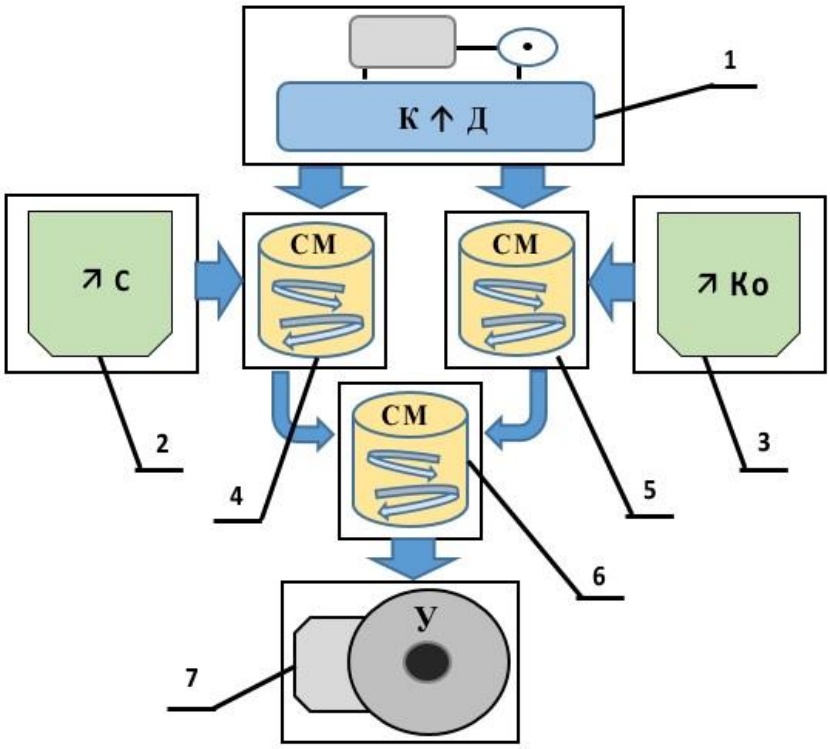


Рис. 3. Блок-схема обвязки устья скважины при раздельном вспенивание растворов смолы и отвердителя:
1 – компрессор высокого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы под высоким давлением; 3 – устройство для приготовления и дозированной подачи кислотного отвердителя под высоким давлением; 4–6 – смесители; 7 – устье скважины
Fig. 3. Flow diagram of connecting the wellhead with separate foaming of the resin solution and hardener:
1 – high pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution under high pressure; 3 – device for the preparation and metered feed of the acid hardener under high pressure; 4–6 – mixers; 7 – wellhead

общего потока. Блок-схема, представленная на рис. 2, приемлема для получения пенопластов по схеме, предусматривающей: вспенивание раствора смолы и смешивание полученной пены с кислотным отвердителем; вспенивание раствора кислотного отвердителя и смешивание полученной пены с раствором смолы. Блок-схема, представленная на рис. 3, приемлема для получения тампонирующих пенопластов по схеме, предусматривающей раздельное вспенивание растворов смолы и кислотного отвердителя с последующим смешиванием.

Анализ приведенных блок-схем обвязки устья скважины с использованием компрессора высокого давления показывает, что схемы, представленные на рис. 1 и 3, являются наиболее простыми и технологичными.

Исследованиями [6] установлено, что технологическая схема получения твердеющей пены, включающая смешение растворов смолы и кислоты с последующим вспениванием, является наиболее технологичной и надежной (см. рис. 1).

Этими же исследованиями выявлено, что образцы твердеющей пены, получаемые путем вспенивания раствора смолы с последующим распылением в образовавшуюся пену раствора кислотного отвердителя, более однородны по структуре за счет увеличения устойчивости пены и более качественного смешения растворов (см. рис. 2). Установлено также, что в этом случае значительно снижается образование отвержденной полимерной корки на стенках смесителя, то есть исключается их забивание.

В связи с этим к исполнению принята блок-схема обвязки устья скважины с использованием компрессора высокого давления, предусматривающая вспенивание раствора смолы и смешивание полученной пены с распыляемым в нее кислотным отвердителем (см. рис. 2). Проанализируем эту блок-схему с точки зрения ее технического воплощения с использованием серийного основного оборудования.

В практике бурения геологоразведочных скважин с применением газожидкостных смесей (ГЖС) используются или специализированные компрессоры зарубежных фирм, или отечественные компрессоры высокого давления, не предназначенные для этих целей, что сдерживает применение ГЖС, а также и ОГЖС, в геологоразведочном бурении [7]. Поэтому сотрудниками Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники был предложен весьма оригинальный, простой, надежный и доступный способ нагнетания газожидкостной смеси поршневым насосом и устройство для его осуществления [6], что позволило создать систему нагнетания ГЖС и ОГЖС с помощью буровых насосов и компрессоров низкого давления, исключающую отрицательное влияние «вредного пространства».

«Вредным пространством» называется тот дополнительный объем жидкости в рабочем объеме качающего узла, который постоянно остается в нем, не участвуя в процессе перекачивания рабочей жидкости [8]. Значительная величина объема «вредного пространства» в этих насосах обусловлена их конструктивными особенностями. Наличие «вредного пространства» при нагнетании рабочей жидкости, содержащей растворенные газы и воздух, отрицательно влияет на производительность насоса и создает шум в процессе работы. Так, если в глинистом растворе содержится более 10 % воздуха, условия всасывания насосом аэрированного глинистого раствора резко ухудшаются, подача насоса падает и даже прекращается. Поэтому при конструировании насосов большой практический интерес представляет уменьшение, а лучше полная нейтрализация так называемого «вредного пространства», что и было сделано авторами работы [6].

Проанализируем блок-схемы обвязки устья скважины с использованием компрессора низкого давления и бурового насоса со смонтированными на нем аэраторами (камерами сжатия, бустерами) применительно к технологическим схемам получения карбамидных пенопластов воздушно-механическим способом.

Блок-схема, представленная на рис. 4, приемлема для получения тампонирующих карбамидных пенопластов по схеме, предусматривающей смешивание растворов смолы и кислотного отвердителя с использованием компрессора низкого давления. Эта блок-схема была испытана при тампонировании катастрофического поглощения пенопластом на экспериментальной скважине.

При анализе следует отметить работоспособность и простоту этой блок-схемы, которая, однако, имеет один существенный недостаток – забивание гидравлического блока отвержденным полимером и отложение полимерной корки на уплотняющих поверхностях клапанов и седел, что приводит к ухудшению и срыву работы системы нагнетания ОГЖС.

На рис. 5 с правой стороны от спичечного коробка показаны образцы отвержденного полимера, взятые из полостей клапанной коробки и всасывающего тройника гидравлического блока насоса.

При учете вышесказанного следует отметить, что сразу после каждого тампонирования карбамидным пенопластом проводилась промывка системы, что не исключало накопление в гидроблоке отвержденного полимера [9]. Накопление отвержденного полимера происходило во «вредном пространстве» насоса, речь о котором шла выше.

На рис. 6 представлена блок-схема для получения тампонирующих

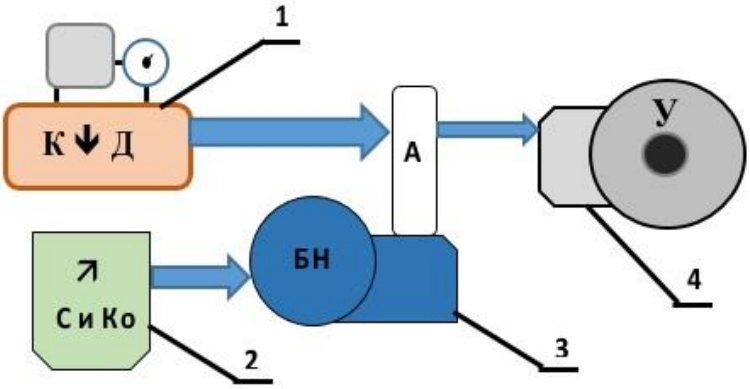


Рис. 4. Блок-схема обвязки устья скважины с использованием компрессора низкого давления:
1 – компрессор низкого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы и кислотного отвердителя на всас бурового насоса со смонтированными на нем аэраторами; 3 – буровой насос со смонтированными на нем аэраторами; 4 – устье скважины
Fig. 4. Flow diagram of connecting the wellhead using a low pressure compressor:
1 – low pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution and acid hardener to the suction mouth of the mud pump with aerators mounted on it; 3 – mud pump with aerators mounted on it; 4 – wellhead

Рис. 5. Образцы отвержденного полимера из гидравлического блока бурового насоса (с правой стороны от коробки)
Fig. 5. Samples of hardened polymer from the hydraulic unit of the mud pump (on the right of the box)

карбамидных пенопластов по схеме, предусматривающей вспенивание раствора смолы и смешивание полученной пены с кислотным отвердителем.

Эта блок-схема была также испытана при тампонировании экспериментальной и производственных скважин пенопластом. Она может быть использована для получения тампонирующих карбамидных пенопластов по схеме, предусматривающей вспенивание раствора кислотного отвердителя и смешивание полученной пены с раствором смолы при следующих изменениях: 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора кислотного отвердителя во всасывающую линию бурового насоса; 4 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы.

На рис. 7 представлена блок-схема обвязки устья скважины для получения тампонирующих карбамидных пенопластов

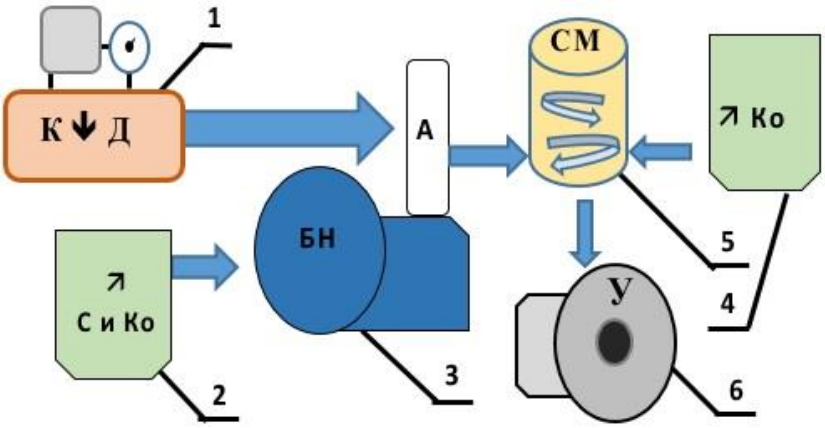


Рис. 6. Блок-схема обвязки устья скважины с использованием компрессора низкого давления, предусматривающая вспенивание раствора смолы:
1 – компрессор низкого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы и кислотного отвердителя на всас бурового насоса со смонтированными на нем аэраторами; 3 – буровой насос со смонтированными на нем аэраторами; 4 – устройство для приготовления и дозированной подачи кислотного отвердителя; 5 – смеситель; 6 – устье скважины
Fig. 6. Flow diagram of connecting the wellhead using a low pressure compressor, with the resin solution foaming:
1 – low pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution and acid hardener to the suction mouth of the mud pump with aerators mounted on it; 3 – mud pump with aerators mounted on it; 4 – device for the preparation and metered feed of the acid hardener; 5 – mixer; 6 – wellhead

по схеме, предусматривающей раздельное вспенивание растворов смолы и кислотного отвердителя с последующим их смешиванием с компрессором низкого давления. Вместо бурового насоса возможно использование любого другого поршневого или плунжерного насоса, удовлетворяющего технологию тампонирования по параметрам производительности и давления.

Блок-схема, представленная на рис. 7, может быть использована для получения ОГЖС, предусматривающей вспенивание раствора кислотного отвердителя и смешивание полученной пены с раствором смолы. Блок-схема не лишена недостатков: возникает коррозия бурового насоса в результате прокачивания и скапливания кислотного отвердителя во «вредном пространстве», а также снижение качества получаемого пенопласта, поэтому не рекомендуется для практического применения.

Анализ приведенных блок-схем обвязки устья скважины с использованием компрессора низкого давления показывает, что схема, представленная на рис. 6, является наиболее технологичной, надежной и приемлемой для практического использования. Схема работоспособна и проста, в ней отсутствуют недостатки предшествующей блок-схемы, к тому же, как указывалось ранее, образцы пенопласта в этом случае более однородны по структуре за счет увеличения устойчивости пены и более качественного смешения растворов, плюс значительно снижается образование отвержденной полимерной корки на стенках смесителя и пенопровода.

Технологические схемы тампонирования скважин пенопластами

После вскрытия зоны осложнения в скважине исследуются параметры поглощения: определяют глубину, интенсивность, мощность зоны осложнения, фактический диаметр. Далее определяется рецептура и объем тампонирующего состава ОГЖС, подвозится необходимое количество тампонирующих материалов, подготавливается скважина, оборудование и обслуживающий персонал.

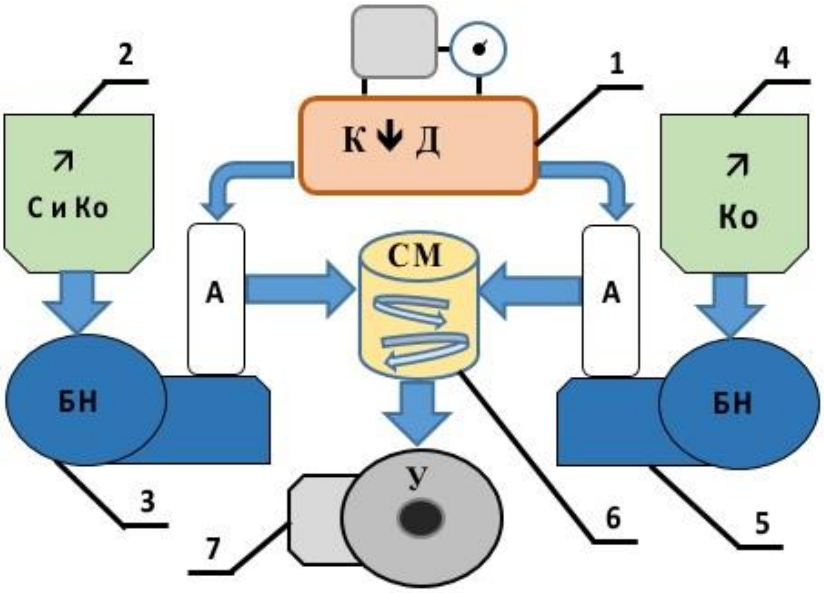


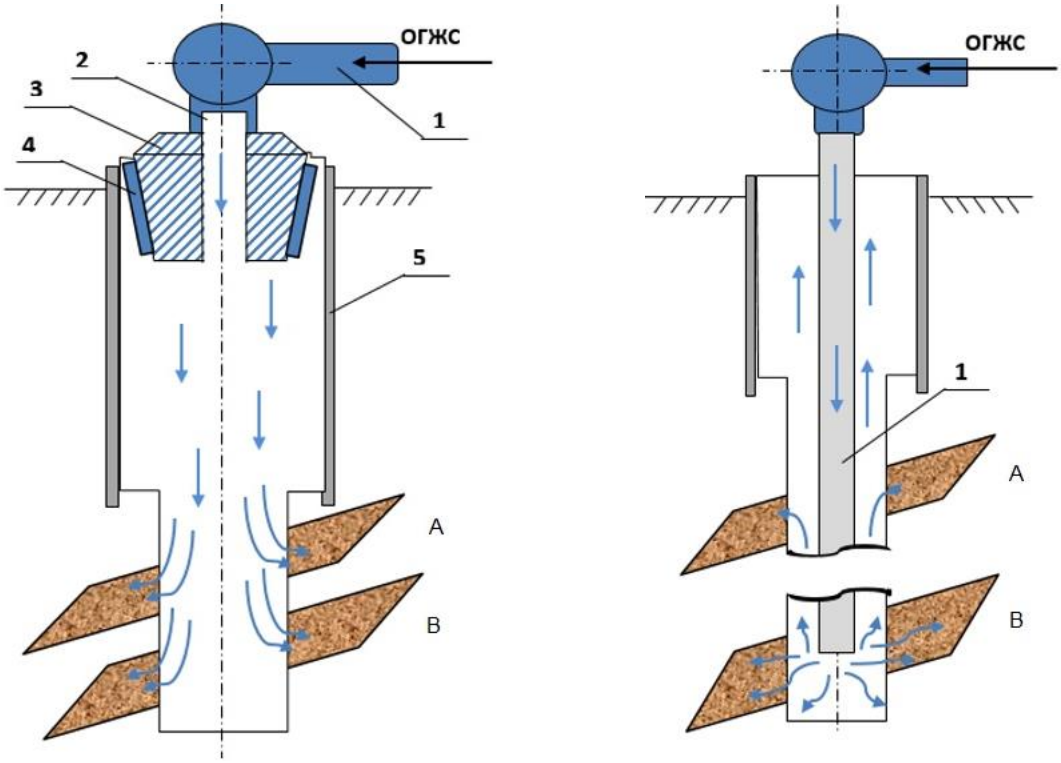
Рис. 7. Блок-схема обвязки устья скважины с использованием компрессора низкого давления, предусматривающая раздельное вспенивание:
1 – компрессор низкого давления; 2 – устройство для приготовления и дозированной подачи раствора смолы и кислотного отвердителя на всас бурового насоса со смонтированными на нем аэраторами; 3 – буровой насос со смонтированными на нем аэраторами; 4 – устройство для приготовления и дозированной подачи кислотного отвердителя; 5 – буровой насос со смонтированными на нем аэраторами; 6 – смеситель; 7 – устье скважины
Fig. 7. Flow diagram of connecting the wellhead using a low pressure compressor, with separate foaming:
1 – low pressure compressor; 2 – device for the preparation and metered feed of the resin solution and acid hardener to the suction mouth of the mud pump with aerators mounted on it; 3 – mud pump with aerators mounted on it; 4 – device for the preparation and metered feed of the acid hardener; 5 – mud pump with aerators mounted on it; 6 – mixer; 7 – wellhead

Принимая во внимание геолого-технические условия и технологические особенности тампонирования скважин, обоснуем возможные технологические схемы подачи ОГЖС в скважину.

По первой технологической схеме тампонирования, изображенной на рис. 8, *а*, подача тампонирующей ОГЖС производится через устье скважины. Этот метод применяется при малых глубинах зон осложнений (до 200–250 м), низком положении статического уровня и большой интенсивности поглощения, при ликвидационном тампонировании для сохранения ствола скважины при проведении геофизических исследований скважин [10]. Нагнетание тампонажного состава в этом случае осуществляется через ведущую штангу бурового станка, а герметизацию устья скважины производят метчиком соответствующего диаметра. Время потери текучести состава с учетом фактора потери прочности в результате деформации должно находиться в пределах 20–30 мин (время начала схватывания). Кратность подаваемой ОГЖС в начальный период должна быть в пределах 20–30 (для обеспечения сплошного движения смеси), по мере роста давления нагнетания состава ОГЖС кратность состава необходимо повысить до 100–150. При достижении давления ниже максимально допустимого на 10–15 % – отключить подачу кислоты и продолжать нагнетание смеси до предельного давления нагнетания, после чего отключить подачу ОГЖС в скважину и выдержать под давлением 1 ч. Эти мероприятия позволяют провести тампонирование скважины, промывку нагнетатель-

ной системы и облегчить разбуривание скважины после тампонирования.

Вторая технологическая схема тампонирования, показанная на рис. 8, *b*, отличается тем, что подача тампонирующего состава ОГЖС в зону осложнения скважины производится через колонну бурильных труб. В настоящее время в геологоразведочном бурении это наиболее распространенный метод тампонирования скважин с целью ликвидации разнообразных осложнений. Эффективность применения данного метода определяется правильным выбором места установки конца бурильных труб по отношению к зоне поглощения, количества тампонирующей ОГЖС и продавочной смеси, скорости закачивания и продавливания тампонирующего состава и условий в зоне осложнения после тампонирования. Открытый конец бурильных труб рекомендуется установить ниже кровли зоны поглощения на 1–10 м, при этом чем выше интенсивность поглощения, тем меньше должно быть это расстояние. При наличии нескольких вскрытых зон поглощений в скважине, как это показано на рис. 8 (зоны А и В), работы по изоляции следует начинать с зоны наибольшей интенсивности поглощения. После закачивания продавочной смеси, которая одновременно промывает колонну бурильных труб, бурильные трубы не извлекаются из скважины, а проводится промывка скважины водой или малоглинистым раствором, при этом, если циркуляция не восстановлена, тампонирование следует повторить большей порцией ОГЖС или перейти на другую схему тампонирования. Время потери текучести состава ОГЖС должно наступать по достижении им зоны осложнения с учетом отрицательного влияния деформации на прочность смеси [11, 12].



a *b*

Рис. 8. Первая и вторая технологические схемы тампонирования:
a – первая схема тампонирования: 1 – манифольд; 2 – ведущая труба бурового станка; 3 – метчик; 4 – уплотнение; 5 – обсадная труба; A и B – поглощающие пласты; b – вторая схема тампонирования: 1 – колонна бурильных труб; A и B – зоны поглощения

Fig. 8. First and second flow diagrams of plugging:
a – first diagram: 1 – manifold; 2 – leading pipe of the boring machine; 3 – tap; 4 – seal; 5 – casing pipe; A and B – intake beds; b – second diagram: 1 – drilling string; A and B – absorbing zones

Отличаясь рядом преимуществ, вторая технологическая схема имеет и существенные недостатки, а именно возможность разбавления и уноса ОГЖС в стволе скважины, а также отсутствие возможности создания перепада давления только на изолируемую зону. Наконец, вторая технологическая схема затрудняет возможность применения ОГЖС с короткими сроками потери текучести смеси, так как при подъеме ОГЖС выше открытого конца колонны может произойти ее прихват в стволе скважины.

Третья технологическая схема тампонирования (рис. 9) отличается от предыдущей тем, что к открытому концу колонны бурильных труб присоединяется пакерное устройство, что позволяет полностью исключить недостатки, присущие второй схеме. Если вскрытая зона поглощения А находится у забоя, то ее изоляцию рационально производить с помощью колонны бурильных труб и пакера с упорным хвостовиком, как показано на рис. 9, *a*. В тех случаях, когда при тампонировании зоны поглощения, находящейся выше забоя и ниже обсадных труб, необходимо создать значительный перепад давления, ниже кровли зоны поглощения на 1–2 м устанавливается разделительный мост, выше зоны поглощения на 1–2 м устанавливается пакер, нижний конец колонны бурильных труб должен находиться на уровне зоны поглощения (рис. 9, *b*).

Для изоляции поглощающих или напорных горизонтов малой протяженности (не более 1–2 м) можно применять бипакер или гидравлический пакер по схеме, изображенной на рис. 9, *c*.

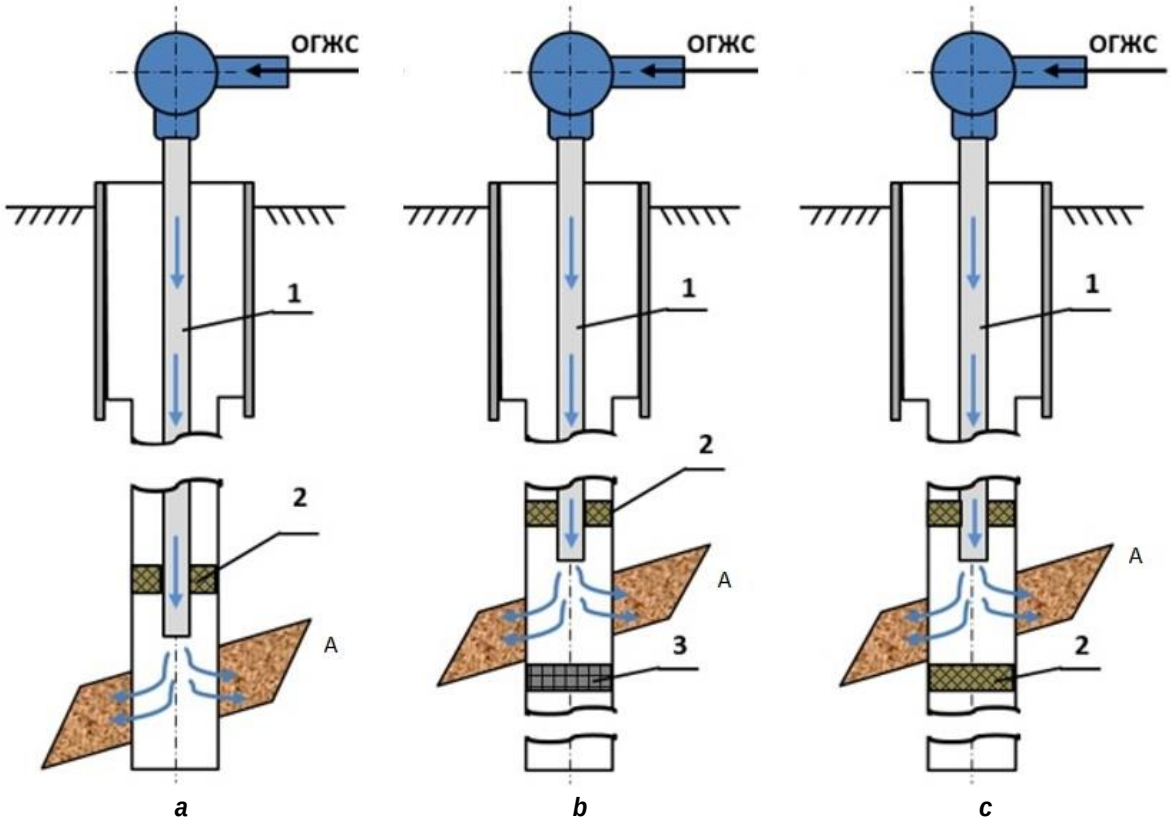


Рис. 9. Третья технологическая схема тампонирования:
a – для пакера с упорным хвостовиком; b – с разделительным мостом;
c – с бипакером или гидравлическим пакером;
1 – колонна бурильных труб; 2 – пакер; 3 – мост; A – зона поглощения
Fig. 9. Third diagram of plugging
a – for a packer with a thrust shaft extension; b – with a separation bridge;
c – with a bipacker or a hydraulic packer;
1 – drilling string; 2 – packer; 3 – bridge; A – absorbing zone

Во всех видах третьей технологической схемы тампонирования также рационально применение механического пакера.

Третья технологическая схема является наиболее совершенной, многоцелевой, пригодной для нагнетания тампонирующих ОГЖС в заданных объемах на любые глубины (до 2000 м) с минимальной их потерей и минимальным разбавлением. Ограничивая изолируемый объект и создавая определенный перепад давления, она дает возможность не только расширить область применения ОГЖС, но и более экономно использовать их по прямому назначению.

Четвертая технологическая схема (рис. 10, *a*) предназначена для тампонирования кольцевых зазоров между обсадными трубами и стенками скважины, а также зон поглощения, перекрытых обсадными трубами. Состав ОГЖС в этом случае можно подавать через ведущую штангу бурового станка. На внутренние обсадные трубы устанавливается пробка, герметизацию устья скважины возможно производить метчиком соответствующего диаметра.

Пятая технологическая схема (рис. 10, *b*) предназначена для закрепления неустойчивых горных пород (стенок скважины) и каверн. Ниже кровли неустойчивых и кавернозных стенок скважины на 2–5 м устанавливается конец колонны бурильных труб, через которые подается состав ОГЖС. Время потери текучести состава с учетом фактора его деформации должно наступать после выхода ОГЖС по затрубному пространству на дневную поверхность. Периодически производится вращение колонны бурильных (или затирочных) труб для утрамбовки крепящего состава ОГЖС в неустойчивые стенки скважины, после чего производится промывка пеной. При этом происходит смолизация неустойчивых стенок скважины при минимальном отрицательном воздействии вспененного тампонирующего (крепящего) и промывочного фильтрата [13–15].

Шестая технологическая схема (рис. 11) предназначена для тампонирования скважины в процессе вскрытия осложненного интервала без остановки процесса бурения. Работа по этой схеме осуществляется следующими двумя методами.

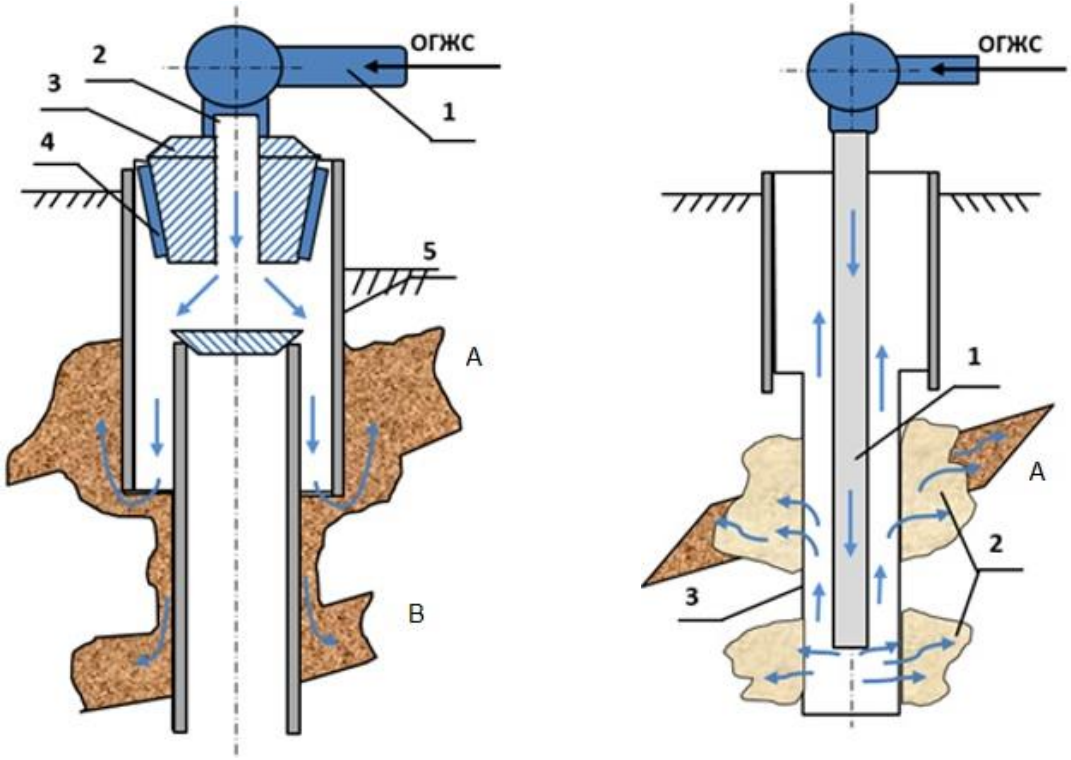
По первому способу производится промывка скважины, в процессе бурения промывочной жидкостью по мере вскрытия осложненного интервала без остановки процесса бурения (или промывки) осуществляется подача ОГЖС в скважину, то есть происходит замена промывочного агента, который одновременно и тампонирует.

По второму способу производится промывка скважины пеной в процессе бурения. По мере вскрытия осложненного интервала без остановки процесса бурения осуществляется подача ОГЖС в скважину путем добавления смол и кислоты в промывочную пену, в результате этого осуществляется одновременно промывка в процессе бурения и тампонирование.

Промывочная пена как фильтрат меньше воздействует на неустойчивые стенки скважины, поэтому после перехода с промывкой пеной на более влагонасыщенный промывочный агент, ухудшающий устойчивость стенок скважины, могут произойти осложнения вплоть до полного разрушения ствола скважины[1] [16]. Аналогичная картина может произойти и с зонами поглощения, которые проявят себя после замены пенного промывочного агента большей плотности.

Следовательно, применение второго способа шестой технологической схемы позволит существенно снизить осложнения при замене пенного промывочного агента, в том числе и на воздух (продувка).

[1] Strauss W.C. Saturation and foaming of thermoplastic nanocomposites using supercritical CO_2: Thesis prepared for the Degree of Master of Science. Texas: University of North Texas, 2005. 118 p.



a *b*

Рис. 10. Четвертая и пятая технологические схемы тампонирования:
a – четвертая схема тампонирования: 1 – обсадные трубы; 2 – пробка;
3 – ведущая труба бурового станка; A и B – зоны поглощения;
b – пятая схема тампонирования: 1 – колонна бурильных; 2 – каверны;
3 – стенки скважины; A – зона поглощения
Fig. 10. Fourth and fifth diagrams of plugging:
a – fourth diagram: 1 – casing pipes; 2 – plug;
3 – leading pipe of the boring machine; A and B – absorbing zones;
b – fifth diagram: 1 – drilling string; 2 – caverns;
3 – well walls; A – absorbing zone

Возможно применение и других технологических схем тампонирования, в том числе и комбинированных:

– нагнетание в зону осложнения газожидкостной смеси для создания в ней своеобразной газожидкостной блокады с последующим тампонированием этой зоны ОГЖС;

– нагнетание в зону осложнения ОГЖС с последующим цементированием.

Если перед тампонированием в скважине накопился шлам, то необходимо произвести очистку скважины от шлама пеной или с использованием ОГЖС по пятой или шестой технологическим схемам [17, 18]. В этом случае шлам является стабилизирующим (для состава ГЖС или ОГЖС) и расклинивающим (для увеличения проникающей способности состава в горные породы) материалом, однородным по свойствам с горными породами скважины, что позволит повысить эффективность тампонирования.

Заключение

Иркутским научно-исследовательским институтом благородных и редких металлов и алмазов разработаны пеногенераторные установки ПГУ-50, ПГУ-100, ПГУ-10 (смонтированная на автошасси), предназначенные для теплоизоляционных работ. Установки сконструированы на основе принципа вспенивания при турбулентном движении смеси водных растворов смолы, поверхностно-активных веществ, раствора кислоты и воздуха.

Принципиальная схема установки ПГУ-50 приведена на рис. 12. Гидравли-

ческий насос 1 подает смолу, пенообразователь, и воду в камеру вспенивания 3, в которую также подается воздух компрессором 2. Затем вспененная полимерная масса под давлением подается в пенообразующий рукав 4 и камеру отвердевания 5, в которую дополнительно подается дозировочным насосом 6 отвердитель. Полученная ОГС нагнетается через рукав 7 в скважину.

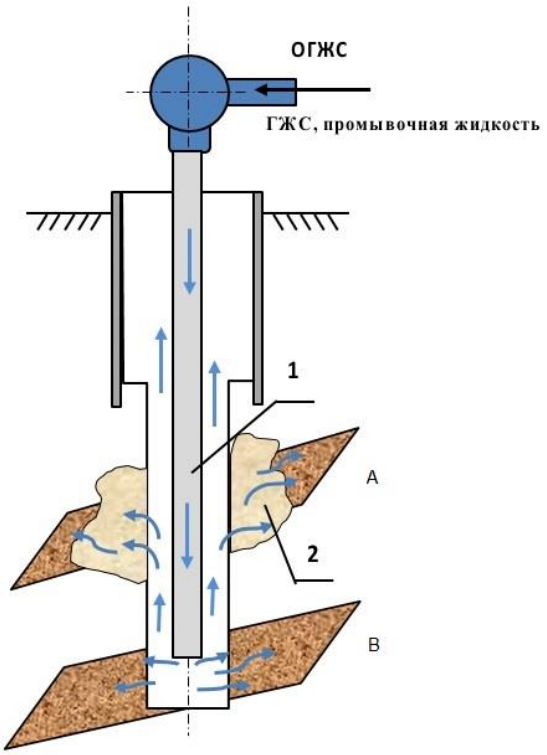


Рис. 11. Шестая технологическая схема тампонирования:
1 – буровой снаряд; 2 – каверны; A и B – зоны поглощения
Fig. 11. Sixth diagram of plugging:
1 – drilling rig; 2 – caverns; A and B – absorbing zones

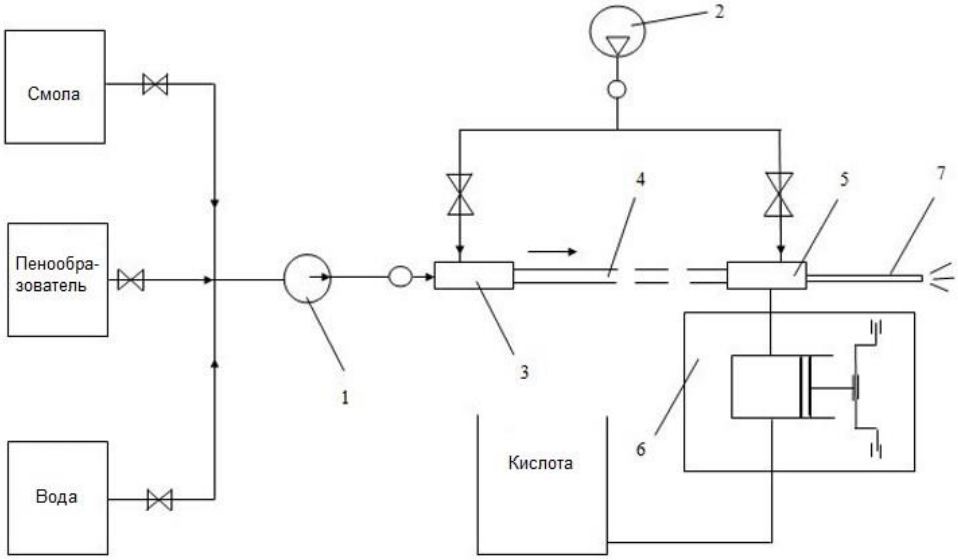


Рис. 12. Принципиальная схема пеногенераторной установки ПГУ-50:
1 – насос; 2 – компрессор; 3 – камера вспенивания; 4 – пенообразующий рукав;
5 – камера отвердевания; 6 – дозировочный насос кислоты; 7 – рукав дозревания пены
Fig. 12. Basic diagram of the foam-generating installation PGU-50
1 – pump; 2 – compressor; 3 – foaming chamber; 4 – foaming sleeve;
5 – hardening chamber; 6 – metering acid pump; 7 – foam stabilization sleeve

Основными недостатками установок ПГУ-50, ПГУ-100 и ПГУ-10 являются:

– большая энергоемкость;

– сложная пневмогидравлическая система, не обеспечивающая качественного и быстрого дозирования компонентов;

– затрудненная промывка линий связи из-за их многообразия;

– не предусмотренная возможность использования тарных емкостей, в которых поставляются химические реагенты (смолы, кислоты).

По конструкторской и технологической документации, разработанной Иркутским отделением Всероссийского научно-исследовательского института методики и техники разведки, в ПГО «Сосновгеология» и на предприятии п/я А-1768 были изготовлены и испытаны два экспериментальных образца пеногенерирующего комплекса ПГК 01 и технология тампонирования. Комплекс ПГК 01 включает в себя пеногенераторную установку ПГУ-60, устьевое оборудование, скважинное оборудование и аэраторы (камеры сжатия). На рис. 13 представлен общий вид пеногенераторной установки ПГУ-60.

В связи с тем, что дозирование раствора вспенивателя, смолы и кислоты осуществляется дозировочными насосами объемного принципа действия, рецептура для получения пенопласта выражалась в следующих объемных соотношениях компонентов:

– 1,5 %-й водный раствор эмульгатора Е-30 – 400–600;

– смола карбамидоформальдегидная М-19-62«Б» ТУ 6-05-1336-80 – 300–400;

– 78 %-ая ортофосфорная кислота H_3PO_4 – 2–14.

Регулировка состава пенопласта осуществлялась дозировочными насосами и изменением количества подаваемого воздуха. Для получения пенопласта использовалась смола, у которой не истек гарантийный срок хранения. Основное отверждение пенопласта производилось в течение 20–30 мин. Газожидкостным соотношением и длиной выходного рукава регулировалась сплошность струи пены, выходящей из рукава. При завышенном расходе воздуха сплошность струи нарушалась и кратность выходящей пены падала. Объемное дозирование компонентов дозировочными насосами типа НД позволило получить пену и пенопласт с заданной кратностью и регулируемым сроком отверждения быстро, с большой точностью.

Внешний вид ОГЖС, нанесенной на поверхность, представлен на рис. 14.

Для испытания теплофизических свойств получаемого пенопласта были проведены экспериментальные работы по утеплению теплотрассы на опытно-

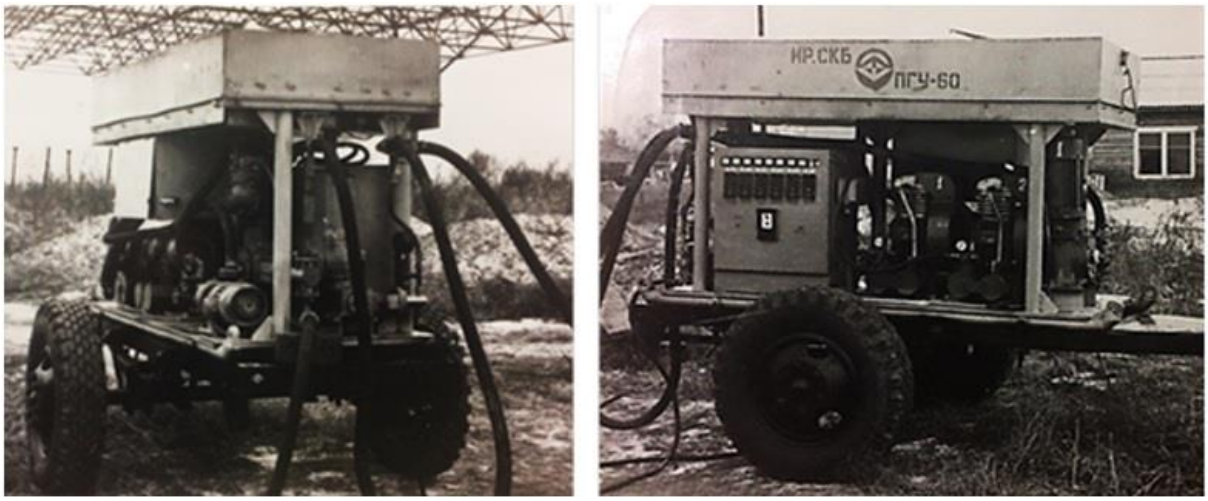


Рис. 13. Общий вид пеногенераторной установки ПГУ-60
Fig. 13. General view of the PGU-60 foam-generating installation

Рис. 14. Внешний вид отверждаемой газожидкостной смеси, нанесенной на поверхность
Fig. 14. Appearance of the hardening gas-liquid mixture applied onto the surface

экспериментальной базе в Столбово. Проведено утепление 40 м теплотрассы. Высота наносимого слоя пенопласта находилась в пределах 25–30 см. Благодаря высоким теплоизоляционным свойствам пенопласта теплотрасса в зимний период функционировала нормально.

В результате обоснована потребность в технологии и технических средствах, обеспечивающих промывку скважины пеной и при необходимости тампонирование зон поглощения и крепления стенок скважины отверждающимися пенами на том же оборудовании, обеспечивающем простую и надежную регулировку процессом в широких пределах и обладающем высокой мобильностью технических средств.

Библиографический список

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

2. Заливин В.Г., Пантелеев А.И. Бескомпрессорный способ аэрации буровых растворов // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: материалы Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. уч. Вып. 13. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. С. 345–349.

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. 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. Вып. 13. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. С. 349–354.

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 ВНИИЭГазпром, 1989. С. 38–46.

6. Кирсанов А.И., Крылов Г.А., Нефёдов В.П. Пены и их использование в бурении: экспресс-информация. М.: Изд-во ВИЭМС, 1980. 60 с.

7. Soleymani M., Kamali M.R., Saeedabadian Y. Experimental investigation of physical and chemical properties of drilling foam and increasing its stability // Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering. 2013. Vol. 32. No. 3. P. 127–132.

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

10. 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. 2009. № 5. С. 8–11.

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

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

13. Zheng L., Zhang M., Lin Y. A multifunctional drilling fluid for coalbed methane drilling // International Conference on Energy and Environment. 2011. Vol. 7. P. 247–251. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.455-456.1317

14. Яковлев А.И., Коваленко В.И. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые. Л.: Недра, 1987. 128 с.

15. А. с. 714044, СССР, МПК F04B 23/10. Способ нагнетания газожидкостной смеси поршневым насосом и устройства для его осуществления / И.В. Белей, Ю.В. Лопатин, С.П. Олейник. Заявл. 14.07.1976; опубл. 05.02.1980. Бюл. № 5.

16. 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.

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

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

References

1. Zalivin VG. *Effective technologies for the use of foams in well drilling and well plugging*. Irkutsk: Irkutsk National Research Technical University; 2017. 212 p. (In Russ.)

2. Zalivin VG, Panteleev AI. Noncompressor aeration of drilling muds. In: *Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovanii: materialy Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* = Geology, prospecting and exploration of mineral resources, and methods of geological research: Proceedings of the All-Russian research-and-technical conference with international participation. Iss. 13. Irkutsk: Irkutsk State Technical University; 2013. p.345–349. (In Russ.)

3. Yusupov IG. Study of the structure formation of cement and polymer-cement compositions based on resin TSD-9 in the calcium-chloride type formation waters. In: *Neftepromyslovoe khozyaistvo mestorozhdenii Tatarii* = Oilfield economy of Tatarstan. No. 486. Moscow: All-Russian Research Institute of Organization, Management and Economics of Oil and Gas Industry; 1978. p.22–35. (In Russ.)

4. Zalivin VG, Smolin EA. The use of hardenable gas-liquid mixtures for eliminating mud loss. In: *Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovanii: materialy Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* = Geology, prospecting and exploration of mineral resources, and methods of geological research: Proceedings of the All-Russian research-and-technical conference with international participation. Iss. 13. Irkutsk: Irkutsk State Technical University; 2013. p.349–354. (In Russ.)

5. Guseinov FA, Rasulov AM. Improving the efficiency of gas well workover in the Far North of Russia. In: *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* = Development and exploitation of gas and gas-condensate fields. Iss. 5. Moscow: All-Russian Research Institute of Economics, Industrial Engineering, and Performance Investigation in Gas Industry; 1989. p.38–46. (In Russ.)

6. Kirsanov AI, Krylov GA, Nefedov VP. *Foams and their use in drilling: express information*. Moscow: All-Russian Research Institute of Mineral Stock Economics and Prospecting; 1980. 60 p. (In Russ.)

7. Soleymani M, Kamali MR, Saeedabadian Y. Experimental investigation of physical and chemical properties of drilling foam and increasing its stability. *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*. 2013;32(3):127–132.

8. Belov VI. On the study of the mechanism of thermal processes occurring in an aqueous solution of resin TS-10 when preparing and injecting it into the well. *Burenie*. 1978;1:59–67. (In Russ.)

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

10. Nikolaev NI, Ivanov AI. Results of analytical and experimental studies of the curing ability of polymer-clay plugging compounds in oil and gas well drilling. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* = Overland and asea construction of oil and gas wells. 2009;5:8–11. (In Russ.)

11. Ashraf'yan MO, Grin'ko YuV, Kuksov AK, Nizhnik AE, Zhadan YuG. Well cementing with high-insulation cement slurry. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2002;3:29–31. (In Russ.)

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

13. Zheng L, Zhang M, Lin Y. A multifunctional drilling fluid for coalbed methane drilling. *International Conference on Energy and Environment*. 2011;7:247–251. https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.455-456.1317

14. Yakovlev AI, Kovalenko VI. *Well drilling with foam for solid minerals*. Leningrad: Nedra; 1987. 128 p. (In Russ.)

15. Belei IV, Lopatin YuV, Oleinik SP. *Method of injecting the gas-liquid mixture with a piston pump, and devices for its implementation.* Inventor's certificate no. 714044, USSR; 1980. (In Russ.)

16. Vyazal'shchikov VM. Experimental-and-laboratory studies of the compound based on TS-10 resin for insulation purposes. *Izvestiâ vysših učebnyh zavedenij. Neft' i gaz* = Oil and Gas Studies. 1979;7:15–27. (In Russ.)

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

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

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The author has read and approved the final version of this manuscript.

Сведения об авторе / Information about the author

Заливин Владимир Григорьевич,
кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Институт недропользования,
Иркутский национальный исследовательсий 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