

Прорыв пара по высокопроницаемым участкам коллектора и трещинам в горные выработки создает недопустимые условия работы персонала в шахте и приводит к разнообразным техническим осложнениям, повышая паронефтяное отношение, снижая темп отбора нефти и конечную нефтеотдачу. Разработана и испытана технология ликвидации прорывов пара при термошахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения. В технологии использованы химреагенты не представляющие опасности для работников предприятия занятых в обслуживании шахтных выработок.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.В. ЛУКЬЯНОВ
Ю.В. БАРАНОВ

зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
к.т.н., зав. отд. физико-химических методов воздействия на пласт
ОАО «НИИнефтепромхим»

г. Казань

Технология добычи нефти термошахтным методом впервые применена и промышленно освоена на Ярегском месторождении вязкой нефти. Нефтяной пласт Ярегского месторождения залегает на глубине 180-210 м от поверхности и сложен крупнозернистым кварцевым песчаником. Продуктивный пласт характеризуется наличием значительного числа нарушений, (в среднем на каждые 25 метров горной выработки приходится 2-3 тектонические трещины), а также более мелких трещин второго (в среднем 10,6 1/м) и третьего порядков.

Суть термошахтного способа состоит в том, что через кусты нагнетательных скважин, пробуренных из горных выработок, пройденных на 10-15 м выше кровли пласта, закачивается пар температурой 120-140°C при давлении закачки 0,2-0,4 МПа. Сам пласт при этом прогревается до 60-80°C. Это необходимо для снижения вязкости нефти при повышении температуры, что наглядно показано на рис. 1 [1].

Отбор жидкости производится пологовосстающими скважинами, пробуренными из горных выработок, находящихся в подошве нефтенасыщенной части пласта. Нефть откачивают на поверхность после предварительного отделения механических примесей и воды. Термошахтная технология добычи нефти успешно применяется на Ярегском месторождении более 30 лет.

Однако, несмотря на невысокие параметры закачки пара, благодаря густой сетке скважин и трещиноватости пласта, происходит прорыв пара по добывающим скважинам и непосредственно по самим трещинам в горные выработки, что создает недопустимые условия работы персонала в шахте и приводит к разнообразным техническим осложнениям, например к обвалу пород, повышая удельный расход пара, снижая темп отбора нефти и конечную нефтеотдачу.

С целью рациональной выработки нефтяного пласта и обеспечения приемлемых условий на рабочих местах, в шахтных выработках необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ликвидации прорывов пара в добывающие скважины, смежные горизонты и шахтные выработки. Одним из способов ликвидации прорывов пара является создание изолирующего экрана на основе гелеобразующих составов. При разработке технологии ликвидации прорывов пара особое внимание необходимо уделять подбору химреагентов. Их выбор ограничивается тем, что в рудничную атмосферу

шахты, где работают люди, вследствие разогрева пластовых флюидов возможно поступление не только парообразных высших углеводородов, но и продуктов распада и реакции применяемых химреагентов.

В настоящее время известно множество способов изоляции высокопроницаемых участков с помощью осадкообразующих, гелеобразующих, коагулирующих, пенообразующих, эмульгирующих и прочих агентов [2-4]. Но ввиду специфичности двухгоризонтной схемы термошахтной разработки нефтяного месторождения (большой объем проходки горных выработок и бурения нагнетательных скважин в надпластовых породах и добывающих скважин с подошвы пласта, что приводит при закачке пара в пласт к нагреванию массива пласта надпластовых пород и повышению температуры в рабочих зонах галерей, и, как следствие, к нарушению регламентированных норм рудничной атмосферы), основная часть этих методов неприемлема.

В ОАО «НИИнефтепромхим» разработана технология ликвидации прорывов пара при термошахтной разработке нефтяного месторождения с применением гелеобразующей дисперсно-наполненной системы (ГДНС), представляющей собой водный раствор метилцеллюлозы (МЦ) и дисперсно-распределенную в нем древесную муку (ДМ). Как известно [5,6], водный раствор метилцеллюлозы обладает способностью желатинизироваться при повышении температуры, повышая свою вязкость нетекучего желеобразного состояния. Древесная мука при этом выполняет роль наполнителя и способствует улучшению эксплуатационных свойств состава. При продавливании в пласт жидкий ещё ГДНС заполняет пустоты и трещины, а после повышения температуры за счет желатинизации метилцеллюлозы и набухания древесной муки закупоривает их. Применяемые в технологии реагенты не являются токсичными или канцерогенными веществами, и работа с ними не требует особых мер предосторожности.

В результате исследований выявлен оптимальный состав ГДНС, который содержит 2% мас. МЦ и 3% мас. древесной муки марки Т или 180. Отработка технологии проводилась на установке моделирования пластовых процессов при термошахтной разработке нефтяного месторождения.

Исследования велись по следующим направлениям: создание моделей пласта с наиболее близкими к реальным пластовым условиям (трещиноватые коллектора), испытание составов, удовлетворяющих ►

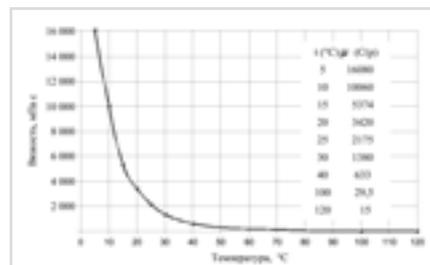


Рис. 1 Зависимость вязкости нефти Ярегского месторождения от температуры

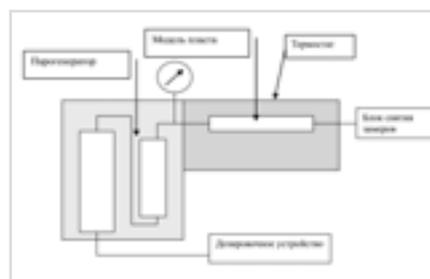


Рис. 2 Принципиальная схема экспериментальной установки

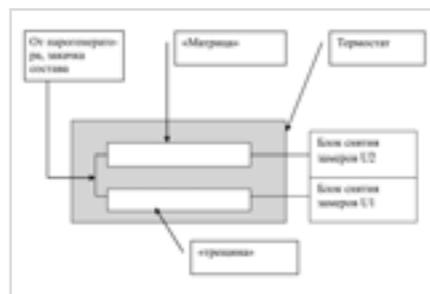


Рис. 3 Принципиальная схема проведения серии экспериментов №2

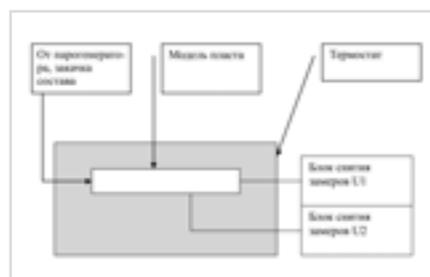


Рис. 4 Принципиальная схема проведения серии экспериментов №3

требованиям промышленной санитарии и обладающих наилучшими изоляционными свойствами.

Первая серия экспериментов производилась с целью оценки принципиальной возможности изоляции раскрытых трещин предлагаемыми реагентами и отработки моделирования пластовых условий (температура, нагнетание пара). Первая серия экспериментов проводилась по схеме (рис. 2).

Модель помещалась в термостат с температурой, равной пластовой. В качестве наполнителя модели использовался крупнозернистый кварцевый песок. Результаты данной серии, приведенные в таб. 1, показали принципиальную возможность изоляции трещин в прогревом пласте составами на основе ГДНС. Но прорыв пара происходил по прохождению не менее 3-5 циклов нагрев-охлаждение. В связи с тем, что композиция на основе ГДНС при высоких температурах желатинизируется, а при комнатной температуре переходит в раствор, был сделан вывод о необходимости проведения экспериментов в непрерывном режиме при стабильной температуре модели пласта в течении 4-5 суток.

Вторая серия экспериментов проводилась с целью оценки возможности снижения проницаемости по трещине после закачки реагента в высокопроницаемую модель (рис.3).

Серия проводилась на параллельных моделях с различной проницаемостью. Модель 1 «трещина» набивалась крупным песком с проницаемостью более 100Д, модель 2 «матрица» набивалась песком с проницаемостью, аналогичной проницаемости нефтенасыщенного кернового материала Ярегского месторождения. Модели помещались в термостат с температурой 50-60°C, прогревались, в модели закачивался состав ГДНС, после чего и производилась продавка паром. При проведении

эксперимента замерялась температура модели, давление на входе в модель и объем конденсата на выходе. Результаты эксперимента, приведенные в таб. 2, показали возможность снижения проницаемости «трещины» реагентами на основе ГДНС более чем в 1000 раз.

Третья серия экспериментов проводилась с целью наиболее полного приближения модели к пластовым условиям; моделировалась трещина, заполненная крупным песком в контакте с низкопроницаемой матрицей породы для определения возможности закачки реагента в трещину без особо сильного влияния на основную часть пласта (рис. 4, рис.5).

Модель данной серии представляет собой нержавеющую трубу, заполненную на 5/6 мелкозернистым песком с проницаемостью 0,2-0,4 Д. Конец модели на 1/6 набит крупным песком с диаметром частиц около 2 мм. По центру модели проходит перфорированная трубка для беспрепятственного доступа состава к крупнозернистому песку, моделирующему трещину. У модели имеется два выхода для оценки отношений выхода конденсата по «матрице» и через «трещину». При проведении экспериментов замерялись температура модели, температура парогенератора, давление пара на входе в модель, количество конденсата на выходах U1 и U2.

Эксперименты проводились следующим образом. До закачки состава на выход U1 прорывался пар. После закачки состава и нагнетания пара на вход модели через перфорацию трубки и мелкозернистый песок конденсат проходил на выход U2, вследствие закупорки крупнозернистого песка. Результаты приведены в таб.3.

Результаты серии показали возможность полной пароизоляции высокопроницаемой части пласта «трещины» реагентами на основе ГДНС, с охватом нагнетания паром

остальной части блока.

Четвертая завершающая серия экспериментов проводилась с целью комплексной проверки составов, обоснованности ▶



Рис. 5 Принципиальная схема модели пласта проведения серии экспериментов №3

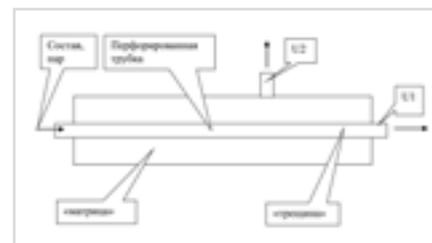


Рис. 6 Принципиальная схема модели пласта серии экспериментов №4

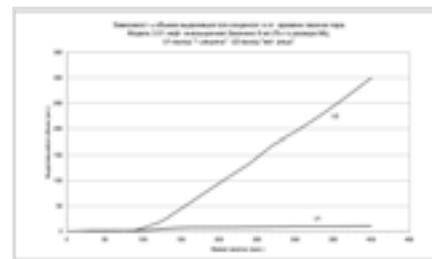


Рис. 7 График зависимости выделившегося объема от времени закачки

№ п/п	Материал пористой среды	Начальная проницаемость, Д	Закачиваемый реагент	Время прорыва пара	Конечная проницаемость, Д	Агент на выходе модели в конце эксперимента
1	Кварцевый песок	6,7	-	28 мин.	6,7	Пар пробил через 28 мин.
2	Древесная мука	-	-	-	0,22	Конденсат
3	Кварцевый песок с 20%rv Древесной муки	2,76	-	-	2,6	Конденсат
4	Кварцевый песок с 30%rv Древесной муки и 5% МЦ от древесной муки	2,23	-	-	2,1	Конденсат
5	Кварцевый песок с 50%rv Древесной муки	1,5	-	-	1,5	Конденсат
6	Кварцевый песок с 30%rv Древесной муки	1,26	2% р-р МЦ 0,5rv	3 дня	0,34	Пар пробил через 30 часов
7	Кварцевый песок с 20%rv Древесной муки	4,4	1,2% р-р МЦ 0,5rv	3 часа	2,17	Пар пробил через 3 часа
8	Кварцевый песок с 30%rv Древесной муки	2,65	2% р-р МЦ 0,5rv	-	1,26	Конденсат
9	Крупнозернистый кварцевый песок с 5%rv Древесной муки	28	2% р-р МЦ 0,5rv	-	0,24	Конденсат непрерывно 84,3 часа

Табл. 1 Результаты серии экспериментов №2 rv –порový объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

модели трещиноватого пласта (проницаемости массива и трещины, температур проведения экспериментов и прокачиваемого пара). Трещина представляет собой перфорированную трубку, заполненную крупнозернистым песком с Квод. 66Д. Массив породы «матрица пласта» моделировался керновым нефтенасыщенным материалом или кварцевым песком с той же проницаемостью, что и у кернового материала (рис.4, рис.6).

При первоначальной подаче на вход модели пар напрямую проходил на выход U1. После закачки реагента в модель и нагрева её до температуры пласта происходила изоляция U1, и жидкость, а через некоторое время пар пробивался на выход U2. Однако изоляция выхода U1 обычно была неполной. Но на U1 выходил лишь конденсат (пар не пробивался).

Результаты экспериментов приведены в таб. 4.

Наиболее характерный график зависимости выделившегося объема от времени закачки приводится на рис. 7

Проведенные эксперименты данной серии показали возможность использования

реагентов на основе МЦ с наполнителем – ДМ, для изоляции прорыва пара по высокопроницаемому участку («трещине») с охватом паронагнетанием более низкопроницаемых частей пласта.

Проведены промысловые испытания технологии на первой нефтешахте Ярегского месторождения. После применения пароизолирующего состава произошло перераспределение фильтрационных потоков, заработали нефтью реагирующие скважины, ранее периодически работавшие паром. Эффект пароизоляции контролировался в течение двух с половиной месяцев. Какого-либо отрицательного влияния от закачки ГДНС в работе остальных добывающих скважин не наблюдалось. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти: Научно-исследовательский и проектный

институт «ПечорНИПИнефть» г. Ухта, Республика Коми, 1996. – 158 с.

2. А.с. 1723091. Пенообразующий состав / Глушченков В.Н., Тюнькин Б.А. и др. – Оpubл. В БИ, 1973, №9.
3. А.с. 446631. Термощахтный способ разработки нефтяных месторождений / Гуров Е.Н., Рузин Л.М. и др. Заяв. 19 сентября 1972 г. Оpubл. В БИ, 1973, №9.
4. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирующее геолого-разведочных скважин: Справочное пособие - М., Недра, 1989.
5. Энциклопедия полимеров. ред. коллегия: В.А.Кабанов и др. Т.2- М., «Советская энциклопедия», 1974
6. Николаев А.Ф., Охрименко Г.И. Водорастворимые полимеры. – Л., Химия, 1979.
7. Инструкция по технологии ликвидации прорывов пара при термощахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения.: ОАО «НИИнефтепромхим» г.Казань, 2001. - 6 с.

№ п/п	Материал модели 1 Кнач1, Д	Материал модели 2 Кнач2, Д	Состав в модели №1	Изменение проницаемости моделей			Время проведения, часы
				Ккон1, Д	Ккон2, Д	Кнач1/Ккон1	
1	Крупнозернистый кварцевый песок 159,0	Кварцевый песок 0,2	1рв 2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	0,08	0,50	1963	98
2	Крупнозернистый кварцевый песок 117,0	Кварцевый песок 0,22	1рв 2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	0,02	0,25	5318	92

Табл. 2 Результаты серии экспериментов №2 рв – поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

№ п/п	Материал 1 «трещина»	Материал 2 «матрица»	Реагент в модели №1	Выход U1, мл	Выход U2, мл
1	Песок Ø1-2 мм	Песок 400мД	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	Конденсат	Прорыв пара через 1 час
2	Песок Ø1-2 мм	Песок 400мД	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	Конденсат	Прорыв пара через 1,1 час

Табл. 3 Результаты серии экспериментов №3 рв – поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

№ п/п	Материал 1 «трещина»	Материал 2 «матрица»	Применяемый состав	Время прорыва пара, мин	U1 конечн, мл	U2 конечн, мл
1	Кварцевый песок Квод=66Д	Кварцевый песок Квод=0,14Д	2% МЦ	180 по U2	281,7	1006,0
2	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ	685 по U2	70,0	150,0
3	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ	165 по U2	11,0	300,0
4	Кварцевый песок Квод=66Д	Кварцевый песок Квод=0,14Д	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	190 по U2	33,0	301,0
5	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	60 по U2	0,0	48,0
6	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	200 по U2	11,3	235,0
7	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	120 по U2	0,0	157,0

Табл. 4 Результаты серии экспериментов №4 рв – поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука