

Научная статья

УДК 544.23.022, 544.478.02

DOI: 10.15372/KhUR2025640

EDN: RAFUNN

Разработка термотропных гелеобразующих составов на водной основе для укрепления горных пород и предотвращения прорывов жидкости и пара

Л. К. АЛТУНИНА [✉], Л. А. СТАСЬЕВА, В. А. КУВШИНОВ, В. В. КОЗЛОВ, И. В. КУВШИНОВ

Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

E-mail: alk@ipc.tsc.ru[✉], lkhn304@ipc.tsc.ru, vak2@ipc.tsc.ru, kozlov_vv2004@mail.ru, kiv@ipc.tsc.ru

Аннотация

Представлены результаты лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний разработанных составов для ликвидации прорывов пара и воды из горного массива в выработки нефтешахт и для заполнения пустот в горном массиве в местах возникновения прорыва пара. Изучено влияние отдельных компонентов, что позволяет комбинировать их для достижения требуемых характеристик состава. Лабораторные исследования показали высокую эффективность составов с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) с добавлением дисперсного наполнителя – базальтового волокна. Составы работают в широком диапазоне температур (20–200 °С), являются нетоксичными и пожаробезопасными. Опытно-промышленные испытания разработанного состава по блокированию прорывов пара в шахту были проведены в начале 2024 г. на опытном участке нефтешахты Ярегского месторождения с использованием стандартного шахтного оборудования. Испытания показали применимость состава в условиях нефтешахт. Результаты контрольных наблюдений показывают, что состав успешно тампонирует трещины и поры в породе и бетонной рубашке, блокирует прорывы пара, сохраняя свои свойства длительное время. Планируется развитие данного направления опытных работ, в том числе уточнение технологии закачки состава для заполнения больших пустот, определения необходимых объемов состава, скорости закачки и расположения точек закачки. В дальнейшем предполагается проведение испытаний этих же составов для поверхностных паронагнетательных скважин.

Ключевые слова: термотропные неорганические и полимерные гели, укрепление пород, гидроизоляция, тампонирующее, прорывы пара, шахты, нефтешахты

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Для цитирования: Алтунина Л. К., Стасьева Л. А., Кувшинов В. А., Козлов В. В., Кувшинов И. В. Разработка термотропных гелеобразующих составов на водной основе для укрепления горных пород и предотвращения прорывов жидкости и пара // Химия в интересах устойчивого развития. 2025. Т. 33, № 2. С. 173–181. DOI: 10.15372/KhUR2025640. EDN: RAFUNN.

Development of thermotropic water-based gelling compositions to reinforce rock and prevent liquid and steam breakthroughs

L. K. ALTUNINA , L. A. STASYEVA, V. A. KUVSHINOV, V. V. KOZLOV, I. V. KUVSHINOV

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

E-mail: alk@ipc.tsc.ru[✉], lkhn304@ipc.tsc.ru, vak2@ipc.tsc.ru, kozlov_vv2004@mail.ru, kiv@ipc.tsc.ru

Abstract

The article presents the results of laboratory studies and pilot tests of compositions developed to eliminate steam and water breakthroughs from the rock mass into oil mine workings, and to fill voids in the rock mass in places where steam breakthroughs occur. The effect of individual components is investigated, which allows combining them to achieve the required properties of the composition. Laboratory studies have shown a high efficiency of compositions with two gelling components (polymer and inorganic) with the addition of a dispersed filler – basalt fibre. The compositions function well within a wide temperature range (20–200 °C), are non-toxic and fireproof. Pilot tests of the developed composition for blocking steam breakthroughs into the mine were carried out in early 2024 at an experimental site of the Yaregskoye oil mine, using standard equipment available at the mine. The tests have shown applicability of the composition under oil mine conditions. The results of control observations show that the composition successfully plugs cracks and pores in the rock and in the concrete jacket, blocks steam breakthroughs, and retains its properties for a long time. It is planned to develop this area of experimental work, including refining the technology of injecting the composition to fill large voids, to determine the required composition volume, injection rate and location of injection points. In the future, it is planned to test these compositions for surface steam injection wells.

Keywords: thermotropic inorganic and polymer gels, rock reinforcement, waterproofing, plugging, steam breakthroughs, mines, oil mines

ВВЕДЕНИЕ

При создании различных подземных сооружений или при проведении горнодобывающих работ шахтным методом существует проблема гидроизоляции. Как правило, проблема решается на стадии строительства путем создания дренажной системы, использования гидроизолирующих материалов или искусственного отведения поступающей воды с помощью насосов. Однако в процессе эксплуатации сооружений и шахт могут возникать локальные повреждения, прорывы, разрушения конструкции. Тогда появляется необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в уже имеющихся объектах с применением инъекционных методов, таких как закачка в образовавшиеся негерметичности или в пористую основу конструкции (грунт, пористая порода) тампонирующих или связующих составов.

Существует широкий спектр материалов, используемых для инъектирования [1–6]. Это самоотверждающиеся или застывающие при контакте с водой одно- и двухкомпонентные составы на основе полиуретановых или эпоксидных смол, метакрилатные гели, силикатные системы, минеральные (цементные) составы. Некоторые из этих составов необходимо закачивать двухкомпонентным насосом, другие смешиваются непосредственно перед закачкой и требуют определенного времени для застывания (обычно около 1 ч). После первичной ликвидации протечки с помощью инъектирования таких составов можно применять дополнительные конструкционные методы (например, цементирование, установка мембран и т. п.). Далее приведены различные типы составов для инъекционных методов.

Полиуретановые смолы/пены являются, как правило, двухкомпонентными системами, при

которых полиол (компонент А) реагирует с изоционатом (компонент В). Контакт с водой приводит к пенообразованию смеси. Они назначаются в первую очередь для остановки водопритока, в том числе под большим давлением, создания постоянной гидроизоляции и склеивания рабочих швов и трещин. Время реакции в обводненной среде – 0,5–60 мин. Для инъектирования полиуретановых смол используются однокомпонентные, двухкомпонентные, ручные, электрические и пневматические насосы, например: HansaCryl (Германия), Universum (Россия), Аквидур (НПО “Стрим”, Россия) и др.

Акрилатные и метакрилатные гели – современные инъекционные материалы, имеющие по сравнению с традиционными эпоксидными и полиуретановыми смолами ряд более совершенных преимуществ, что позволяет эффективнее решать задачи гидроизоляции различных объектов. Они применяются для эластичной герметизации и заполнения влажных микротрещин в бетонных и каменных конструкциях с высоким содержанием влаги, создания противофильтрационных завес за конструкцией. Примером таких герметиков являются гидрофильный двухкомпонентный акриловый гель INJECT Ac/E/5-20 (Universum), гели производства Minova CarboTech (Германия) или аналогичные.

В отличие от полиуретановых, материалы на основе силикатов дают жесткие пены. Все такие составы двухкомпонентные и инъектируются только двухкомпонентными насосами. Они химически абсолютно инертны, т. е. по своим свойствам близки к кварцевому песку. Например, материал HansaCryl Silikat ничем не разлагается после окончания реакции.

Инъекционные материалы на минеральной основе – это различные цементные составы с полимерными и прочими добавками, имеющие широкий спектр использования для различных задач. Производителей составов множество, в том числе отечественных, например: Proflex-BM (Профлекс-БМ), EuroGrout Inject, ASOCRET-BM (АСОКРЕТ-БМ).

В данной работе проведены разработка и тестирование составов для ликвидации прорывов пара из горного массива в выработки нефтешахт и смесей для заполнения пустот в горном массиве в местах возникновения прорыва пара. Объект применения составов – Ярегское нефтетитановое месторождение (Республика Коми, Россия). Применяемые на месторождении термические методы добычи, такие как закачка пара для разжижения высоковязкой нефти под

действием температуры, создают технологические риски прорыва пара и конденсированной воды в шахты. В местах локальных прорывов повышается температура и влажность, а также происходит ускоренное разрушение конструкций. К технологиям ремонта предъявляются дополнительные требования по возможности их применения внутри шахты, в частности по пожарной безопасности и низкой токсичности. Также существует задача импортозамещения дорогостоящих или недоступных в настоящее время импортных составов.

Среди перечисленных выше составов самыми функционально подходящими для решения поставленных задач являются полиуретановые и алкидные гели. К их преимуществам относятся хорошие прочностные свойства, а также возможность водоотверждения, т. е. селективного создания экрана в местах водопроявлений. Данной группе составов присущи следующие недостатки: высокий класс опасности (1–2 класс опасности), что осложняет работу с ними непосредственно в шахте; технологические сложности с постоянной промывкой оборудования для недопущения преждевременного схватывания составов; необходимость применения двухкомпонентных насосов для двухкомпонентных смесей. Быстрое время схватывания может быть как преимуществом в случае ликвидации острого прорыва, так и недостатком, поскольку не дает возможности создать экран большого объема или обработать составом объект ремонта на достаточную глубину.

Цель настоящего исследования – разработка новых составов на основе водорастворимых полимеров и неорганических компонентов с низким классом опасности, с возможностью регулирования физических характеристик, температуры и времени гелеобразования путем варьирования концентрации реагентов.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Работа выполнялась совместно Институтом химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск) и ООО “Лукойл-Инжиниринг” (филиал г. Ухта) по заказу НШПП “Яреганефть ЛУКОЙЛ-Пермь” – оператора разработки Ярегского нефтетитанового месторождения (Республика Коми). Положение месторождения на карте показано на рис. 1. Основной объект отработки нефтяной части месторождения – центральная часть Ярегской площади, где осуществляется промышлен-



Рис.1. Ярегское месторождение на карте России.

ная эксплуатация по термошахтной технологии. Через вертикальные и наклонные нагнетательные скважины в продуктивный пласт закачивают теплоноситель (пар) с надпластового горизонта, а отбор нефти производят из добывающих скважин, пробуренных из расположенной в пласте добывающей галереи. Сбор нефти осуществляется в горных выработках, откуда она насосами подается на поверхность.

Задача данной работы – разработка составов смесей для ликвидации прорывов пара из горного массива в выработки нефтешахт и смесей для заполнения пустот в горном массиве в местах возникновения прорыва пара. Состав пород горного массива: туффит, аргиллит, нефтенасыщенный песчаник, диабаз. Для решения задачи были сформулированы требования к функциональным характеристикам разрабатываемых составов и условиям их применения:

- негорючесть и нетоксичность, что делает их допустимыми к применению в подземных горных выработках нефтешахт;
- способность работать в интервале заданной температуры от 10 до 200 °С и влажности от 40 до 100 %;
- регулируемое время гелеобразования;
- регулируемые реологические характеристики (вязкость, упругость) блокирующих экранов для сдерживания прорывов пара или воды;
- использование оборудования, допущенного к эксплуатации в подземных горных выработках шахт.

За основу для создания новых составов приняты подходы, использованные в ИХН СО РАН при разработке гелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи пластов с товарными наименованиями МЕТКА®, ГАЛКА®, МЕГА®, ПСБ® [7], но их составы модифицированы с учетом требований безопасности для работы в шахтах. В частности, исключено применение карбамида, который может гидролизиться при

высоких температурах с выделением газообразных продуктов.

Первичный отбор составов проводился по данным лабораторных исследований их физико-химических свойств. Было изучено несколько сотен различных комбинаций реагентов. Составы после первичного отбора проходили фильтрационные исследования на насыпных моделях в условиях, моделирующих реальные, в том числе при максимальной температуре – 200 °С (рис. 2).

Один из универсальных составов, выбранный по результатам лабораторных тестов, прошел промысловые опытно-промышленные исследования (ОПИ) в условиях нефтешахты на участке с водо- и паропроявлениями.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для ликвидации паропроявлений и ограничения водопритока в зонах с низкой температурой предложены и протестированы полимерные и неорганические гелеобразующие составы на водной или глицериновой основе, отверждаемые как с помощью сшивателя (двухкомпонентные), так и термотропные составы, отверждаемые под воздействием температуры (в данном случае от закачиваемого/прорывающегося теплоносителя). В качестве полимеров используются водорастворимые эфиры целлюлозы и поливиниловый спирт, в качестве неорганического гелеобразователя – полиоксихлорид алюминия, применяемый как коагулянт при водоочистке. Также возможны комбинированные системы с двумя гелеобразующими компонентами, образующими более прочные пространственные структуры типа “гель в геле” [8]. Среди компонентов, влияющих на время гелеобразования и реологические характеристики гелей, применяются различные неорганические добавки, а также многоатомные спирты – полиолы (глицерин, пентаэритрит и др.). Кроме того, для упрочнения гелей используются минеральные или органические наполнители, такие как базальтовое волокно или технический углерод.

Исследуемые составы можно условно разделить на три группы:

- 1) термотропные составы для высокой температуры (от 70 °С и выше), способные к гелеобразованию под действием температуры;
- 2) “холодные” составы (для температур 10–70 °С), как правило, двухкомпонентные, образующие гель через определенное время после смешивания компонентов;

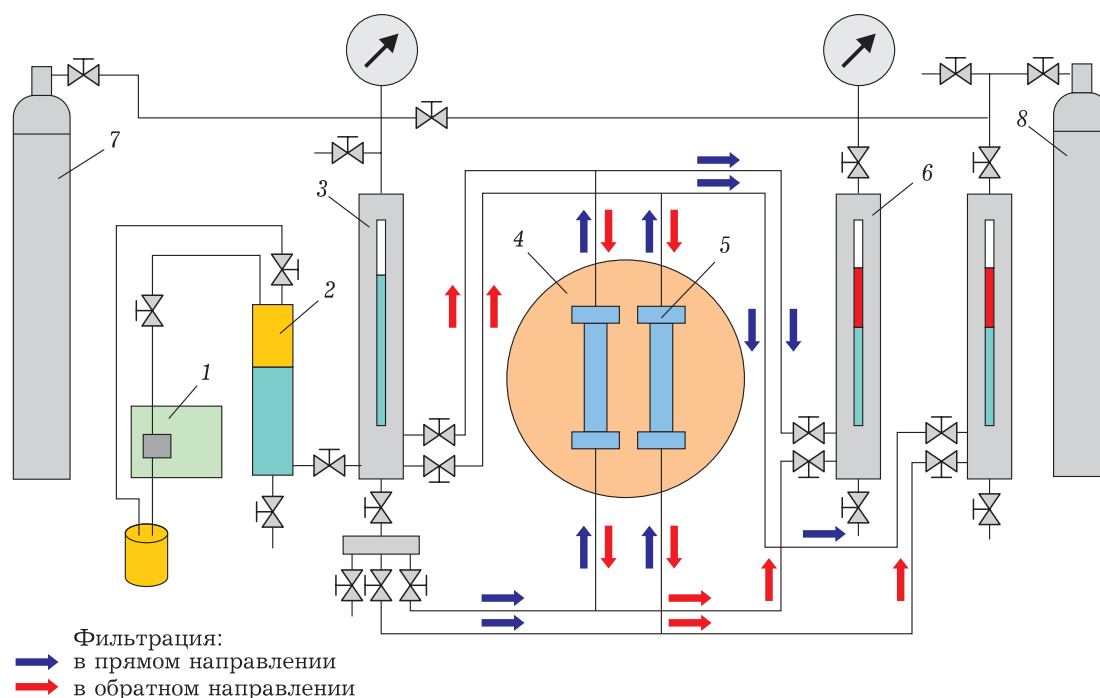


Рис. 2. Схема фильтрационной установки: 1 – мининасос ММС; 2 – контейнер разделительный; 3 – демпфер-мерник; 4 – термощаф; 5 – колонки с пористой средой; 6 – мерники для нефти и воды; 7 – баллон воздушный; 8 – баллон для противодавления.

3) составы с двумя гелеобразующими агентами, сочетающие в себе компоненты групп 1 и 2 и являющиеся универсальными для применения в исследуемом интервале температур.

Результатом лабораторных исследований на начальном этапе было выявление влияния различных компонентов на свойства получаемых гелей и исходных растворов. На рис. 3 представлены результаты подбора термотропных составов для высокой температуры. Гелеобразование проводилось при 90 °С. Параметры – модуль упругости и комплексная вязкость – изменяются с одинаковой динамикой, поэтому из них далее будет рассматриваться только модуль упругости. По данному параметру можно выделить четыре группы составов, которые пронумерованы на рис. 3. Составы с самым низким модулем упругости – это смеси без полимера (эфир целлюлозы, ЭЦ), в которых присутствует только неорганический гелеобразователь (группа 1 составов). Группа 2 объединяет эксперименты по частичной замене реагентов из основного состава, представленного в группе 4. Замена полиола (глицерина) на сорбит снижает упругие свойства геля. Также их снижает замена полиоксихлорида алюминия (ПАК) с основностью 30 (ПАК 30) на ПАК с основностью 50 (ПАК 50), что видно при сравнении опытов 3 и 4 или опытов 8 и 10 с 9, где гель полностью неорганический (без ЭЦ). Группа составов 3 –

это смеси с полимером и ПАК, но с низким содержанием полиола или без него. Такие составы отличаются повышенной упругостью и меньшей вязкостью по сравнению с группами 1 и 2. Самый упругий и вязкий состав (см. рис. 3) – это смесь группы 4 (полимер + ПАК + глицерин + уротропин) с незначительными вариациями компонентов. Оказалось, что модуль вязкости составов определяется в основном наличием глицерина. Добавление полиола (глицерина) существенно повышает также упругость геля, что видно при сравнении опытов 12 и 13 с опытами 16 и 17. Следует отметить, что высокую упругость геля можно обеспечить увеличением содержания ЭЦ при уменьшении количества полиола (но не отсутствии), что видно при сравнении опытов 14 и 19. Исходя из выполненного анализа, можно сделать следующие выводы:

1) в низкопроницаемых средах с малой пористостью, где важна проникающая способность состава до гелеобразования, целесообразно использовать составы с неорганическими гелеобразующими компонентами без добавления полимеров или полиолов;

2) для более проницаемых сред необходимо использовать составы на основе полимеров;

3) в случае необходимости блокирования высокопроницаемых каналов, трещин, каверн и разломов необходимо использовать максимально вязкие и упругие гели на основе полимерного

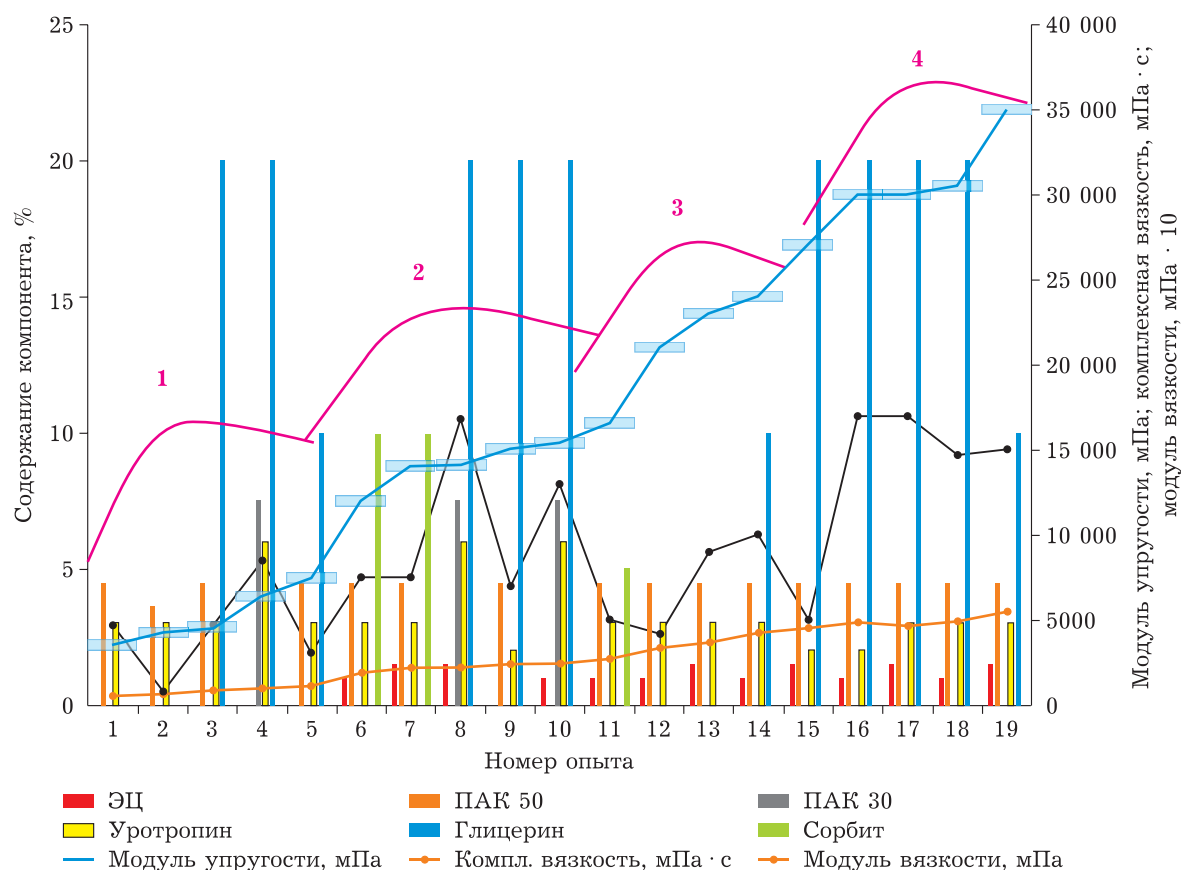


Рис. 3. Реологические характеристики растворов (модуль упругости, комплексная вязкость, модуль вязкости) в зависимости от состава композиций. Измерение в режиме осцилляции. Компоненты композиций: эфир целлюлозы (ЭЦ), полиоксихлорид алюминия с основностью 30 (ПАК 30) и 50 (ПАК 50), уротропин, глицерин и сорбит.

и неорганического гелеобразователя с добавлением глицерина;

4) использование заменителей основных компонентов (например, сорбита или других полиолов и подобных наполнителей) может быть оправдано соображениями совместимости с породой, скоростью гелеобразования, экономической целесообразностью и прочими факторами, выходящими за рамки реологических свойств составов.

Для гелей, формирующихся при низкой температуре (4–25 °С) также был проведен подбор различных составов. Плотность исходных составов варьируется в пределах 1011–1134 кг/м³, вязкость – 15–255 мПа·с. Вязкость получаемых гелей возрастает с повышением температуры и достигает значений 1630, 1920 и 11 500 мПа·с при 4–8, 25 и 90 °С соответственно. Низкотемпературные гели в общем случае менее вязкие и прочные, чем высокотемпературные, поэтому эффективней всего использовать комплексные составы с двумя гелеобразующими компонентами.

Было исследовано влияние добавления наполнителей (0.1–0.5 мас. %) – технического углерода (сажи) и базальтового волокна – на струк-

турно-механические и реологические свойства термотропных гелеобразующих композиций. Выявлено, что гелеобразующая композиция с полимерным и неорганическим гелеобразователем и добавкой базальтового волокна до образования геля является псевдопластической жидкостью, зависимость напряжения которой от скорости сдвига имеет нелинейный характер, а вязкость уменьшается при увеличении скорости сдвига. Следует отметить, что с ростом вязкости симбатно увеличивается модуль упругости гелей. Например, при добавлении в один из составов базальтового волокна вязкость увеличилась с 1518.6 до 4151.5 мПа·с, а модуль упругости – с 60.97 до 78.19 кПа. При добавлении технического углерода увеличение вязкости и модуля упругости гелей существенно меньше.

На рис. 4 показаны результаты одного из фильтрационных экспериментов на модели пласта (нефтенасыщенный песчаник) с постоянным расходом жидкости. Проводилась непрерывная фильтрация воды через модель с введением оторочки композиции в определенный момент. Вид-

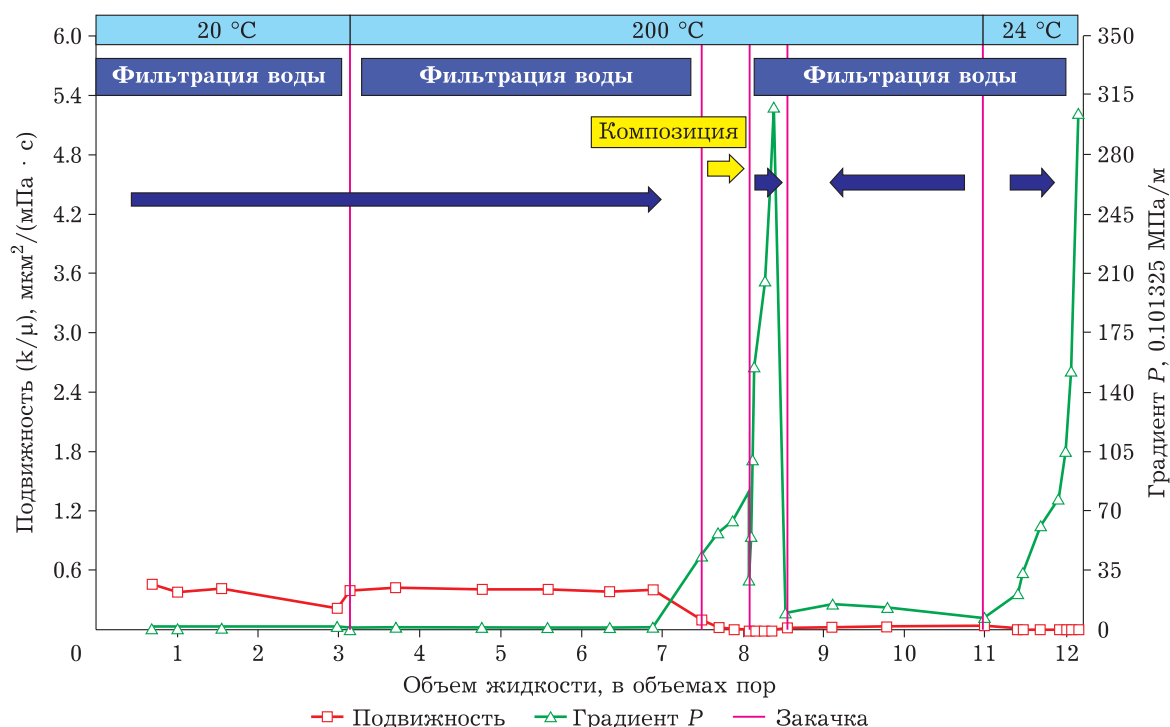


Рис. 4. Фильтрационные характеристики модели пласта Ярегского месторождения при 20–24 и 200 °С. Газовая проницаемость колонки – 2.986 мкм².

но, что введение композиции создает значительное повышение градиента давления, пока оно не достигает давления прорыва гелевого экрана. Для различных составов давление прорыва фиксировалось до 301 атм/м при температуре 25 °С и до 324 атм/м при 200 °С. Составы показали высокий тампонирующий эффект и рекомендованы в качестве гелеобразующих композиций для применения при ликвидации прорывов пара и воды.

По результатам лабораторных исследований для проведения ОПИ в условиях нефтешахты был выбран состав под условным названием “Бигель-25” с базальтовым волокном, который содержит два гелеобразующих компонента, органический и неорганический (структура типа “гель в геле”), и ряд дополнительных реагентов. В качестве упрочняющего структурообразующего вещества в состав добавлено базальтовое волокно. Состав “Бигель-25” поставляется в виде двух водных растворов, при применении они смешиваются и закачиваются в укрепляемый участок породы, где образуют гель, способный блокировать прорывы воды и пара. Температура гелеобразования 20–200 °С, время гелеобразования варьируется в зависимости от температуры в пределах от 10 мин при высокой температуре до 12 ч и более – при низкой. Вязкость начальных растворов – 6–15 и 800–1000 мПа·с соответ-

ственно, вязкость закачиваемого состава после смешения растворов составляет 220–290 мПа·с. Состав выдерживает перепад давления до 2.85 МПа, устойчив к воздействию температуры до 200 °С и к воздействию пластовых флюидов.

В начале 2024 г. были проведены ОПИ разработанного состава на опытном участке нефтешахты Ярегского месторождения. Использовалось стандартное шахтное оборудование, операции производились сотрудниками НШПП “Ярега-нефть” под контролем представителей разработчика состава – ИХН СО РАН и ООО “Лукойл-Инжиниринг”. В ОПИ выделены несколько этапов:

этап 1 – создание контурных барьеров в граничных зонах по участку ОПИ с изоляцией зон паропроявлений путем заполнения трещин в массиве породы и в пространствах забутовки за деревянной крепью, а также для заполнения трещин во врубах и бетонной рубашке на крайних контурах;

этап 2 – создание изоляционных барьеров путем заполнения трещин массива, пространства в забутовке на контурах соприкосновения с выведенными из эксплуатации выработками;

этап 3 – создание максимального наполнения составом трещин и пустот в участках паропроявлений и заполнение трещин и пор в бетонной рубашке.

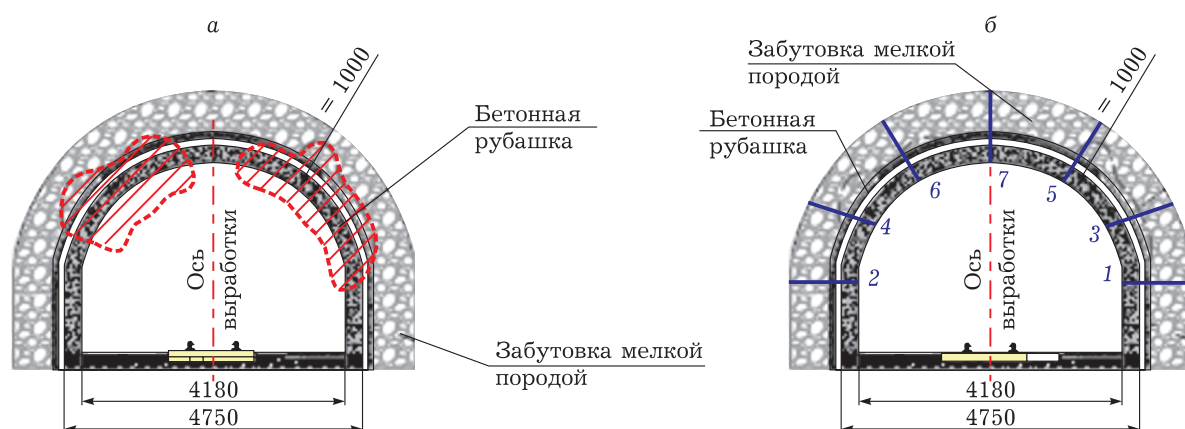


Рис. 5. Область прорыва пара, выделено красным (а) и схема шпуров (1–7) для закачки состава (б) на одном из элементов участка проведения опытно-промышленных исследований. Размеры указаны в миллиметрах.

Закачка состава производилась в предварительно пробуренные шпуровые съемные нагнетательные патрубки. Смешивание компонентов состава (раствор 1 и 2) производилось непосредственно перед закачкой с помощью циркуляционной насос-емкости. На рис. 5 представлена схема одного из элементов участка проведения ОПИ в поперечном разрезе по горной выработке.

В ходе ОПИ подтверждено, что после смешивания компонентов состав образует плотную, однородную гелеобразующую субстанцию с высокой способностью проникновения в полости, трещины и пустоты. После заполнения полостей (трещин, пустот) и гелирования состав образует плотную, однородную массу с низкой степенью проницаемости и с высокой стойкостью к воде, пару, нефти. Характеризуется высокими адгезионными свойствами к бетону, породе и дереву. На протяжении длительного времени (период мониторинга с 12.03.2024 г. по 10.07.2024 г.) состав не потерял своих свойств по крепости, стойкости, однородности. В течение ОПИ после подачи пара во влияющие на проникновение пара в горную выработку нагнетательные скважины на протяжении 2,5 месяцев выход пара в горную выработку на участке ОПИ не отмечался по пяти из шести ранее зафиксированным участкам выхода пара. По шестому участку выход пара ликвидирован на 97 %. Причиной остаточного незначительного паропроявления на этом участке могут быть большие пустоты за бетонной рубашкой, которые не удалось полностью заполнить имеющимся в наличии объемом состава.

В дальнейшем планируется проведение ОПИ по использованию разработанных составов не

только в качестве изолирующих материалов непосредственно в шахте, но и в качестве потокоотклоняющих составов для паронагнетательных скважин, обеспечивающих перераспределение потоков пара и ликвидацию прорывов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведенных исследований, были разработаны составы для ликвидации прорывов пара и воды из горного массива в выработки нефтешахт и для заполнения пустот в горном массиве в местах возникновения прорыва пара. Сделаны выводы о влиянии отдельных компонентов составов, что позволяет комбинировать их для достижения требуемых характеристик состава. Лабораторные исследования показали высокую эффективность составов с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) с добавлением дисперсного наполнителя – базальтового волокна. Составы работают в широком диапазоне температур (20–200 °С), являются нетоксичными и пожаробезопасными.

По результатам проведенных ОПИ можно заключить, что состав успешно тампонирует трещины и поры в породе и бетонной рубашке, сохраняя свои свойства длительное время, и блокирует прорывы пара. Заполнение больших пустот жидким составом до его гелеобразования несет риски миграции состава, и такие пустоты могут оставаться частично незаполненными, поэтому требуется уточнение технологии закачки состава для заполнения больших пустот, в частности определение необходимых объемов состава, скорости закачки и расположения точек закачки.

В дальнейшем рекомендовано проведение ОПИ для поверхностных паронагнетательных скважин путем обработки “влияющей” нагнетательной скважины гелеобразующим составом с целью блокирования высокопроницаемых каналов для ликвидации острых прорывов, перенаправления пара в ранее непрогретые зоны, что позволит увеличить нефтеотдачу за счет вовлечения в работу новых, менее проницаемых нефтенасыщенных зон.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Пономарев А. Б., Винников Ю. Л. Подземное строительство: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Пермского нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 262 с.
2. Климчук И. В., Маланченко В. М. ООО “МИНОВА”: опыт применения полимерных технологий на горнодобывающих предприятиях России // Горн. пром-сть. 2007. № 4 (74). С. 22–25.
3. Васильев В. В., Левченко В. И. Технология физико-химического упрочнения горных пород. М.: Недра, 1991. 267 с.
4. Васильев В. В. Полимерные композиции в горном деле. М.: Наука, 1986. 295 с.
5. Майоров А. Е., Хамяляйнен В. А. Консолидирующее крепление горных выработок. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. 258 с.
6. Шундулиди И. А., Чубриков А. В., Пуртов В. А., Коржов И. Б. Технология возведения изолирующих, водонепроницаемых и взрывоустойчивых перемычек на шахтах ОАО “Южный Кузбасс” // Уголь. 2005. № 6 (950). С. 33–34.
7. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В. Тенденции и перспективы физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти // Химия в интересах устойчивого развития. 2018. Т. 26, № 3. С. 261–277.
8. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева Л. А., Козлов В. В., Чертенков М. В., Шкрабюк Л. С. Технология “гель в геле”. Увеличение нефтеотдачи тяжелых высоковязких нефтей // Oil & Gas Journal Russia. 2017. № 7 (117). С. 28–34.

Поступила в редакцию 02.11.2024

Принята к публикации 20.11.2024