

УДК 622.276(470.13)

Никитин М.Н., Петухов А.В.

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург, Россия, maratnik1@ya.ru

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ

Рассмотрены особенности обводнения добывающих скважин нефтяных месторождений, связанных с трещиноватыми коллекторами. Для повышения эффективности извлечения высоковязких нефтей Ярегского и Усинского месторождений предложено проведение опытно-промышленных работ с применением эффективного гелеобразующего состава на основе силиката натрия с целью ограничения поступления пластовых вод в добывающие скважины и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Приводятся результаты лабораторных фильтрационных экспериментов с использованием разработанного гелеобразующего состава, обосновывается возможность его применения не только на залежах высоковязких нефтей, но и на залежах традиционных нефтей, связанных со сложными трещиноватыми коллекторами различного литологического состава.

Ключевые слова: *высоковязкие нефти, сложнопостроенные коллекторы, трещиноватость пород, гелеобразующие составы, фактор сопротивления, селективность.*

На сегодняшний день многие нефтяные месторождения России находятся на завершающей стадии разработки. По мере увеличения степени выработки продуктивных пластов все более актуальной становится задача ограничения притока воды к забоям добывающих скважин. Особенно остро эта проблема проявляется при разработке залежей тяжелых высоковязких нефтей, связанных со сложными трещинными коллекторами. Как показывает опыт разработки месторождений нефти Тимано-Печорской провинции, трещиноватыми в равной степени могут являться продуктивные пласты, представленные как карбонатными, так и терригенными породами [Петухов, Никитин, Уршуляк, 2010]. Трещинными являются породы-коллекторы, слагающие основные залежи крупнейших по запасам месторождений высоковязкой нефти Тимано-Печорской провинции, разрабатываемых тепловыми методами: Ярегского и Усинского (нижнепермско-среднекаменноугольная залежь). Анализ разработки этих залежей свидетельствует о том, что трещины являются основными каналами движения пластовых вод и прорыва закачиваемого теплоносителя к добывающим скважинам, что обуславливает необходимость постоянного применения специально разработанных составов, способных эффективно их запечатывать. Большинство составов, применяемых для ограничения притока воды в добывающих

скважинах и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах, малоэффективны в условиях трещинных коллекторов из-за их неспособности удерживаться в высокопроницаемых трещинах или являются довольно дорогостоящими. В связи с этим была поставлена задача разработать гелеобразующий состав, способный эффективно изолировать высокопроницаемые трещинные каналы движения пластовых и закачиваемых вод в продуктивных песчаниках Ярегского и карбонатных коллекторах Усинского месторождений. Этот состав должен выдерживать высокие температуры закачиваемого в пласт с целью увеличения нефтеотдачи теплоносителя (пара) и одновременно не должен быть дорогостоящим.

Длительное изучение геологического строения продуктивных ярегских кварцевых песчаников III пласта, многочисленные визуальные наблюдения в горных выработках при шахтной разработке месторождения, а также данные разведочных и эксплуатационных скважин показали, что лежащие на протерозойском фундаменте среднедевонские терригенные отложения осложнены многочисленными дизъюнктивными дислокациями, разбивающими нефтенасыщенный III пласт на множество блоков [Петухов, 2002]. Распространенность нарушений определяется их вскрытием в среднем через каждые 25 м горной выработки, ориентировка их разнообразна. Наряду с основными системами - продольными (северо-западными) и поперечными (северо-восточными), широко распространены и диагональные (широтные и меридианальные) системы. Угол падения нарушений изменяется от 60° до 90°. Протяженность нарушений по простиранию не превышает нескольких десятков, иногда сотен метров. Реже эта величина доходит до 1 км и более. Кроме крупных тектонических нарушений, выявлено значительное количество трещин различной величины и ориентации, которые разбивают продуктивные песчаники III пласта на еще более мелкие блоки. Характер заполнения трещин весьма разнообразен. Они бывают заполнены глиной, рыхлым песком, а также обломками осадочных пород, что значительно изменяет их флюидопроводящую способность. Продуктивный III пласт залегает на глубинах до 220 м и сложен песчаниками средне- и верхнедевонского возраста. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина III пласта – 26 м. Средняя пористость нефтенасыщенных песчаников – 25%, а средняя их проницаемость – 2,0 мкм². Нефть, насыщающая III пласт, характеризуется аномально высокой вязкостью, достигающей 10000-12000 мПа·с при начальной пластовой температуре 6-8°C. Начальное пластовое давление – 1,0-1,3 МПа. Плотность нефти в пластовых условиях – 933 кг/м³, дегазированной – 945 кг/м³. Нефть малосернистая (до 1,1% масс.), малопарафинистая (0,5%) и не содержит бензиновых

фракций.

Залежь высоковязкой нефти Усинского месторождения залегает на глубине 1100-1500 м и также содержит нефть аномально высокой вязкости в сложных карбонатных коллекторах трещинно-каверново-порового типа, представленных органическими известняками среднекаменноугольно-раннепермского возраста [Рузин, Чупров, 2007]. Залежь сводовая, массивного типа, подстилается подошвенной водой, этаж нефтеносности достигает 350 м. Размеры залежи – 16 × 8,5 км. В разрезе залежи выделено 13 продуктивных пачек, объединенных в три эксплуатационных объекта: нижний (пачки I-V), средний (пачки VI-VIII), верхний (пачки IX-XIII). Средняя нефтенасыщенная толщина залежи - 51,3 м, средняя пористость (по керну) – 19,8%, средняя проницаемость (по керну) - 0,034 мкм². Пластовая нефть - высоковязкая, среднее значение вязкости - 710 мПа·с, плотность - до 940 кг/м³. При начальном пластовом давлении 14,3 МПа среднее давление насыщения составляет 7,74 МПа. Среднее газосодержание нефти - 23,1 м³/т. Нефть относится к классу сернистых (до 2,0% масс.), малопарафинистых (до 0,33% масс.), высокосмолистых. При изучении сложнопостроенного массивного карбонатного резервуара среднего карбона - нижней перми Усинского месторождения, содержащего самую крупную в Тимано-Печорской провинции залежь тяжелой высоковязкой нефти, были выделены локальные участки, в пределах которых в карбонатных породах широко развиты трещиноватость и карст [Петухов, 2002]. Трещины (открытые и заполненные минеральным веществом) преимущественно вертикальные, образуют две взаимно перпендикулярные системы. Иногда они группируются в три, а в отдельных интервалах - в четыре системы. Две взаимно перпендикулярные системы трещин являются сквозными для всего разреза. Протяжение этих трещин в то же время ограничивается контактами «слоев» породы. Выявленные трещины являются литотектоническими, их плотность обусловлена вещественным составом и структурой пород данного разреза, а также особенностями разрядки тектонических напряжений в процессе образования складки. Плотность литотектонических трещин одной системы составляет 10-15 1/м, а суммарная колеблется от 20 до 30 1/м. Кремнистые и окремнелые разности известняков характеризуются повышенной трещиноватостью. Трещиноватость отдельных интервалов разреза усиливается появлением собственно тектонических трещин. Эти трещины не ограничиваются контактами элементарных «слоев». Они могут рассекать 2-3 слоя. Тектоническое происхождение таких трещин подчеркивается зеркалами скольжения на их стенках, большей прямолинейностью следов, более высокой общей плотностью, которая может достигать 100 1/м и более.

Существует множество классификаций сложных трещиноватых коллекторов, основанных на различных признаках: морфологических, генетических, структурных, литологических и др. Например, К.И. Багринцева [Багринцева, 1982] на основе анализа корреляционных зависимостей предложила оценочно-генетическую классификацию, в которой различие фильтрационно-емкостных свойств увязано с литогенетическими типами пород, текстурно-структурными особенностями и условиями формирования пустотного пространства. Разработанная ею классификационная схема отражает существенное различие коллекторов трещинного и смешанного типов. На основании изучения пустотного пространства К.И. Багринцевой была предложена схема, включающая шесть основных типов трещинных коллекторов (рис. 1). Однако, в процессе разработки залежей нефти, связанных со сложными трещинными коллекторами, важно показать не определенные различия в строении пустотного пространства разных типов коллекторов, а, наоборот, отметить общие закономерности фильтрации флюидов в порах и трещинах, а также подчеркнуть особенности массообменных процессов между матрицей коллекторов и открытыми трещинами за счет процесса капиллярной пропитки.

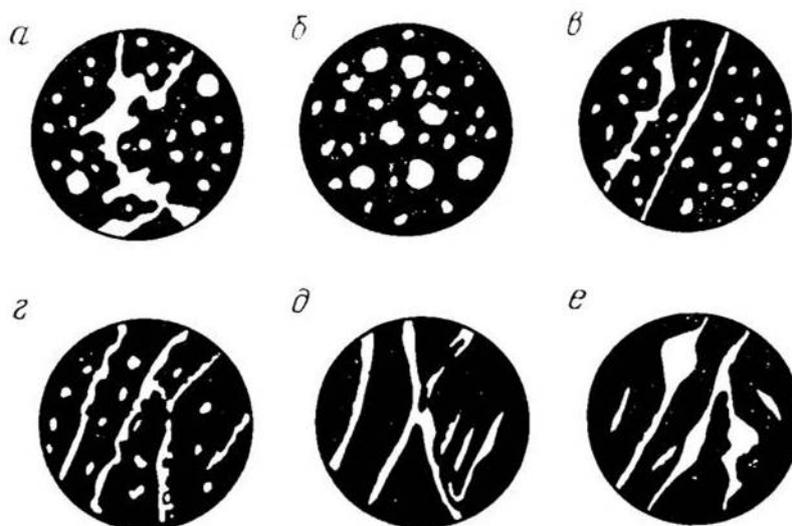


Рис. 1. Строение пустотного пространства в породах-коллекторах различных типов
(по К.И. Багринцевой, 1982)

Типы пород-коллекторов: а – каверно-порового; б – порового; в – трещинно-порового; г - порово-трещинного; д – трещинного; е – каверново-трещинного.

Поэтому, несмотря на заслуги различных исследователей, разрабатывающих классификации трещинных коллекторов, и получивших новые очень важные данные о фильтрационно-емкостных свойствах, мы, вслед за Е.М. Смеховым, Т.Д. Голфт-Рахтом, Р.А. Нельсоном, Н.П. Лебединцем, предлагаем продуктивные трещиноватые пласты-коллекторы разделять на два основных типа: 1) трещиноватые пласты с пустотностью,

обусловленной только наличием трещин, и 2) трещиноватые пласты с двумя видами пустотности (трещины и поры) или с так называемой двойной пустотностью (сложные коллекторы). Пласты обоих типов характеризуются наличием системы трещин, разделяющих породу на блоки, а различаются наличием или отсутствием эффективной пористости породы блоков. В первом случае блоки практически непроницаемы, в то время как во втором случае они проницаемы, их пористость может быть довольно значительной и в них, как правило, содержатся основные запасы углеводородов.

В 2008 г. на среднекаменноугольно-нижнепермской залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения с целью выравнивания профиля приемистости и увеличения нефтеотдачи были проведены опытно-промышленные работы по закачке в 11 нагнетательных скважин гелеобразующего состава «Галка» и нефтевытесняющей композиции «Нинка», разработанных в Институте химии Сибирского отделения РАН [Урсегов, Тараскин, 2010]. Термогель «Галка» испытывается на данном объекте начиная с 2002 г. Наилучший результат был достигнут при последовательной закачке химических реагентов «Галка» и «Нинка» за счет перераспределения потоков закачиваемого теплоносителя и увеличения охвата вскрытых пластов воздействием, при помощи создания в призабойной зоне нагнетательных скважин, гелевого экрана из состава «Галка» и последующей интенсификации нефтевытеснения при помощи композиции «Нинка». Компонентами состава «Галка» являются растворимые соли алюминия и карбамид, который при пластовых температурах выше 70°C дает аммиак и углекислый газ, способствуя увеличению рН среды и образованию геля гидроксида алюминия. Разлагаясь под действием высокой температуры, компоненты композиции «Нинка» выделяют углекислый газ и образуют эффективную щелочную буферную систему, способствуя более полному вытеснению нефти из пласта. Однако у обеих указанных композиций имеется существенный недостаток, препятствующий их применению в условиях Ярегского нефтяного месторождения, разрабатываемого термошахтным способом – при разложении данных составов в пласте выделяются ядовитые газы, которые, попадая в воздушное пространство нефтешахт, представляют существенную угрозу для здоровья обслуживающего персонала.

В качестве исходного компонента разрабатываемого и предлагаемого к использованию нами гелеобразующего состава взят водный раствор силиката натрия (натриевое жидкое стекло), который отличается общей доступностью, полной безопасностью и низкой стоимостью. Стоимость 1 т натриевого жидкого стекла на начало 2011 г. составляет 5-7 тыс. руб. (для сравнения стоимость 1 т гипана, применяемого для ограничения

водопритока, составляет 85-100 тыс. руб.). Путем проведения экспериментов с множественными вариациями различных веществ был найден эффективный отвердитель для силиката натрия – водный раствор ацетата хрома. Ацетат хрома известен в нефтедобывающей отрасли как эффективный сшиватель полиакриламида и нашел широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритоков с использованием полимерных гелей импортного и отечественного производства, однако в качестве отвердителя силиката натрия ранее не использовался. Как показали исследования, в результате смешивания водных растворов силиката натрия и ацетата хрома можно получать гели с регулируемым временем гелеобразования от нескольких минут до нескольких суток и различной прочности в условиях широкого интервала пластовых температур. Таким образом, предлагаемый нами изолирующий состав состоит из следующих компонентов: силикатное жидкое стекло, ацетат хрома, вода. Для данного гелеобразующего состава было предложено название SPMI-1.

Воздействие на продуктивный пласт данным составом с целью снижения обводненности продукции и выравнивания приемистости может осуществляться как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Предлагаемый гелеобразующий состав может быть использован для запечатывания отдельных обводненных пластов и пропластков, для перекрытия каналов движения воды в цементном камне при заколонных перетоках, а также для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

С учетом изменения температуры в пласте и по стволу скважины, а также цели использования гелеобразующего состава, подбираются концентрации ацетата хрома и силиката натрия таким образом, чтобы были обеспечены требуемые прочность геля и время начала гелеобразования. При этом следует отметить, что в течение индукционного периода состав имеет низкую вязкость, сравнимую с вязкостью воды, а, следовательно, и хорошую фильтруемость в продуктивных породах. После закачки состава в скважину и его продавки в выбранный интервал коллектора, скважину оставляют на определенное время для того, чтобы в пластовых условиях образовался гель и запечатал все каналы движения воды. При приготовлении состава на поверхности время гелеобразования рекомендуется подбирать равным не менее 6 часов [Ленченкова, 1998], при смешении компонентов в стволе скважины на забое – допустимо время гелеобразования от 15 минут и выше [Блажевич, Умрихина, Уметбаев, 1981]. Особенностью силиката натрия является способность практически мгновенно коагулировать при контакте с водами, содержащими высокие концентрации

ионов кальция, поэтому непосредственно перед закачкой гелеобразующего состава SPMI-1 в пласт целесообразно применять предварительную закачку оторочки пресной воды.

Для изучения возможности применения гелеобразующего состава на конкретных объектах нефтедобычи были проведены фильтрационные эксперименты по оценке закупоривающей способности состава SPMI-1 на естественных кернах Ярегского нефтяного месторождения. Эксперименты были проведены в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов СПГИ на фильтрационной установке FDES-645 (Coretest Systems Inc.), позволяющей проводить прокачку оторочек жидкостей через приготовленные образцы керна при соблюдении пластовых термобарических условий. Во всех описанных ниже фильтрационных экспериментах использовали один и тот же гелеобразующий состав SPMI-1, содержащий 3,3% силиката натрия и 1,38% ацетата хрома с временем начала гелеобразования 77 минут. Основными критериями оценки эффективности изоляции каналов притока вод в проведенных фильтрационных экспериментах являются: начальный градиент давления сдвига геля в керне, а также фактор сопротивления, представляющий собой отношение проницаемости керна по воде, измеренной до закачки изолирующего состава, к проницаемости керна по воде, измеренной после закачки и выдержки данного гелеобразующего состава.

Фильтрационный эксперимент №1 был поставлен с целью определить способность гелеобразующего состава SPMI-1 закупоривать высокопроницаемые промытые водонасыщенные терригенные коллекторы порового типа, а также изучить возможность, при необходимости, разрушения геля непосредственно в пласте путем прокачки оторочки щелочи. Эксперимент №1 провели на водонасыщенном керне со следующими характеристиками: длина – 6,27 см, диаметр – 3,01 см, пористость по азоту – 29,62%, абсолютная проницаемость – 2000 мД. Эксперимент состоял из следующих этапов: определение исходной фазовой проницаемости образца керна путем прокачки через него специально приготовленной модели пластовой воды; прокачка 2 поровых объемов состава SPMI-1; выдержка состава в покое в течение 4 часов, достаточных для образования и упрочнения геля; прокачка модели пластовой воды; прокачка 3 поровых объемов 10% раствора NaOH; прокачка модели пластовой воды. Результаты эксперимента приведены в табл. 1.

Эксперимент №1 показал высокую изолирующую способность гелеобразующего состава SPMI-1. Гель в пористой среде в пластовых условиях имеет градиент давления сдвига 121,1 МПа/м, который практически не достижим на нефтяных промыслах. При

значениях градиента давления ниже указанного, фильтрация флюида через образец керна не происходит. При достижении градиента давления сдвига происходит прорыв воды через керн, однако и в этом случае снижение проницаемости (фактор сопротивления) составляет 531,4 раза по сравнению с начальной (с 1929 до 3,63 мД). Далее для проверки возможности разрушения геля в пористой среде прокачали оторочку 10% NaOH, в результате чего добились увеличения проницаемости керна по воде в 12 раз – с 3,63 мД до 44,5 мД. Таким образом, в случае необходимости показана возможность эффективного разрушения геля SPMI-1 непосредственно в продуктивном пласте путем прокачки щелочных оторочек в виде гидроксида натрия.

Таблица 1

Результаты фильтрационного эксперимента №1

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава	После прокачки NaOH
Расход воды	см ³ /мин	40	4	2
Градиент давления закачки воды	атм/м	4,37	231,26	9,48
Подвижность по воде	мД/(мПа·с)	2142,83	4,03	49,43
Проницаемость по воде	мД	1929	3,63	44,5
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	10,6		
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	1211,0		
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	531,4		

Фильтрационный эксперимент №2 был поставлен с целью определить закупоривающую способность состава SPMI-1 в условиях высокопроницаемых коллекторов порового типа, насыщенных высоковязкой нефтью. Эксперимент №2 провели на нефтенасыщенном образце керна Ярегского месторождения со следующими параметрами: длина – 7,22 см, диаметр – 3,01 см, пористость по азоту – 22,39%, абсолютная проницаемость – 2600 мД. Эксперимент состоял из следующих этапов: фильтрация приготовленной модели пластовой воды и определение начальной фазовой проницаемости образца керна; прокачка 2 поровых объемов высоковязкой нефти Усинского месторождения (проба дегазированной нефти плотностью 965,9 кг/м³, с вязкостью – 1140 мПа·с при 30°С); прокачка гелеобразующего состава SPMI-1; выдержка состава в покое в течение 4 часов для

гелеобразования; прокачка модели пластовой воды.

В табл. 2 представлены результаты фильтрационного эксперимента №2, которые свидетельствуют о высокой гидрофобизирующей способности нефти Усинского месторождения (снижение фазовой проницаемости по воде с 2519 до 41 мД). Закачка состава SPMI-1 привела к снижению фазовой проницаемости по воде в 9,3 раза при градиенте давления сдвига геля в керне, равном 21,43 МПа/м, что значительно уступает значениям, полученным в эксперименте №1. Это свидетельствует о том, что разработанный гелеобразующий состав SPMI-1 обладает более высокими изолирующими свойствами в водонасыщенных коллекторах, чем в нефтенасыщенных, и позволяет говорить о селективности его воздействия на различные интервалы продуктивных пород.

Таблица 2

Результаты фильтрационного эксперимента №2

Параметр	Единица измерения	До закачки нефти	После закачки нефти	После закачки состава
Расход воды	см ³ /мин	40	1	1
Градиент давления закачки воды	атм/м	3,35	9,13	47,92
Подвижность по воде	мД/(мПа·с)	2798,74	34,15	4,89
Проницаемость по воде	мД	2519	40,97	4,40
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	9,1		
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	214,3		
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	9,3		

Особую сложность при изоляции путей притока воды представляют высокопроницаемые трещинные каналы. Многие применяемые на практике водоизоляционные составы, эффективно закупоривающие поровые каналы фильтрации воды, не способны эффективно изолировать трещины. Так как трещиноватость характерна для всех карбонатных и терригенных коллекторов разрабатываемых месторождений нефти Тимано-Печорской провинции [Петухов, Никитин, Уршуляк, 2010], был поставлен фильтрационный эксперимент №3, в котором оценивалась закупоривающая способность состава SPMI-1 на образцах керна с трещинным типом проницаемости. Для этого цилиндрический образец керна практически с нулевой проницаемостью раскололи на 2

одинаковые части вдоль длинной оси, по краям керна параллельно сколу поместили две полоски из алюминиевой фольги, получив идеально ровную трещину, затем керн сложили заново. Так как представляется весьма затруднительным непосредственно оценить раскрытость такой трещины, то, исходя из толщины фольги (ширина зазора значительно зависит от давления обжима образца керна), было принято решение оценить ее раскрытость по кажущейся проницаемости. При этом для сопоставимости в расчетах проницаемости принимали, что фильтрация происходит одинаково по всему сечению трещины и керна. При этом проницаемость исследуемого образца керна хотя и принимает заниженные значения по сравнению с истинной проницаемостью трещины, однако она не влияет на конечное значение фактора сопротивления. Эксперимент №3 состоял из следующих этапов: фильтрация приготовленной модели пластовой воды и определение начальной фазовой проницаемости образца керна, прокачка 2 поровых объемов состава SPMI-1, выдержка состава в керне в покое в течение 4 часов, прокачка модели пластовой воды и определение начального градиента сдвига геля и конечной кажущейся проницаемости.

Согласно результатам фильтрационного эксперимента №3, представленным в табл. 3, гелеобразующий состав SPMI-1 способен эффективно изолировать высокопроницаемые пути фильтрации флюидов, представленные трещинами, в коллекторах сложного типа. При этом градиент давления сдвига геля в трещине составил 3,25 МПа/м, а фактор сопротивления – 5,2 ед.

Таким образом, проведенными исследованиями было установлено, что предлагаемый для ограничения водопритока в условиях сложных трещинных коллекторов гелеобразующий состав SPMI-1 на основе силиката натрия с ацетатом хрома обладает рядом весьма важных свойств, таких как хорошая фильтруемость, селективность, способность эффективно запечатывать трещинные каналы поступления воды в скважины, возможность при необходимости проводить эффективное разрушение состава в пластовых условиях. В качестве положительных сторон использования данного гелеобразующего состава следует также отметить его низкую стоимость и доступность всех компонентов, необходимых для приготовления геля, возможность регулирования времени гелеобразования и прочности образуемого геля, технологичность процесса приготовления, низкую его коррозионную активность, применимость в широком интервале пластовых температур, образование однородного геля во всем закачанном объеме, возможность применения его в условиях пластовых вод различной минерализации, отсутствие выделения токсичных газов, что важно при шахтном способе добычи высоковязкой нефти.

Таблица 3

Результаты фильтрационного эксперимента №3

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава
Градиент давления закачки воды	атм/м	10,83	28,04
Подвижность по воде	мД/(мПа·с)	172,98	33,42
Расход воды	см ³ /мин	8,0	4,0
Кажущаяся проницаемость по воде	мД	155,7	30,1
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2 V _{пор})	атм/м	2,01	
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	32,5	
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	5,2	

Наиболее высокие практические результаты ожидаются при использовании разработанного гелеобразующего состава SPMI-1 для повышения эффективности извлечения высоковязких нефтей Ярегского и Усинского месторождений, что авторы предполагают проверить проведением опытно-промышленных работ на указанных объектах. Однако результаты лабораторных экспериментов, показавшие селективное действие состава SPMI-1 на водонасыщенные и нефтенасыщенные интервалы продуктивных пород, а также реальная возможность при необходимости разрушать гель непосредственно в пласте свидетельствуют о том, что в перспективе он может найти широкое применение и при разработке залежей традиционных нефтей, связанных со сложными коллекторами различного литологического состава.

Литература

- Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. - М.: Недра, 1982. – 256 с.
- Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1981. – 237 с.
- Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 394 с.
- Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.

Петухов А.В., Никитин М.Н., Уриуляк Р.В. Оперативная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской провинции вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. - 2010. - №7. - С. 85-87.

Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. / Под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2007. – 244 с.

Урсегов С.О., Тараскин Е.Н. Комплекс инновационных технологий для совершенствования разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы научно-технической конф. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2010. - С. 19-23.

Nikitin M.N., Petukhov A.V.

Saint-Petersburg State Mining Institute (Technical University), Saint Petersburg, Russia, maratnik1@ya.ru

ENHANCING RECOVERY EFFICIENCY OF HARD-EXTRACTED OIL RESERVES IN COMPLEX RESERVOIRS USING GEL-FORMING COMPOSITION ON SODIUM SILICATE BASE

Peculiarities of producing oil wells drowning in fractured reservoirs are considered. New effective gel-forming composition on sodium silicate base intended for water-shutoff and injectivity profile leveling in fractured reservoir conditions of Yaregskoe and Usinskoe oil fields is proposed. The results of the composition's filtration experiments are presented. It is shown that the offered gel-forming composition could be successfully used for water shutoff in fractured complex structure reservoir conditions and also in cases of light oil reservoirs of complex structure and of different lithologic composition.

Key words: extra heavy oil, complex structure reservoirs, fracturing of rocks, gel-forming compositions, flow resistance factor, selectivity.

References

Bagrintseva K.I. *Treshchinovatost' osadochnykh porod* [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra, 1982, 256 p.

Blazhevich V.A., Umrikhina E.N., Umetbaev V.G. *Remontno-izolyatsionnye raboty pri ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy* [Repair and insulation work in oil fields' exploitation]. Moscow: Nedra, 1981, 237 p.

Lenchenkova L.E. *Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-khimicheskimi metodami* [Enhanced oil recovery by physicochemical methods]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 1998, 394 p.

Petukhov A.V. *Teoriya i metodologiya izucheniya strukturno-prostranstvennoy zonal'nosti treshchinnykh kollektorov nefi i gaza* [Theory and methodology of the study of structural and location zoning of fractured oil and gas reservoirs]. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2002, 276 p.

Petukhov A.V., Nikitin M.N., Urshulyak R.V. *Operativnaya otsenka treshchinovatosti kollektorov Timano-Pechorskoy provintsii veroyatnostno-statisticheskimi metodami* [Express evaluation of reservoir fracturing in the Timan-Pechora province by probabilistic-statistical methods]. Neftyanoe khozyaystvo, 2010, no. 7, pp. 85-87.

Ruzin L.M., Chuprov I.F. *Tekhnologicheskie printsipy razrabotki zalezhey anomal'no vyazkikh neftey i bitumov* [Technological principles of development of abnormally viscous oil and bitumen]. Editor N.D. Tskhaday. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2007, 244 p.

Ursegov S.O., Taraskin E.N. *Kompleks innovatsionnykh tekhnologiy dlya sovershenstvovaniya razrabotki permo-karbonovoy zalezhi Usinskogo mestorozhdeniya* [Complex of innovative technologies to improve the development of the Perm-Carbonate Usinsk deposit]. Proceedings of Science and Technology Conference: *Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdeniy vysokovyazkikh neftey i bitumov* [Problems of development and exploitation of high-viscosity oils and bitumens]. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2010, pp. 19-23.