

ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРБАМИДОФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛЫ

Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Российская Федерация (625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Для решения проблем по водогазоизоляции в нефтяных скважинах предлагаются технология и составы на основе быстросхватывающейся тампонажной смеси на основе карбамидоформальдегидной смолы, для пластовых температур от 20 до 120 °С. На этой основе разработана технология создания блокирующего экрана для ограничения поступления подошвенных вод композицией из двух составов, полимер-глинисто-кварцевой системы с добавлением щелочи, инертных наполнителей или без них и закрепляющей быстросхватывающейся тампонажной смеси, вместо традиционного портландцемента. Предложенная технология, составы практически апробированы на скважинах № 36, 39 Южно-Охтеурского месторождения и рекомендованы для промышленного внедрения. Выполнен обзор современных технологий по интенсификации притока нефти и ограничению водопритоков. Одним из основных направлений повышения продуктивности скважин на поздней стадии разработки месторождений является разработка и внедрение комплексных технологий интенсификации притока с предварительной изоляцией интервалов водопритоков. Наиболее перспективным при ограничении водопритоков в скважинах является использование полимерных композиций на основе синтетических смол, обладающих рядом преимуществ перед традиционными составами. Рассмотрены теоретические основы разработки рецептуры тампонажного состава, обоснованы методы исследования его свойств. Проведено обоснование оптимальной рецептуры изоляционного состава на основе КФС. Выбор и обоснование компонентов тампонажного состава основан на анализе и обобщении результатов теоретических и экспериментальных работ в области применения полимерных композиций на основе смол, а также по результатам лабораторных исследований.

Ключевые слова: водогазоизоляция, скважина, технология, лабораторные исследования, быстросхватывающаяся тампонажная смесь, карбамидоформальдегидная смола, наполнители, отвердители, полимер-глинисто-кварцевая система, водонепроницаемый блок-экран.

WATER SHUTOFF DOWNHOLE USING FORMALDEHYDE RESINS

Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

To solve the problems of isolating gas and water in the oil wells of the proposed technology and formulations based on Rapid backfill mixture reservoir temperatures from 20 to 120 ° C. On this basis, developed a technology for creating locks the screen to limit the inflow of bottom water composition of the two compounds, polymer-clay-silica system with the addition of alkali, excipients or without anchoring and Rapid backfill mixture, instead of the traditional Portland cement. The proposed technology will make practically tested on wells number 36, 39 South Ohteurskogo deposits and are recommended for industrial implementation. A review of modern technologies for stimulation of oil and reduce water. One of the main ways of increasing the productivity of wells in the late stage of field development is the development and implementation of integrated technology stimulation with pre-insulated water inflows intervals. The most promising for limiting water in wells is the use of polymeric compositions based on synthetic resins having a number of advantages over conventional formulations. The theoretical foundations of formulating grouting composition, sound method of investigation of its properties. The substantiation of the optimal formulation of the insulation on the basis of CFS. Selection and justification components grouting composition is based on the analysis and synthesis of the results of theoretical and experimental work in the field of application of polymeric resin compositions, as well as the results of laboratory tests.

Keywords: insulation, gas and water, well, technology, laboratory studies, Fast-tampon mixture, fillers, hardeners, polymer-clay-quartz system, Waterproof unit screen.

При разработке месторождений Западной Сибири все большее внимание уделяется ограничению водогазопритоков в нефтяных скважинах с применением изоляционных составов с высокой фильтруемостью в пористые среды, низкой вязкостью, высокой механической прочностью и адгезией, с регулируемым временем осадкообразования, в зависимости от температуры и выбранных компонентов. В последнее время основное применение при проведении изоляционных работ находят композиции, состоящие из полимеров и синтетических смол. Из синтетических смол самыми дешевыми и доступными являются мочевиноформальдегидные или карбамидные смолы различных марок [1; 2]. Разработке новых составов и технологий ограничения водопритоков посвящены работы многих ученых как у нас в стране, так и за рубежом, а такие ученые, как В.А. Блажевич, В.Г. Уметбаев, Н.А. Абдрахимов, В.А. Стрижнев, И.И. Клещенко, С.С. Демичев, К.В. Стрижнев и другие, уделяли особое внимание изучению и внедрению синтетических смол, в частности карбамидоформальдегидной. Это явилось поводом для продолжения исследований в этом направлении и решения проблем по водогазоизоляции в скважинах. Предлагаем разработанную технологию и быстросхватывающую тампонажную смесь (БСТС) на основе карбамидоформальдегидной смолы (КФС), для пластовых температур от 20 до 120 °С, с регулируемым сроком отверждения от 10 минут до 8 часов [3]. Отвердителем КФС при температурах от 60 до 120 °С является комплексный термостойкий отвердитель, при температурах от 20 до 60 °С отвердителем является кислотный состав. Для регулирования плотности, вязкости и кольматирующей способности БСТС используются различного типа наполнители (барит, асбест, древесная мука, опилки, фосфогипс и др.). Более эффективно использование смешанных наполнителей (например, гранулированных и волокнистых), обеспечивающих равномерную кольматацию поглощающих каналов по всей мощности пласта. Технология по водоизоляции и основные рецептуры БСТС защищены патентами (патенты РФ № 136485, № 2439119). Перед проведением промысловых испытаний предлагаемая тампонажная смесь БСТС прошла лабораторные исследования с определением основных реологических свойств. Получены образцы БСТС в лабораторных условиях, рис. 1.



Рис. 1. Образец БСТС в лабораторных условиях

На основании литературного обзора ученых наиболее привлекательным для решений проблем водоизоляции по ограничению поступления подошвенных вод с проявлением конусообразования является создание водопроницаемых экранов вблизи ствола скважины на основе полимерных и синтетических карбаминоформальдегидных смол. На этой основе разработана технология проведения и модифицированная композиция из двух составов, полимер-глинисто-кварцевой системы (ПГКС) с добавлением щелочи, инертных наполнителей или без них и закрепляющей быстросхватывающейся тампонажной смеси, (БТС) используемой вместо традиционного портландцемента. Такая композиция позволяет получить прочный широкий блокирующий экран радиусом до и более 20 метров от ствола скважины с ранее проведенными ГРП (РФ № 2528805). При закачке в пласт этот комбинированный состав, в отличие от цементного раствора, имеет хорошую фильтруемость, проникает во все промытые водой негерметичности и впоследствии прочно тампонирует их. Полученный тампонирующий состав не поддается коррозии, щелочам и кислотам, имеет свойства расширения в объеме до 50% при температурах от 50 до 100 °С. Основными объектами для применения технологии модифицированной композиции являются добывающие скважины с обводненными неоднородными по проницаемости трещиновато-поровыми и пористыми пластами с искусственно созданными трещинами после ГРП. Практическая апробация технологии по ликвидации водопритоков и тампонажный состав из карбаминоформальдегидной смолы проведена на скважинах № 36, 39 Южно-Охтеурского месторождения. Скважина № 36 после бурения перфорирована в интервале (2219,8-2225,8), мощностью 6 м. По геологическому разрезу пласт сложен в интервале (2219,8-2223) плотными породами, подтверждается высоким удельным сопротивлением. Далее интервал (2223,0-2223,8) представляет плотный неколлектор, далее (2223,8-2225,8) песчаник плотный, нефтенасыщенный. По ГИС интервал (2224-2226,2) коллектор с удельным сопротивлением 10 ом. м с проницаемостью 25×10^{-3} мкм². Высокое удельное сопротивление в основном прослеживается за счет наличия плотных пород сверху и снизу песчаников. Интервал (2226,2-2227,6) представляет собой плотную породу, закрывающую нефтенасыщенный интервал от водонасыщенного. По ГИС интервал (2228-2232) по насыщенности нефть+вода. По техническому состоянию в интервале перфорации до контура воды нет качественного цемента за колонной. В 2010 г. произведен ГИС по источнику обводнения, получен по результатам заколонный переток с 2248 м. Принято решение провести 10.09.2010 г. ремонтно-изоляционные работы (РИР), проведена перфорация спецотверстий (2235-2237) по глинистому пласту до границы ВНК, установка пакера ПМ3120-35 на глубине 2233 м, закачано 30 м³ термостойкого полимера и 1,2 м³ цементного раствора. Спустили ЭЦН-25-2100 на глубину 2000 м, дебит жидкости составил

6,5 м³/сут, при обводненности 98%. Проведенный повторный ГИС показал, что заколонный переток воды не ликвидирован. Несмотря на заколонный переток, в июле 2011 г. проведено ГРП с отсыпкой с проппантом в объеме 8 т, высота трещины составила по дизайну до 8 метров, полудлина 20 метров. Скважина запущена после ГРП с ЭЦН-30-1900, Нгп=2000 м, с дебитом 30 м³/сут и обводненностью до 70%. В сентябре 2011 г. обводненность стала 95%, при Ндин=1456 м и Рпл=211 атм. Далее скважина работала с дебитом 20 м³/сут, при обводненности 96-98%, в периодическом режиме, Рзат=3 атм., Рбуф=10 атм.

Для ограничения поступления подошвенных вод важным является правильное расположение водонепроницаемого блок-экрана по отношению к нефтеводонасыщенной части пласта и по отношению к ВНК. Если специальный фильтр блок-экран создавать по линии ВНК с некоторым охватом водонасыщенной части пласта, то, очевидно, искусственный блок-экран будет также проследиваться по линии ВНК и водонасыщенной части пласта, без охвата переходной зоны водонефтенасыщенности. В силу этого при создании определенной величины депрессии в переходной зоне, не заполненной изоляционным составом, произойдет образование водопроводящих каналов и пор в этой зоне с последующим обводнением скважины, что наверняка и произошло по скважине № 36 при водоизоляционных работах. Отсюда вытекает, что создание водонепроницаемого пропластка мощностью, равной мощности переходной зоны водонефтенасыщенности, без охвата водонасыщенной части, должно быть более целесообразным.

Немалый интерес представляет и количество отверстий на погонный метр специального фильтра для блок-экрана. Известно, что на погонный метр создают от 20 до 30 отверстий с применением кумулятивных перфораторов с целью возможности закачки полимерных составов и цементных растворов. При использовании таких тампонажных материалов, как цементные растворы на водной или углеводородной основе, вязкая нефть, эмульсии, указанное количество отверстий на погонный метр, по-видимому, предусматривают, исходя из того, чтобы обеспечить размещение значительного объема тампонажных материалов в пласте с целью создания водонепроницаемого барьера со значительным поперечным сечением, а также чтобы получить монолитный водонепроницаемый пропласток как в приствольной, так и в удаленных от ствола частях скважины. Вследствие того что указанные материалы обладают низкой фильтруемостью в поры пласта при нагнетании их через небольшое количество перфорационных отверстий, может произойти оставление зоны, не заполненной этими материалами. В связи с этим вместо монолитного водонепроницаемого пропластка может получиться пропластоклепесткообразной формы, т.е. останутся отдельные пути для прохождения воды в эксплуатационный фильтр. Уплотнение перфорации на погонный метр специального фильтра в этих случаях вполне оправданно.

Между тем закрепляющий тампонажный цемент, использованный на скважинах, обладает плохой фильтруемостью в пласт, проникновение его в поры пласта практически не происходит, и наверняка это – вторая основная причина неэффективности проведенных работ. По анализу проведенных работ на скважинах № 36, 39 одной из причин отсутствия эффективности после РИР является отсутствие притока жидкости по нефтенасыщенному интервалу, что подтверждено результатами профилей притока после водоизоляций. Это связано дополнительным засорением нефтенасыщенного интервала водоизоляционным составом, цементным раствором, низкими коллекторскими свойствами пласта и отсутствием эффективных методов воздействия по интенсификации притока. Такие факторы, как выбор скважины, создание специального фильтра для создания блок-экрана с определенной мощностью и плотностью отверстий на погонный метр, требуют не только планирования работы, но и соблюдения известных инструкций и стандартов.

Для ликвидации прорывов конусов подошвенных вод в нефтяных скважинах, если к тому же имеются заколонные перетоки, как в нашем случае, рекомендуется создавать радиальный водоизоляционный экран большего радиуса (до 10 м и более), что указано в работах [4; 5].

По скважине № 36 были проведены дополнительно исследования по определению профиля притока, и результаты показали, что заколонный переток продолжает активно поступать с 2237 метров. В 12.08.2013 г. было принято решение произвести повторные РИР с использованием тампонажного состава БСТС. Предварительно произвели спецотверстия в интервале переходной водонефтенасыщенной зоны (2229-2230), мощностью в 1 метр, перфораторами ЗПК-89-АТ-03 с плотностью 10 отв./метр. Спустили в интервал 2229-2230 метров волновой гидромонитор и через каждые 30 см произвели очистку интервала с гидровоздействием, определили приемистость (при давлении 10 МПа составила $Q=450$ м³/сут), подняли до интервала (2219,8-2225,8), определили приемистость (при давлении 10 МПа составила 320 м³/сут) и закачали щелочной раствор Na_2CO_3 – 5%-ной концентрации в объеме 6 м³, далее подняли компоновку. Спустили мостовую пробку МПзс ГУК на глубину 2228,5 м, произвели посадку при давлении 13 МПа. Учитывая полудлину трещины после ГРП, произвели расчет необходимости создания блок-экрана в радиусе не менее 20 метров, мощностью в 1 метр. Произвели расчет необходимого объема рабочих жидкостей по формуле:

$$V = \pi \times m \times h \times [(r_3 + 0,1)^2 - r_c^2], \quad (1.1)$$

где m – открытая пористость пласта; h – толщина экрана, которая по условиям ведения работ принимается равной 1 м.

Приготовили тампонажный состав БСТС на устье скважины в следующем порядке. Расчетный объем КФС в 3 м³ разместили в открытой емкости, добавили инертный наполнитель - древесную муку 8% к объему, тщательно размешали с циркуляцией через насосный агрегат, далее добавили водный раствор отвердителя, в течение 1 часа тоже тщательно размешали. Произвели экспресс-анализ приготовленного состава при ожидаемой температуре пласта с уточнением времени начала и конца схватывания смеси. Через спущенную мостовую пробку закачали в созданный фильтр при закрытом затрубном пространстве полимерную глинисто-кварцевую систему в объеме в 200 м³, до поднятия давления 15 МПа и снижения приемистости с 450 до 180 м³/сут. В затрубном пространстве при закачке ПГКС поддерживали вторым насосным агрегатом противодействие до 5 МПа. Последовательно после закачки ПГКС произвели продавку составом БСТС в объеме 4 м³, с закачкой в пласт до уровня мостовой пробки, продавили пресной водой. Подняли подвеску НКТ с ГУК на 10 метров, сделали срезку с циркуляцией в затрубное пространство и подняли на устье скважины. Состав ПГКС и БСТС оставили на полимеризацию, на затвердевание. Спустили компоновку для очистки нефтенасыщенного пласта с волновым гидромонитором, струйным насосом и пакером до 2227 метров, проверили промывку и чистоту забоя. Последовательно произвели поинтервальную обработку и очистку интервала перфорации, с производительностью 6,0 л/сек, давлением нагнетания 6,5 МПа, через каждые 30 см, с расходом на 1 метр пласта не менее 10 м³. В процессе обработки определили профиль приемистости по пласту, через каждые 30 см определением работающих и не работающих интервалов, с последующей селективной кислотной обработкой в объеме 8 м³ в наиболее эффективных интервалах пласта. Посадили пакер и произвели освоение струйным насосом, получили приток 50 м³/сут при забойном давлении 6 МПа.

Воздействие на пласт сопровождалось глубинными замерами манометром АЦМ-4. Запустили скважину 20.08.2013 г., с УЭЦН-25-2100, Нгл=2100 м, с дебитом 60 м³/сут. Скважина продолжает работать с дебитом 45 м³/сут, с Ндин=1600 м, давлением по ТМС на приеме 45 атм., с обводненностью 85%. Получен прирост 6 т/сут.

По скважине № 39 интервал перфорации (2217-2228) по пласту ЮВ1-1 в длительном бездействии из-за обводнения по причине заколонного перетока снизу, ранее проводились изоляционные работы с блок-экраном термостойким полимером и цементным составом. Исследования по определению профиля притока от 29.01.2012 г. показали, что заколонный переток не ликвидирован, вода продолжает поступать с 2242,5 до 2228 метров.

Принято решение провести 15.07.2013 г. на скважине комплексные изоляционные работы с БСТС по технологии, ранее проведенной на скважине № 36. В результате проведения водоизоляционных работ обводненность снизилась с 99 до 86% и получен

прирост нефти 3 т/сут. Качество работ по РИР проверено проведением профиля приемистости в двух режимах от 02.10.2013 г., по результатам ГИС заколонные перетоки вверх и вниз отсутствуют.

Данные параметры по скважине до и после РИР размещены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры скважины № 39 до и после РИР

Режим после РИР				Прирост, т/сут	Накопленная добыча, т
Qж, м ³ /с	Qн, т/с	% обв.	К прод		
25	3	86	0,2	3	250

В целом по скважинам № 36, 39 после выполнения комплекса работ за 5 месяцев получено дополнительно 1150 тонн нефти, эффект продолжается.

Выводы

1. Анализ проведенных водоизоляционных работ на скважинах № 36, 39 показал эффективность технологии по созданию блок-экрана композицией из ПГКС, с закреплением тампонажным составом БСТС, вместо традиционного портландцемента, с последующим освоением нефтенасыщенного интервала ВГМ, струйным насосом.

2. Рекомендуются для условий Южно-Охтеурского месторождения при выборе места для создания блок-экранов выбирать спецотверстия в переходной водонефтенасыщенной части пласта, выше ВНК на 1-2 м, с мощностью в 1 метр и плотностью перфорационных отверстий 15 отв./на метр, закреплять составом БСТС созданием непроницаемого экрана радиусом более 10 метров.

Список литературы

1. Азаров В.И., Гришин С.П., Цветков В.Е. Методические указания к лабораторным работам по технологии синтетических смол и клеев. – М., МЛТИ, 1978. – 31 с.
2. Апасов Т.К., Абрамов В.О., Муллакаев М.С., Салтыков Ю.А., Апасов Г.Т., Апасов Р.Т. Комплексные схемы ультразвукового воздействия на пласты на Самотлорском месторождении // Наука и ТЭК. - 2011. - № 6. - С. 80-84.
3. Апасов Т.К., Ушияров Р.К., Шкуров О.В., Гуркин О.А., Полищук С.Т. Устройство для воздействия на призабойную зону пласта скважины и ее очистки : Патент на изобретение RUS 2213859 15.06.2001.
4. Доронин Ю.Г., Мирошниченко С.Н., Свиткина М.М. Синтетические смолы в деревообработке. – М. : Лесн. пром-сть, 1987. – 224 с.

5. Быстрохватывающая тампонажная смесь (БСТС) для изоляции водогазопритоков в нефтяных и газовых низкотемпературных скважинах : Патент 2439119 Российская Федерация, МПК С09К 8/44 / Абдурахимов Н.А., Апасов Т.К., Апасов Г.Т.; опубл. 10.01.2012 г. Бюл. № 1.
6. Телков В.А., Грачев С.И. и др. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. – Тюмень : ООО НИПИКБС-Т, 2001. – 482 с.
7. Телков А.П., Ягофаров А.К., Шарипова А.У., Клещенко И.И. Интерпретационные модели нефтяной залежи на стадии разработки. – М. : ВНИИОЭНГ, 1993. – 72 с.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.