

<https://doi.org/10.3176/oil.1999.4S.06>

## ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИРОДНОГО БИТУМА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. ЧАСТЬ 2

### SPECIFIC FEATURES OF WATER ISOLATION OPERATIONS PERFORMED IN THE MORDOVO- KARMALSKY NATURAL TAR SAND FIELD IN TATARSTAN. PART 2

М. И. СТАРШОВ  
Н. Н. СИТНИКОВ  
Н. Т. ИСХАКОВА

M. STARSHOV  
N. SITNIKOV  
N. ISHAKOVA

Всероссийский нефтегазовый  
научно-исследовательский институт  
им. академика А. Л. Крылова,  
Бугульминский филиал  
ул. Калинина, 71, Бугульма,  
Республика Татарстан,  
423200 Россия

The Krylov All-Russian  
Oil and Gas Research Institute,  
Bugulma Branch  
71 Kalinin St., Bugulma  
Tatarstan  
423200 Russia

*A technology for isolation of ground waters has been developed. Water isolation compounds based on sodium silicate (water glass) – a silicate gel compound SGC and hydrophobic compounds HPhC and HPhC-1 – have been tested. SGC is the best one to be applied in bitumen (tar sand) wells with injectivity of 20 m<sup>3</sup>/h, HPhC and HPhC-1 in wells with 20-30 m<sup>3</sup>/h and over 30 m<sup>3</sup>/h injectivity, respectively.*

Водоизолирующие композиции и составы, используемые в нефтяной промышленности, обычно работоспособны в температурных интервалах до 100–140 °С. Мордово-Кармальское месторождение природного битума (ПБ) разрабатывается с применением тепловых методов, поэтому там требуются водоизолирующие составы, работающие в более широком диапазоне пластовых температур. В этом плане наиболее перспективны составы на основе силиката натрия (жидкого стекла).

Целью работы было создание технологии изоляции подошвенных вод при эксплуатации месторождений ПБ, разрабатываемых с применением тепловых методов воздействия на пласт (внутриплас-

товое горение, паротепловое воздействие, закачка парагаза). Она должна быть применима как на отдельной скважине, так и на группе скважин на залежах ПБ и призвана интенсифицировать добычу БП и ограничить отборы попутно добываемой воды до экономически приемлемого уровня.

### Основные требования при разработке технологического процесса:

- Высокие технико-экономические показатели водоизоляционных работ и существенный рост производительности труда
- Простота технологических схем и их надежность при широком применении
- Работоспособность водоизолирующих составов в широком диапазоне температур
- Высокая степень заводской готовности составов, избавляющая от операций по дозированию и смешению компонентов на устье скважины
- Высокая фильтруемость в терригенные паровые коллекторы
- Соответствие природоохранным нормам для недр и окружающей среды

Водоизолирующие составы на основе силиката натрия наиболее эффективно проявляют свои тампонирующие свойства при контакте с высокоминерализованными пластовыми водами плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup>. Поэтому, чтобы повысить концентрацию солей щелочно-земельных металлов в пластовой системе, в призабойную зону битумных скважин требуется обязательно закачивать оторочки минерализованных пластовых вод и лишь затем – водоизолирующие составы.

Предлагаемая технология основана на порционно-последовательной закачке оторочек минерализованной (пластовой) воды плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup> и реагирующих с ней водоизолирующих композиций.

**Используемые реагенты** выпускаются в промышленных объемах и применяются в нефтяной отрасли. Это:

- Силикат натрия (жидкое стекло) ГОСТ 13078-81. Водный раствор силиката натрия – вязкая жидкость от светло-желтого до желтовато-коричневого цвета плотностью 1,36–1,45 г/см<sup>3</sup>. Водные растворы содержат до 40 % основного вещества, динамическая вязкость при 20 °С составляет 250–400 мПа·с. Жидкое стекло хорошо растворяется в пресной воде. Температура замерзания раствора жидкого стекла минус 10 °С, поэтому его необходимо хранить в закрытых емкостях в помещениях с температурой не ниже температуры замерзания
- Кислота соляная (ГОСТ 857-88) – водный раствор 10–12 %-ной концентрации
- Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) марок 500, 600 и 700 (ОСТ 605-386-80) – натриевая соль простого эфира целлюлозы и гликолевой кислоты. Свойства эфиров целлюлозы зависят от степени

полимеризации, которая отражена в марке КМЦ. Внешний вид – мелкозернистый волокнистый материал белого или кремового цвета. Влажность не более 10 %. Растворимость КМЦ в воде до 98 %. КМЦ нетоксична, поэтому при работе с ней соблюдения особых мер предосторожности не требуется. Хранится КМЦ в закрытых помещениях в условиях, исключающих увлажнение продукта

- Безводный дегазированный ПБ с установки предварительного сброса воды Мордово-Кармальского месторождения

Параметры битумонасыщенных терригенных пластов уфимского яруса, на которые воздействуют тепловыми методами, следующие: глубина залегания до 200 м, толщина пласта не менее 3 м, пористость не менее 18 %, объемная битумонасыщенность не менее 50 %. Продуктивные битумонасыщенные пласты подстилаются водоносными песчаниками, их пористость 15–25 %, проницаемость 0,5–0,25 мкм<sup>2</sup>. Исходная минерализация пластовых вод до 8000 мг/л, плотность 1,002–1,007 г/см<sup>3</sup>.

**Критерии выбора скважин для обработки с использованием предлагаемой технологии** были следующими:

- Скважина находится в водобитумной зоне залежи
- Скважина обводняется подошвенной водой, и в ней нет нарушений обсадной колонны
- Ранее в скважине не проводили гидроразрыва пласта, а давления при обработке призабойной зоны и капитальном ремонте скважин не превышали 0,8  $P_{грп}$  (где  $P_{грп}$  – давление гидроразрыва пласта в конкретной скважине)
- Обводненность скважины 70–98 %

При разработке месторождений ПБ с применением тепловых методов случаются прорывы закачиваемых теплоносителей в водоносную часть пласта. Это снижает эффективность разработки и приводит к потере рабочих агентов. Планируя операции на участке залежи, предпочтительно выбирать для обработки нагнетательную скважину, так как «блокирование» высокопроницаемых обводненных интервалов в нагнетательной скважине больше влияет на характер вытеснения ПБ из пласта, чем аналогичная операция в добывающей скважине. Требования к геолого-техническому состоянию нагнетательных и добывающих скважин аналогичны.

**Критерии эффективности применения водоизолирующих материалов:**

- Малокомпонентность и технологичность приготовления рабочих растворов
- Термостойкость составов в пределах температур более 200 °С
- Сохранение водоизолирующего действия в пластовых условиях в течение минимум четырех месяцев

**Технические решения** предусматривают:

- Глубину обработки призабойной зоны в радиусе 0,5–5 м
- Возможность проведения обработок без подъема оборудования из скважины

Технологический процесс основывается на использовании химических материалов и реагентов, разрешенных к применению в нефтяной промышленности. Концентрацию рабочих растворов и требуемый расход реагентов устанавливают в процессе разработки технологического процесса.

**Технические требования к реагентам и составам на их основе:**

- Хорошая фильтруемость (прокачиваемость) в пористых средах
- Высокая сорбируемость на поверхности горной породы
- Селективность свойств (по возможности), т.е. способность блокировать пути обводнения и не блокировать битумонасыщенные интервалы
- Пассивность к реологическим характеристикам ПБ
- Стабильность и инертность при контакте с минерализованной водой
- Стабильность в широком диапазоне температур и давлений
- Достаточная механическая прочность в пластовых условиях

В качестве водоизолирующих составов были использованы силикат-гелевый состав (СГС) и гидрофобные композиции (ГФК и ГФК-1). Выбор композиции водоизолирующего состава зависит от приемистости скважины перед обработкой и пластовой температуры в ней (табл. 1).

*Таблица 1. Водоизолирующие составы и условия их применения (допустимая пластовая температура в скважине перед закачкой <50°C)*  
**Table 1. Water Isolation Compounds and Their Application Conditions**

Ингредиенты на 1 м <sup>3</sup> водоизолирующего состава, л				Время потери текучести, ч, при температуре пласта, °С			Приемистость скважины перед обработкой, м <sup>3</sup> /ч
Товарное жидкое стекло	Соляная кислота 10 %-ная	Битум	Пресная вода	20	38	50	
Силикат-гелевый состав							
170	50	–	780	9	5	2	до 20
Гидрофобная композиция ГФК							
400	–	600	–	Твердеет в пластовых условиях при температуре выше 100 °С			20–30
Гидрофобная композиция ГФК-1							
400	–	600 + 10 кг КМЦ	–	Твердеет в пластовых условиях при температуре выше 100 °С			>30

Силикат-гелевый состав имеет низкую вязкость (до  $5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ) сразу после приготовления, хорошо фильтруется (прокачивается) в пористых средах, а по завершении гелеобразования приобретает достаточную прочность, обеспечивающую изоляцию воды.

СГС рекомендуется для скважин с приемистостью до  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$  (до обработки) при давлении закачки не выше  $0,8 P_{\text{грп}}$  в скважине. Если значение  $P_{\text{грп}}$  начинает превышать  $0,8$ , закачку рабочих жидкостей прекращают, а скважину промывают чистой водой. Расчетные значения давлений гидроразрыва пласта от глубины залегания битумоносного пласта Мордово-Кармальского месторождения ПБ приведены в табл. 2.

Таблица 2. Зависимость давления от глубины залегания битумоносного пласта, МПа

Table 2. Dependence of Pressure on the Depth of the Bitumen-Bearing Formation, МПа

Определяемое давление	Давление, при глубине залегания пласта, м							
	70	80	90	100	110	120	130	140
Вертикальное горное	1,78	2,04	2,30	2,55	2,80	3,06	3,32	3,57
Горизонтальное горное	0,59	0,68	0,77	0,85	0,93	1,02	1,11	1,19
Разрыв пласта	2,68	2,94	3,20	3,45	3,70	3,96	4,22	4,47

Для скважин, имеющих приемистость  $20\text{--}30 \text{ м}^3/\text{ч}$  (до обработки) и допустимые давления закачки, рекомендуется гидрофобная композиция ГФК, для скважин с приемистостью более  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  – ГФК-1. У нее более высокая вязкость, чем у ГФК, так как в приготовленную смесь безводного ПБ и жидкого стекла товарной концентрации в сухом виде через эжектор добавляют карбоксиметилцеллюлозу.

Чтобы повысить концентрацию солей щелочноземельных металлов в пластовой системе, перед закачкой водоизолирующих составов в скважину предварительно закачивают минерализованную воду плотностью  $1,16\text{--}1,18 \text{ г}/\text{см}^3$  в объеме  $12\text{--}14 \text{ м}^3$ . Во избежание осложнений, в случае скважин с пластовой температурой выше  $50 \text{ }^\circ\text{C}$  объем закачиваемой минерализованной воды необходимо увеличить, чтобы охладить призабойную зону и снизить пластовую температуру минимум до  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Объем закачиваемого водоизолирующего состава зависит от толщины обводняющего пласта и его пористости:

$$V_{\text{зак}} = h_{\text{раб}} q_{\text{зак}}, \quad (1)$$

где  $V_{\text{зак}}$  – объем закачки водоизолирующего состава,  $\text{м}^3$ ;

$h_{\text{раб}}$  – толщина обводняющей части пласта (интервал приемистости), м;

$q_{\text{зак}}$  – удельный объем закачки водоизолирующего состава на 1 м толщины обводняющего пласта, обеспечивающий необходимый радиус обработки (до 5 м от ствола скважины) – определяется по табл. 3

**Таблица 3. Зависимость удельного объема закачки от пористости водоносного пласта**

**Table 3. Specific Volume Injection Dependence on Water-Bearing Formation Porosity**

Пористость водоносного пласта, %	18	20	25	30	35	40
Удельный объем закачки водоизолирующего состава $q_{\text{зак}}$ , м <sup>3</sup> /м	5,0	5,5	7,0	8,5	9,8	11,4

Объем минерализованной воды для создания оторочки и продавки равен

$$V_{\text{в.мин}} = 0,5V_{\text{зак}} \quad (2)$$

где  $V_{\text{в.мин}}$  – объем минерализованной воды, м<sup>3</sup>.

Расчетные объемы водоизолирующего состава и минерализованной воды закачивают в скважину чередующимися порциями в несколько приемов (циклов) по двум технологическим схемам. Обе из них предусматривают обязательную предварительную, до начала изоляционных работ, закачку оторочки минерализованной воды.

#### **Технология закачки СГС (технологическая схема № 1)**

За один цикл в скважину закачивается:

- Буфер пресной воды – 0,2 м<sup>3</sup>
- Порция силикат-гелевого состава – рассчитывается для каждого конкретного случая
- Буфер пресной воды – 0,2 м<sup>3</sup>
- Минерализованная вода – 0,5 объема порции СГС

Количество циклов 2–5. При закачке не допускается роста давления нагнетания выше  $0,8 P_{\text{грп}}$ .

#### **Технология закачки ГФК и ГФК-1 (технологическая схема № 2)**

За один цикл в скважину закачивается:

- Буфер битума – 0,2 м<sup>3</sup>
- Порция гидрофобной композиции – рассчитывается для каждого конкретного случая
- Буфер битума – 0,2 м<sup>3</sup>
- Минерализованная вода – 0,5 объема порции ГФК или ГФК-1

Количество циклов 2–5. При закачке не допускается роста давления нагнетания выше  $0,8 P_{\text{грп}}$ . Последняя порция водоизолирующего состава продавливается в пласт 3 м<sup>3</sup> минерализованной воды.

После закачки СГС скважину закрывают под давлением на двое суток для гелеобразования в пластовых условиях. В скважинах с пластовой температурой ниже 50 °С через двое суток проводят паротепловую обработку призабойной зоны, не допуская роста давления нагнетания пара выше  $0,8 P_{грп}$ .

После закачки ГФК, скважину закрывают под давлением на одни сутки на реагирование, а потом проводят паротепловую обработку, не допуская роста давления нагнетания пара выше  $0,8 P_{грп}$ .

Водоизолирующие композиции готовят на месте, около устья обрабатываемой скважины, используя для этого промысловую технику.

До обработки призабойной зоны водоизолирующими составами в скважинах проводятся следующие исследования:

- Отбирают пробы жидкости и газа на анализ, замеряют дебит скважины и обводненность продукции
- Отбивают забой, замеряют уровень жидкости в скважине
- Поинтервально замеряют температуры по стволу скважины и одновременно закачивают воду с целью выявить принимающие интервалы
- Определяют приемистость скважины на трех режимах работы агрегата ЦА-320М

После закачки водоизолирующих составов снова поинтервально замеряют температуру при закачке воды с целью выявить принимающие интервалы и определяют приемистость скважины на трех режимах работы агрегата ЦА-320М. Первые два месяца эксплуатации еженедельно замеряют дебит жидкости, отбирают пробы жидкости и газа на анализ, замеряют пластовую температуру. Предварительные результаты обработки битумных скважин оцениваются по изменению дебита ПБ и обводненности продукции за три полных месяца работы скважины.

Результат обработки нагнетательной скважины оценивается по изменению профиля приемистости и режимов работы близлежащих добывающих скважин (дебиты, обводненность, пластовые температуры и давления). Продолжительность эффекта от обработки определяется изменением дебита жидкости скважины во времени или снижением обводненности продукции до исходной, которая была до обработки. Общий результат оценивается количеством дополнительно добытого ПБ и снижением отборов попутно добываемой воды.

Опытно-промысловые работы по технологии изоляции подошвенной воды с применением силиката натрия были проведены в скважинах 405, 282<sup>а</sup>, 362<sup>б</sup> и 401<sup>а</sup> Мордово-Кармальского месторождения ПБ. Технология прошла приемочные испытания в АО «Татнефть»; выпущен РД 39-0147585-119-95 «Инструкция по применению технологии изоляции подошвенных вод при эксплуатации месторождений ПБ тепловыми методами композициями на основе силиката натрия» [1–4].

### Скважина 405

Скважина 405 была введена в действие в октябре 1986 г. Средняя обводненность в то время составляла 84,3 %. Со временем обводненность продукции возросла до 99 % и эксплуатацию скважины прекратили. Для ограничения водопритока было решено создать изолирующий экран из силиката натрия и закрепить его цементом. В скважину последовательно закачали 15 м<sup>3</sup> минерализованной воды ( $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$ ), 1 м<sup>3</sup> пресной воды, 30 м<sup>3</sup> водного раствора силиката натрия 5 %-ной концентрации, 1 м<sup>3</sup> пресной воды и 15 м<sup>3</sup> минерализованной воды ( $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$ ). На следующий день блокаду закрепили цементом. Через месяц скважина заработала с дебитом жидкости 1,44 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 72 % и проработала 14 месяцев со средней обводненностью продукции 44–65 %. В ходе эксплуатации призабойную зону скважины неоднократно подвергали паротепловой обработке.

Экранирующий эффект закачки водного раствора силиката натрия сохранялся в течение 14 месяцев – за этот период добыто 145,2 т ПБ. Цель – ограничение водопритока и интенсификация добычи ПБ – была достигнута.

### Скважина 282<sup>a</sup>

В скважине 282<sup>a</sup> были проведены водоизоляционные работы с закачкой СГС. При закрытом затрубье при давлении 2–2,5 МПа в пласт по насосно-компрессорным трубам последовательно закачали 2 м<sup>3</sup> водного раствора жидкого стекла 10 %-ной концентрации, 0,5 м<sup>3</sup> пресной воды, 2 м<sup>3</sup> минерализованной воды ( $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$ ) и 1 м<sup>3</sup> пресной воды.

Поскольку роста давления нагнетания не наблюдалось, в пласт дополнительно закачали 2 м<sup>3</sup> водного раствора жидкого стекла 18 %-ной концентрации, 0,5 м<sup>3</sup> пресной воды и 2 м<sup>3</sup> минерализованной воды ( $\gamma = 1,18 \text{ г/см}^3$ ). Давление нагнетания в конце закачки возросло до 3–3,5 МПа. В процессе закачки с целью лучше внедрить растворы в микротрещины на пласт воздействовали гидроимпульсами, резко стравливая и поднимая давление нагнетания агрегатом ЦА-320М. Скважину закрыли на одни сутки для гелеобразования в пластовых условиях, а затем провели паротепловую обработку.

Геофизическое исследование скважины показало, что закачиваемая вода уходит в интервал перфорации с преимущественным поглощением в интервале 105–107 м. После ВИР скважину запустили в работу под закачку воздуха.

Геофизическое исследование, проведенное через год после ремонта показало, что закачиваемый воздух уходит ниже интервала перфорации, поэтому были проведены повторные водоизоляционные работы с использованием СГС.



Перед обработкой контрольный замер показал пластовую температуру в скважине 110 °С, статический уровень жидкости 36,8 м. Приемистость скважины определяли, закачивая минерализованную воду плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup> для охлаждения призабойной зоны и повышения концентрации солей щелочноземельных металлов в пластовой системе: при трех режимах работы агрегата ЦА-320М приемистость была 12 м<sup>3</sup>/ч при  $P_I = 0,9$  МПа, 19,2 м<sup>3</sup>/ч при  $P_{II} = 1,5$  МПа и 28 м<sup>3</sup>/ч при  $P_{III} = 7$  МПа. После закачки минерализованной воды пластовая температура в скважине равнялась 26 °С.

Призабойную зоны скважины обработали 36 м<sup>3</sup> силикат-гелевого состава. Раствор нагнетали при давлении 2 МПа на третьей скорости работы агрегата. Водный раствор силиката натрия готовили в бункере агрегата ЦА-320М порциями по 6 м<sup>3</sup>. Прокачивая жидкость агрегатом в промежуточную емкость, эжектировали в нее раствор 10 %-ной соляной кислоты в заданных пропорциях. По мере накопления в промежуточной емкости готового СГС его закачивали в скважину – в три цикла по 12 м<sup>3</sup>; каждую порцию перепродавливали тремя кубическими метрами соленой воды в буферах по 0,2 м<sup>3</sup> пресной воды. Скважину закрыли на двое суток на гелеобразование в пластовых условиях.

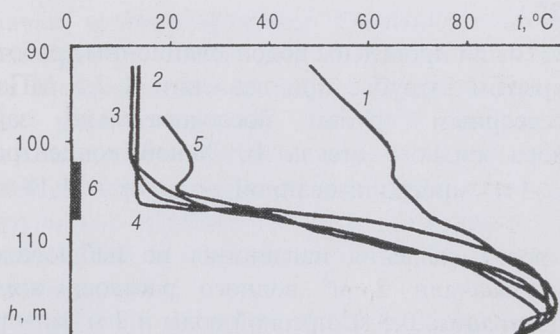


Рис. 1. Термограммы скважины 282<sup>а</sup>. Замеры: 1 – контрольный, 2–4 – при закачке минерализованной воды; 5 – после 30-минутной выдержки (прибор на спуске); 6 – интервал перфорации

Fig. 1. Thermograms of Well 282<sup>a</sup>. 1 – checked measurement, 2–4 – measurement at injection of mineralized water, 5 – measurement after 30-min stand (run instrument), 6 – perforation interval

Последующее геофизическое исследование показало (рис. 1), что после обработки призабойной зоны силикат-гелевым составом закачиваемые воды стали уходить в интервал перфорации, преимущественное поглощение наблюдалось в интервале 103–106 м. Приемистость скважины составила 5,6 м<sup>3</sup>/ч при  $P_I = 1,5$  МПа и 8,57 м<sup>3</sup>/ч при  $P_{II} = 2$  МПа. На третьей скорости работы агрегата замера не производили в связи с резким подъемом давления до 3 МПа, равного  $0,8 P_{грп}$ .

Цель работы – ликвидация ухода закачиваемых рабочих агентов в водонасыщенную часть пласта – достигнута.

### Скважина 362<sup>б</sup>

По данным обследования скважины 362<sup>б</sup> (рис. 2), закачиваемый пар уходил в интервал перфорации и до глубины 124 м, т.е. пласт прогревался паром до глубины 124 м. Температура битумонасыщенной части пласта была 109 °С, подошвы – 120 °С. Установлено, что во время паротепловой обработки призабойной зоны скважины пар прорвался в подошвенную водонасыщенную часть пласта ниже интервала перфорации.

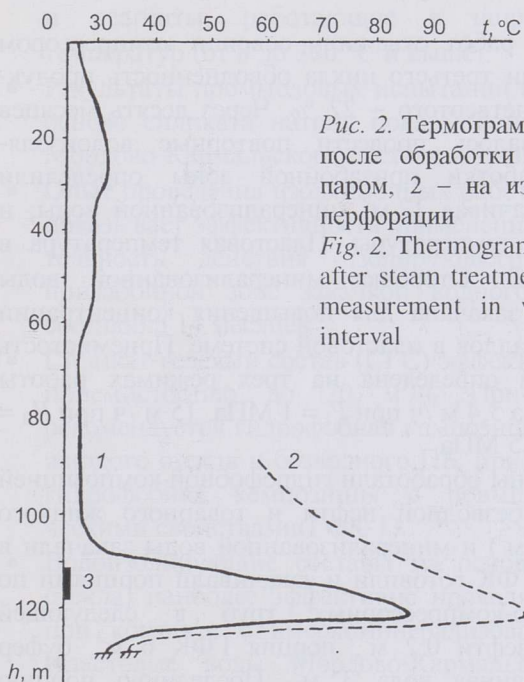


Рис. 2. Термограммы скважины 362<sup>б</sup>. Замеры: 1 – после обработки призабойной зоны скважины паром, 2 – на изливе продукции; 3 – интервал перфорации

Fig. 2. Thermograms of Well 362<sup>b</sup>. 1 – measurement after steam treatment of the bottom-hole zone, 2 – measurement in well flow-cut, 3 – perforation interval

В скважине произвели изоляционные работы силикат-гелевым составом. Порции и тип рабочего изолирующего состава выбрали с учетом коллекторских свойств пласта, характера обводнения скважины, действующих перепадов давлений и температуры призабойной зоны скважины. Рабочий раствор готовили в приемных бункерах агрегата ЦА-320М в следующей последовательности: вначале приготовили 4 м<sup>3</sup> водного раствора силиката натрия 10 %-ной концентрации и после тщательного перемешивания в течение 30 мин, постепенно, при постоянном перемешивании, ввели в него раствор-гелеобразователь – 0,2 м<sup>3</sup> соляной кислоты 10 %-ной концентрации. Смесь перемешивали в

течение 15 мин, а потом закачали в скважину и продавили в призабойную зону  $1 \text{ м}^3$  пресной воды.

Приемистость скважины перед обработкой определяли на трех режимах работы агрегата ЦА-320М. Приемистость составила  $9 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_I = 1 \text{ МПа}$ ,  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{II} = 1,5 \text{ МПа}$  и  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{III} = 2 \text{ МПа}$ . Давление закачки силикат-гелевого состава  $0,5\text{--}2 \text{ МПа}$ , давление продавки  $1\text{--}2,5 \text{ МПа}$ . Скважину закрыли под давлением на сутки для гелеобразования в пластовых условиях.

Исследование скважины после обработки призабойной зоны силикат-гелевым составом показало, что закачиваемый пар уходит в интервал перфорации и до глубины 120 м. Цель работы – ликвидация ухода закачиваемых рабочих агентов в водонасыщенную часть пласта – достигнута.

После водоизоляционных работ скважину освоили компрессором (четыре цикла). По окончании третьего цикла обводненность продукции составила 25 %, после четвертого – 22 %. Через десять месяцев работы скважины потребовалось провести повторные водоизоляционные работы. До обработки призабойной зоны определили приемистость скважины, закачивая  $12 \text{ м}^3$  минерализованной воды, и провели контрольный замер температуры. Пластовая температура в скважине составила  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Оторочка минерализованной воды плотностью  $1,16\text{--}1,18 \text{ г/см}^3$  закачана для повышения концентрации солей щелочноземельных металлов в пластовой системе. Приемистость скважины перед обработкой определена на трех режимах работы агрегата ЦА-320М и составила  $5,4 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_I = 1 \text{ МПа}$ ,  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{II} = 1,2 \text{ МПа}$  и  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{III} = 1,5 \text{ МПа}$ .

Призабойную зону скважины обработали гидрофобной композицией (ГФК), приготовленной из безводной нефти и товарного жидкого стекла. Весь объем ГФК ( $24 \text{ м}^3$ ) и минерализованной воды закачали в скважину за четыре цикла. ГФК готовили и закачивали порциями по  $6 \text{ м}^3$  по колонне насосно-компрессорных труб в следующей последовательности: буфер нефти  $0,2 \text{ м}^3$ , порция ГФК  $6 \text{ м}^3$ , буфер нефти  $0,2 \text{ м}^3$ , минерализованная вода  $3 \text{ м}^3$ . Последнюю порцию композиции продавили в пласт  $3 \text{ м}^3$  минерализованной воды. Растворы нагнетали при давлении  $1,5 \text{ МПа}$  на третьей скорости агрегата. При росте давления до  $4 \text{ МПа}$  в конце обработки перешли на вторую скорость. В конце продавки приемистость скважины составила  $15 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{II} = 1,5 \text{ МПа}$ , и  $30 \text{ м}^3/\text{ч}$  при  $P_{III} = 4 \text{ МПа}$ . Скважину закрыли на реагирование на двое суток.

Геофизические исследования показали, что закачиваемые воды до обработки уходили в интервал перфорации и до глубины 124 м, после обработки – в интервал 116–120 м, т.е. в продуктивный пласт, а приемистость скважины снизилась более чем в два раза.

Цель обработки скважины достигнута.

## Выводы

- В ходе опытно-промышленных работ на Мордово-Кармальском месторождении природного битума разработана технология изоляции подошвенных вод при его эксплуатации тепловыми методами с применением композиций на основе силиката натрия.
- Выбраны реагенты, определены концентрации водоизолирующих составов и некоторые критерии их применения. Разработаны технологические схемы проведения водоизоляционных работ в битумных скважинах.
- Для водоизоляционных работ в битумных скважинах, подвергающихся тепловому воздействию, необходимо использовать составы и реагенты, работающие в широком диапазоне пластовых температур (от 8 до 300 °С и выше).
- Результаты промысловых испытаний водоизолирующих составов на основе силиката натрия показали их эффективность для условий Мордово-Кармальского месторождения.
- Опыт проведения изоляционных работ на скважине 405 убедительно показывает эффективность применения силиката натрия. Продолжительность действия изолирующего экрана, образованного в призабойной зоне закачкой водного раствора силиката натрия, составила 14 месяцев.
- Силикат-гелевый состав (СГС) эффективен для битумных скважин с приемистостью до 20 м<sup>3</sup>/ч. При приемистости 20–30 м<sup>3</sup>/ч рекомендуется гидрофобная композиция (ГФК) на основе товарного жидкого стекла и безводного ПБ, при приемистости выше 30 м<sup>3</sup>/ч – гидрофобная композиция с повышенными структурно-механическими свойствами (ГФК-1).
- Водоизолирующие составы на основе силиката натрия (жидкого стекла) наиболее эффективно проявляют тампонирующие свойства при контакте с высокоминерализованными пластовыми водами. Пластовые воды Мордово-Кармальского месторождения имеют низкую минерализацию, поэтому, чтобы повысить концентрацию ионов щелочноземельных металлов в пластовой системе, предусматривается обязательно закачивать в призабойную зону битумных скважин оторочки минерализованных пластовых вод плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup> и лишь затем – водоизолирующие составы.
- Технологические схемы предусматривают порционно-последовательную, в несколько циклов, закачку чередующихся оторочек минерализованной пластовой воды плотностью 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup> и реагирующих с ней водоизолирующих композиций.
- Используемые реагенты выпускаются в промышленных масштабах и широко применяются в нефтяной отрасли. Технологические схемы приготовления водоизолирующих составов просты и надежны, не требуют сложных операций по дозированию. Составы готовятся на

месте использования непосредственно перед применением. Разработанные композиции работоспособны в широком интервале пластовых температур. Реагенты, используемые в технологии, недороги и нетоксичны

- Технология прошла приемочные испытания и рекомендуется к внедрению.

## **SPECIFIC FEATURES OF WATER ISOLATION OPERATIONS PERFORMED IN THE MORDOVO-KARMALSKY NATURAL TAR SAND FIELD IN TATARSTAN. PART 2**

M. STARSHOV, N. SITNIKOV, N. ISHAKOVA

### *Summary*

This study was aimed at developing a technology for isolation of ground waters when tar sand fields are developed by thermal methods. Process designers considered the following requirements:

- The technical and economic feasibility of the water isolation operations and improvement in the production rate
- Simplicity and reliability of the technical schemes and their potential for widespread use
- Applicability of water isolation composition over a wide temperature range
- Availability of manufactured compounds saving the operators from measuring and blending of components at a wellhead
- High mobility into subsurface porous reservoirs
- Stringency of the requirements on natural resources and environmental protection

Water isolation compounds based on sodium silicate (water glass) considered for this technology reveal their plugging properties most effectively when contacting high-mineral interstitial water of 1.16-1.18 g/cm<sup>3</sup> density. To increase the concentration of alkali-earth metals in the interstitial system, one needs to inject mineralized interstitial waters into the bottom-hole zone of tar sand wells before injection of water isolation compounds.

When natural tar sand fields are exploited using thermal methods, there are interruptions in pumping heat carriers into the water-bearing part of the stratum, lowering the exploitation efficiency and making the injection of working agents nonproductive. In planning operations in some parts of the field, operations in injection wells are preferred, since blocking of high-permeability watered intervals in injection wells affected the character of bitumen production more than an analogous operation in production wells. The geological and technical characteristics of both injection and production wells are the same.

A silicate-gel compound (SGC) and hydrophobic compounds (HPhC, HPhC-1) were applied for water isolation. Selection of a suitable composition depends on well injectivity before exploitation and on the reservoir temperature (Table 1).

The silicate-gel composition has low initial viscosity (up to 5 mPa·s when freshly made), it penetrates well into porous media, and after complete gel formation, the gel is sufficiently strong to keep water from intruding. This compound is recommended to be used in wells with injectivity up to 20 m<sup>3</sup>/h (before treatment) at injection pressures below 0.8 P<sub>frac</sub> (P<sub>frac</sub> – fracture pressure). When the pressure exceeds 0.8 P<sub>frac</sub>, injection of working liquids is stopped, and the well is washed with pure water without restarting the process.

The hydrophobic compound HPhC is recommended to be used in wells with injectivity of 20-30 m<sup>3</sup>/h. For wells over 30 m<sup>3</sup>/h injectivity, it is good to apply the hydrophobic compound HPhC-1. Viscosity of HPhC-1 exceeds that of HPhC because dry carboxymethylcellulose is added to the blend made from water-free bitumen and water glass.

After injection of SGC into a well, it is shut in under pressure in order for the gel to be formed. In wells with reservoir temperature below 50 °C after two days, steam stimulation of the bottom-hole zone is carried out, keeping the pumping pressure in the well below 0.8 P<sub>frac</sub>.

After injection of HPhC, the well is shut in under pressure for a day and then thermally treated, keeping the pressure in the well below 0.8 P<sub>frac</sub> also.

Water isolation compounds are prepared on the spot near well head.

The results of the treatment of an injection well are judged by the changes in the injectivity profile and by the changes that occurred in the nearby production wells (production rates, water cut, reservoir temperature and pressure). The duration of treatment effect is determined by the time it takes to bring the production rate, or of lowering the water cut, down to the level that existed before the treatment. The total result is evaluated by the quantity of additionally produced tar and by the drop in the quantity of co-produced water.

Pilot tests aimed at isolation of bottom water, using sodium silicate according to the technology we developed, were carried out in Wells 405, 282<sup>a</sup>, 362<sup>b</sup>, and 401<sup>a</sup> of the Mordovo-Karmalsky Tar Sand Field. The technology was tested by the workers of the joint-stock company *Tatneft*, and instructions were issued for its application in isolating natural tar sand wells from bottom waters by thermal methods using sodium-silicate-based composition (RD 39-0147585-119-95).

Based on the results of development work using sodium-silicate-based compounds, the following conclusions can be made:

- Suitable chemical agents for water isolation operations have been selected, their concentrations in special compositions determined, and some of their application criteria established. Feasible flow sheets have been developed for water isolation operations in tar sand wells
- Reagents and compounds have to be reliable over a wide reservoir temperature range (from 8 to 300 °C, and more) as they are to be applied in wells where thermal stimulation methods are used
- Field tests have demonstrated the efficiency of sodium-silicate-based compounds in the prevailing conditions at the Mordovo-Karmalsky Tar Sand Field
- The water isolation operations carried out in Well 405 proved the efficiency of the sodium-silicate-based compound applied there. The isolation screen formed in the bottom-hole zone, which was formed by injection of sodium silicate aqueous solution, remained waterproof for 14 months. During this time the well was repeatedly subjected to steam stimulation. Before isolation, the average

water content of the well production was 84.3 %. During the 14 months after isolation, 145.2 t of bitumen and 143.5 t of water were produced, and the average water content of the bitumen was 50.3 %

- The silicate-gel compound SGC is the best one to be applied in bitumen wells with injectivity of 20 m<sup>3</sup>/h; the hydrophobic compound HPhC, made from sodium silicate solution and water-free natural bitumen, is best in wells with 20–30 m<sup>3</sup>/h injectivity, and the hydrophobic compound HPhC-1 with improved structural and mechanical properties, is best in wells with injectivity over 30 m<sup>3</sup>/h
- Water isolation compounds made from sodium silicate have demonstrated that they work most efficiently when contacting interstitial water of high mineral content. Since the interstitial waters of the Mordovo-Karmalsky Field contain only little minerals, the technology applied requires the injection of mineralized interstitial water into the bottom-hole zone before water isolation compounds are pumped in.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Старшов М. И., Ситников Н. Н., Малыхин В. И. Анализ отечественных и зарубежных данных в области водоизоляционных работ при разработке залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами. 3. Водоизоляционные работы на битумных скважинах Мордово-Кармальского месторождения природного битума Республики Татарстан / РНТЦ ВНИИнефть. Бугульма, 1997. Деп. в ВИНТИ 11.04.97. № 1181–В97.
2. Ситников Н. Н., Старшов М. И., Абдулхаиров Р. М., Волков Ю. В. Водоизоляционные работы на Мордово-Кармальском месторождении природного битума при применении тепловых методов разработки // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения. 2-й Междунар. Симп: 23–27 июня 1997 г. Санкт-Петербург: Тез. докл. Санкт-Петербург, 1997. С. 60.
3. Старшов М. И., Ситников Н. Н., Исакова Н. Т., Янгуразова З. А. Анализ отечественных и зарубежных данных в области водоизоляционных работ при разработке залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами. 4. Основные технико-технологические требования к проведению водоизоляционных работ на битумных месторождениях Республики Татарстан / РНТЦ ВНИИнефть. Бугульма, 1997. Деп. в ВИНТИ 30.01.98, № 253–В98.
4. Старшов М. И., Ситников Н. Н., Малыхин В. И., Фахруллин В. И. Анализ отечественных и зарубежных данных в области водоизоляционных работ при разработке залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами. 5. Технологические приемы проведения водоизоляционных работ на битумных скважинах Республики Татарстан / РНТЦ ВНИИнефть. Бугульма, 1997. Деп. в ВИНТИ 30.01.98. № 254–В98.