

<https://doi.org/10.3176/oil.1999.4S.05>

## ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИРОДНОГО БИТУМА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. ЧАСТЬ 1

### SPECIFIC FEATURES OF WATER ISOLATION OPERATIONS PERFORMED IN THE MORDOVO- KARMALSKY NATURAL TAR SAND FIELD IN TATARSTAN. PART 1

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

M. STARSHOV  
N. SITNIKOV  
N. ISHAKOVA  
S. RUSELIK

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

*Characteristics of water influx into reservoirs and wells in the Mordovo-Karmalsky Field in Tatarstan have been investigated. Water isolation operations using polyacrylamide (PAA) "Accotrol S<sub>621</sub>" were carried out in seven wells. PAA water solutions were able to block channels of water influx. The costs of treatment with polymer were relatively small, however, its wide use is limited by the bottom-hole zone temperature.*

Опыт применения различных методов ограничения и изоляции притока пластовых вод в нефтяных и битумных скважинах с помощью синтетических мономерных, олигомерных и полимерных материалов неорганической, органической и элементоорганической природы в России и за рубежом свидетельствует о том, что сред них наиболее предпочтительны селективные водоизолирующие материалы.

Термин "селективный водоизолирующий материал" (СВМ) принят для обозначения такого реагента, который при закачке в нефте-(битумо-) и водоносный пласт образует изоляционный экран в его

водонасыщенной части и не образует такового в нефтенасыщенной. Соответственно, метод, основанный на применении СВМ, называется методом селективной изоляции водопритоков [1]. Такой механизм воздействия СВМ на нефте- (битумо-) и водонасыщенную горную породу особенно желателен при изоляции отдельных обводненных пропластков и подошвенной воды, а также при ликвидации заколонной циркуляции из пластов-обводнителей.

При том, что число работ, посвященных разработке СВМ и технологий их применения [2–5], достаточно велико, общепринятая оценка областей и условий применения методов селективной изоляции водопритоков, основанных на закачке в пласт СВМ, пока не выработана. В работе [6] проанализированы области и условия применения селективных водоизолирующих реагентов. Наиболее изученные и освоенные российской промышленностью методы селективной изоляции и ограничения притока пластовых вод в нефтяные скважины основаны на использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда. Они широко применяются и за рубежом. В качестве водоизолирующих материалов используются в основном гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА).

Гипан селективно закупоривает водонасыщенные поры продуктивного пласта, коагулируя под действием ионов поливалентных металлов солей пластовых вод и сохраняя жидкое состояние в углеводородной среде. Свойства образующегося при этом закупоривающего материала и характер закупорки зависят от ряда факторов: температуры, концентрации раствора полимера, концентрации и природы ионов электролита, проницаемости пород, объема закачки раствора полимера и т.д.

Однако процесс коагуляции гипана обратим. Так, при хранении в пресной воде коагулянт набухает, размягчается и разрыхляется, а при прокачке через предварительно обработанные полимером образцы нескольких объемов пресной воды их проницаемость восстанавливается практически до первоначальной. При концентрации солей менее 160 г/л эффективность изоляции гипаном резко падает [1]; его можно использовать только при высокой минерализации пластовой воды. По данным разных авторов [7–9], эффективность применения гипана варьирует от 28 до 80 %.

В случае пластов со слабоминерализованными водами гипан целесообразно дополнять гелеобразователями, например, предварительно закачивать в пласт 30 %-ный раствор хлористого кальция, а затем последовательно растворы гипана и хлористого кальция. В качестве гелеобразователей можно использовать азотнокислый свинец, хлорное железо, гидро- или дигидрофосфат калия, а также сополимер метакриламида и алкилированного диметилсульфонатом диэтиламиноэтилметакрилата, этилхлоргидрин, продукт поликонденсации толуолиленидиизоцианата с полиоксипропиленгликолем. Это может сделать

гипан более эффективным, но не решит проблемы его применения при низкоминерализованных и пресных водах, характерных для битумных месторождений Татарстана. Кроме того, гелеобразователи гипана в большинстве случаев лишают способ селективности.

Полиакриламид, аналог гипана по химической природе и назначению, можно использовать в чистом виде или в виде частично гидролизованного продукта. Применение растворов ПАА в качестве водоизолирующих агентов основано на его способности селективно влиять на проницаемость пористых сред для природного битума (ПБ) и воды. После обработки пористой среды раствором частично гидролизованного ПАА ее проницаемость для воды снижается в несколько раз без существенного уменьшения проницаемости для ПБ. Решающую роль в этом играет адсорбция молекул полимера на стенках пор. Для положительного эффекта при изоляции необходимо закачивать в пласт большие объемы водных растворов ПАА. Поскольку растворимость ПАА в воде ограничена, приготовление его растворов в промышленных условиях технологически сложно (особенно в зимнее время).

Известны способы селективной изоляции водопритоков с применением вязких нефтей [10], нефтесерноокислотных смесей (НСКС) и тяжелых нефтепродуктов (гудрона, битума). Изоляция притока пластовых вод НСКС обусловлена снижением фазовой проницаемости водонасыщенного интервала для воды, а также механической закупоркой водопроявляющих каналов вязким гудроном. Одновременно с образованием кислого гудрона при взаимодействии серной кислоты с породой пласта образуется гипс. Он создает более прочную тампонирующую смесь, что также улучшает эффект изоляции [11]. Образующийся гудрон вымывается из нефтенасыщенных интервалов, растворяясь в пластовой нефти, что обуславливает селективный характер воздействия НСКС на нефтеводонасыщенный пласт. Однако при закачке НСКС по всей вскрытой толщине продуктивного пласта гипс может откладываться и в нефтенасыщенной зоне, что необратимо снижает ее продуктивность. Это следует учитывать особо, так как массовая доля карбонатности битумоносных пластов достигает 40 и более процентов.

Для селективной изоляции водопритоков с применением неорганических водоизолирующих реагентов используют и неорганические соли: вследствие либо ионного обмена с солями пластовой воды или с предварительно закачанной в пласт жидкостью, либо гидролиза пластовой водой они образуют нерастворимые в воде осадки или гели. Однако в литературе практически отсутствуют данные о промышленных испытаниях таких методов и их эффективности: в реальных пластовых условиях с их помощью трудно создать надежный изолирующий экран. Кроме того, их реализация сдерживается дефицитностью реагентов, их токсичностью.

В последние годы исследователи обратились к силикатам щелочных металлов, в частности к жидкому стеклу [6]. Селективное воздействие водорастворимых силикатов обусловлено их способностью гелировать в присутствии ионов поливалентных металлов, содержащихся в пластовых водах или кислой среде (при предварительной или последующей закачке в пласт кислот, например, соляной), и инертностью к нефти.

Жидкое стекло (силикат натрия) хорошо растворяется в пресной воде. Растворы имеют низкую вязкость, регулируемую в широком диапазоне концентраций силиката. Образующийся гель достаточно прочен для тампонирования пористых сред. Реагент нетоксичен и недефицитен. Основной недостаток водоизоляционных работ (ВИР) с применением силикатов щелочных металлов – низкая эффективность тампонирования слабоминерализованных пластовых вод. Потенциал этого метода изучен еще недостаточно, но хорошие технологические свойства реагента, доступность сырья и возможность получать водоизолирующий эффект обуславливают целесообразность его совершенствования применительно к битумным месторождениям Татарстана.

В качестве селективных водоизолирующих реагентов используют и элементоорганические соединения, особенно производные кремния [12], что обусловлено их способностью вступать в присутствии воды в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием элементоорганических полимеров. Это соединения элементов III, IV и VIII групп Периодической системы химических элементов с электроотрицательностью значительно меньшей, чем у углерода. Они содержат связанные с элементом реакционноспособные по отношению к воде функциональные группы: атомы водорода и галогенов, простые эфирные группы ( $-OR$ ), сложноэфирные группы ( $-OCOR$ ), аминогруппы ( $-NH_2$ ,  $-RHN$ ,  $-NR_2$ ), серасодержащие группы ( $-SH$ ,  $-SO_3H$ ,  $-CNS$ ) и др.

Благодаря большой электроположительности атомов элементов этих групп, их связи с функциональными группами в значительной степени ионизированы и легко гидролизуются водой. При этом в первой стадии гидролиза образуются гидроксилпроизводные элементоорганические соединения, в которых гидроксил связан непосредственно с элементом. Эти соединения в дальнейшем претерпевают поликонденсацию и образуют главную цепь полимерной молекулы, построенной из атомов элемента и кислорода.

В промышленных условиях были опробованы органохлорсиланы, показавшие высокую эффективность. Однако они имеют существенные недостатки – высокую токсичность и агрессивность, обусловленные выделением больших объемов хлористого водорода вследствие их гидролиза влагой воздуха. Широкому внедрению этого метода существенно препятствуют и высокая взрыво- и пожароопасность органохлорсиланов.

Предложенные двухкомпонентные составы, а также органоацетонсиланы обладают комплексом свойств селективного водоизолирующего реагента и выгодно отличаются от органохлорсиланов. Однако практическая реализация способов затруднена из-за отсутствия сырьевой базы для выпуска этого компонента.

Целесообразно разрабатывать водоизолирующие составы на основе более доступного класса кремнийорганических соединений, к которым относятся алкоксипроизводные. Такие композиции практически нетоксичны, обладают низкой коррозионной активностью (в процессе гидролиза выделяют не кислоту, а низшие алифатические спирты), высокими селективными и водоизолирующими свойствами. Алкоксипроизводные кремнийорганических соединений могут применяться в широком интервале пластовых температур (0–200 °С) независимо от степени минерализации пластовых вод и при низкой температуре окружающей среды. Такие соединения гомогенны, отличаются незначительной вязкостью (2–20 мПа·с) и высокой фильтруемостью в пористые среды.

Химическая промышленность производит этиловые эфиры ортокремниевой кислоты – тетраэтоксисилан и продукты его частичной конденсации (техническое название – этилсиликат). Композиции на основе этилсиликата успешно испытаны в ПО «Сургутнефтегаз». Реагент АКОР, представляющий собой смесь этиловых эфиров ортокремниевой кислоты с кристаллогидратом хлорного железа, опробован в промысловых условиях на месторождениях «Краснодарнефтегаза» и оказался высокоэффективным. По данным ВНИИКРнефти, успешность работ достигает 75–80 %. Технологические свойства алкоксипроизводных кремнийорганических соединений, высокая степень заводской готовности реагентов к употреблению, наличие достаточной сырьевой базы для производства и отлаженность технологии их промышленного получения делают возможным их применение на битумных месторождениях Татарстана. Однако, по нашему мнению, в настоящее время сдерживающим фактором будет высокая стоимость реагентов.

Вопросом исследования характера обводнения пластов и скважин Мордово-Кармальского месторождения ПБ Республики Татарстан начали заниматься в 1972 г., когда когда Лениногорское управление повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин приступило к разбурированию битумной залежи согласно технологической схеме разработки, составленной Татарским государственным научно-исследовательским и проектным институтом нефтяной промышленности (ТатНИПИнефть).

Результаты обработки керна, извлеченного при бурении структурно-поисковых скважин, позволили сделать вывод о сплошном интенсивном насыщении ПБ битумоносных песчаников, залегающих в кровельной части продуктивного горизонта. Их толщина достигает 20–

25 м. Ниже по разрезу песчаники наряду с ПБ содержат свободную воду до максимального водонасыщения в подошве горизонта.

Поэтому первая серия скважин была пробурена в сводовой части куполов, где интенсивно битумонасыщенные коллекторы имеют максимальные толщины. В большинстве скважин 168-миллиметровая эксплуатационная колонна была спущена до кровли продуктивного пласта, а сам продуктивный пласт вскрывался из-под башмака колонны открытым забоем на глубину 6–10 м. Из этих скважин ожидали притока безводного ПБ, однако при освоении была получена высокообводненная продукция.

По состоянию на 01.01.76 на месторождении было пробурено 55 скважин в различных частях залежи. Одновременно с бурением и освоением дополнительно изучали характер обводнения скважин и особенности размещения в залежи свободной воды.

Возможные причины обводнения могли быть следующими [13, 14]:

1. Сообщение забоев скважин с водоносными горизонтами, перекрытыми обсадной колонной по негерметичному кольцевому пространству (заколонная циркуляция)
2. Межпластовая фильтрация за счет возможной проницаемости самой “покрышки” лингуловых глин, отделяющих продуктивный пласт от вышележащего водоносного горизонта (“среднеспириферовый известняк”)
3. Попадание воды в призабойную зону коллектора при бурении из ствола скважины
4. Проникновение воды в скважины по трещинам в породах из водоносных пластов, залегающих ниже предполагаемого водобитумного контакта (ВБК) (ниже отметки +42 м)
5. Присутствие свободной воды в пласте выше предполагаемого ВБК (выше отметки +42 м).

Исследования показали, что поступление воды в скважину из верхних горизонтов и при бурении из ствола скважины не может являться причиной массового обводнения продукции скважин, вскрывающих продуктивный горизонт в его кровельной части, т.е. первые три причины были исключены.

Закачка воздуха в скв. 4 с прослеживанием прорыва пластовых флюидов и воздуха в скважины 5 и 7 показала, что проникновение воды по трещинам из водоносных пластов, залегающих ниже предполагаемого ВБК (+42 м), не является причиной массового обводнения продукции. Поэтому в скв. 14, вскрывшей продуктивную и водоносную зоны пласта, в водоносную зону закачали раствор индикатора и после перфорации кровельной части продуктивного пласта при испытании получили слабый приток воды (без признаков индикатора) и вязкого ПБ.

Результаты исследований и низкая проницаемость высококарбонатных песчаников в подошве продуктивного горизонта, переслаивание их с глинами и химический состав отбираемых вод свидетельствовали о том, что предположение о массовом обводнении скважин водами нижних водоносных горизонтов несостоятельно. Согласно данным ТатНИПИнефть, воды, отбираемые при освоении скважин, относятся к содовому типу и в сравнении с водами вышележающих и нижележающих горизонтов содержат значительно больше органического вещества (43,6–53,4 мг/л против 14,6–20,7 мг/л) и сероводорода (до 350 мг/л), что свидетельствует об их длительном контакте с залежью. Поскольку существенное участие посторонних вод в обводнении скважин исключалось, то причиной обводнения были зоны со свободным водонасыщением, залегающие в толще продуктивного пласта.

После детального изучения разреза продуктивного пласта в его толще было выделено три зоны с различными промысловыми и гидродинамическими характеристиками, обусловленными процессами формирования и разрушения залежи [13].

Верхняя зона (толщина до 10–12 м) представлена мелкозернистыми песчаниками. Они имеют пористость 25–32 %, проницаемость до  $1,5 \text{ мкм}^2$  и более чем на 70 % от объема пор и на 9–15 % от массы породы насыщены подвижным ПБ, вязкость которого в пластовых условиях 2–3 Па·с. Средняя зона (толщина до 8–12 м) представлена песчаниками. Их характеризует пониженная пористость (16–25 %) и проницаемость  $0,12\text{--}0,15 \text{ мкм}^2$  и повышенная карбонатность (до 14–16 %), а также насыщение плотным ПБ на 3–7 % от массы породы и на 40–60 % от объема пор. Нижняя зона представлена переслаивающимися с глинами высококарбонатными (до 27 %) песчаниками. Они содержат до 1,0–1,5 % от массы породы нетекучего ПБ, имеют пористость менее 15 %, малопроницаемы, водоносны.

В ходе бурения в пределах верхней высокопродуктивной зоны, в том числе в самой ее кровле, обнаружили прослой с пониженной битумонасыщенностью и было сделано предположение об их возможной водоносности. Ранее в работах Казанского государственного университета (КГУ) такие прослои в высокопродуктивной зоне отмечались по данным разведочных скважин, однако они не ассоциировались с потенциальным увеличением водоносности этих участков. Напротив, считалось, что уменьшение битумонасыщенности в верхней зоне всегда сопровождается пониженной пористостью коллекторов.

Дополнительный анализ керна по разведочным скважинам 73, 75, 78 и 80, выполненный КГУ, показал, что в верхней зоне интенсивного битумонасыщения зачастую отмечаются интервалы пониженного содержания ПБ, причем в большей части скважин это не связано с пониженной пористостью, а напротив, имеет место в образцах с

лучшими коллекторскими свойствами. Известно [13, 14], что мелкозернистые песчаники с пористостью 25 % и проницаемостью около  $1 \text{ мкм}^2$  могут содержать связанную воду, массовая доля которой доходит до 25–30 %. Поэтому правомерно предположить наличие свободной воды в образцах с пористостью 28–33 % при объемной битумонасыщенности меньше 70 % [13].

При анализе образцов керна, отобранных в верхней зоне, часть из них рассыпалась. При 50–60 %-ном от проходки выносе керна естественно предположить, что при бурении не выносятся в основном песчаники водонасыщенных прослоев, имеющие пониженное битумонасыщение. Поскольку рыхлые продуктивные песчаники в пласте сцементированы ПБ с вязкостью 2–3 Па·с, то водоносные песчаники того же пласта, очевидно, рассыпаются при бурении. Водоносная характеристика слабобитумоносных прослоев в кровле верхней зоны доказана также с помощью изучения теплофизических свойств кернов. Наличие водонасыщенных интервалов было подтверждено промыслово-геофизическими исследованиями. При сопоставлении материалов исследования обводнения залежи по площади отмечено, что подошва интенсивно битумонасыщенной зоны, ниже которой горизонт водоносен, в пределах месторождения не располагается в горизонтальной плоскости, а повторяет высотные колебания структуры [13].

В результате исследований, выполненных на Мордово-Кармальском месторождении, было установлено:

1. Большая часть скважин обводнена водами, принадлежащими битумной залежи. При этом высокое обводнение продукции битумных скважин указывает на наличие прослоев со свободной водой в пределах ствола скважины
2. Границы зон свободного водонасыщения по мощности не имеют единой высотной отметки по залежи
3. При общей для залежи закономерности: содержание воды в поровом пространстве возрастает от кровли к подошве – в кровельной части зоны интенсивного насыщения ПБ отмечаются прослои со свободной водой
4. В битумонасыщенных песчаниках с пористостью 28 % и проницаемостью  $0,5 \text{ мкм}^2$  вода становится подвижной при содержании ее в порах около 20 % от их объема. При более чем 30 %-ном содержании воды песчаники отдают только воду [14, 15].

Анализируя результаты испытаний и эксплуатации скважин без применения термического воздействия на пласт можно сделать следующие выводы:

1. В скважинах, давших притоки чистой воды (или воды с пленкой ПБ) при вскрытии равных по толщине и сопоставимых по разрезу

- интервалов пласта, различие в величине притока указывает на разный характер обводнения коллекторов в этих интервалах
2. Малый приток воды может означать, что вскрытый интервал интенсивно насыщен ПБ повышенной вязкости и равномерно насыщен водой, содержание которой в порах критическое (20–30 %). Его достаточно для того, чтобы вода была подвижна при высокой пористости коллектора, но недостаточно для обильной фильтрации (притока) вследствие преимущественного насыщения коллектора вязким ПБ. Слабые притоки воды могут быть получены также на участке резкого снижения коллекторских свойств пласта (ввиду локальной кальцитизации) при высоком насыщении пор водой
  3. Обильные притоки воды связаны с наличием в интервале, вскрытом скважиной, зоны (прослоя) водоносного коллектора с высокой проницаемостью и максимальным насыщением пор водой
  4. Различная величина притока ПБ при равной вскрытой толщине пласта и равной обводненности продукции обусловлена неравномерностью разрушения залежи, выражающейся в локальных аномалиях вязкости ПБ, а также неравномерностью степени вторичной цементации породы и коллекторских свойств

При исследованиях обводнения пластов и скважин Мордово-Кармальского месторождения ПБ были испытаны следующие схемы проведения изоляционных работ:

1. Цементирование (с избыточным давлением и без него) на водной основе
2. Цементирование под давлением на углеводородной основе
3. Закачка гипана с предварительной закачкой оторочки высокоминерализованных вод
4. Закачка растворов синтетических смол ТСД-9 и ГТМ (гидрофобный тампонажный материал)

Оказалось, что приток воды, поступающей из подошвы, может быть успешно ограничен забойным цементированием растворами на водной основе. Для изоляции верхних водоносных прослоев с высокой проницаемостью рекомендовано цементирование под давлением суспензиями на углеводородной основе (дизтопливо).

Цементированием не удалось изолировать от прилегающих водоносных зон продуктивные прослои толщиной менее 4 м и устранить приток воды из интенсивно битумонасыщенных интервалов с равномерно повышенным водосодержанием.

Применение полимерных композиций (гипан, смолы) не дало обнадеживающих результатов, что связано со слабой минерализацией воды, низкой пластовой температурой (6–8 °С) и высоким давлением приемистости (1,5–3,0 МПа) близким к горному ( $\approx 1,7$  МПа) или превышающим его. Последнее обстоятельство обусловило разрывной

характер закачки и эффективный уход легкофильтрующегося полимерного материала по трещинам [13].

Ограничить приток воды удастся лишь при полном отключении водоносных зон или локально обводненных высокопроницаемых прослоев. Локальные водоносные прослои необходимо изолировать при эксплуатации битумных скважин без применения средств увеличения подвижности ПБ, либо если использование обособленных водоносных прослоев для продвижения вводимого агента нецелесообразно.

С 1978 года Мордово-Кармальское месторождение ПБ разрабатывается с применением тепловых методов воздействия на продуктивный пласт (внутрипластовое горение, закачка парагаза, циклическая закачка воздуха, циклическая закачка пара). В процессе эксплуатации призабойная зона битумных скважин неоднократно подвергается воздействиям высоких температур.

Залежь ПБ приурочена к отложениям шешминского горизонта уфимского яруса, к его верхней песчаниковой пачке. Эффективная битумонасыщенная толщина пласта в среднем по залежи равна 8,75 м, массовая битумонасыщенность изменяется от 5,3 до 16,3 % (в среднем 11,6 %). По разрезу максимальная битумонасыщенность приурочена к кровле пласта, особенно в купольных частях. Начальная объемная битумонасыщенность составляет в среднем 82 %. Плотность ПБ – 0,961 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость – 3000 мПа·с. Начальное пластовое давление – 0,4 МПа, начальная температура пласта – 8 °С.

Породы, слагающие продуктивный пласт, значительно различаются по степени сцементированности. Выделяются рыхлые породы – практически пески, несколько спрессованные давлением вышележащих отложений. Они легко крошатся в руках, под микроскопом цемент почти не виден. Пески приурочены к верхней части пачки. Ниже по разрезу появляются слабосцементированные кальцитом песчаники; породы имеют более консолидированный облик, становятся более плотными. Дальнейший прирост цемента вниз по разрезу приводит к частичному запечатыванию порового пространства; породы становятся более плотными и крепкими. Наиболее интенсивно битумонасыщены пески и слабосцементированные песчаники. Основной объем залежи сложен высокочемкими коллекторами с пористостью 25–35 %. Средневзвешенная по залежи пористость составляет 27 %, а проницаемость – 0,520 мкм<sup>2</sup>. Залежь ПБ пластового сводового типа, подстилается по всей площади подошвенной водой. Геологические запасы в 3,73 млн. т сосредоточены на площади 239,1 тыс. м<sup>2</sup>.

Пластовые воды битумной залежи уфимского яруса Мордово-Кармальского месторождения относятся к содовому (щелочному) типу. По основным компонентам они гидрокарбонатно-натриевые или сульфатно-натриево-кальциевые. Исходная минерализация пластовых вод доходит до 8 г/л, плотность – 1,002–1,007 г/см<sup>3</sup>. В процессе

разработки месторождения, после проведения теплового воздействия на пласт, минерализация пластовых вод и значения их водородного показателя изменяются. В пластовой системе образуются локальные участки с аномально низкой (0,2 г/л) или аномально высокой (до 18 г/л) минерализацией пластовых вод [16]. Значения водородного показателя рН изменяются на этих участках от 3 до 10; в естественных условиях эти воды имеют  $\text{pH} = 7,3-9,6$  [17].

После ввода тепла в пластовой системе происходят сложные термохимические реакции между слагающими коллектор породами и минералами и насыщающими его флюидами [17]. В результате этих процессов в пласте формируются гидрохимические зоны. В зависимости от характера воздействия (пар, внутрипластовое горение или их совмещение) минерализация пластовых вод снижается или повышается.

Поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии, ограничение объемов попутно добываемой воды и достижение запланированных уровней добычи ПБ в значительной степени зависят от водоизоляционных работ, тем более что часть фонда эксплуатационных скважин дает продукцию с обводненностью 60 % и более, т.е. в них уже сейчас необходимы водоизоляционные работы.

Прорыв воды в скважины и практически полное их обводнение в подавляющем большинстве случаев происходит задолго до достижения потенциально возможного отбора ПБ из скважин. Это резко снижает темпы текущего отбора ПБ, эффективность действия применяемых технологий, увеличивает нагрузку на системы сбора и подготовки ПБ и усиливает коррозию нефтепромыслового оборудования. Борьба с этими видами обводнения требует избирательного (селективного) отключения обводненных интервалов пласта при сохранении продуктивности битумонасыщенных участков и с учетом требований к охране недр и экологической обстановке района.

Схема проведения селективных водоизоляционных работ в скважинах с перфорированной в интервалах продуктивного пласта обсадной (эксплуатационной) колонной, обводненных подошвенной водой, общеизвестна. Изолирующие составы закачиваются через фильтр скважины. При этом предполагается, что рабочие агенты будут поступать преимущественно в водоносную, более проницаемую часть пласта, где вокруг ствола скважины формируется водоизоляционный экран.

Не исключено, что часть рабочих агентов попадет в интервалы, насыщенные ПБ, что может привести к частичной кольтатации продуктивного пласта. Для предотвращения этого мы предлагаем использовать надувной пакер. Конструкция пакера проста, а принцип работы основан на использовании эффекта перепада давлений, который возникает при закачке через пакер рабочих растворов за счет разности в диаметрах входного и выходного отверстий. Пакер устанавливают в

колонне, напротив продуктивного пласта, а химреагенты закачивают в водоносную часть пласта. В процессе закачки и продавки пакер находится в рабочем (раздутом) состоянии. После закачки водоизолирующего состава рекомендуется последний закрепить цементом.

Мордово-Кармальское месторождение разбурено плотной сеткой скважин (100 × 100 м и менее) и довольно детально изучено, поэтому при бурении новых скважин можно с достаточно высокой степенью достоверности предсказать наличие в разрезе проектной скважины интервала водоносного пласта, залегающего в подошве продуктивной толщи. Мы предлагаем превентивно изолировать такие пласты уже в ходе строительства (бурения) скважин. Это позволит предотвратить преждевременное обводнение битумных скважин подошвенными водами. Сущность предлагаемой технологии заключается в следующем. Ствол скважины до кровли продуктивного пласта бурят по существующей технологии долотом диаметром 215,9 мм под 168 мм эксплуатационную колонну. Интервал от кровли продуктивного пласта до ожидаемого водоносного бурят долотом малого диаметра – 112 мм. После вскрытия водоносного пласта долотом малого диаметра в этот пласт закачивают водоизолирующие материалы и закрепляют их цементной пробкой.

Продуктивный и водоносный пласты вскрывают долотом малого диаметра для того, чтобы исключить кольматацию продуктивного пласта водоизолирующим составом, который закачивается в водоносный пласт. Часть водоизоляционного материала адсорбируется на стенках скважины, однако этот слой будет в последующем снят при расширении ствола. После выдержки, необходимой для затвердевания цемента (ОЗЦ) скважину расширяют долотом 215,9 мм до проектной глубины и спускают эксплуатационную колонну.

При эксплуатации такой скважины в подошве продуктивного пласта будет находиться водоизолирующий экран выбранного радиуса (можно до 5 м и более), который предотвратит поступление воды в скважину из нижележащего пласта. Выбор материала для создания блокады в водоносном пласте – отдельная задача. Геологические условия и технологические особенности разработки Мордово-Кармальского месторождения: низкая начальная температура пласта (+8 °С) в естественном состоянии и высокая (более 200 °С) температура при подходе фронта горения, а также низкая минерализация пластовых вод (практически пресные) – затрудняют выбор химреагентов, удовлетворяющих требованиям охраны окружающей среды. Для таких работ требуются нетоксичные соединения, работающие в широком диапазоне температур.

Анализ применения химических реагентов и соответствующих им технологических приемов проведения водоизоляционных работ даст нам основание высказать предложения и рекомендации о проведении

мероприятий по ограничению водопритоков при разработке битумных месторождений тепловыми методами.

Водоизолирующие составы на основе органических полимеров и смол имеют существенный недостаток – ограничение по температурному рабочему диапазону. Например, при температуре более 70 °С резко снижаются вязкость водных растворов гипана и его адсорбируемость вследствие того, что при высоких температурах улучшается растворяющая способность воды и начинают разрушаться водородные связи. И хотя скорость структурирования при этих температурах растет, образующийся гель имеет низкие структурно-механические свойства. Это ограничивает применимость реагента в высокотемпературных скважинах. При температуре 100 °С из раствора гипана выкипает вода, начинает выделяться аммиак и загущается остаток. При дальнейшем повышении температуры он коксуется. Аналогичными свойствами обладают и водные растворы ПАА; так, 8 %-ный раствор товарного гелеобразного полиакриламида имеет термостойкость всего 130 °С [16]. Температурный диапазон применения реагента ТС-10 (термореактивная фенолформальдегидная смола на основе сложных полимеров) – 50–80 °С, а реагента СНПХ-83 (смесь эпоксидной и фенольной смол) – 20–140 °С.

Олигоорганозтоксихлорсилоксаны (реагенты ТСМ, ТСЭ, ТСФ, ТСК) при взаимодействии с водой любой минерализации в интервале температур 0–200 °С превращаются в неплавкие нерастворимые гидрофобные полиорганосилоксаны, имеющие высокую адгезию к горной породе.

Таким образом, перечисленные выше реагенты, дающие положительные эффекты при ВИР, по нашему мнению, при разработке битумных месторождений тепловыми методами могут применяться очень ограниченно, т.к. при подходе фронта горения пластовая температура превышает 200 °С.

При тепловых методах разработки наиболее перспективны водоизолирующие составы на основе силикатов щелочных металлов. В этом плане силикат натрия (жидкое стекло, ГОСТ 13078-81) является самым подходящим реагентом. Под действием соляной кислоты раствор силиката натрия из геля превращается в нерастворимый кремнезоль. Температурный диапазон применения жидкого стекла очень высок, т.к. диоксид кремния плавится около 1610 °С. Поэтому мы считаем, что основной объем ВИР необходимо проводить с использованием силиката натрия.

Начиная с 1975 г. на Мордово-Кармальском месторождении неоднократно пытались избавиться от попутной воды, проводя забойные цементные заливки. Несмотря на большой объем изоляционных работ, положительные результаты были получены лишь в единичных случаях. Водоносные пропластки и интервалы изолировались в 3-4 приема. Оказалось, что, наряду с водоносными

пропластками в теле залежи и подошвенными водами в битумонасыщенных песчаниках, в поровом пространстве присутствует свободная вода, от которой трудно избавиться традиционными методами, т.к. для этого надо изолировать весь продуктивный пласт.

В связи с этим возникла необходимость использовать тампонирующий материал избирательного характера. В 1987 г. нами были проведены водоизоляционные работы [17] на семи скважинах с использованием полимера «ACCOTROL S<sub>621</sub>». Эти скважины не находились в зоне теплового воздействия, и применение ПАА в данном случае мы считаем правомерным.

Реагент практически не обладает химической активностью по отношению к металлам, кислороду воздуха и воде. При измельчении, растворении и движении процессы электризации не проявляются. Полиакриламиды непожароопасные, невзрывчатоопасные и неядовитые вещества. В товарном виде характеризуются высоким содержанием базового акриламида (более 90 %), незначительным содержанием нерастворимых осадков (менее 0,3 %) и отсутствием сульфата аммония. Поставляемый полимер имеет влажность около 10 %, негигроскопичен, необразивен и практически несжимаем. Имеет молекулярную массу 12 млн. а.е.м. Хорошо растворяется в пресной воде. Продолжительность растворения при температуре 20 °С составляет около 0,5 ч. Относительно удобен при использовании в промышленных условиях.

При правильном применении разбавленные полиакриламидные полимерные растворы представляют собой идеальный материал для контролирования попутной добычи воды, так как после закачки в пласт они ограничивают добычу воды без снижения отборов нефти или ПБ. При их использовании отпадает необходимость определять источник поступления воды и изолировать обрабатываемую зону. Раствор полимера необходимой концентрации готовят на поверхности, в бункере цементировочного агрегата, и закачивают в скважину. Стоимость полимерных обработок сравнительно мала, так как используются растворы с небольшой (примерно 0,15–0,2 %) массовой долей полимера, а стоимость подготовки скважины минимальна.

По данным ТатНИПИнефть, водные растворы полиакриламида «ACCOTROL S<sub>621</sub>» имеют степень гидролиза 17 %. Вязкость 0,15 %-ного раствора ПАА при 20 °С составляет 10 мПа·с, вязкость 0,2 %-ного раствора – 17 мПа·с. Растворы хорошо фильтруются в пористые среды.

При закачке в скважину полиакриламиды абсорбируются на скелете породы и остаются там в виде пленки, притягивающей воду. Поэтому движение воды, которая находится вблизи этой пленки, замедляется вследствие притяжения полимером. В то же время нефть (ПБ) отталкивается, что способствует ее течению через центральную часть поры. Пленка полимера создает для воды дополнительное сопротивление, которое та должна преодолеть, и одновременно служит смазкой для потока нефти (ПБ). По теории динамического удержания,

полимер неэффективен в зоне нескольких десятков сантиметров от ствола скважины и наиболее эффективен на расстоянии более 1,5 м от него.

В промышленных условиях Мордово-Кармальского месторождения растворы полимера готовили в бункерах цементировочных агрегатов ЦА-320М. После определения приемистости скважины в бункерах готовили 6 м<sup>3</sup> раствора полимера, тщательно перемешивая его в течение 20–30 мин, и закачивали приготовленный объем в пласт. После закачки в скважину всего расчетного объема полимера его продавливали в пласт пресной воды. Объем продавки составлял не менее 1/3 от закачиваемого объема полимера. По этой технологии было обработано семь скважин. Массовая доля полимера в водных растворах составляла 0,15 %. Давление закачки поддерживали на уровне 0,5–2,0 МПа, давление продавки – 1,5–2,5 МПа. Полимер закачивали без подъема подземного оборудования. После обработки скважину закрывали под давлением на 24–48 ч для реакции.

На всех семи скважинах, обработанных водным раствором ПАА, получен технологический эффект – снижение дебита по жидкости, ограничение попутной добычи воды.

Оценивая результаты промышленных работ, проведенных на семи скважинах, обработанных водными растворами ПАА, можно сделать следующие выводы:

1. Водные растворы ПАА позволяют эффективно блокировать каналы поступления воды в добывающие скважины, работающие на естественном режиме, при этом снижения отборов ПБ не наблюдается
2. Для обработки водными растворами ПАА необходимо выбирать скважины, работающие и дающие продукцию, – только в этом случае возможны положительные экономически оправданные результаты
3. После закачки и продавки расчетного количества полимера в пласт, необходимо закачать в скважину 6–12 м<sup>3</sup> нефти или дистиллята, чтобы изменить битумонасыщенность призабойной зоны с целью установления контакта скважины с битумной зоной
4. Объем продавки необходимо подбирать таким образом, чтобы полимер находился на расстоянии не менее 1,5 м от ствола скважины, т.е. из расчета 2 м<sup>3</sup> раствора на 1 м обводненной толщины пласта;
5. Перед применением водных растворов ПАА не требуется специально готовить скважину и изолировать обрабатываемую зону
6. Растворами ПАА можно обрабатывать скважины, обводненность которых достигает 99 %, однако метод экономически наиболее целесообразен при обводненности около 70 %

7. Стоимость полимерных обработок сравнительно мала, так как используются растворы с небольшой (0,05–0,15 %) массовой долей полимера
8. Широкое применение водных растворов ПАА ограничивает температура призабойной зоны скважины после обработки паром или при подходе фронта горения: при температуре 90–100 °С полимер деструктурируется.

## SPECIFIC FEATURES OF WATER ISOLATION OPERATIONS PERFORMED IN THE MORDOVO-KARMALSKY NATURAL TAR SAND FIELD IN TATARSTAN. PART 1

M. STARSHOV, N. SITNIKOV, N. ISHAKOVA, S. RUSELIK

### *Summary*

Our experience with the application of various isolation and incursion avoidance techniques to avoid influx of ground water into oil and tar sand wells has shown that selective insulators are preferred. Several synthetic monomeric, oligomeric and polymeric materials of organic, inorganic and elementorganic nature have been tested in Russia and abroad. A lot of work has been done to develop selective water isolation materials and technologies for their application. Nevertheless, there is no commonly accepted way for evaluating the areas and conditions for applying the water influx isolation methods, which are based on injection of selective water isolation materials into the formation. This fact makes the technology selection for Tatarstan Tar Sand Fields very difficult.

The technique based on water-soluble acrylopolymers is the most investigated one and mastered by our domestic industry and also abroad. Hydrolyzed polyacrylonitrile (GIPAN) and polyacrylamide (PAA), made from water-soluble acrylopolymers, have mainly been used as water isolation materials. GIPAN is usable only with formation water having a high salinity, and this fact is very important for Tatarstan tar sand wells.

PAA is an analogue of GIPAN by its chemical nature and functions in a similar fashion. It may be used as a pure compound or in its partially hydrolyzed state. After treatment of some porous materials with a solution of partially hydrolyzed PAA, the water permeability of the material decreases several folds but there is almost no decrease in the permeability for tar (bitumen).

The application of alkali metal silicates, especially of water glass, has been intensively studied during recent years. The mechanism for the selective action of water-soluble silicates lies in their ability to convert into gel in the presence of polyvalent metal ions, that are present in formation water, or in an acidic medium (in the case of pre- or post-treatment with acids), or due to the inertia to oil. The potential for using silicates has not been fully examined yet, but suitable properties of this reagent, its availability, and the possibility for obtaining a good water-isolation effect all speak in support of its use in Tatarstan Tar Sand Fields.

Investigations of the characteristics of water influx into reservoirs and wells in the Mordovo-Karmalsky Field in Tatarstan were started in 1972 when various institutions began drilling there. The results of the investigations were as follows:

- Water influx into most wells occurs due to inherent waters in the tar sand pool. High water content of the well production indicates the presence of some interstitial free water within the well bore;
- Boundaries of the free water saturation zones along the producing horizon do not have the same elevation across the pool;
- A general characteristic across the field is that the water content in the producing horizon increases from top to bottom, but in the top part of the zone, which is highly saturated with tar (bitumen), interstitial free water is observed;
- In tar-saturated oil sands with porosity of 28 % and a permeability of  $0.5 \mu\text{m}^2$ , water probably becomes mobile already when the water content of the pores is about 20 %. When its content exceeds 30 % of the volume of sand pores, only water is produced.

In the Mordovo-Karmalsky Field the initial water incursion into wells, and their full water encroachment take place mostly before the total tar reserves have been produced.

In 1987, water isolation operations using the polymer "Accotrol S<sub>621</sub>" were carried out in seven wells. These wells were not thermally treated, therefore, the application of PAA was justified in every respect. Evaluation of the fieldwork results led to the following conclusions:

- PAA water solutions enable to block channels of water influx into production wells operated under normal conditions. No decrease in production level was noticed;
- After injecting and pressurizing a predetermined amount of the polymer into the well, it is necessary to pump in 6-12 m<sup>3</sup> of oil or distillate to change the level of tar saturation in the bottom-hole zone with the aim of establishing contact between the well bore and the tar zone;
- The amount of the injected polymer has to be calculated considering the need for keeping the substance at a distance of 1.5 m from the borehole shaft;
- The costs of treatment with polymer are relatively small since the polymer content of solutions is very low (0.05-0.15 wt.%). Wide use of PAA water solutions is however limited by the bottom-hole zone temperature when steam stimulation is used or a combustion front is approaching. This polymer decomposes at 90-100 °C.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Маляренко А. В., Земцев Ю. В.* Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987 (Сер. Нефтепромысловое дело : Обзор. инф. / ВНИИОЭНГ. Вып. 1).
2. *Газизов А. Ш., Баранов Ю. В.* Применение водорастворимых полимеров для изоляции притока вод в добывающих скважинах. – Там же. 1982.

3. Петухов В. К., Газизов А. Ш. Состояние и перспективы применения химических реагентов для ограничения притока вод в скважины. – Там же. 1983.
4. Поддубный Ю. А. и др. Эффективность применения водоизолирующих материалов в нефтяных скважинах. – Там же. 1985.
5. Алексеев П. Д. Повышение эффективности изоляционных работ на основе геолого-математического обоснования выбора скважин. – Там же. 1982. Вып. 23.
6. Старшов М. И., Ситников Н. Н., Исхакова Н. Т. Анализ отечественных и зарубежных данных в области водоизоляционных работ при разработке залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами. 1. Аналитический обзор / РНТЦ ВНИИнефть. – Бугульма, 1997. Деп. в ВИНТИ 11.04.97, № 1179–В97.
7. Матвеев Ю. М., Князев В. Н. Применение ремонтно-изоляционных работ в НГДУ “Арланефть” // Нефтепромысловое дело. 1983. Вып. 7. С. 6–7.
8. Макеев Г. А. Состояние и пути совершенствования методов воздействия на призабойную зону скважин на нефтяных месторождениях Белоруссии // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1983. № 9. С. 17–21.
9. Гибадуллин Р. Т., Муслимов Р. Х., Халгурин В. Г. Избирательные способы водоизоляционных работ // Нефтяное хозяйство. 1985. № 6. С. 40–44.
10. А.с. 1645477 СССР, МКИ<sup>4</sup> Е 21 В 43/22. Способ изоляции подошвенных вод в нефтяных скважинах / К. К. Мазитов, М. И. Старшов, Л. Г. Нуриахметов, А. М. Рудаков (СССР). № 4689677/03; Заявлено 03.04.89; Опубл. 30.04.91, Бюл. № 16.
11. Глузов И. Ф. и др. Применение нефтесернокислотной смеси для ограничения притока вод в добывающие скважины. М.: ВНИИОЭНГ, 1985.
12. Клеценко И. И. Применение кремнеорганических жидкостей для водоизоляционных работ в скважинах // Нефтяное хозяйство. 1989. № 3. С. 53–56.
13. Грайфер А. И., Шумилов В. А., Каменев В. Н. Организация и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1979.
14. Ситников Н. Н., Старшов М. И. Анализ отечественных и зарубежных данных в области водоизоляционных работ при разработке залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами. 2. Особенности и характер обводнения пластов и скважин Мордово-Кармальского месторождения природного битума / РНТЦ ВНИИнефть. – Бугульма, 1997. Деп. в ВИНТИ 11.04.97, № 1180–В97.
15. Шалин П. А., Старшов М. И. Некоторые аспекты освоения битумоносных пород уфимских отложений Татарии // Горючие сланцы. 1988. Т. 5, № 3. С. 252–257.
16. Рахманкулов Д. Л., Злотский С. С., Мархасин В. И. и др. Химические реагенты в добыче и транспорте нефти : Справ. изд. – М.: Химия, 1987.
17. Старшов М. И., Ситников Н. Н., Мальхин 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. ДСП. в ВИНИТИ 11.04.97, № 1181–В 97.

Presented by A. Krichko  
Received October 24, 1998