

УДК 622.276.66  
МРНТИ 52.47.27

## ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ПО ТЕРМОЗАКРЕПЛЕНИЮ RCP-ПРОППАНТА И ТЕРМОРЕАГЕНТНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ПРИЗАБОЙНЫЕ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

**Ф.Э. Сафаров, А.А. Мамыкин, С.А. Вежнин, А.Г. Телин**  
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, РФ

*В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний композиций для воздействия на призабойные зоны скважин. Это смеси неорганических или органических солей, которые при инициации кислотами выделяют тепло и газы. Суть описываемых в работе технологий заключается в закачке двух или трёхкомпонентных составов в скважины таким образом, что на забое и в призабойные зоны скважин между компонентами протекает экзотермическая реакция. Её тепловой эффект может использоваться для различных полезных целей, к которым относятся: растворение асфальтенов смол и парафинов на внутрискважинном оборудовании и в призабойные зоны скважин; разрушение газогидратных пробок; термозакрепление RCP-проппанта для исключения его выноса и порчи подвижных частей центробежных насосов данной скважины. Основным направлением использования представляемых композиций на основе доступных неорганических и органических солей является термозакрепление RCP-проппанта в трещинах гидроразрыва пласта – всего в условиях терригенных коллекторов Волго-Уральского региона произведено около трёхсот скважино-операций. Предложены технические решения для борьбы с поглощением композиций в скважинах с аномально низким пластовым давлением. Другим вариантом применения термореагентных составов в условиях консолидированных коллекторов является увеличение дебита добывающих скважин по нефти вследствие увеличения проницаемости призабойных зон пласта за счет растворения отложений асфальтенов, смол и парафинов, а также увеличения подвижности пластовой нефти за счет снижения её вязкости в результате действия выделяющегося тепла и реакционных газов.*

*Ключевые слова: термореагентные композиции, экзотермическая реакция, гидравлический разрыв пласта, RCP-проппант.*

Освоение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – важный ресурс развития промышленной базы СССР в прошлом. Формировавшийся на этой базе с начала 30-х гг. прошлого века мощный нефтегазовый комплекс играет важнейшую роль для Российской Федерации и сегодня. В общей сложности на территории провинции было обнаружено более 1000 месторождений, особую роль в их открытии играл академик И.М. Губкин. Нефтеносный край обеспечил страну значительными запасами углеводородов, составляющих с начала добычи более 6 млрд т нефти и более 1 трлн м<sup>3</sup> газа. Однако в настоящий момент значительная часть месторождений находится в заключительной стадии разработки, и существует большое количество осложнений при добыче нефти, связанных как с увеличением доли трудноизвлекае-

мых запасов в остаточных запасах нефти, так и со значительным обводнением добываемой продукции. Кроме того, остаточная нефть всегда обладает более высокой вязкостью, по сравнению с первоначальным состоянием. Известно, что в первую очередь из продуктивного пласта добывается более лёгкая подвижная нефть, при этом в пласте остаются остаточные запасы, обогащенные более вязкими и тяжелыми полярными компонентами, смолами и асфальтенами, которые гидрофобизируют поверхность породы-коллектора и призабойные зоны пласта (далее – ПЗП) добывающих скважин, осаждаясь на них. Это приводит к недостижению проектных коэффициентов извлечения нефти и снижению дебитов эксплуатационных скважин в результате коагуляции ПЗП.

В настоящее время ренессансом нефтедобычи на территории Евразийского экономического союза является использование метода гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) для интенсификации добычи нефти. Так была реанимирована Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, которая при традиционных методах добычи нефти рядом крупных ученых к 1990 г. считалась бесперспективной. Сегодня в крупнейших компаниях России «Роснефть» и «Газпром нефть» делается по несколько тысяч операций ГРП в год, и абсолютное большинство новых скважин вводится в действие при помощи этого метода. Причем метод усложняется за счет увеличения количества стадий – портов или трещин, максимальное число которых уже доходит до тридцати на горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе [1]. В ходе этого метода в пласт под большим давлением закачивается расклинивающий агент (проппант), как правило, керамический. Имеющийся в России песок не является альтернативой керамическим проппантам в связи с плохой формой гранул и его слабой прочностью даже после просеивания. При выносе проппанта снижается раскрытость трещины ГРП, увеличивается вероятность разрушения подвижных частей центробежных насосов, эксплуатирующих скважины. Последнее приводит к сокращению межремонтных периодов, простоям скважин, а, следовательно, к потере денег. С целью повышения эффективности операций ГРП, для решения проблемы выноса используются проппанты с покрытием из синтетических смол, отверждающиеся в пластовых условиях. Керамические осмоленные проппанты занимают почти 20% рынка, имеют обозначение RCP-проппант (Resin Coated Proppant) и закачиваются, как правило, на последней стадии проведения ГРП. При изготовлении проппантов данного вида используются преимущественно резольные и/или новолачные фенолформальдегидные смолы. Нанесение смолы осуществляется на проппант, предварительно нагретый до температуры не ниже 160 С, с последующим быстрым охлаждением [2, 3].

Самозакрепление RCP-проппанта происходит при температуре выше 66°С. Если в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции пластовые температуры,

как правило, превышают эту величину, то в Волго-Уральской они зачастую ниже. Поэтому при низких пластовых температурах для его термозакрепления требуется дополнительно обрабатывать ПЗП закачкой экзотермических составов, которые, взаимодействуя между собой, выделяют достаточное количество тепла для сшивки проппантной пачки.

Термозакрепление проппанта производят после проведения операции ГРП, но перед освоением скважины (для недопущения выноса незакрепленного проппанта из трещины). Особая подготовка к операции не требуется, предварительно производится промывка интервала перфорации и нормализация забоя. Продукты взаимодействия терморреагентных пено-солевых композиций (далее – ПСК) хорошо растворимы в воде и не влияют на освоение скважины, которое можно производить сразу после операции термозакрепления, без дополнительной подготовки и осуществления работ. Термозакрепление проппанта после ГРП применяли на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 90-х гг.; в работе [4] описан этот опыт и сама технология термозакрепления RCP в трещине ГРП. Однако особую значимость эта технология приобретает для объектов разработки с температурой до 60°С.

Кроме закрепления проппанта, экзотермические составы применяются для прогрева ПЗП, удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений (далее – АСПО) со стенок скважины и внутрискважинного оборудования, для улучшения фильтрационных характеристик ПЗП [5–10]. Низкие пластовые температуры, высокая вязкость нефти усугубляют проблему отложений АСПО и снижения проницаемости ПЗП. При этом дозирование ингибитора АСПО, скребкование, греющие кабели, специальные покрытия насосно-компрессорных труб, промывки растворителем АСПО, горячей нефтью не всегда эффективно решают проблему. Тема применения термохимических составов для обработки ПЗП известна достаточно давно. Например, еще 70 лет назад в Башкирии применяли обработку смесью соляная кислота + активный металл (магний, его сплав с алюминием) [11]. Отмечалось положительное действие терморазогрева ПЗП перед кислотной обработкой для месторождений с высоковязкой нефтью [9–10]. В этом случае термическое воздействие позволяет

снять диффузионный барьер перед кислотой, затрудняющий её взаимодействие с карбонатной горной породой, а выделяющийся азот создает пенную систему, играющую роль отклонителя при кислотной обработке. В работе [9] представлен подробный обзор различных термохимических систем, применявшихся для разогрева ПЗП, удаления глинистой корки бурового раствора, очистки подводных и надводных трубопроводов, а также оборудования платформ от парафиновых отложений.

Специалисты ООО «Уфимский НТЦ» разработали и запатентовали несколько экзотермических составов [12, 13], способных генерировать тепловую энергию непосредственно в ПЗП. Данные составы в случае их применения на скважине после операции ГРП за счет теплового воздействия инициируют сшивку смолы, которая покрывает соседние зерна пропантной набивки, и это приводит к слипанию зерен по площадям их контакта. Основным реагентом, входящим в состав экзотермических композиций, является нитрит натрия. Его реакции с мочевиной и нитратом аммония в присутствии карбоната натрия приводят к выделению значительных объемов тепла: изменение стандартной энтальпии реакции составляет в первом случае  $\Delta H^\circ = -852$  кДж/моль [12] и  $\Delta H^\circ = -314$  кДж/моль – во втором [13]. Реакция нитрита натрия с мочевиной инициируется соляной кислотой (состав ПСК-2), а с нитратом аммония – лимонной кислотой (состав ПСК-3). Особенностью технологии, а также её отрицательной стороной явля-

ется необходимость подачи компонентов композиции изолированными друг от друга буфером пресной воды оторочками, поскольку взаимодействие компонентов должно осуществляться на забое скважины и в ПЗП.

В скважинах с аномально низким пластовым давлением (далее – АНПД) может происходить поглощение рабочих растворов, что будет сопровождаться снижением эффективности метода. Поэтому для такого случая была разработана композиция ПСК-4. Особенностью композиции является способность к формированию осадка на забое скважины, напротив интервала перфорации осадка. В первую очередь закачивается смесь мочевины и нитрата натрия, активируемая соляной кислотой. В реакции между нитратом натрия и соляной кислотой образуется азотная кислота, которая дает с мочевиной осадок – комплексное соединение, исключающее коррозионное действие азотной кислоты на внутрискважинное оборудование. Далее происходит инициирование термохимической реакции за счёт взаимодействия образовавшегося осадка с закачиваемой во вторую очередь оторочкой нитрита натрия. Стандартная энтальпия реакции из расчета на 1 кг осадка энергоносителя составляет  $\Delta H^\circ = -789$  кДж/моль [13]. Энергетические характеристики разработанных экзотермических составов – стандартные энтальпии реакции, а также максимально достигнутые в промышленных экспериментах температуры и давления, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Энергетические характеристики экзотермических составов

Состав	Стандартная энтальпия реакции ( $\Delta H^\circ$ ), кДж/моль	Максимальная температура реакции, °С	Забойное давление, МПа
ПСК-2	-852	149	18,0
ПСК-3	-314	151	13,7
ПСК-4	-789	119	27,0

#### Внедрение экзотермических составов на нефтяных месторождениях

В общей сложности силами ООО «Уфимский НТЦ» было проведено около 300 операций по термозакреплению RCP-проппанта, преимущественно с использованием состава ПСК-2. Первые опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) с этой композицией были проведены на месторождениях ПАО АНК «Башнефть-Добыча» в 2011 г. При каждой обработке скважины перед закачкой эк-

зотермической композиции на промысле проводили входной контроль реагентов и моделировали теплотворную способность приготовленных на устье компонентов. При их смешении регистрировали температуру, которая во всех случаях превышала 90°С. Это необходимо делать, поскольку, например, вследствие недостаточной концентрации соляной кислоты (в случае её ненадлежащего качества или разбавления при транспортировке) операция может быть unsuccessful, и проппант не закрепится.

Критерием успешности работ считался вывод скважины на постоянный режим работы (15 сут после запуска установки электроприводного центробежного насоса). При отказе насоса по причине выноса проппанта операция признавалась неуспешной. На каждый такой случай формировалась совместная комиссия из представителей ПАО АНК «Башнефть-Добыча» и ООО «Уфимский НТЦ», которые присутствовали при разборе насоса и анализировали причины его поломки. Около 98% всех проведенных операции были признаны ПАО АНК «Башнефть» успешными.

Первые ОПИ технологии термозакрепления РСП-проппанта с составами ПСК-3, ПСК-4 были проведены в 2016 г. в Самарской области на месторождениях АО «Самаранефтегаз». В качестве критериев эффективности принималось:

- отсутствие выноса проппанта непосредственно после нормализации забоя и освоения скважины;
- отсутствие выноса проппанта после ГРП во время вывода скважины на режим (значение количества взвешенных частиц в скважинной продукции (далее – КВЧ) не должно превышать средние значения по объекту/месторождению);
- отсутствие выноса проппанта во время эксплуатации скважины после ГРП (отсутствие отказа глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО) в течение 6 месяцев после ГРП по причине выхода из строя оборудования из-за повреждения проппантом).

По итогам проведенных ОПИ Заказчик принял решение о продолжении внедрения составов на своих месторождениях в 2017 г. с одновременным увеличением количества обрабатываемых скважин. Технологическую эффективность ОПИ оценивали посредством сравнения результатов операций ГРП с использованием экзотермических составов ПСК (ООО «Уфимский НТЦ») и операций без термозакрепления проппанта. Для этого применяли четкие критерии: оценку периода наработки на отказ, по сравнению со средним «базовым» периодом, принятым для конкретного месторождения, а также оценку результатов комиссионного разбора отказов центробежных насосов, эксплуатирующих скважины с ГРП, на наличие проппанта и его частиц. Кроме того, сопоставляли динамику выноса механических примесей (значение КВЧ) в пробах пластовой жидкости из скважин после ОПИ с экзотермическими составами, по сравнению со средним значением КВЧ, принятым для конкретного объекта. В табл. 2 представлена оценка технологической эффективности выполненных работ по термозакреплению проппанта (далее – ТЗП) на месторождениях АО «Самаранефтегаз». Средняя базовая наработка на отказ в скважинах с ГРП, оборудованных электроприводным центробежным насосом (далее – ЭЦН) по месторождениям Самарской области, составляет 1200 сут.

**Таблица 2. Оценка технологической эффективности ОПИ на месторождениях АО «Самаранефтегаз» в период 2016–2017 гг.**

Месторождение	Скважина	Пласт ГРП	Дата ТЗП	Наработка ЭЦН, сут <sup>1</sup>	Заключение об успешности <sup>2</sup>
Боровское	619	Б2	26.05.16	160	Успешно
Боровское	2005	Б2	30.05.16	193	Частично успешно
Боровское	597	Б2	15.08.16	273	Успешно
Утевское	100	А2	17.10.16	629	Успешно
Обошинское	82	А3	11.05.17	1480	Успешно
Боровское <sup>3</sup>	3	Б2	28.05.17	76	Успешно
Ново Аманакское	90	Б2	23.06.17	366	Успешно
Евгеньевское	35	Б0	15.07.17	306	Не определено <sup>4</sup>
Обошинское	87	А3	15.08.17	1210	Успешно
Покровское	3713	Б2	12.09.17	172	Успешно
Якушкинское	491	А3	21.09.17	996	Не определено <sup>5</sup>
Киргизовское	2	А3	22.09.17	136	Успешно

<sup>1</sup> по состоянию на апрель 2021 г.

<sup>2</sup> вынос проппанта не регистрировали ни в одной из операций, отказов ЭЦН не было

<sup>3</sup> проводили геолого-технические мероприятия (далее – ГТМ)

<sup>4</sup> недостижение расчетных параметров ГРП (не достигнут проектный дебит)

<sup>5</sup> недостижение расчетных параметров ГРП. Вынос проппанта при освоении гибкими насосно-компрессорными трубами в ходе завершающих работ после ГРП

Основной причиной отказов при эксплуатации погружного оборудования является заклинивание секций, износ рабочих органов насоса по причине попадания механических примесей, в т.ч. проппанта и его обломков, обладающих высокой абразивной активностью.

Из табл. 2 можно увидеть, что на скважинах с ГРП, обработанных в 2017 г., отказов ЭЦН по причине выноса проппанта не зафиксировано. Результаты комиссионных разборов ЭЦН, извлеченных при ГТМ из скв. 619, 2005, 3 Боровского месторождения, показали отсутствие на приемной сетке и рабочих частях установок зерен и обломков проппанта. По скв. 82, 87 Обошинского, № 491 Якушкинского месторождений наработка ГНО по состоянию на 01.04.2021 г. составляет 1480, 1210 и 996 сут соответственно и продолжает увеличиваться. После ОПИ значительное пересыпание забоя установлено только в скв. 2005 Боровского месторождения (на 12 м), но нужно отметить, что при нормализации забоя проппант не вымывался. Отбивка забоя после проведения ОПИ (при ремонте) на скв. 619 Боровского месторождения показала увеличение забоя на 1 м. Проппанта в скважине также не наблюдалось. Эти данные свидетельствуют об успешном закреплении проппантной пакки в трещине.

Мониторинг выноса механических примесей с продукцией из обработанных скважин после спуска ЭЦН показал, что по всем скважинам после ТЗП в первые месяцы работы отмечалось превышение значений по КВЧ, по сравнению с установленным средним значением по объекту разработки. Необходимо учесть, что, как правило, механические примеси состоят из слагающих породу коллектора частиц, а интенсивность их выноса определяется степенью сцементированности пород, пластovým давлением, величиной депрессии на пласт и т.д. После установившегося режима работы скважин значение КВЧ в добываемой продукции снизилось ниже среднего значения по пласту: скв. 619 Боровское – 159 мг/дм<sup>3</sup>, скв. 597 Боровское – 148 мг/дм<sup>3</sup>. Исключение составляет скв. 2005, на которой значение КВЧ оказалось выше среднего значения – 249 мг/дм<sup>3</sup> за

все время эксплуатации (при среднем содержании механических примесей по пласту Б2 Боровского месторождения 183 мг/дм<sup>3</sup>). В скв. 87 Обошинского месторождения (пласт А3) до проведения ГРП значение КВЧ составило выше 300 мг/дм<sup>3</sup> (при среднем значении КВЧ по пласту – 228 мг/дм<sup>3</sup>), причем проведение ГРП с ТЗП не повлияло на содержание механических примесей в добываемой продукции. Среднее содержание механических примесей по скв. 100 Утевское (пласт А2) составило 137 мг/дм<sup>3</sup> (при среднем содержании механических примесей на соседних куполах по А2 122 мг/дм<sup>3</sup>).

### **Измерение температуры реакции глубинными термометрами**

Важным условием успешности операции термозакрепления RCP-проппанта является достижение температуры на забое скважины выше 66 °С (температура начала сшивки полимерного покрытия RCP-проппанта). В связи с этим производили её контроль спуском на забой термометра-манометра. Замеры температуры были выполнены при обработке скв. 100 Утевского месторождения в 2016 г., скв. 82 – Обошинского, скв. 3 – Боровского месторождений в 2017 г. Показания записи глубинной термобарометрии при проведении ТЗП на скважинах приведены на рис. 1–3.

Отметим, что при ОПИ по термозакреплению проппанта на скв. 82 Обошинского месторождения на забое наблюдалось АНПД (менее 68% от гидростатического), в связи с чем происходило интенсивное поглощение закачиваемых растворов. По этой причине интенсивный рост температуры на забое скважины был недолгим. Это означает, что для аналогичного случая в будущем с целью достижения максимального эффекта от экзотермической реакции, протекающей именно на забое скважины, необходимо применять композицию ПСК-4. Необходимо также отметить курьёзный случай при проведении ОПИ по термозакреплению проппанта на скв. 3 Боровского месторождения. Температура реакции в ходе закачки ПСК-3 превысила 150 °С, что привело к порче глубинного термометра. Однако это успешная и эффективная операция.

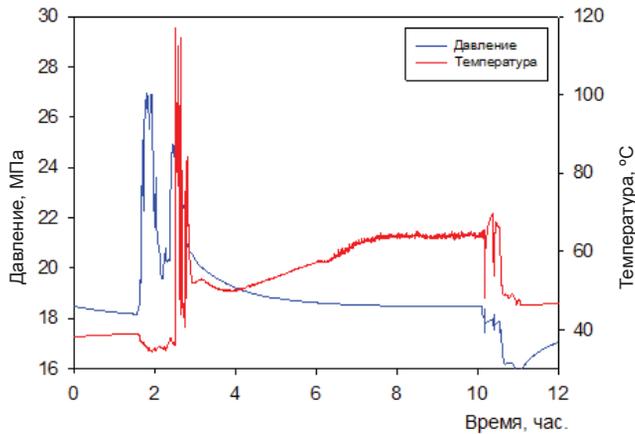


Рисунок 1. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-4 на скв. 100 Утевского месторождения

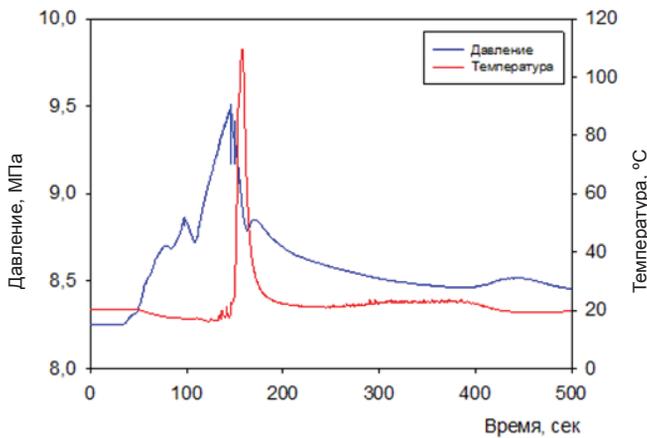


Рисунок 2. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-3 на скв. 82 Обошинского месторождения

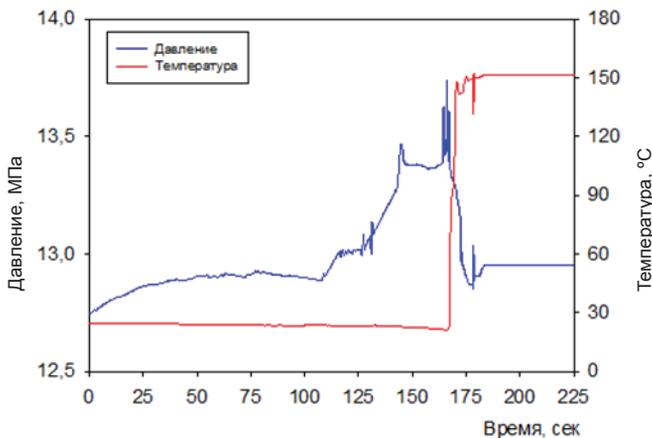


Рисунок 3. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-3 на скв. 3 Боровского месторождения

### Интенсификация добычи нефти за счет термохимии

Как уже ранее отмечалось, возможно применение экзотермических композиций со стороны добывающих скважин. Такой подход позволяет увеличить дебит по нефти за счет растворения отложений асфальтенов, смол и парафинов, что снизит кольматацию ПЗП и повысит её проницаемость. Также происходит увеличение подвижности пластовой нефти за счет снижения её вязкости в результате действия выделяющегося тепла и реакционных газов. Отметим, что на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [5–8] композиции на основе нитрита натрия и мочевины, аналогичные ПСК-2, применялись очень широко. Главным требованием к технологии в таком её применении является наличие консолидированного коллектора, поскольку на рыхлых несцементированных песчаниках (например, пластах группы ПК Мессояхского или Русского месторождений) мы регистрировали падение проницаемости линейных керновых моделей вследствие разрушения кернов.

В данной работе представлена технология увеличения нефтеотдачи пласта (далее – МУН), оказывающая влияние на ПЗП добывающей скважины термореагентными

составами. При этом происходит восстановление коэффициента продуктивности добывающих скважин. При закачке состава наблюдаются эффекты повышения температуры и давления в ПЗП, растворение АСПО, снижение вязкости и увеличение подвижности нефти. Кроме композиции дополнительно закачивается специально подобранное поверхностно-активное вещество (далее – ПАВ) и генератор газа (карбонат аммония). ПАВ-гидрофобизатор увеличивает проницаемость ПЗП для нефти, газогенератор (карбонат аммония) выделяет  $\text{CO}_2$ . Реакционные газы и ПАВ синергично усиливают противоточную капиллярную пропитку и увеличивают коэффициент вытеснения нефти водой за счет впитывания воды в гидрофобный пласт.

Один из случаев реализации подобного подхода с использованием экзотермических составов (аналог технологии ПСК) на одном из месторождений вязких нефтей в Республике Татарстан применяла чешская компания Galexum Technologies AG при содействии ООО «Уфимский НТЦ». На рис. 4 приведена схема операции, связанной с большеобъемной закачкой подогретых растворов нитрита натрия и нитрата аммония, активируемых соляной кислотой, в низкотемпературную залежь вязкой нефти.



Рисунок 4. Схема закачки экзотермических составов в пласт

Эффект дополнительно добытой в результате большеобъемных закачек термохимических композиций нефти зависит как от концентраций реагентов в растворах (чем раствор ближе к насыщенному, тем выше температура и эффект от воздействия), так и от закачанных объемов реагентов, мощности пласта, скорости закачки и т.д. К сожалению, для этой конкретной работы информация по эффекту предоставлена быть не может, однако можно привести результаты других аналогичных работ. Малообъемные закачки подобных растворов, например, на карбонатных отложениях Арланского (каширо-подольские отложения) и Надеждинского месторождений (фаменский ярус), приводили к увеличению дебита скважин по нефти от 20 до 100%, в наиболее успешных случаях (удачный выбор скважины, когда в результате обработки удалось значительно снизить положительный скин-фактор) – до 200% при одновременном увеличении дебита по воде до 20% [9]. Объемы закачки реагентов, приведенные в указанной работе, небольшие (несколько кубов рабочих растворов реагентов), поэтому в случае большеобъемных закачек следует ожидать более значительного эффекта.

Протекание термореагентной реакции сопровождается выделением тепла и газов. ПАВ и газогенератор – это вторичные компоненты технологии. Их роль заключается в активации противоточной капил-

лярной пропитки, которая в гидрофобном коллекторе ничтожно мала. Выделяющийся диоксид углерода совместно с ПАВ усиливают капиллярную пропитку кратно, что приводит к росту коэффициента капиллярного вытеснения нефти.

### Выводы

1. На месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции были успешно испытаны и внедрены разработанные ООО «Уфимский НТЦ» экзотермические составы марок ПСК-2, ПСК-3, ПСК-4 для термозакрепления РСП-проппанта.

2. Показания глубинной термометрии при проведении ТЗП (рост температуры выше 110°C) свидетельствуют о достижении необходимой температуры для закрепления проппанта. Применение составов после ГРП уменьшает вероятность выноса проппанта из трещины, тем самым предотвращая преждевременный отказ погружного ГНО и увеличивая межремонтный период.

3. Предложена технология интенсификации добычи нефти при помощи закачки экзотермических составов разработки ООО «Уфимский НТЦ» за счет увеличения коэффициента продуктивности скважин из-за воздействия термохимии, обеспечивающей (облегчающей) приток нефти в скважину (в результате действия температуры и газов), и растворения отложений АСПО в ПЗП.

### Список использованной литературы

1. Чебыкин Н.В. 30-стадийный прорыв. – Neftegaz.RU, 2017, №6 (66), с. 22–24. // Chebykin N.V. 30-stadijnij proryv [30-stage breakthrough]. – Neftegaz.RU, 2017, No.6 (66), pp. 22–24.
2. Johnson C.K. Tse K.-T. Bisphenol-containing resin coating articles and methods of using same. – US Patent № 5916933A, 1995.
3. Пястолов А.М. Способ получения проппанта и проппант. – Патент РФ №2257465, 2003. // Pjastolov A.M. Sposob polucheniya proppanta i proppant [Method for producing proppant and proppant]. – Patent of RF No.2257465, 2003.
4. Акимов О.В., Гусаков В.Н., Мальцев В.В., Худяков Д.Л. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности ГРП. – Нефтяное хозяйство, 2008, № 11, с. 31–33. // Akimov O.V., Gusakov V.N., Mal'cev V.V., Hudjakov D.L. Potencial tehnologij zakreplenija proppanta dlja povyshenija effektivnosti GRP [Potential of proppant solidification technologies to increase hydraulic fracturing efficiency]. – Neftjanoe hozjajstvo [Oil industry], 2008, No. 11, pp. 31–33.
5. Сафина М., Султанова А. Новые термохимические составы для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: обоснование перспективности и технико-экономического уровня. – Вестник инжинирингового центра ЮКОС, 2002, № 5, с. 46–48. // Safina M., Sultanova A. Novye termohimicheskie sostavy dlja udalenija asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij: obosnovanie perspektivnosti i tehniko-jekonomicheskogo urovnja [New thermochemical compositions for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits: substantiation of the

prospects and technical and economic level]. – [Bulletin of the YUKOS Engineering Center], 2002, No. 5, pp. 46–48.

6. Рагулин В.В., Ганиев И.М., Волошин А.И., Латыпов О.А. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования. – Нефтяное хозяйство, 2003, № 11, с. 89–91. // Ragulin V.V., Ganiev I.M., Voloshin A.I., Latypov O.A. Razrabotka tehnologii udaleniya ASPO s poverhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya [Development of technology for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the surface of oilfield equipment]. – Neftjanoe hozjajstvo [Oil industry], 2003, No. 11, pp. 89–91.

7. Рагулин В.В., Ганиев И.М., Волошин А.И., Кобка Ю., Латыпов О.А. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования. – Вестник инженерингового центра ЮКОС, 2003, № 8, с. 45–47. // Ragulin V.V., Ganiev I.M., Voloshin A.I., Kobka Ju., Latypov O.A. Razrabotka tehnologii udaleniya ASPO s poverhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya [Development of the technology for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the surface of oilfield equipment]. – Vestnik inzhiniringovogo centra YUKOS [Bulletin of the YUKOS Engineering Center], 2003, No. 8, pp. 45–47.

8. Шавалеев Н.М., Латыпов О.А. и др. К методологии выбора технологии предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений и очистки от них нефтепромысловых коммуникаций месторождений нефти ОАО «Юганскнефтегаз». – Башкирский химический журнал, т. 8, № 3, 2001, с. 76–80. // Shavaleev N.M., Latypov O.A. and others. K metodologii vybora tehnologii preduprezhdeniya asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij i ochildki ot nih neftepromyslovyh kommunikacij mestorozhdenij nefti ОАО «Juganskneftegaz» [On the methodology for choosing a technology for preventing asphalt, resin and paraffin deposits and cleaning oilfield communications from them at oil fields of OJSC Yuganskneftegaz]. – Bashkirskij himicheskij zhurnal [Bashkir chemical journal], v. 8, No. 3, 2001, pp. 76–80.

9. Folomeev A. E., Magadiev A. F., Khatmullin A. R. et. al. Acidizing Combined with Heat Generating System in Low-Temperature Dolomitized Wax Damaged Carbonates. – SPE-202069-MS, 2020, 27 p. (<https://doi.org/10.2118/202069-MS>).

10. Телин А.Г. Пути повышения эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах с высоковязкими нефтями. – Труды Междунар. научно-практ. конференции «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами», Атырау, 5–6 сентября 2019 г., т. 1, с. 477–485. // Telin A.G. Puti povysheniya jeffektivnosti soljanokislotnyh obrabotok skvazhin v karbonatnyh kollektorah s vysokovjazkimi neftmami [Ways to improve the efficiency of hydrochloric acid treatment of wells in carbonate reservoirs with high-viscosity oils]. – Trudy Mezhdunar. nauchno-prakt. konferencii «Sovremennye metody razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami i netradicionnymi kollektorami» [Proceedings of the International Scientific and Practical Conference “Modern Methods for the Development of Fields with Hard-to-Recover Reserves and Unconventional Reservoirs”], Atyrau tyrau, September 5–6, 2019, v. 1, pp. 477–485.

11. Логинов Б.Г. Термокислотная обработка нефтяных скважин. – Москва, Гостоптехиздат, 1951. // Loginov B.G. Termokislotnaya obrabotka neftyanyh skvazhin [Thermal acid treatment of oil wells]. – Moscow, Gostoptehizdat, 1951.

12. Телин А.Г., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н. Газообразующий состав для удаления воды и освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. – Патент РФ № 2337125, 2008. // Telin A.G., Latypov A.R., Gusakov V.N. Gazoobrazujushhii sostav dlya udaleniya vody i osvoeniya gazovyh, gazokondensatnyh i neftyanyh skvazhin [Gas-forming composition for removing water and developing gas, gas condensate and oil wells]. – Patent of RF No. 2337125, 2008.

13. Мамыкин А.А., Муллагаллин И.З., Харисов Р.Я. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. – Патент РФ № 2587203, 2016. // Mamykin A.A., Mullagaliln I.Z., Harisov R.Ja. Sposob termohimicheskoy obrabotki prizabojnoj zony plasta [The method of thermochemical treatment of the bottomhole formation zone]. – Patent of RF No. 2587203, 2016.

## РСР-ПРОПАНТТЫ ТЕРМО БЕКІТУ ЖӘНЕ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАР ҚАБАТЫНЫҢ КЕНЖАР МАҢЫ АЙМАҚТАРЫНА ТЕРМОРЕАГЕНТТІК ӘСЕР ЕТУ БОЙЫНША ОПЕРАЦИЯЛАРДЫ ОРЫНДАУҒА АРНАЛҒАН ТЕХНИКАЛЫҚ ШЕШІМДЕР

**Ф.Э. Сафаров, А.А. Мамыкин, С.А. Вежнин, А.Г. Телин**

«Уфалық Ғылыми-Техникалық Орталық» ААҚ, Уфа қ-сы, Ресей

Мақалада қабатқа айдалатын композиция компоненттері арасындағы қабат жағдайында өтетін бірқатар экзотермиялық реакциялардың жылу әсерін пайдалануға негізделген технологияларды енгізу нәтижелері келтірілген. Қол жетімді бейорганикалық және органикалық тұздарға негізделген химиялық қосылыстарды қолданудың негізгі бағыты терригендік коллекторлар жағдайында гидравликалық үзілу қабаттарының жарықтарында (Еділ-Орал аймағында үш жүзге жуық ұңғымалар) РСР-пропантын (полимерлі жабыны бар пропант) термо бекіту болып табылады.

Төмен қысымды ұңғымаларда терморреагенттік композициялардың сіңуіне қарсы техникалық шешімдер ұсынылады. Шоғырландырылған коллекторлар жағдайында терморреагенттік қосылыстарды қолданудың тағы бір нұсқасы асфальтен, шайыр және парафин шөгінділерінің еруі салдарынан қабаттың кенжар аймақтарының өткізгіштігінің артуы, сондай-ақ жылу мен реакциялық газдардың әсерінен оның тұтқырлығын төмендету арқылы қойнауқаттық мұнайдың қозғалғыштығын арттыру болып табылады.

Негізгі сөздер: термо реагентті композициялар, экзотермиялық реакция, қабаттың гидравликалық үзілуі, РСР пропанты.

## TECHNICAL SOLUTIONS FOR PERFORMING OPERATIONS ON RCP-PROPPANT THERMAL FIXING AND THERMOREAGENT IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONES OF PRODUCTION WELLS

**F.E. Safarov, A.A. Mamykin, S.A. Vezhnin, A.G. Thelin**

Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

The article presents the results of the implementation of technologies based on the use of the thermal effect of a number of exothermic reactions occurring in reservoir conditions between the components of the composition injected into the reservoir. The main direction of using chemical compositions based on available inorganic and organic salts is the heat fixing of RCP-proppant (polymer-coated proppant) in hydraulic fractures (about three hundred wells in the Volga-Ural region) in terrigenous reservoirs. Technical solutions are proposed to combat the absorption of thermosetting compositions in wells with low reservoir pressure. Another option for the use of thermosetting compositions in conditions of consolidated reservoirs is to increase the oil flow rate of production wells due to an increase in the permeability of bottomhole formation zones due to the dissolution of asphaltene, resin and paraffin deposits, as well as an increase in the mobility of reservoir oil due to a decrease in its viscosity as a result of the action of released heat and reaction gases.

Key words: thermosetting compositions, exothermic reaction, hydraulic fracturing, RCP-proppant.

### Информация об авторах

**Сафаров Фарит Эрикович** – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела МУН, [safarovfi@ufntc.ru](mailto:safarovfi@ufntc.ru).

**Мамыкин Антон Александрович** – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела РИР и СИ, [mamkinaa@ufntc.ru](mailto:mamkinaa@ufntc.ru).

**Вежнин Сергей Аркадьевич** – начальник отдела МУН, [vezhninsa@ufntc.ru](mailto:vezhninsa@ufntc.ru).

**Телин Алексей Герольдович** – канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, [telinag@ufntc.ru](mailto:telinag@ufntc.ru).

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Россия