

УДК 622.24

О ДОЛГОВЕЧНОСТИ КРЕПИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ф.А. Агзамов

Цементный камень, являющийся «наиболее слабым звеном» крепи скважин, легко разрушается при работах внутри обсадных колонн и уязвим к действию большинства пластовых флюидов. В нагнетательных скважинах под действием закачиваемой в пласты воды происходит интенсивное выщелачивание цементного камня, приводящее к его полной деградации через несколько лет работы скважины. Следствием указанного являются закачка жидкости в другие пласты и повышенная коррозия обсадных колонн. Анализ промышленного материала показал, что в нагнетательных скважинах при возникновении межпластового перетока цементный камень может полностью разрушиться через 4–6 лет, тогда как в эксплуатационных скважинах он полностью сохраняет технологические свойства и по прошествии 20 лет.

Рассмотрение теории процесса коррозии выщелачивания цемента позволило определить основные направления снижения скорости коррозии, направленные на улучшение структурных характеристик цементного камня. Среди них следует выделить уменьшение начального водосодержания и оптимизацию структуры порового пространства.

Анализ нагрузок, действующих на крепь скважины, показал, что при проведении перфорации, гидроразрыве пласта и углублении скважины напряжения, возникающие в цементном камне, превосходят его прочностные показатели. Для минимизации указанных отрицательных последствий целесообразно применение армированных и «самозалечивающихся» цементов.

Ключевые слова: нагнетательные скважины, цементный камень, коррозия выщелачивания, структура, гидролиз и растворение.

Введение

При проведении динамических (ударных) воздействий внутри обсадных колонн более всего подвержен разрушению цементный камень. Наиболее сильное негативное воздействие на него создается при перфорации, углублении скважины, гидроразрыве продуктивного пласта [1–4]. Кроме этого, цементный камень уязвим к воздействию большинства компонентов пластовых флюидов [5–8].

При этом следует помнить, что цементный камень за счет высокой щелочности поровой жидкости ($\text{pH} \geq 12,5$) обеспечивает коррозионную стойкость обсадной колонны, образуя на ее поверхности пленку, препятствующую проникновению агрессивных ионов к металлу [7, 9, 10]. Доказательством могут явиться результаты исследования Загирова М.М., показавшего на примере месторождений Татарстана, что только наличие надежного цементного кольца продлевает срок службы скважины [10–12].

Одним из наиболее агрессивных агентов по отношению к цементному камню

является пресная вода, которая вызывает коррозию выщелачивания [6, 8].

По многим месторождениям количество выявленных нарушений в нагнетательных скважинах более чем на порядок превышает аналогичные показатели по эксплуатационным колоннам, и на долю нагнетательных скважин приходится основное количество выполненных капитальных ремонтов, связанных с восстановлением герметичности крепи.

Анализ промышленного материала

Результаты исследования состояния цементного камня в заколонном пространстве скважин, проведенные Зариповым А.К. на Арланском и Туймазинском месторождениях [13–15], подтверждают вышеизложенное предположение. Например, на Александровской площади Туймазинского месторождения при помощи бокового сверлящего керноотборника были отобраны образцы колонны и цементного камня в различных по назначению эксплуатационных скважинах. На нагнетательной скв. № 714 первоначально были определены зоны хорошего сцепления цементного камня с ко-

лонной по показаниям акустического контроля цементирования и практически по всему интервалу подъема цемента были отобраны образцы. Эти образцы были отобраны на глубине от 1664–1226 м, т.е. практически по всему интервалу подъема цемента. Из поднятых 14 образцов в шести был заколонный материал, представленный в основном пластичной массой темно-серого цвета. Описание двух

отобранных проб (табл. 1) показало, что в поднятых образцах заколонный материал был представлен преимущественно пластичной массой темно-серого цвета, исследования которой показали, что за обсадной колонной цементный камень отсутствует или претерпел существенные изменения, и не может служить защитным слоем для обсадной колонны и ограничивать межпластовые перетоки (рис. 1).



Рисунок 1. Образцы цементного камня, отобранные из затрубного пространства нагнетательных скважин

а) образец № 1, глубина 1664 м; б) образец № 2, 1607 м

Таблица 1. Характеристика кернового материала по скв. № 714

Описание шлифов
<p><i>Образец №1, глубина отбора 1664 м</i></p> <p>Вязкая пастообразная масса (рис. 1а) по петрографическому составу может соответствовать мергелю. Состоит из пелитоморфных (менее 0,01 мм) глинистых частиц и зерен карбоната кальция. Среди глинисто-карбонатной массы рассеяны слабо окатанные зерна кварца, кальцита, аргиллита, слюды и черных минералов. Примесь обломочного материала не превышает 5–6%. Содержание растворимого осадка – 49%, карбоната кальция – 51%.</p>
<p><i>Образец №2, глубина отбора 1607 м</i></p> <p>По петрографическому составу представляет собой мергель (рис. 1 б). Состоит из пелитоморфных глинистых частиц размером 0,01 м и зерен карбоната кальция размером 0,01–0,07 мм. Среди глинисто-карбонатной массы рассеяны мелкие (0,01–0,08 мм) и углеватые зерна кварца, кальцита, черных рудных минералов и чешуйки слюды. Содержание растворимого осадка – 49%, карбоната кальция – 51%.</p>

На нагнетательной скв. № 3659 Ново-Хазинской площади Арланского месторождения за 5 лет работы из интервала от 500 до 1000 м за 10 рейсов керноотборником удалось поднять только образцы самой колонны, что свидетельствует об отсутствии цементного камня. Внешний осмотр поднятой для замены части обсадной колонны показал, что разрушение наружной поверхности труб происходит лишь от места нарушения герметичности колонны до поглощающего горизонта, т.е. на участ-

ке отсутствия цементного камня и движения закачиваемых сточных вод [14–15].

Также проводились работы по отбору цементного камня в добывающих скважинах. Результаты показали, что поднятый из них заколонный цементный камень, согласно данным химического и рентгеноструктурного анализов, по составу идентичен камню, получаемому из портландцемента. Анализы показали, что процесс коррозии цементного камня в зоне продуктивных пластов добывающих скважин практически отсутствует, и даже через

17–25 лет цементный камень находится в удовлетворительном состоянии.

Фазовый состав затвердевшего цементного камня представлен группой гидросиликатов кальция разной основности, гидроалюминатами и гидроферритами кальция, кристаллическим гидроксидом кальция и непрореагировавшей частью клинкера [6, 8, 16].

Теоретические аспекты

Известно, что все продукты твердения цемента являются устойчивыми соединениями только в присутствии определенного количества ионов OH^- и Ca^{2+} в поровой жидкости [6, 7, 16], т.е. в условиях щелочной среды, которая обеспечивается растворенным гидроксидом кальция.

Наиболее устойчивыми фазами, требующими минимального количества растворенного гидроксида кальция, являются низкоосновные гидросиликаты кальция, а наименьшую устойчивость имеют кристаллический гидроксид кальция и высокоосновные гидросиликаты кальция. Концентрация насыщенного раствора, при которой кристаллический $\text{Ca}(\text{OH})_2$ находится в равновесии с жидкой фазой, составляет 1,2–1,3 г/л, а рН раствора равен 12,5. Это означает, что при нарушении равновесия между жидкостью и продуктами твердения наименее устойчивые фазы начнут гидролизироваться и растворяться, поставляя в раствор гидроксид кальция для восстановления равновесия.

Закисляемая в пласты жидкость, как правило, имеет рН, близкий к нейтральному или даже меньше 7, поэтому при контакте с ней цементный камень неизбежно будет разрушаться. В первую очередь будет растворяться гидроксид кальция, выделившийся при гидратации трехкальциевого силиката. Затем будет идти гидролиз гидросиликатов и гидроалюминатов кальция, имеющих меньшую равновесную концентрацию гидроксида кальция. Поскольку основным компонентом, выносимым из цементного камня, является щелочь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, то данный вид коррозии называется коррозией выщелачивания.

Именно данный вид коррозии характерен для нагнетательных скважин, через которые в нефтяные пласты закачивается пресная или минерализованная жидкость.

На начальной стадии процесса коррозии его скорость будет определяться скоростью растворения и гидролиза про-

дуктов твердения, находящихся в поверхностном слое, и описываться уравнением

$$-\frac{dC}{dt} = kS(C_\infty - C) \quad (1)$$

где

$\frac{dC}{dt}$ – скорость растворения;

k – константа скорости растворения;

S – удельная поверхность;

C_∞ – растворимость $\text{Ca}(\text{OH})_2$;

C – концентрация растворенного $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в растворе.

По мере обеднения пограничных слоев камня свободным $\text{Ca}(\text{OH})_2$ последний диффундирует из глубины камня по порам и капиллярам. Когда исчерпается свободный гидроксид кальция и рН поровой жидкости начнет снижаться, поступление $\text{Ca}(\text{OH})_2$ будет осуществляться за счет гидролиза и растворения менее устойчивых фаз цементного камня. Через некоторый промежуток времени после полного гидролиза граничных слоев цементного камня образуется полностью прокорродированный слой, представляющий собой буферную зону между неповрежденной частью цементного камня и окружающей средой.

После образования буферной зоны процесс коррозии будет включать в себя диффузный отвод веществ в окружающую среду и растворение внутренних стенок пор цементного камня, поставляющего $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в поровую жидкость. Суммарно эти процессы можно описать уравнением (2):

$$\frac{dc}{dt} = \Pi D_{\text{эф}} \frac{d^2 C}{dx^2} - KS(C_\infty - C) \quad (2)$$

где

$D_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент диффузии;

Π – пористость цементного камня.

Анализ уравнения (2) показывает, что скорость коррозионного процесса определяется не только фазовым составом продуктов твердения, выраженным через параметры K и C_∞ , но и структурными характеристиками камня ($D_{\text{эф}}$, Π , S).

Следует учитывать, что разрушение цементного камня начинается практически сразу с вымыванием из него $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В частности, по данным исследований Кинда В.В. [6] потеря более 40% гидроксида кальция из цементного камня ведет к практически полной потере его прочности.

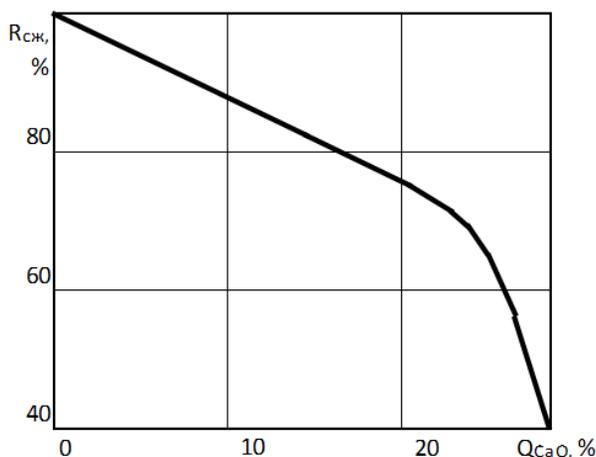


Рисунок 2. Снижение прочности цементного камня при выщелачивании извести (по данным Кинда В.В. [6])

Существенное влияние на скорость коррозии оказывает характер воздействия жидкости на цементный камень. При внешнем омывании скорость разрушения цементного камня будет намного меньше, чем при фильтрации, поскольку скорость выноса $\text{Ca}(\text{OH})_2$ будет лимитироваться диффузией ионов Ca^{2+} из глубины цементного камня, которая на несколько порядков меньше, чем скорость гидролиза продуктов твердения. Например, по Москвину В.М. [6] эффективный коэффициент диффузии щелочи $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в бетонах равен $1 \cdot 10^{-4}$ см²/с. Если вода действует на цементный камень под напором, что как раз и характерно для нагнетательных скважин, количество растворителя (воды), поступающего внутрь цементного камня, значительно превышает количество воды, которое может проникнуть в камень при тех же условиях, только вследствие диффузии. Поэтому коррозионные процессы в сооружениях, находящихся под напором, резко интенсифицируются.

На скорость коррозии выщелачивания существенное влияние оказывает солевой состав пластовых вод. Одноименные ионы Ca^{2+} , OH^- способствуют снижению растворимости $\text{Ca}(\text{OH})_2$, поэтому жесткие воды менее агрессивны по отношению к цементному камню, чем мягкие.

Другие ионы, такие как SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+ , повышают растворимость гидроксида кальция, интенсифицируя процессы выщелачивания.

Следует учитывать, что портландцементный камень содержит некоторое ко-

личество негидратированного клинкера, который, находясь в водной среде, продолжает взаимодействовать с водой, т.е. цементный камень продолжает твердеть. Разрушение камня будет наблюдаться, если деструктивные процессы будут преобладать над конструктивными, т.е. скорость выщелачивания будет выше, чем скорость гидратации цемента и образования новых продуктов твердения.

Технические предложения

Рассмотрение процессов выщелачивания $\text{Ca}(\text{OH})_2$ из тампонажного камня под действием пресных вод показывает, что принципиально невозможно создать абсолютно стойкий тампонажный камень.

Кинетика процесса выщелачивания определяется несколькими факторами, а именно – скоростью гидролиза и растворения твердой фазы, реакционной емкостью цементного камня и его пористостью.

Если первые два фактора для большинства цементов мало отличаются друг от друга, то большая пористость цементного камня будет способствовать ускорению его коррозионного разрушения.

Каналами для перетока закачиваемой воды в другие пласты могут быть не только капиллярные поры в цементном камне, образованные из-за повышенного водоцементного отношения раствора, но и каналы, образованные в затвердевшем камне при проведении технологических операций внутри обсадной колонны [2–4, 17].

Выполненный в работах [4, 17] расчет напряжений, возникающих в цементном

камне при различных операциях (перфорация, ГРП, опрессовка колонн, углубление скважины и др.), показал, что во многих случаях они превышают предел прочности цементного камня, регламентированный ГОСТ 1581-96 [18]. К таким же выводам пришли и авторы в работе [2].

Анализ, проведенный по одному из месторождений Западной Сибири, выполненный в работе [19], показал, что после перфорации в 75% скважин имелось поступление посторонней воды в зону перфорации по заколонному пространству. При этом в 62% скважин герметичность крепи скважины нарушилась ниже, а в 44% скважин выше интервала перфорации при расстоянии 5–10 м от перфорационных отверстий до водяных пластов.

В то же время на некотором удалении от зоны перфорации деформация цементного кольца может составлять 0,3–0,7 мм [4], что при соответствующей модификации цемента может сохранить целостность крепи скважины.

Применительно к креплению скважин это означает, что в нагнетательных скважинах выше и ниже интервала перфорации необходимо иметь крепь (цементный камень) с минимальной пористостью, исключающей образование фильтрационных каналов, как на этапе твердения цементного раствора, так и при работах внутри обсадной колонны.

При этом необходимо пересмотреть подходы к креплению нагнетательных скважин, чтобы еще на стадии проектирования скважин заложить более совершенные технологии цементирования, например, устанавливая заколонные пакера выше и ниже интервала перфорации и применяя тампонажные материалы, образующие лучшую структуру затвердевшего камня.

Традиционное требование ГОСТ 1581-96 [18] о высокой прочности к цементному камню в затрубном пространстве скважины, особенно в интервале перфорации и башмака промежуточных колонн и кондукторов, приводит к тому, что цементный камень в этих интервалах становится хрупким и легко разрушается при любых работах в колонне.

Возможно, не следует принимать прочность в качестве основного параметра цементного камня, а требовать от него упругости и эластичности, чтобы, приближаясь к резиноподобным структурам, он

в процессе деформаций сохранял свою целостность и герметичность затрубного пространства.

При креплении нагнетательных скважин необходимо полностью исключить вероятность даже малейшего перетока закачиваемой воды через цементный камень или через его контактные зоны, поскольку каждая капля воды, протекающая через камень, будет уносить из него гидроксид кальция и увеличивать размеры поровых каналов.

Анализируя структуру цементного камня в ранние сроки твердения, например, через 3 или 7 сут, когда степень гидратации составляет около 20 и 50% соответственно, можно видеть, что доля капиллярных пор в цементном камне будет огромна и говорить о хорошей герметизации затрубного пространства в первые несколько дней после цементирования, по меньшей мере, необоснованно [8, 16].

Еще большие проблемы могут возникнуть при применении облегченных тампонажных растворов, облегчение которых всегда сопровождается увеличением водоцементного отношения (В/Ц) до 0,9–1,2 и неизбежно ведет к резкому увеличению доли капиллярных пор. Ввод любых облегчающих добавок будет уменьшать долю цемента и при этом повышать пористость камня.

В общем случае структура цементного камня будет определяться начальным водосодержанием раствора (водоцементным отношением) и степенью гидратации цемента. Поэтому воздействие на эти факторы и лежит в основе управления структурой цементного камня.

Снижение В/Ц наиболее эффективно для воздействия на структуру затвердевшего камня, однако при этом всегда снижается подвижность тампонажных растворов, сокращается время их загустевания и схватывания, а также повышается плотность раствора.

Повышение степени гидратации всегда будет улучшать структуру цементного камня, однако при этом необходимо управление временем загустевания и твердения цементного раствора с учетом продолжительности процесса цементирования.

Следует помнить, что наибольшую опасность представляют открытые поры, через которые возможна миграция пластовых флюидов. Цементный камень, представленный замкнутыми порами, даже

при значительной общей пористости может обладать хорошими изоляционными характеристиками. Это означает, что при невозможности снижения пористости надо стремиться к перераспределению пор путем перевода открытых пор в закрытые и уменьшением их среднего размера. В работе [19] было показано, что эффективным технологическим приемом может явиться дезинтеграторная обработка цементов, обоснованная и широко использованная в Казахстане профессором Каримовым Н.Х.

Для тампонажных материалов наиболее предпочтительным направлением повышения сопротивляемости тампонажного камня динамическим нагрузкам является дисперсное армирование [20], при котором волокна армирующей добавки (фибры), равномерно распределяясь в матрице и имея различное направление, могут воспринимать усилия в любом направлении, препятствуя образованию и развитию трещин в композиции. Кроме того, волокна фибры тормозят движение микродефектов, а после образования трещины в матрице волокна препятствуют ее развитию и росту за счет блокировки появляющихся трещин.

Другим перспективным направлением при креплении нагнетательных скважин может явиться применение «самозалечи-

вающих» цементов, содержащих мелкодисперсные добавки, «активизирующиеся» и набухающие в контакте с водой, перекрывая тем самым образовавшиеся трещины в цементном камне без воздействия на них с поверхности [21].

Заключение

Для обеспечения длительной сохранности крепи нагнетательных скважин необходимо пересматривать стратегию крепления этих скважин, используя любые технологические приемы, предупреждающие миграцию закачиваемой жидкости по каналам, образованным как на этапе твердения цементного раствора, так и в процессе проведения технологических операций в обсаженных скважинах.

Целесообразным является использование в нагнетательных скважинах закоронных пакеров, размещаемых выше и ниже интервала перфорации.

Перспективным направлением может явиться использование армированных, обладающих повышенной сопротивляемостью к ударным нагрузкам, и самозалечивающихся цементов, способных восстанавливать герметичность крепи после ее нарушения в процессе эксплуатации скважин.

Список использованной литературы

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нарарев О.В. Заканчивание скважин. Учебное пособие. – Тюмень, 2011, 452 с.
2. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О. Комплексный подход к предупреждению нарушения герметичности затрубного пространства скважин при вторичном вскрытии и ГРП. – Сетевое научное издание «Нефтяная провинция», 2019, №1(17), с. 214–218.
3. Тихонов М.А., Исламов Р.Ф. Исследование механизма разрушения цементного камня и разработка армированных тампонажных цементов. – Развитие инновационной инфраструктуры университета. Материалы III международного научного семинара, Уфа, ФГБОУ ВПО УГНТУ, «Реактив», с. 42–44.
4. Агзамов Ф.А., Самсыкин А.В., Губайдуллин И.М. и др. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов. – Нефтегазовое дело, 2011, т. 9, № 4, с 18–24.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах. – М., Недра, 2005, 318 с.
6. Кинд В.В. Коррозия цементов и бетона в гидротехнических сооружениях. – М., Госэнергоиздат, 1955, 230 с.
7. Москвин В.М. Коррозия бетона. – М., Стройиздат, 1952, 343 с.
8. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – СПб, 2011, 266 с.
9. Загиров М.М. Вопросы защиты обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин от коррозии. – Труды ТатНИПИнефть, вып. 50, 1982, с. 10–20.

10. Загиров М.М., Юсупов И.Г., Максупов Р.А.. Борьба с коррозией промышленного оборудования – М.: ВНИИОЭНГ, «Борьба с коррозией в нефтегазовой промышленности: темат. науч.-техн. обзоры», 1972, 100 с.

11. Загиров М.М., Перов А.В. Защита обсадных колонн нагнетательных скважин от коррозии – М.: ВНИИОЭНГ, «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности: обзор. информ.», 1978, 38 с.

12. Загиров М.М. Вопросы защиты обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин от коррозии. – Труды ТатНИПИнефть, 1982. вып. 50, с. 10–20.

13. Зарипов А.К., Московская О.А. К вопросу прогнозирования коррозионной стойкости обсадных колонн. – М.: ВНИИОЭНГ, «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности», № 2, 1983.

14. Жданов Г.Ф., Зарипов А.К., Портнов В.И. Исследование скважин и пластов с целью выявления путей фильтрации сточных вод в питьевые горизонты. – ВИНТИИ, М., 1983, № 5.

15. Мавлютов М.Р., Зарипов А.К., Кравцов В.М., Молчанов А.А., Агзамов Ф.А., Юнусов Н.К. Исследование состояния цементного камня в затрубном пространстве. – Нефтяное хозяйство, 1984, № 2.

16. Райхель В., Конрад Д. Бетон. – М., Стройиздат, 1979. 111 с.

17. Самсыкин А.В., Галиев А.Ф., Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Еникеев Ф.У., Самсыкина А.В. Оценка влияния динамических нагрузок на формирование требований к свойствам цементного камня – Нефтегазовое дело, 2012, т. 10, № 1, с. 8–13.

18. ГОСТ 1581-96 Цементы тампонажные. Технические условия.

19. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин. – Нефтяное хозяйство, 2003, № 3, с. 40–43.

20. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов Н.Х. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов. – Территория Нефтегаз, 2013. № 4. с. 26–31.

21. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин. – Бурение и нефть, 2016, № 5, с. 36–41.

ТОТЫҒУ ҰҢҒЫМАСЫНЫҢ БЕКІТПЕ БЕРІКТІГІ ТУРАЛЫ

Ф.А. Агзамов

Ұңғы бекітпесінің ең «осал буыны» болып табылатын цемент тасы, ұңғыларды пайдалану барысында шегендеу құбырларының ығысуы мен көптеген қабат сұйықтықтарының әсерінен ыдырап бұзылады. Тотығу ұңғымаларында қабаттарға айдалатын сұйықтықтың әсерінен цемент тасында қарқынды шайылу процестері жүреді, ал бұл жағдай ұңғыманың бірнеше жыл жұмысынан кейін оның толық тозуына әкеліп соқтырады. Осының салдарынан, тотықтырғыш сұйықтардың басқа қабаттарға кетіп, шеген құбырларының тез ескіріп, тозуына әкеледі. Кен орнын пайдаланудағы құжаттарды сараптап-талдау негізінде, тотығу ұңғымаларында қабат-аралық ағын пайда болатыны анықталды және цементтің шайылу салдарынан ұңғы бекітпелері 4-6 жыл ішінде толығымен бұзылуы мүмкін, ал керісінше, пайдалану ұңғымаларында цемент тасы 20 жыл болса да өзінің қасиеттерін толығымен сақтап қалған.

Шайылу коррозиясын теориялық тұрғыдан қарастыру, цемент тасының құрылымдық сипаттамаларын жақсартуға және де тотығу жылдамдығын төмендетудің негізгі бағыттарын анықтауға мүмкіндік береді. Олардың ішінде судың бастапқы мөлшерін азайту және кеуек кеңістігінің құрылымын оңтайландыруды атап өткен жөн болады.

Ұңғыманың бекітпесіне әсер ететін күштерді талдау жұмыстары перфорациялау, қабатты гидравликалық жару мен ұңғыманы тереңдету жұмыстары барысында цемент тасында пайда болатын кернеулер оның беріктік көрсеткіштерінен асып түсетінін анықталды. Аталған теріс-әсер етуші күштердің салдарын

азайту мақсатында «байланбалы» және «қайта жамалғыш» цемент түрлерін қолданған жөн болып табылады.

Түйін-сөздер: тотығу ұңғымалары, цемент тасы, шайылу коррозиясы, құрылым, гидролиз және еру.

DURABILITY OF CEMENT STONES IN INJECTION WELLS

F. Agzamov

Cement stone is the “weakest component” of the wells, it is easily destroyed when working inside the casing and is vulnerable to the action of most formation fluids. In injection wells, under the action of water injected into the reservoir, intensive leaching of the cement stone occurs, which leads to its complete degradation after several years of well operation. The consequence of this is the injection of fluid into other formations and increased corrosion of the casings. Analysis of the field experience of injection wells showed that inter-reservoir crossflows result in cement stone complete collapse in 4-6 years, while in production wells it retained its properties after 20 years.

Theoretical consideration of the leaching corrosion process made it possible to determine the main directions of reducing the corrosion rate, aimed at improving the structural characteristics of cement stone. Among these, a decrease in the initial water-content and optimization of the porous structure should be optimized.

Analysis of the loads acting on the cement sheath in wells showed that during perforation, hydraulic fracturing and well drilling for deepening, the stresses arising in the cement stone exceed its strength characteristics. Therefore, it is advisable to use «reinforced» and «self-healing» cements to minimize these negative effects.

Keywords: Injection wells, cement stone, leaching corrosion, structure, hydrolysis and dissolution.

Информация об авторах

Агзамов Фарит Акрамович – докт. техн. наук, профессор, faritag@yandex.ru.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия