SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ В СКВАЖИНАХ

В.Г.Мухаметшин¹, Г.С.Дубинский^{*2,3}

¹ОАО Нижневартовск «НИПИнефть», Нижневартовск, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

³Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Уфа, Россия

Application of Polymer Compositions in Repair and Insulation Works in Wells

V.G.Mukhametshin¹, G.S.Dubinsky^{*2,3}

¹«NizhnevartovskNIPIneft» OJSC, Nizhnevartovsk, Russia; ²Ufa State Petroleum Technical

University, Ufa, Russia; ³Strategy Research Institute of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia

Abstract

The state of Russia's resource base has a downward trend. In the light of the need to keep the economic indicators not lower than the achieved ones, the emerging problems in the production of hydrocarbons require to solve them are use of new methods. Reducing the volume of associated water, maintaining the environmental safety of oil production while maintaining and even reducing the cost of oil production, due to new technologies and materials, are urgent tasks. For issues of reliable restoration of the technical condition of wells and the limitation of water inflow are this work is devoted. The technology based on the use of a modified polymer water-insulating composition is presented. Analytical and field studies were conducted. The technology and the polymer composition have shown the possibility of application during water inflow restriction and repair and insulation works.

Keywords:

Repair and insulation works;
Water shutoff;
Polymer composition;
Modification of the composition.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В скважинной продукции месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири, продолжает увеличиваться доля попутной воды и уже значительно превысила 90%. Более трети фонда скважин дает продукцию обводненную более чем на 70%. Рентабельную разработку обводнившихся месторождений можно обеспечить только путем повышения энергоэффективности и понижения себестоимости добычи нефти, величина которой на 30-50% состоит из эксплуатационных, энергетических затрат и стоимости ремонтных (в том числе ремонтно-изоляционных) работ. Поэтому качество герметизации нефтяных и газовых скважин при бурении, освоении и последующей эксплуатации остается неременным условием их эффективной работы в качестве долговременных сооружений. Применяемые при этом технологии, герметизирующие устройства и материалы должны обеспечивать безаварийное проведение различных работ в скважинах и выполнение экологических и технико-экономических требований.

Восстановление герметичности эксплуатационных колонн, устранение заколонных и межколонных перетоков достигается различными способами, в основном они сводятся к следующим комплексам водоизоляционных и ремонтно-изоляционных работ (ВИР и РИР):

- исправление негерметичности цементного кольца;
- наращивание цементного кольца;
- устранение негерметичности колонны;
- изоляция подошвенных, контурных или закачиваемых вод.

Мероприятия по ограничению притока закачиваемой воды предусматривают изоляцию промытых прослоев [1-3], исключение обводненных пластов из разработки [4], изменение направлений движения закачиваемых вод выравниванием профилей приемистости в нагнетательных скважинах [5-9] и определение оптимальных величин отборов из пласта [10-14]. Мероприятия по ограничению притока посторонней и/или подошвенной воды направлены на восстановление и улучшение качества цементного кольца за эксплуатационной колонной при заканчивании скважин [15] (при первичном креплении) и водоизоляционных работ (ВИР и РИР, вторичное кре-

*E-mail: intnm-gsd@ya.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI100506>

пление) при эксплуатации.

Необходимым процессом, при возникновении негерметичностей в крепи во время эксплуатации скважин, представляется подбор индивидуальных геолого-технических мероприятий (ГТМ), либо комплекса мероприятий по устранению таких нарушений. Основными, в таких случаях, являются ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Анализ различных технологий изоляции и ограничения водопритоков, в том числе апробированных на месторождениях Западной Сибири, показал, что большинство из них основаны на комплексировании применения нескольких технологий и изоляционных материалов, выполняющих различные функции. Это обусловлено сложностью промысловых геолого-физических условий и необходимостью достижения наиболее высоких технологических результатов за счет использования композиционных составов. При поиске новых изоляционных материалов желательно, отказаться от взгляда на вяжущие вещества, как на нечто неизменяемое и присущее только ограниченному числу минеральных соединений. Промысловый опыт и исследования позволяют утверждать, что многие проблемы, связанные с креплением скважин, разобщением пластов и изоляцией воды, могут быть успешно решены рациональным сочетанием материалов различных групп, например, искусственных органических и минеральных материалов, когда для каждого из них учитываются наиболее характерные свойства.

В частности, полимерные композиции лучше проникают в малые пространства, это обеспечивает более качественную герметизацию мелких трещин и каналов в эксплуатационной колонне и цементном кольце при заколонных перетоках [16]. На основании литературного обзора наиболее привлекательными для решения проблем водоизоляции в скважинах нефтяных месторождений является создание композиционных, модифицированных тампонажных составов на основе полимеров, полимерных и синтетических карбамидоформальдегидных смол.

Цель данной работы - анализ применяемых материалов и технологий восстановления герметичности крепи скважин, ограничения и изоляции водопритоков, подбор технологий на основе полимерных материалов и композиций с ними, обеспечивающих наилучший технологический эффект.

Методы и материалы

Поскольку в работе изучается возможность применения адаптированных и модифицированных тампонирующих составов на основе полимеров, то используются аналитические методы и исследования авторов проведенные ранее. В работе использованы материалы собственных опытных работ в скважинах, а также информация из отечественных и зарубежных научно-технических источников.

Анализ технологий ВИР и РИР

В целом геолого-технические условия проведения РИР в скважинах достаточно многообразны, в соответствии с ними подбирается рецептура изолирующих материалов и технология. Большинство материалов, применяемых для крепления и изоляции, основаны на портландцементе или специальных цементах.

Цементы обладают несколькими недостатками - высокой плотностью растворов (более 1.45 г/см³), легко могут провоцировать гидроразрыв пласта, часто поглощаются при РИР; высокая водоотдача обезвоживает тампонажный состав при продавке его в заколонное пространство и подвижность его падает и это ведет к ускорению загустевания и ухудшению качества (прочности) камня [17].

При РИР в продуктивном интервале фильтрат кольматирует коллектор, усложняя вызов притока при пуске скважины в работу. Растворы на основе цемента не блокируют мелкие дефекты эксплуатационных колонн и цементного кольца, узкие зазоры и тонкие поры из-за значительных размеров частиц цементной основы. Растворы на минеральной основе очень неустойчивы из-за склонности к образованию осадка, образуется неоднородный по высоте ствола скважины и в поперечном сечении тампонажный камень, а вода, выделяющаяся из раствора при осаждении минеральных частиц, способствует формированию пристенных каналов в процессе твердения цемента. Цементное кольцо обладает невысокой коррозионной прочностью, при вторичном вскрытии и перфорации после РИР или иных мероприятий со скважинами часто нарушается вплоть до полного разрушения. При наличии перечисленных недостатков, тем не менее, цементы приняты как базовые материалы и имеют широкое применение в РИР. В настоящее время широко используются полимерные материалы параллельно с цементами.

При РИР применяют ряд полимерных составов. Были проведены работы по изолированию притока воды в нефтяных скважинах с применением синтетических смол [18]. Наибольшее применение нашли композиции на основе водных растворов фенолформальдегидных смол типа ТС-9, ТС-10, ТСД-9, с отвердителем формальдегидом, параформом или уротропином. Также использовались вязкоупругие составы (ВУС), Ремонт-1, фенолспирты (ФС), феношлаковая композиция (ФШК), селективные тампонажные материалы - гидрофобный тампонажный материал (ГТМ), силаны, гипан, водорастворимый тампонажный состав (ВТС), кремнийорганическая сшитая система (КРОСС), стиромаль и т. п. [19]. Вязкость таких растворов, приближается к вязкости воды, а отсутствие твердой фазы обеспечивает их большую проникающую способность при хорошей фильтруемости в пористой среде. Недостатком фенолформальдегидных смол является их токсичность, высокая стоимость и большая чувствительность к окружающей температу-

ре и изменениям в соотношениях компонентов, свойства которых во время хранения подвержены изменениям.

У полимерных материалов есть ряд преимуществ по сравнению с минеральными вяжущими: низкая плотность, регулируемые в широких пределах сроки загустевания, высокая проникающая способность в каналы очень малых размеров (зазоры, мелкие дефекты и т.д.), большая седиментационная устойчивость растворов, химическая адгезия к металлу колонн, горным породам и старому тампонажному камню, коррозионная стойкость тампонажной массы (камня) [20-26]. «Полимерный камень» не растрескивается во время перфорации, мало усаживается и газопроницаем [27].

Новые полимерные водоизолирующие композиции и технологии РИР с селективным действием при ликвидации притоков пластовых вод в газовые скважины применялись на сеноманском продуктивном пласте Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, что позволило ввести в строй бездействующие газовые скважины, удержав уровень добычи [28]. Однако и они не обладают универсальностью и имеют геологическо-технологические ограничения.

При водоизоляционных работах в скважинах применяют множество химреагентов, однако окончательный выбор связан с причинами обводнения, а также точки поступления воды, петрофизических свойств продуктивного пласта. Представляется целесообразным создание базы реагентов и технологий применения для изоляционных работ и ограничения водопритока (ОВП), это позволяет корректно и оперативно подбирать способ решения конкретной проблемы. Изоляционные материалы и технология их применения должны обеспечить:

- заполнение нарушения и каналов поступления воды полностью;
- образованный изолирующий барьер при последующей эксплуатации скважины обеспечивает достаточное сопротивление проникновению воды при рабочих депрессиях без разрушения;
- максимальное сохранение фильтрационных свойств нефтенасыщенной зоны пласта после изоляционных работ.

Одновременно изолирующие материалы должны иметь следующие свойства:

- химическая инертность по отношению к материалу труб и горным породам;
- высокая изолирующая способность и безопасность при работах;
- отвечать существующим экологическим нормам;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;
- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении;
- быть недефицитными и недорогими.

Для формирования водоизоляционных экранов, нередко используют вязко-упругие составы (ВУС) на полимерной основе. В вязко-упругий состав входят 1% - ный водный раствор полиакриламида (ПАА), 2% - ный водный раствор гексорезорциновой смолы (ГРС) и 38-40% концентрации формалин в соотношении объемов соответственно 1 : 0.1 : 0.02. Состав разработан во ВНИИнефть, для работ до температуры 90 °С [29]. После конденсации ВУС превращается в упругую гелеобразную массу, в пористой среде образуется почти несдвигаемый изолирующий экран.

Для решения проблем при водоизоляционных работах широко распространены технологии с применением двух растворов, где первым раствором (например, жидкое стекло, гипан, нефтены, АКОР и др.) осуществляется первичная изоляция поступающей воды, а вторым (например, цементный раствор или цементный раствор с присадками) – докрепление и упрочнение изолирующего барьера. Технология изоляции (водоизоляции) выполняется таким образом, чтобы изоляционный барьер соединился с глинистым пропластком, так как для увеличения критического дебита конусообразования вдвое обычно необходимо создание экрана с эффективным радиусом по закачке изолирующего состава до 15 м или более. Как показывает практика, закачка раствора на такую глубину в пласт затруднительна. Закачка же меньших объемов раствора обычно приводит к быстрому повторному прорыву воды за исключением тех случаев, когда водоизоляционный экран соединяется с глинистым пропластком.

Например, при реанимации газовых скважин с использованием обычных тампонажных грубодисперсных цементов имеющих относительно большие размеры частиц, в последние годы предлагался как один из вариантов технологических решений по восстановлению герметичности крепи и водоизоляции, метод с использованием тонкодисперсного сульфатостойкого минерального состава «Майкродап» [30]. «Майкродап» – тонкодисперсная минеральная смесь, аналогично с цементным раствором твердеет при реакции с водой. Изоляционные составы на основе материала «Майкродап» обладают некоторыми отличиями от других тампонажных составов свойствами [30]:

- сульфатостойкость – способность цементного камня противостоять разрушающему действию водных сред, содержащих сульфаты;
- подвижность раствора;
- прочность камня.

Был исследован полимерный состав на основе гипана и алюмосиликатов, который образует резиноподобный полимерный гель, надежно блокирующий фильтрацию воды [31]. Модификация существующих составов и разработка композиционных изолирующих составов может позволить достижение значительных технологических

и экономических эффектов. По результатам исследований была дана рекомендация о применении полимерного композиционного состава и получен патент РФ [32].

Лабораторными исследованиями было установлено, что смола может отверждаться при пластовой температуре от 20 до 100 °С путем подбора отвердителей, при этом срок отверждения составляет от 1 до 8 часов. В периодической научно-технической литературе исследования карбамидоформальдегидной смолы (КФС) для изоляции нарушений в эксплуатационных колоннах описывается некоторое количество операций применения. Показано, что полимерные составы, применяемые для РИР, имеют некоторое преимущество в сравнении с традиционными цементными тампонажными составами.

Составы на основе смол и отвердителей имеют низкую стоимость, небольшую вязкость, хорошо фильтруются в пласт, плотность легко регулируется добавлением различных наполнителей с учетом температуры пластов. На этой основе была разработана двухэтапная технология на основе модифицированных композиций в двух составах: глинисто-полимерно-кварцевая система (ПГКС) и закрепляющий быстросхватывающийся тампонажный состав (БСТС) на основе карбамидоформальдегидной смолы (КФС) [33]. БСТС образует прочный тампонажный камень. Технология по механизмам коагуляции, полимеризации и термополимеризации, имеет успешность выше аналогов. В отличие от известных полимер-дисперсных систем, ПГКС является более жесткой композицией, позволяющей перекрывать трещины, наиболее высокопроницаемые пропластки коллекторов и ограничивать водоприток, создавая широкий блокирующий экран, радиусом более 20 метров от ствола скважины (что обеспечивает требования к размеру экрана с запасом). Изменение жесткости состава происходит добавлением и регулированием концентрации кварцевого песка к глинистому порошку, что позволяет изменять коэффициент остаточного сопротивления среды в достаточно широких пределах. Обычно концентрация песка увеличивается к концу закачки блокирующего экрана, создавая возможность большей проводимости для последующего закрепляющего состава из КФС.

Композиция БСТС используется в двух видах: один для низкотемпературных скважин от 20 до 60 °С, другой для высокотемпературных от 60 до 100 °С, регулируется концентрацией и типом отвердителя, может использоваться вместо традиционного портландцемента. При закачке в пласт этот комбинированный состав, в отличие от цементного раствора, имеет хорошую фильтруемость, проникает во все промытые водой негерметичности и, в последствии, прочно тампонирует их. Полученный тампонирующий состав не поддается коррозии, щелочам и кислотам, имеет свойство расширения в объеме до 50%, при температурах от 50 °С до 100 °С. Определены

оптимальные составы и концентрации ПГКС и БСТС для конкретных геолого-физических условий. Результаты лабораторных исследований и испытаний технологии с применением модифицированной композиции явились основой для практического применения на скважинах Самотлорского месторождения. Эффективность двухэтапной технологии на основе полимерных реагентов была подтверждена лабораторными исследованиями на искусственных моделях пласта [27].

Основными объектами для применения технологии модифицированной композиции являются добывающие скважины с обводненными неоднородными по проницаемости трещиновато-поровых и пористых пластов с искусственно созданными трещинами после ГРП. Сущность технологии заключается в закачивании последовательно чередующихся оторочек раствора из сшитого полимера и глинистой суспензии с кварцевым песком, которые увеличивают фильтрационное сопротивление высокопроницаемого пропластка (трещины) неоднородного пласта в 7-33 раз [27, 34]. После закачки системы ПГКС закрепление производится составом БСТС в призабойной зоне пласта в радиусе до 2 метров. Путем подбора концентраций отвердителя, в зависимости от температуры пласта, можно регулировать время затвердевания между БСТС и ПГКС с созданием прочного тампонажного экрана, эффективно блокирующего промытые каналы и трещины [34].

Испытание технологии РИР с полимерным составом

Опытно-промышленные испытания двухэтапной технологии и полимерного композиционного состава на основе КФС были проведены в эксплуатационных скважинах Самотлорского месторождения, сведения о некоторых параметрах закачки изолирующих составов приведены в таблице 1. Результаты опробывания двухэтапной технологии, основанной на полимерном реагенте в 8 скважинах, показаны в таблице 2.

Информация, представленная в таблице 2, подтверждает эффективность анализируемой технологии и возможность ее широкого применения.

Результаты

Проведены аналитические исследования водоизолирующих и тампонирующих композиций на основе полимеров, представлена двухэтапная технология водоизоляции на основе полимерных реагентов.

В результате РИР по технологии основанной на композиционных составах ПГКС и БСТС в 8 скважинах Самотлорского месторождения получен средний прирост по нефти на скважину до 9 т/сут, суммарный прирост составил 64 т/сут. Обводненность по скважинам в среднем снизилась от 99 до 68%.

Таблица 1

Распределение скважин по вариантам

№ п/п	Скважина №	Приемистость/давление в начале ОПЗ, $Q_{п0}/P_3$ (м³/сут)/МПа	Приемистость/давление в конце ОПЗ, $Q_{п1}/P_3$ (м³/сут)/МПа	$Q_{п1}/Q_{п0}$	Задача решаемая РИР
1	16474	220/8	68/16	3.2	Изоляция водопритока и перевод в эксплуатационный фонд
2	16550	360/3	30/13	12.0	перевод нагнетательной скважины в добывающий фонд, изоляция техногенных трещин от пласта АВ1-3 до пласта АВ1-2, образованных при работе скважины в нагнетании по пласту АВ1-3
3	21140	480/4	90/14	5.3	То же
4	25750	480/4	50/12	9.6	Изоляция водопритока
5	29771	480/4	80/10	6.0	изоляция техногенных трещин, образованных по пласту АВ1-3 до пласта АВ1-2
6	40673	300/7	50/12	6.0	изоляция водопритока по трещине ГРП между пластами АВ1-2 и АВ1-3
7	26714	300/8	20/15	15.0	снижение риска получения высокой обводненности продукции после ГРП по пласту АВ1-2, из-за отсутствия изолирующей перемычки между пластом АВ1-2 и обводненным АВ1-3
8	61361	550/5	70/11	7.9	То же

Выводы

На основе научно-технического анализа опыта ВИР и РИР, проведенных исследований и испытаний, представленных технологии и полимерного реагента может быть предложена технология для адаптации к различным условиям и внедрения на различных месторождениях. Очевидно, что можно подобрать полимер и сшиватель, обеспечивающие высокую прочность полимерного тампонирующего материала (камня).

Технологическая эффективность технологии зависит от свойств композиций проникнуть во все каналы нарушающие герметичность крепи и каналы притока воды и, конечно прочности создаваемого барьера. Внедрение технологии с модифицированными полимерными составами (например, БСТС) и комплексирование с реагентом первичного тампонирования (например, ПГКС) позволит достигать синергетичности эффективности проведенных водоизолирующих и ремонтно-изолирующих работ.

Таблица 2

Режимные показатели скважин обработанных композиционными полимерными составами

№ п/п	№ скважины	Режим до закачки					Режим после закачки				
		Пласт	Q _ж , м³/сут	Q _п , т/сут	%В	Н _д , м	Пласт	Q _ж , м³/сут	Q _п , т/сут	%В	Н _д , м
1	40673	АВ1-2	45	0	99	350	АВ1-2	45	3	92	815
2	16550	АВ1-3	350	Нагнетательная скважина			АВ1-2	43	13	65	812
3	16474	АВ1-2	Пьезометрическая				АВ1-2	65	4	93	1058
4	61361	БВ8	57	0.8	98	1500	АВ1-2	36	13	58	975
5	25750	АВ1-2	63	0.9	99	780	АВ1-2	50	2.5	94	468
6	26714	БВ8	100	0	99	1500	АВ1-2	18	10	32	АПВ
7	29771	АВ1-3	155	Нагнетательная скважина			АВ1-2	42	10	72	900
8	21140	АВ1-3	120	Нагнетательная скважина			АВ1-2	36	15	35	1200
Всего			265	1.7	99			335	70	68	
Среднее			38	0.2	99			42	9	68	

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

1. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
2. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
3. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Guliyev, V. V., Naghiyeva, N. V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
4. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
6. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
7. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
8. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
9. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (1(78)), 61-72.
10. Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/ polymer processes as developed and applied in the Peoples Republic of China. SPE-89175-JPT. *Journal of Petroleum Technology*, 58(2), 84-89.
11. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., Romero, J. (2008, April). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous argentina waterflood. SPE-113320-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa. Society of Petroleum Engineers*.
12. Satter, A., Iqbal, G. M., Buchwalter, J. L. (2008). Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software. *Tulsa: PennWell Corporation*.
13. Turner, B. (2009, March). Polymer gel water-shutoff application combined with stimulation increase oil production and life of wells in the Monterey Formation Offshore California. SPE-121194-MS. In: *SPE Western Regional Meeting held in San Jose, California, USA. Society of Petroleum Engineers*.
14. Daneshy, A. A. (2006, February). Selection and execution criteria for water control treatments. SPE-98059-MS. In: *SPE Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, USA. Society of Petroleum Engineers*.
15. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, (4), 4-10.
16. Кетова, Ю. А., Галкин, С. В., Седова, В. А. (2019). Анализ эффективности применения полимерных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на нефтяных скважинах. *Нефтепромысловое дело*, 12(612), 71-73.
17. Басаргин, Ю. М., Булатов, А. И., Дадька, В. И. (2004). Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр».
18. Ахметов, А. А., Киряков, Г. А., Клыусов, И. А., Юзвизкий, В. П. (2003). Полимерцементные композиции для установки водоизоляционных мостов в сеноманских скважинах. *Нефтяное хозяйство*, 3, 68-69.

References

1. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
2. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
3. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Guliyev, V. V., Naghiyeva, N. V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
4. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
6. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
7. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
8. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
9. Велиев, Э. Ф. (2021). Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (1(78)), 61-72.
10. Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/ polymer processes as developed and applied in the Peoples Republic of China. SPE-89175-JPT. *Journal of Petroleum Technology*, 58(2), 84-89.
11. Diaz, D., Somaruga, C., Norman, C., Romero, J. (2008, April). Colloidal dispersion gels improve oil recovery in a heterogeneous argentina waterflood. SPE-113320-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa. Society of Petroleum Engineers*.
12. Satter, A., Iqbal, G. M., Buchwalter, J. L. (2008). Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software. *Tulsa: PennWell Corporation*.
13. Turner, B. (2009, March). Polymer gel water-shutoff application combined with stimulation increase oil production and life of wells in the Monterey Formation Offshore California. SPE-121194-MS. In: *SPE Western Regional Meeting held in San Jose, California, USA. Society of Petroleum Engineers*.
14. Daneshy, A. A. (2006, February). Selection and execution criteria for water control treatments. SPE-98059-MS. In: *SPE Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, USA. Society of Petroleum Engineers*.
15. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, (4), 4-10.
16. Ketova, Yu. A., Galkin, S. V., Sedova, V. A. (2019). Analysis of polymeric compositions application efficiency during repair and insulation works on oil wells. *Oilfield Engineering*, 12(612), 71-73.
17. Basargin, Yu. M., Bulatov, A. I., Dadyka, V. I. (2004). Materials and reagents for repair and insulation works in oil and gas wells. *Moscow: Nedra-Binescenter LLC*.
18. Akhmetov, A. A., Kiryakov, G. A., Klyusov, I. A., Yuzvitsky, V. P. (2003). Polymer cement compositions for installation of water-isolation bridging plugs in Senomansk wells. *Oil Industry*, 3, 68-69.

19. Аметов, И. М., Шерстнев, Н. М. (1989). Применение композиционных систем в технологических операциях эксплуатации скважин. *Москва: Недра*.
20. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
22. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
23. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
24. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, (1), 86-88.
26. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
27. Сахипов, Д. М., Апасов, Т. К., Сахипов, Э. М., Апасов, Г. Т. (2012). Практическое применение композиционной системы ПГКС на нефтяных месторождениях Нижневартовского района. Материалы VIII Всероссийской научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского Мегабассейна» (посвященной 100-летию Муравленко Виктора Ивановича). *Тюмень: ТюмГНГУ*.
28. Lanchakov, G., Moskvichev, V., Stavitskiy, V., Griguletsky, V. (2009, October). New materials and methods of insulation repair works in gas wells on Urengoy Field. In: *International Gas Union World Gas Conference Papers. 24th World Gas Conference, WGC 2009. Buenos Aires*.
29. Троцкий, В. Ф. (1993). Разработка технологии и техники капитального ремонта скважин на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений. *Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва*.
30. Сингуров, А. А., Нифантов, В. И., Пищухин, В. М., Гильфанова, Е. В. (2014). Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах. *Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*, 4(20), 75-80.
31. Дубинский, Г. С., Кононова, Т. Г. (2010, май). Исследование водоизолирующей композиции на основе алюмосиликата и гидролизованного полиакрилонитрила. Материалы научно-практических конференций «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа». *Уфа: ГУП «ИПТЭР»*.
32. Акчурин, Х. И., Дубинский, Г. С., Кононова, Т. Г., Чезлова, А. В. (2009). Способ обработки продуктивного пласта водоизолирующей композицией. *Патент РФ 2374425*.
33. Апасов, Т. К., Апасов, Г. Т., Мухаметшин, В. Г. (2014). Способ повышения нефтеотдачи в неоднородных, высокообводненных, пористых и трещиновато-пористых, низко- и высокотемпературных продуктивных пластах. *Патент РФ 2528805*.
34. Мухаметшин, В. Г., Апасов, Т. К., Апасов, Г. Т. и др. (2013). Тампонажный состав на основе карбамидоформальдегидной смолы. Материалы международной научно-технической конференции посвященной 50-летию Тюменского Индустриального Института. *Тюмень: ТИИ*.
19. Ametov, I. M., Sherstnev, N. M. (1989). Application of composite systems in process operations of the wells operation. *Moscow: Nedra*.
20. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
22. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
23. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
24. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, (1), 86-88.
26. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
27. Sakhipov, D. M., Apasov, T. C., Sakhipov, E. M., Apasov, G. T. (2012). Practical application of composition system of PGCS at oil fields of Nizhnevartovsk district. In: VIII All-Russian Scientific and Technical Conference «Geology and oil and gas content of West Siberian Megabassein» (dedicated to the 100th anniversary of Muravlenko Viktor Ivanovich). *Tyumen: TyumGNSU*.
28. Lanchakov, G., Moskvichev, V., Stavitskiy, V., Griguletsky, V. (2009, October). New materials and methods of insulation repair works in gas wells on Urengoy Field. In: *International Gas Union World Gas Conference Papers. 24th World Gas Conference, WGC 2009. Buenos Aires*.
29. Trotsky, V. F. (1993). Development of technology and technique for well overhaul at the late stage of gas condensate field development. *PhD disseration. Moscow*.
30. Sinhurov, A. A., Nifantov, V. I., Pishchukhin, V. M., Gilfanova, E. V. (2014). Technologies and compositions for water insulation operations in gas wells. *Problems of Development of Gas, Gas Condensate and Oil and Gas Condensate Fields*, 4(20), 75-80.
31. Dubinsky, G. S., Kononova, T. G. (2010, May). Study of a water-insulating composition based on alumsilicate and hydrolyzed polyacrylonitrile. In: Scientific and Practical Conferences «Problems and methods of ensuring the reliability and safety of oil, oil products and gas transportation systems. Problems and methods of rational use of associated petroleum gas». *Ufa: PMT «IPTER»*.
32. Akchurin, H. I., Dubinsky, G. S., Kononova, T. G., Chezlova, A. V. (2009). Method of treatment of productive formation with water-insulating composition. *RU Patent 2374425*.
33. Apasov, T. C., Apasov, G. T., Mukhametshin, V. G. (2014). A method of increasing oil recovery in inhomogeneous, highly watered, porous and fractured-porous, low and high-temperature productive formations. *RU Patent 2528805*.
34. Mukhametshin, V. G., Apasov, T. C., Apasov, G. T., et al. (2013). Tamponage composition based on carbamide-formaldehyde resin. In: International Scientific and Technical Conference dedicated to the 50th anniversary of the Tyumen Industrial Institute. *Tyumen: TIU*.

Применение полимерных композиций при ремонтно-изоляционных работах в скважинах

В.Г.Мухаметшин¹, Г.С.Дубинский^{2,3}

¹ОАО «НижневартовскНИПИнефть», Нижневартовск, Россия;
²Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Россия; ³Институт стратегических исследований Республики
Башкортостан, Уфа, Россия

Реферат

Состояние ресурсной базы России имеет тренд ухудшения. Возникающие проблемы при добыче углеводородов, требуют применения новых методов их решения в свете необходимости удерживать экономические показатели не ниже достигнутых. Сокращение объема попутной воды, поддержание экологической безопасности нефтедобычи при сохранении и даже уменьшении себестоимости нефтедобычи, за счет новых технологий и материалов, являются актуальными задачами. Работа посвящена вопросам надежного восстановления технического состояния скважин и ограничения водопротоков. Представлена технология основанная на применении модифицированной полимерной водоизолирующей композиции. Проведены аналитические и промысловые исследования. Технология и полимерная композиция показали возможность применения при проведении ограничения притока воды и ремонтно-изоляционных работах.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы; водоизоляция; полимерный состав; модифицирование состава.

Polimer kompozisiyalarının quyuların təmir-izolasiya işlərində tətbiqi

V.Q.Muxamətsin¹, Q.S.Dubinskiy^{2,3}

¹Nijnevartovsk NETLİ ASC, Nijnevartovsk, Rusiya;
²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;
³Başqırdıstan Respublikasının Strateji Araşdırmalar İnstitutu, Ufa, Rusiya

Xülasə

Rusiyanın resurs bazasının vəziyyəti pisləşmə tendensiyasına malikdir. Karbohidrogen hasilatında ortaya çıxan problemlərin həlli üçün iqtisadi göstəricilərin əldə edilənlərdən daha da aşağı düşməməsi baxımından yeni metodların tətbiqi tələb olunur. Yeni texnologiyalar və materiallar hesabına neft hasilatının maya dəyərinin saxlanılması və hətta azaldılması zamanı səmt su həcmnin azaldılması, neft hasilatının ekoloji təhlükəsizliyinin qorunması aktual məsələlərdəndir. Məqalə quyuların texniki vəziyyətinin etibarlı bərpası və su axınlarının məhdudlaşdırılması məsələlərinə həsr edilmişdir. Modifikasiya edilmiş polimer suizoləedici kompozisiyasının tətbiqinə əsaslanan texnologiya təqdim olunmuşdur. Analitik və mədən tədqiqatları aparılmışdır. Texnologiya və polimer kompozisiyanın su axınının məhdudlaşdırılması və təmir-izolyasiya işlərinin aparılması zamanı tətbiqinin mümkünlüyü göstərmişdir.

Açar sözlər: təmir-izolyasiya işləri; su izolyasiyası; polimer tərkibi; tərkibin modifikasiyası.