

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.238-256>

УДК: 622.576

Анализ эффективности методов ограничения водопритока в добывающих скважинах

Махмутова Л.А., Ганиева Г.Р., Минханов И.Ф., Мустафин А.З.

Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Казань, Россия

Analysis of the efficiency of water shutoff technology in production wells

L.A. Makhmutova, G.R. Ganieva, I.F. Minkhanov, A.Z. Mustafin

Kazan Federal University, Kazan, Russia

E-mail: liana.mah164@mail.ru

Аннотация. В данной работе была проанализирована отечественная и зарубежная литература по методам ограничения водопритока в добывающих скважинах. В результате анализа был изучен химический метод ограничения водопритока.

Подбор оптимального состава или композиции, которые за счет изоляционного барьера способствуют разработке невыработанных нефтенасыщенных слабопроницаемых пропластков является актуальной задачей. В качестве изолирующих агентов были рассмотрены изолирующий составы на основе полимеров, гелей, пен, смол, эмульсий и их композиций.

Ключевые слова: *ОВП, обводненность, химические реагенты, ПАВ, гель, полимер, биополимер, эмульсия*

Для цитирования: Махмутова Л.А., Ганиева Г.Р., Минханов И.Ф., Мустафин А.З. Анализ эффективности методов ограничения водопритока в добывающих скважинах//Нефтяная провинция.-2022.-№1(29).-С.238-256. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.238-256>

Abstract. In this work, domestic and foreign literature on methods for limiting water inflow in production wells was analyzed. As a result of the analysis, a chemical method for limiting water inflow was studied.

Selection of the optimal composition or composition, which, due to the insulating barrier, contributes to the development of undeveloped oil-saturated low-permeability interlayers is an urgent task. Insulating compositions based on polymers, gels, foams, resins, emulsions and their compositions were considered as insulating agents.

Key words: *ORP, water cut, chemicals, surfactant, gel, polymer, biopolymer, emulsion*

For citation: L.A. Makhmutova, G.R. Ganieva, I.F. Minkhanov, A.Z. Mustafin Analiz jeffektivnosti metodov ograničenja vodopritoka v dobyvajushhix skvazhinah [Analysis of the efficiency of water shutoff technology in production wells]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(29), 2022. pp. 238-256. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.238-256> (in Russian)

Введение

На сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири и Поволжья, находятся на завершающей стадии разработки. Месторождения характеризуются низкими показателями добычи нефти, коэффициента нефтеизвлечения (КИН) и высокими значениями обводненности скважинной продукции. Примером месторождений с высокой обводненностью в России являются Самотлорское, Приобское, Лянторское, Ромашкинское, Ново-Елховское и др., где обводненность продукции скважин составляет свыше 70 %. Проблему обводненности скважин испытывают как старые скважины, так и новые, содержащие трудноизвлекаемые углеводороды, которые были введены в эксплуатацию в последние годы.

Обводнение скважины вызывают такие факторы, как подъем водонефтяного контакта, поступление нагнетаемой и контурной воды по пласту, потеря герметичности ЭК, подтягивание конуса подошвенной воды и заколонная циркуляция. [1]

Проблема обводненности добывающих скважин является серьезной проблемой на месторождениях. Разработка и подбор концентрации оптимального водоблокирующего состава является актуальной проблемой. Для решения данной проблемы применяют различные технологии на основе гелей, полимеров, смол, пены и эмульсий, цель которых создавать прочные блокирующие экраны.

Основная часть

На сегодняшний день проблеме высокой обводненности эксплуатационного фонда уделяется особое внимание и для решения данной проблемы применяется большое количество различных типов химических ре-

агентов, цель которых заключается в вовлечении низкопроницаемых участков пласта в разработку.

Интенсификация нефтедобычи зависит от объема и типов закачиваемых агентов и качественной изоляции высокопроницаемых зон. Химические агенты играют роль изоляционного блока (Рис. 1). Выделяют несколько групп селективных химических агентов, которые могут ограничивать водоприток: осадкообразующие, гелеобразующие, отверждающиеся, гидрофобизаторы и пенные системы.



Рис. 1. Схема классификации химических реагентов для ограничения водопритока

Блокирующий агент на основе геля классифицируется по двум параметрам: прочность образуемого геля и механизм гелеобразования. Основным критерием при подборе является текучесть геля. Гели по реологическим параметрам подразделяются на слабые и сильные гелевые системы, их эффективность зависит от образовавшегося гелевого экрана в пластовых условиях. Слабые гели более подвижные, чем сильные гели. В зависимости от характера смешивания полимерной составляющей и сшивателя гели подразделяют на 2 группы: предварительно сформированные и образующие в пласте.

В предварительно сформированных гелях – полимерная составляющая композиции и сшиватель смешиваются до закачки в пласт. Выделя-

ют 4 основных типа подобных гелей: предварительно сформированные гелеобразующие частицы (PPG), микрогели, pH-чувствительные полимеры и термочувствительные субмикронные гели. Основными различиями между ними являются в основном размер частиц, степень и время набухания [2].

В гелевых системах образующихся в пласте – полимерный раствор и сшиватель закаиваются оторочками, и смешение происходит непосредственно в пласте.

Технология PPG - гель с предварительно сформированными частицами, синтезируемый на наземных объектах, термостойкий и нечувствителен минерализации пластовых вод. У данной технологии есть свои преимущества и недостатки (Рис. 2).



Рис. 2. Преимущества и недостатки применения предварительно сформированных гелеобразующих частиц

Микрогели представляют собой предварительно, сформированные, стабильные и полностью растворимые в воде полимерные частицы. Они обладают хорошо регулируемой способностью набухания с очень узким разбросом размером набухших частиц микрогеля значительно увеличивает точность прогнозов по эффективности внедрения. Микрогели не применяются на месторождениях с зонами сверхвысокой проницаемостью, и не используется в коллекторах с трещинами.

На трещиноватых коллекторах чаще применяют объемные гели, который сформировывается пред закачкой. Дисперсионные гели CDG готовятся только на пресной воде, не устойчив к высокой температуре и ми-

нерализации, высокая приемистость благодаря относительно низкой концентрации полимера. Применяется на месторождениях Дацин.

Слабый гель по своему составу чувствителен к температуре, минерализации и к изменению рН, не смотря на это широко используется в мире.

В качестве осадкообразующих, гелеобразующих и отверждающих материалов могут применяться: латексы, полимеры кислот акрилового ряда, кремнийсодержащие неорганические соединения, нефтепродукты, полиуретаны, мономеры, эпоксидные и формальдегидные смолы и т.д.

Для контроля физико – химических и эксплуатационных свойств изолирующих материалов применяют отвердители, осадители, наполнители-модификаторы, стабилизаторы и катализаторы. В роли сшивателя – формалин, осадителя – флокулянты (ПАА), наполнителя-модификатора – фенолоформальдегидные смолы, стабилизатора – ПАВ, катализатора – серная кислота.

На сегодняшний день наиболее успешными и перспективными технологиями методами ограничения водопритока в добывающих скважинах являются гелеобразующие реагенты и пенные составы, имеющие определенные требования к разрабатываемым реагентам:

- Создание стабильного материала при значительных перепадах пластовых температур;
- Создание контролируемых физико-химических свойств компонента для обработки больших участков пласта.
- Создание регулируемых реологических характеристик, обеспечивающих более равномерный охват воздействия неоднородных коллекторов;
- Создание высокой блокирующей способности.

Для выравнивания профиля приемистости при закачке в нагнетательные скважины и для ограничения водопритока в добывающих скважинах путем создания в пластовых условиях прочных гелевых экранов на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья используют комплекс-

ный реагент «АС-CSE-1313» марки А.-2109 и 9%-го водного раствора соляной кислоты. В рабочем растворе имеются диспергированные частицы, вокруг которых формируется слой поликремниевой кислоты с образованием глобул размером 30–40 мкм, что приводит к увеличению активной поверхности и гидрофильному вытеснению нефти за счет образования прочного экрана. [3]

На Тайлаковском нефтегазовом месторождении была испытана технология водоизоляционных работ с применением гелеобразующих композиций Азимут-Z. При внедрении тестируемой композиции обводненность скважинной продукции снизилась с 86% до 74%, также было добыто свыше 586 т дополнительной нефти. Эффект закачки реагента продолжался около 11 месяцев. [4]

На крупнейшем месторождении Республики Татарстан на Ромашкинском нефтяном месторождении так же проводились ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритока. Ромашкинское месторождение приурочено к Волго-Уральской провинции и располагается на юго-востоке республики Татарстан. Добыча нефти осуществляется механизированным способом. Часть залежей бобриковского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения имеют высокую обводненность продукции, в среднем 76,4%. Одним из наиболее применяемых методов ограничения водопритока на Миннибаевской площади является закачка биополимера (БП) и нефтесилорной эмульсии.

Перед закачкой реагентов скважина имела следующие показания параметров:

- дебит нефти, т/сут – 2,5;
- дебит воды, т/сут – 95,3;
- обводненность – 93,5%.

Биополимеры, являются экологически безопасным реагентом, они могут быть как растительного, так и микробного происхождения. Суть технологии закачки биополимеров заключается в создании гелеобразую-

щей системы, которая является материалом для изоляции пластовых вод в наиболее проницаемых зонах продуктивного пласта. Биополимеры применяются при температурах до 115 °С, а иногда до 140 °С. Также биополимеры имеют широкий спектр показателей рН среды, это означает, что они могут применяться как в карбонатных коллекторах, так и в терригенных [5]. Однако, биополимер не эффективен для условий высокой неоднородности также для него характерна биodeградация.

Приготовление биополимеров осуществляется в выращивание микроорганизмов на жидкой питательной основе на протяжении 16 часов при температуре 26°С. Эффективность снижается за счет образования осадка.

Для создания водоизоляционного экрана из обратной эмульсии, который образуется в пласте в процессе постепенной закачки, предлагается воздействием нефтесилорной эмульсии на пласт. В качестве обратной эмульсии применяют кремнийорганическую жидкость «Силор» - 3-9% мас., в зависимости от дисперсионной фазы, а для тампонажного раствора применяют эту же жидкость, но с 22% концентрацией соляной кислоты. Дисперсионной фазой является вода, а дисперсионной – углеводород (нефть и ее фракции) и тампонажного состава. Вследствие воздействия нефтесилорной эмульсией обводненность снизилась на 6%, дебит нефти увеличился с 2,5 т/сут до 3,9 т/сут, а дебит воды уменьшился с 95,3 т/сут до 77,3 т/сут.

В результате проведения водоизоляционных работ на нескольких скважинах бобриковского горизонта было выявлено, что наиболее результативным методом является нефтесилорная эмульсия (Рис. 3, 4).

На Серафимовском месторождении для ограничения водопритока в терригенные и карбонатные коллекторы в добывающих скважинах используют реагенты СНПХ – 9633 и СТЛ (стабилизированные латексы) при пластовой температуре от 23 до 35°С. СНПХ – 9633 при взаимодействии углеводородного раствора ПАВ плотностью 0,7 г/см³ с минерализованной пластовой водой плотностью 1,15 г/см³ образуют высоковязкие устойчи-

вые эмульсии, которые блокируют зоны с высокой проницаемостью и не допускают водоприток в скважину, который также позволяет повысить проницаемость нефтенасыщенных зон за счет гидрофобизирующего действия реагента [6].

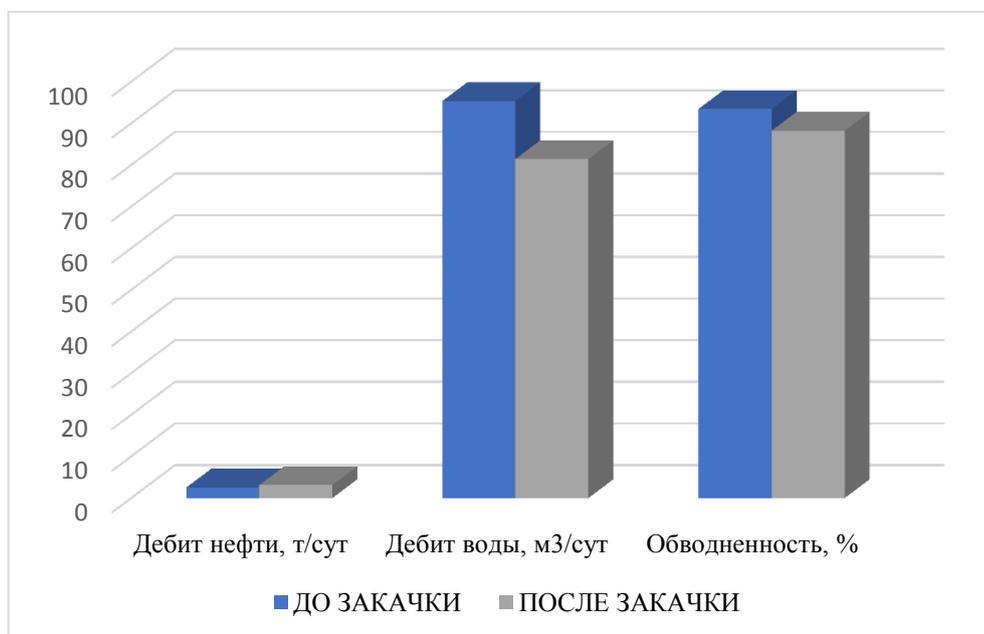


Рис. 3. Результаты закачки биополимеров (БП) на Ромашкинском месторождении

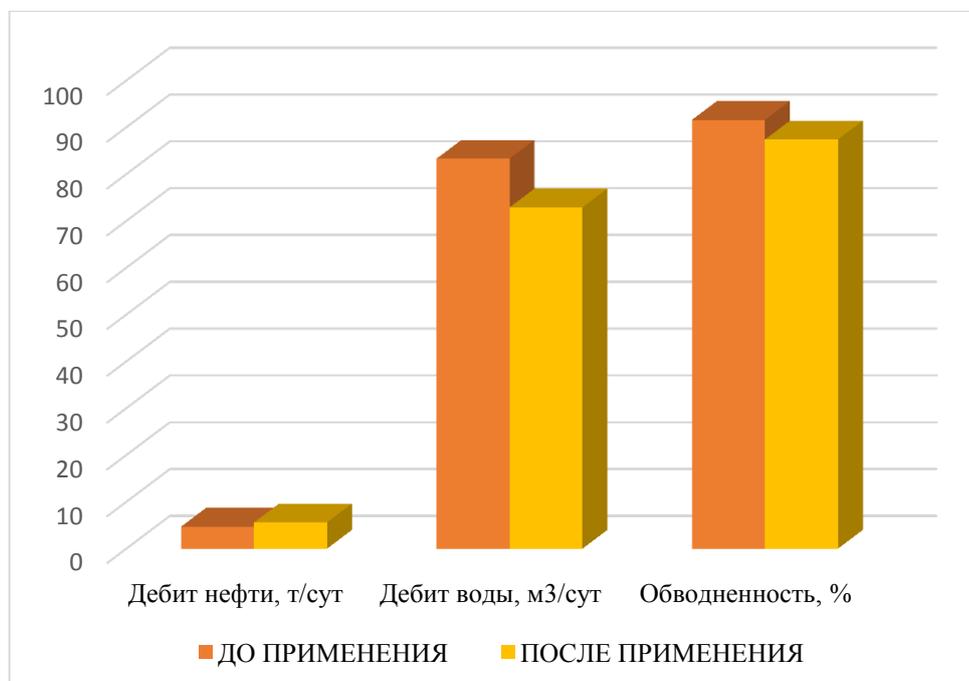


Рис. 4. Результаты закачки нефтесилорной эмульсии на Ромашкинском месторождении

Результаты использования реагента СНПХ – 9633 показали, что дебит нефти увеличился с 1,9 до 3,7, дебит воды уменьшился с 87,4% до 79,3%, обводненность снизилась с 97,6 до 92,1 (Рис. 5). Период длительности эффекта составляет около 220 дней.

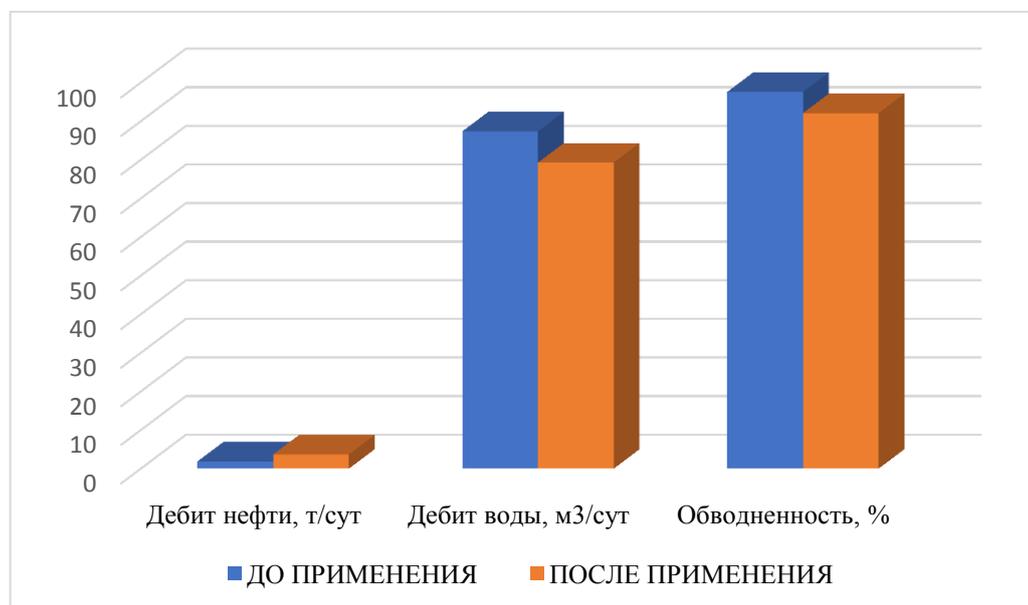


Рис. 5. Результаты использования реагента СНПХ-9633 на Серафимовском месторождении

В качестве материала в реагентах СТЛ служат растворы латексов с концентрацией 7-12% мас., которые взаимодействуют с минерализованной водой. Из-за маленьких размеров частиц латекса, он способен проникать в породы – коллектора, в результате создавая водоизоляционные зоны. В зависимости от геолого – физических характеристик месторождения подбираются наиболее подходящие концентрации для данного типа месторождения. [6]

На месторождении Пойнт-Аргуэлло, расположенном в штате Калифорния, США, так же актуальна проблема обводненности добытой продукции. Месторождение характеризуется с допустимыми перепадами давления ≈ 7 МПа, средняя температура в скважине составляет 120 °С. На месторождение применялся гелеобразующий реагент сшитого полимером хрома (III) в трещиноватых коллекторах. [7]

Для подбора оптимального состава гелеобразующего компонента проводилось множество экспериментальных исследований. Тестируемый реагент должен выдерживать перепады давления и обладать высокой прочностью. В ходе подбора тестировались три гелевые системы.

Гелеобразующий компонент №1. Для замедления скорости гелеобразования сшитого полиакриламидом хрома (III) добавляли лактат.

Гелеобразующий компонент №2. Для обеспечения защиты от чрезмерного гидролиза при высокой температуре добавляют сополимер акриламида с другими мономерами. В качестве связующих веществ использовался фенол и формальдегид.

Гелеобразующий компонент №3. Для сшивания полиакриламидного полимера добавляли гидрохинон и гексаметиленetetрамин.

Суть эксперимента заключалась в закачке воды в керн, который ранее обработали гелеобразующим компонентом №1, №2 и №3. Успешную результативность показал компонент №3, так как только при максимальном перепаде вода начала пробиваться сквозь трещину.

Процесс обработки скважины гелеобразующим компонентом №3 заключался в следующем, после закачки геля в скважину и его образования закрывали скважину на 28 часов, чтобы закачиваемые компоненты успели затвердеть. После этого скважина запускалась в работу. По результатам исследований технология ограничения водопритока гелеобразующим компонентом позволила увеличить дебит нефти в 2,5 раза и снизить дебит пластовой воды в 1,5 раза.

Для решения проблемы обводненности на месторождении Аль – Гавар, расположенном в Саудовской Аравии, были разработаны полимерные гели, которые при закачке в добывающие скважины снижают проницаемость пласта для воды намного больше, чем для нефти, это свойство известно как непропорциональное снижение проницаемости. Полимерный гель образуется в результате реакции между раствором полимера (обычно НРАМ) с сшивающим агентом (Рис. 6).

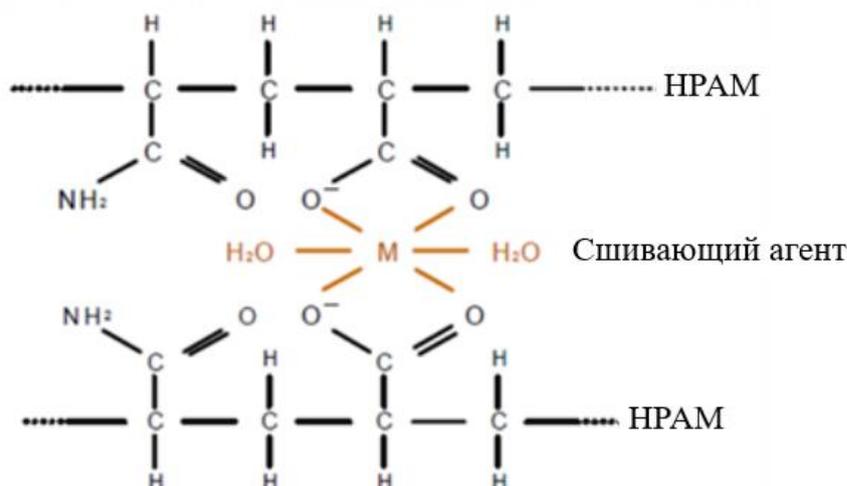


Рис. 6. Схема соединения полимера (HPAM) и сшивающего агента

При использовании геля DPR происходит незначительное снижение обводненности.

На одном из крупнейших месторождений Китая, а в частности Дацин для снижения обводненности применяют водоизоляционный материал на основе полимера и силиката натрия GGBS. Материал GGBS состоит из жидкой и твердых частей. В качестве жидкого материала используют стирол-акриловую эмульсию BATF RS-300S (производство Chang Shu BATF Technology Co. Ltd), силикат натрия, пеногаситель, смачивающий агент и другие добавки. Основным составом эмульсии является стиролакрилат сополимерный полимер. В качестве твердого материала – GGBS, его содержание не менее 57 %.

В химический состав GGBS входят вещества в определенном процентном соотношении: CaO – 41,6%, SiO₂ – 28,96%, Al₂O₃ – 13,7%, MgO – 8,2%, TiO₂ – 3,15%, SO₃ – 2,01%, K₂O – 0,78%, Fe₂O₃ – 0,36%. Жидкое стекло промышленного класса с силикатным модулем 3,28 и концентрацией 44,6% был использован в работе. [9]

Из многочисленного разнообразия можно выделить несколько запатентованных методов ограничения водопитока в добывающую скважину.

Технология, заключающаяся в закачке в пласт, гелеобразующего материала на основе полисахаридов. Основными компонентами являются:

- Полисахарид – ксантан;
- Соединения повивалентного металла – ацетат хрома;
- ПАВ – оксиэтилированный алкилфенол.

Приготовление гелеобразующего материала осуществляется в определенном соотношении: ксантан – 0,45-0,4; ацетат хрома – 0,01 – 0,3; оксиэтилированный алкилфенол – 0,48 – 1,07; остальная часть – вода. Период приготовления геля, приблизительно от 2 до 11 суток, его закачивают на пресной воде [10].

Метод закачки в пласт сшитых полимерных систем. полимерных гелеобразующих. Основными компонентами первого материала являются: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) – 0,2-0,4%; в качестве сшивателя – ацетат хрома 0,03-0,6%; остальная часть – минерализованная вода – 250 г/л. Компонентами второго реагента являются: полиакриламид (ПАА) – 0,1-2,5; ацетат хрома – 0,01-0,47; остальная часть – минерализованная вода - 250 г/л. Период закачки и выдержки материала варьируется от 1 до 7 суток.

Для предотвращения движения воды из нагнетательных скважин в высокопромытые слои используют гелеобразующий реагент, в котором содержатся: силикат натрия – 0-12%; ацетат хрома – 0,07-2,2%; остальная часть – пресная вода. Длительность закачки реагента от 5-9 часов, а остановка скважины от 22-40 часов. Твердые частицы в составе обладают низкой способностью проникать в трещины и неэффективны при высокой минерализации пластовых вод.

Для ограничения водопритокров в высокотемпературных карбонатных коллекторах, в основном, применяются суспензии термостойких нефтерастворимых материалов, в частности полимеров из групп полиолефинов и высокоокисленных битумов. Из полиолефинов для обработок скважин применяются полипропилен (ПП), полимер промрастворного по-

тока (ППП) и полимер бензинового потока (ПБП). Температура их плавления составляет 100–170 °С. [11]

Для стабилизации изолирующей перегородки из полеолефинов и предотвращения выноса полимеров из пласта при запуске скважины в эксплуатацию, в состав изолирующей смеси вводятся наполнители - полуводный сернокислый кальций ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и карбонатный цемент (КЦ). Необходимость применения стабилизаторов определяется опытным путем. Таким образом, закачка полиофенилов возможна при пластовой температуре от 80 до 125°С, но в некоторых случаях пластовая температура залежи достигает 170°С. Для месторождений с высокой обводненностью скважинной продукции – 85%, где пластовая температура варьируется в пределах от 80 до 120°С, пластовое давление составляет 12 МПа также возможна закачка полиофенилов. [12]

Результативными являются технологии ограничения водопритока, основанные на полимеризации реагентов непосредственно в пластовых условиях. Обладая хорошей фильтрационной способностью, раствор должен легко проникать вглубь водоизолируемого пласта в водонасыщенные пропластки, вытеснять из них воду или смешиваться с ней и превращаться в гель.

Получение силикатных гелей осуществляется путем смешения раствора силиката натрия с серной кислотой с образованием кремниевой кислоты, которая вступает в реакцию поликонденсации [13]. В результате реакции могут образоваться разнообразные поликремневые кислоты с линейной, разветвленной или смешанной структурой, в зависимости от этого получается сплошной гель. Также силикатные гели можно получать и при кислотном разложении некоторых природных щелочных алюмосиликатов, в частности нефелина.

Нефелиновый концентрат (НК) представляет собой порошкообразный материал, содержащий не менее 78% нефелина и до 1,5% апатита. Регулируя параметры разложения нефелина, можно получить золи с задан-

ной продолжительностью полимеризации кремниевой кислоты и определенной структурной прочностью студня. [14]

Одним из применяемых методов ограничения водопритока является закачка сшитых полимерных составов на основе полимеров ряда акриламида и сшивателей - солей поливалентных металлов [15].

Суть технологии ограничения водопритока заключается в закачке сшитых полимеров, глубоко проникающих в пласт, предусматривает использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель», вследствие чего происходит структурирование полимера в пористой среде с образованием геля, которые способны проникать вглубь пласта на значительные расстояния и, следовательно, эффективно регулировать распределение потоков в пластах.

В результате многочисленных экспериментов с использованием различных образцов ПАА было установлено, что применительно к условиям месторождений Западной Сибири и Волго-Уральского регионов наиболее эффективными являются составы, содержащие 0,17% ПАА.

Одним из распространенных методов на основе гелеобразующих реагентов является закачка смеси соляной кислоты – 0,5-4% мас. и силиката натрия – 0,9-16% мас. Процесс закачки осуществляется в два этапа: на первом этапе закачивается смесь с низкими показателями $pH < 2$, на втором этапе закачивается силикат натрия с высокими показателями $pH > 5$. Данный метод имеет положительные и отрицательные качества. В качестве положительных можно выделить, низкую стоимость реагента, а к отрицательным отнести то, что невозможен контроль образования геля из-за соединения раствора с минерализованной пластовой водой и увеличения показателей pH .

Одним из известных изобретений по способу селективного ингибирования гелеобразования гидрофобно ассоциирующих веществ. Основопологающим компонентов данной технологии являются гидрофобно ассоци-

ирующиеся вещества (АВ), которые способны образовывать физические гели в водной среде. К этим веществам относятся гидрофобно модифицированные полимеры, вязко – упругие поверхностно – активные вещества (ПАВ) и их комплексы. Соотношение компонентов: гидрофобно ассоциирующиеся вещества – 1-10% масс., ингибитор гелеобразования – 2-3%, водорастворимые полимеры – 10-15%, вода – остальное. Суть технологии характеризуется контактом ассоциирующей жидкости с углеводородной средой сохранения ингибирующего эффекта, чтобы не образовывались гели. В ствол скважины закачивают определенный состав, которые в результате образуют гелевые пробки и в результате снижают обводненность добываемой продукции.

Заключение

Согласно проведенному анализу проведения водоизоляционных работ на скважинах применяются составы на основе ПАА различной степени сшивки, суперабсорбент, полимер-дисперсные композиции, пеногелевые композиции, пены, полимеры, эмульсии и их композиции.

Наибольшую результативность для ограничения водопритока в добывающих скважинах показали следующие технологии. На Ромашкинском месторождении более высокие результаты показала закачка нефтесилорной эмульсии дебит скважины вырос до 25 тыс. тонн нефти, а обводненность снизилась с 93,4 до 84,8%. На Серафимовском месторождении результаты использования СНПХ – 9633 на нескольких скважинах показали, что обводненность продукции снизилась с 87,4% до 79,3%, добыча нефти увеличилась с 1,9 т до 3,7 т в сутки. На месторождении Пойнт-Аргуэлло результаты применения гелеобразующего реагента сшитого полимером хрома (III) показали, что после закачки раствора дебит по нефти увеличил-

ся в $\approx 2 - 3$ раза, дебит пластовой воды снизился с $187,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $94,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Особое внимание было уделено химическим агентам, а в частности гелеобразующим и пенообразующим компонентам. Гелеобразующие материалы имеют достаточную прочность для осуществления закачки в промысловых условиях и могут использоваться в дальнейшем на месторождениях.

Список литературы

1. Мустафин, А.З. Увеличение охвата заводнения для сильно неоднородных коллекторов с высокой температурой и сверхвысокой минерализацией пластовой воды: опыт применения в Таримском бассейне, Китай / Ч. Юань, В. Пу, М. Варфоломеев, А. Мустафин, Т. Тан, Ш. Чжао, Р. Лю // Ежегодная Каспийская Техническая Конференция SPE 2021
2. Велиев, Э.Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий / Э. Ф. Велиев // SOCAR Proceedings No.2 (2020)
3. Казанфаров, Ф.Я. Составы для получения изоляции пластовых вод // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №2. – С.20-22.
4. Кузнецов, М.А. Технология ограничения притока воды в добывающие скважины [Текст] / М.А. Кузнецов, С.М. Ишкинов, Т.И. Кузнецова, Р.Н. Фахретдинов, Г.Х. Якименко, Р.В. Сидоров, О.А. Бобылев // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2017. с.58-60.
5. Краснов, И.И. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины / И.И. Краснов, Е.В. Ваганов, Е.И. Инякина, Р.К. Катанова, В.Ф. Томская // Журнал НЕФТЬ И ГАЗ: ОПЫТ И ИННОВАЦИИ. – 2019. с.20-34
6. Дубинский, Г.С. Развитие технологий ограничения водопритока в добывающие скважины [Электронный ресурс] // Науч. журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика» - 2018. №2. – с.60
7. Андреев, В.Е. Анализ применяемых методов ограничения водопритока и возможность применения нефтесилорной эмульсии в добывающих скважинах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения [Текст] / В.Е. Андреев, А.Р. Сафиуллина, И.Г. Фаттахов, А.В. Чибисов // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием: сб. статей. – Уфа, 2019. – С.9-12.
8. Яркеева, Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов [Текст] / Н.Р. Яркеева, Г.Р. Гумерова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2017-№2.
9. Sun, Y.; Fang, Y.; Chen, A. Gelation Behavior Study of a Resorcinol-Hexamethyleneteramine Crosslinked Polymer Gel for Water Shut-Off Treatment in Low Temperature and High Salinity Reservoirs. Energies 2017, 10, 913.

10. J. Chang, Effect of silicate modulus on tensile properties and microstructure of waterproof coating based on polymer and sodium silicate-activated GGBS / J. Chang // Journal of Petroleum science and engineering. – 2019.
11. Способ выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах и ограничение водопритока в добывающие скважины [Текст]: Пат: RU02456439, Российская Федерация, МПК С09К 8/84
12. Халадов А.Ш. Результаты разработки мезозойских залежей путем заводнения и перспективы развития нефтедобычи (на примере Грозненского нефтяного района) / А.Ш. Халадов, Ю.В. Дудников, К.Ш. Ямалетдинова., М.М. Дудаев, Й.Д. Тасуева // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело», Москва, № 7(606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019.
13. Ноздря В.И., Семенов Ю.В., Коснов Е.К., Лыгач В.Н., Шустров В.П., Саморукова В.Д. Кинетические закономерности процесса гелеобразования в системе нефелинсерная кислота // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2003. – № 7. – С. 226–229.
14. Гасумов Р.А., Кукулинская Е.Ю., Третьяк А.Я., Мочалов В.П. Исследование состава на силикатной основе для укрепления слабосцементированной породы пласта // Наука и техника в газовой промышленности. –2017. –№ 1 (69). –С. 54–61.
15. Новые шитые полимерные составы на основе частично гидролизованного полиакриламида для ограничения водопритока и выравнивания профиля приемистости / Е.И. Коптяева, Д.В. Каразеев, В.А. Стрижнев, С.А. Вежнин, А.Г. Телин // Нефть. Газ. Новации. 2014 №10. С. 45-49.

References

1. Mustafin A.Z., Yuan Ch., Pu W., Varfolomeev M., Tan T., Zhao Sh., Liu R. Sweep improvement options for highly heterogeneous reservoirs with high temperature and ultra-high salinity: a case study in Tarim basin, China. SPE Annual Caspian Conference, 2021. (in English)
2. Veliev E.F. Obzor sovremennyh metodov uvelicheniya nefteotdachi plasta s primeneniem potokootklonyayushchih tekhnologij [Review of modern in-situ fluid diversion technologies]. SOCAR Proceedings No.2 (2020) (in Russian)
3. Kazanfarov F.Ya. Sostavy dlya polucheniya izolyacii plastovyh vod [Water shutoff agents]. Neftyanoe Khozyaistvo [Oil and Gaz Industry]. 1991, No.2, pp. 20-22 (in Russian)
4. Kuznetsov M.A., Ishkinov S.M., Kuznetsova T.I., Fakhretdinov R.N., Yakimenko G.Kh., Sidorov R.V., Bobylev O.A. Tekhnologiya ogranicheniya pritoka vody v dobyvayushchie skvazhiny [The technology for water shutoff in producing wells]. Neftyanoe Khozyaistvo [Oil and Gaz Industry]. 2017, No.7, pp. 58-60 (in Russian)
5. Krasnov I.I., Vaganov E.V., Inyakina E.I., Katanova R.K., Tomskaya V.F. Diagnostika istochnikov vodopritoka i perspektivy tekhnologij ogranicheniya proryva vody v skvazhiny [Diagnostics of water supply sources and prospects for technologies for limiting formation water to wells]. Neft i Gaz: Opyt i Innovatsii [Oil and Gaz: Experience and Innovations]. 2019, No.2, pp.20-34 (in Russian)
6. Dubinsky G.S. Razvitie tekhnologij ogranicheniya vodopritoka v dobyvayushchie skvazhiny [Development of water shutoff technologies for production wells]. Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika [Georesources, Geoenergetics, Geopolicy]. 2018, Np.2, p.60 (in Russian)
7. Andreev V.E., Safiullina A.R., Fattakhov I.G., Chibisov A.V. Analiz primenyaemyh metodov ogranicheniya vodopritoka i vozmozhnost' primeneniya neftesilornoj emul'sii v dobyvayushchih skvazhinah Minnibaevskoj ploshchadi Romashkinskogo mestorozhdeniya

- [Analysis of existing water shutoff technologies and applicability of oil-Silor emulsions in production wells of Minnibaevskaya Area, Romashkinskoye oil field]. Proceedings of Russian National Research-and-Practice Conference, Ufa, 2019, pp. 9-12 (in Russian)
8. Yarkeeva N.R., Gumerova G.R. Tekhnologiya primeneniya sshityh polimernyh sostavov [Technology of application of crosslinked polymeric compositions]. Neftegazovoye Delo [Petroleum Engineering]. 2017, No.2 (in Russian)
 9. Sun Y., Fang Y., Chen A. Gelation Behavior Study of a Resorcinol-Hexamethyleneteramine Crosslinked Polymer Gel for Water Shut-Off Treatment in Low Temperature and High Salinity Reservoirs. Energies 2017, 10, 913 (in English)
 10. Chang J., Effect of silicate modulus on tensile properties and microstructure of waterproof coating based on polymer and sodium silicate-activated GGBS. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019 (in English)
 11. RF Patent RU02456439 Sposob vyravnivaniya profilya priemistosti v nagnetatelnyh skvazhinah I ogranichenie vodopritoka v dobyvayushchie skvazhiny [Technology of conformance control in injection wells and water shutoff in production wells]. (in Russian)
 12. Khaladov A.Sh., Dudnikov Yu.V., Yamaletdinova K.Sh., Dudaev M.M., Tasueva Y.D. Rezul'taty razrabotki mezozojskikh zalezhej putem zavodneniya i perspektivy razvitiya neftedobychi (na primere Groznenskogo neftyanogo rajona) [The results of the development of Mesozoic deposits by waterflooding and the prospects for the development of oil production (on the example of the Grozny oil region)]. Neftepromyslovoye Delo [Petroleum Engineering]. 2019, No.7 (607), Moscow (in Russian)
 13. Nozdrya V.I., Semenov Yu.V., Kosnov E.K., Lygach V.N., Shustrov V.P., Samorukova V.D. Kineticheskie zakonomernosti processa geleobrazovaniya v sisteme nefelin-sernaya kislota [Kinetic patterns of gelation process in nepheline-sulfuric acid system]. Gornyj Informacionno-analiticheskij Byulleten' [Mineral Resources Research Bulletin]. 2003, No.7, pp.226-229 (in Russian)
 14. Gasumov R.A., Kukulinskaya E.Yu., Tretiak A.Ya., Mochalov V.P. Issledovanie sostava na silikatnoj osnove dlya ukrepleniya slaboscementirovannoj porody plasta [Analysis of silica-based system for incompetent rock consolidation]. Nauka i Tekhnika v Gazovoj Promyshlennosti [Science and Technology in the Gas Industry]. 2017, No.1 (69), pp.54-61 (in Russian)
 15. Koptiaeva E.I., Karazeev D.V., Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Telin A.G. Novye sshitye polimernye sostavy na osnove chastichno gidrolizovannogo poliakrilamida dlya ogranicheniya vodopritoka i vyravnivaniya profilya priemistosti [New cross-linked polymer compositions at the basis of partially hydrolyzed PAA for water shut-off and conformance control]. Neft, Gaz, Novatsii [Oil, Gas, Innovations]. 2014, No.10, pp.45-49 (in Russian)

Сведения об авторах

Махмутова Лиана Алиевна, студент кафедры «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет
Россия, 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: liana.mah164@mail.ru

Ганиева Гузель Рафиковна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет
Россия, 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

Минханов Ильгиз Фаильевич, ассистент кафедры «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет
Россия, 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: minkhanov@mail.ru

Мустафин Айдар Замилевич, ассистент кафедры «Разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет
Россия, 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: AjdaZMustafin@kpfu.ru

Authors

L.A. Makhmutova, student of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbons, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: liana.mah164@mail.ru

G.R. Ganieva, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbons, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

I.F. Minkhanov, Assistant of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: minkhanov@mail.ru

A.Z. Mustafin, Assistant of the Department of Development and Operation of Hard-to-Recover Hydrocarbon Fields, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University
4/5, Kremlevskaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: AjdaZMustafin@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 29.09.2021

Принята к публикации 19.03.2022

Опубликована 30.03.2022