



TO THE QUESTION OF ENVIRONMENTAL PROBLEMS WHEN ANCHORING WELLS WITH ACIDIC COMPONENTS IN A FORMATION FLUID

Karimov Sh. A.

Doctor of Philosophy (PhD), Senior Lecturer of the Department of Geology,
Prospecting and Exploration of Mineral Resources,
Tashkent State Technical University
bazizchik@mail.ru, +99897 1552011,

Kholmanov G. Yu.

Chief Specialist, Drilling Operation of the Department of "Field Development of
Uzbekneftegaz" JSC, gayrat1984@mail.ru,
+99893 9026377, Uzbekneftegaz JSC.

Annotation

The article discusses the problems of ecology when fixing wells with acidic components in the formation fluid. It is shown that economic efficiency when using the proposed hydrogen sulfide-resistant grouting solution is due to increase of accident-free operational life under conditions of hydrogen sulfide aggression. Long-term reliability of well structure tightness is ensured in the processes of construction, operation, overhaul of wells, elimination of hydrogen sulfide during the period of time, which is 2 times less than the existing analogues.

Keywords: durability, hydrogen sulfide, carbon dioxide, aggression, well, grouting solution, corrosion, destruction, tightness, fibers, basalt fibra.

Аннотация

В статье рассматриваются проблемы экологии при креплении скважин с кислыми компонентами в пластовом флюиде. Показано, что экономическая эффективность при использовании предлагаемого сероводородостойкого тампонажного раствора обусловлена повышением безаварийного эксплуатационного срока в условиях сероводородной агрессии. Обеспечивается длительная надежность герметичности конструкции скважины в процессах строительства, эксплуатации, капитальный ремонт скважин, ликвидация сероводорода в течении времени, в 2 раза меньшем по сравнению с действующими аналогами.



Аннотация

Ушбу мақолада қатлам флюидларида нордон компонентларга эга қудуқларни мустаҳкамлаш жараёнида экологик муаммолари кўрилган. Олтингўгурт тажовузкорлик шароитида ҳалокатсиз ишлаш муддатини тақлиф этилаётган олтингўгуртга чидамли тампонаж эритмасини қўллаш орқали иқтисодий самарадорлиги ошиши кўрсатилган. Қудуқларни қуриш, ишлатиш, капитал таъмирлаш жараёнида қудуқ конструкциясини герметиклигини ишончлилик муддатини, олтингўгуртга қарши курашни ошириш бошқа тампонаж эритмаларга нисбатан 2 барабар ортиқлиги таъминланган.

Ключевые слова: долговечность, сероводород, углекислота, агрессия, скважина, тампонажный раствор, коррозия, разрушение, герметичность, волокна, базальтовые фибра.

Калит сўзлар: давомийлик, олтингўгурт, карбонат ангидрид, тажовузкор, қудуқ, тампонаж эритма, коррозия, емириш, герметик, тола, базальт толаси.

Введение. Во время цементирования скважины применять токсичные вещества категорически нельзя. Качество цемента, используемых при креплении обсадных колонн, должно соответствовать требованию ГОСТом 5382-91. Применяемые для цементирования колонн тампонажные материалы, а именно тампонажный портландцемент для сероводорода и углекислых газа в пластовом флюиде имеют отношение к угрозе.

Во избежание приготовления лишней массы тампонажного раствора и буферной жидкости расход материалов и потребность в механизмах требуется строго ограничить расчётами на основании фактических геологических условий в согласии с режимно-технологической картой.

Материалы и методы. Все работы по цементированию следует проводить с установкой тампонажной техники на специальной площадке около устья скважины.

После цементирования скважин отходы и остатки тампонажного раствора, а также тампонажного оборудования на площадке для бурения не допускаются.

На буровых площадках устанавливают дополнительные ёмкости, чтобы утилизировать лишние объёмы бурового раствора (БР), которые используются во время цементирования скважин после того, как разбурили цементный стакан



колонны. Слив отходов после цементированья (буферные жидкости, излишки цементного раствора, БР из зоны смешения) необходимо производить в специальную ёмкость [4].

Наиболее опасными составляющими продукции месторождений нефти и газа в Узбекистане является сероводород и углекислота, содержание которых составляет 20-25%, а по некоторым месторождениям достигает 35-40 %. Эти вещества могут находиться в газообразном состоянии или растворенными в нефти. Из двух кислых газов большие проблемы создает сероводород, который является токсичным, отравляющим веществом для персонала, агрессивен по отношению к буровому оборудованию, промывочным жидкостям и тампонажным материалам.

Сероводород является коррозионно-активным кислым газом, оказывает интенсивное разрушающее действие не только на металлические конструкционные материалы (трубы, оборудование и т.д.), но также и на многочисленные неметаллические материалы, к которым относятся тампонажные цементы. Это создает серьезную опасность для окружающей среды в окрестности скважин (ввиду высокой токсичности сероводорода), а также оказывает влияние на экологическое равновесие, как на поверхности, так и в недрах.

Опыт разбуривания некоторых скважин позволяет проводить анализ устранения сероводорода в процессе проводки скважины с помощью применения соответствующих поглотителей и нейтрализаторов, вводимых в промывочные жидкости. В то же время имеющиеся технологии не решают проблемы долговременного сохранения недр и окружающей среды, так как один из элементов крепи скважины - цементный камень, при их использовании оказывается весьма уязвим и недостаточно надежен. Анализ состояния фонда скважин по месторождениям, имеющим межколонные давления, показывает, что в результате сероводородной агрессии это приведет к разрушению цементного камня.

Результаты и обсуждения. Сероводород более агрессивен, чем углекислый газ, по отношению к портландцементному камню благодаря способности усиливать взаимодействие при окислительно-восстановительных реакциях. Термодинамические расчеты позволили выявить наиболее устойчивые к действию сероводорода продукты твердения цементного камня. Однако механизм поражения цементного камня существенно зависит от его агрегатного состояния. При газовой сероводородной агрессии механизм поражения носит



объемный характер, т.е. разрушение сопровождается объемными изменениями камня. При этом кислород, попадающий в пласты, усиливает процесс поражения из-за образования гипса и гидросульфоалюминатов в порах цементного камня [1]. В случаях контакта цементного камня с растворенным в воде сероводородом разрушение носит послойный характер, причем скорость коррозии зависит от концентрации агрессивных ионов, реакционной емкости цементного камня и его структурных характеристик. Определяющим фактором скорости коррозии является особенности процесса диффузии агрессивных ионов внутрь камня и последующее выщелачивание $\text{Ca}(\text{OH})_2$, сопровождающееся гидролизом и растворением твердой фазы.

Заметное влияние на процессы сероводородной коррозии оказывает углеводородная среда, что подтверждают проведенные термодинамические расчеты. Наибольшей стойкостью обладают карбонат кальция и низкоосновные гидросиликаты кальция. Для их получения необходимы температуры 150-200°C, а в большинстве пластов сероводородсодержащих месторождений она не превышает 100°C.

Проведенные расчеты изменения объемов продуктов твердения цемента после их взаимодействия с сероводородом показывают, что даже в камне с максимальной степенью гидратации объем пор всегда больше, чем объем возникших продуктов коррозии.

В связи с указанным выше авторы предлагают новый подход к механизму газовой сероводородной коррозии цементного камня, суть которого состоит в том, что образующиеся продукты коррозии накапливаются только в порах с большим капиллярным потенциалом. Если размер поры меньше, чем размер образующегося продукта коррозии, то соответственно отсутствуют условия для их накопления. Для каждого вида продукта коррозии существуют определенные размеры пор, в которых накапливаются нерастворимые компоненты реакции, и их накопление приводит к возникновению внутренних напряжений в этих порах и разрушению камня. Проведенные исследования показывают, что в химическую реакцию, приводящую к объемному разрушению камня, вступает незначительная (3-10%) часть продуктов твердения. Для газовой сероводородной коррозии существует интервал размеров пор, в которых могут накапливаться нерастворимые продукты коррозии, что позволяет повышать коррозионную стойкость цементного камня с позиции оптимизации структуры порового пространства камня. Микроструктура цементного камня должна быть



представлена гелевыми и промежуточными порами (2-10 нм, 10-50 нм) при минимальном содержании капиллярных размеров 5-100 нм [2,3].

Углекислый газ, проникая в поры цементного камня на некоторую глубину, растворяется в поровой жидкости и вступает в химическую реакцию с гидроксидом кальция, в результате которой образуется нерастворимый карбонат кальция, выпадающий в осадок.

Процесс газовой коррозии под действием углекислого газа разделяют на следующие этапы:

- диффузия углекислого газа в заполненные воздухом поры и капилляры цементного камня;
- растворение газа в жидкой фазе цемента с образованием слабоустойчивой угольной кислоты, диссоциирующей на ионы водорода, карбонат ионы, и гидрокарбонаты в зависимости от pH поровой жидкости;
- растворение гидроксида кальция и диссоциация его на ионы кальция и гидроксил-ионы;
- диффузия в жидкой фазе образовавшихся ионов;
- химическое взаимодействие ионов кальция с бикарбонатом и карбонат-ионами с образованием бикарбоната кальция;
- кристаллизация карбоната кальция [2].

Специфика растворенного агрессивного агента, воздействующего на цементный камень в условиях скважины, заключается в том, что он находится в такой же капиллярно-пористой породе, как и цементный камень. Это накладывает существенные изменения на модель коррозии цементного камня. В ходе исследований выяснилось, что с учетом падения концентрации агрессивного агента на границе контакта тампонажного камня с породой, а также расходования агрессора и нейтрализующего его гидроксида кальция встреча потоков возможна как внутри цементного камня, так и за его пределами. Причем второй вариант предпочтительней. Факторы, от которых это зависит, определены и являются управляемыми с помощью тех или иных технологических приемов. Основной целью, достигаемой при этом, является смена лимитирующей стадии процесса коррозии с тем, чтобы всегда был обеспечен подвод агрессора.

Проведенные эксперименты показали, что снижение пористости и проницаемости породы в пристволенной зоне скважины, контактирующей с цементным камнем, даже в слое незначительной толщины (несколько миллиметров) кратно снижает скорость жидкостной сероводородной коррозии цементного кольца. Практически это может быть достигнуто с помощью



управляемой кольматации проницаемых пластов – при их первичном вскрытии или перед цементированием обсадных колонн.

Другими теоретически и экспериментально доказанными факторами, повышающими долговечность цементного камня и крепи в целом при таком виде коррозии, являются оптимизация поровой структуры цементного камня и ингибирование внутренней поверхности пор.

В порах цементного камня оседают микроскопические капельки конденсата, содержащие в себе растворенный сероводород, причем концентрация его здесь выше, чем в водном растворе при таких же условиях. Вследствие более высокой концентрации сероводорода повышается степень пересыщения по отношению к продуктам реакции коррозии (CaS), вероятность их образования возрастает, а критический устойчивый радиус новообразований уменьшается. В случае роста кристаллов новообразований (в данном случае CaS) в направлении стенки поры цементного камня наступает момент, когда растущая грань кристалла достигает поверхности препятствия и стенки пор начинают испытывать кристаллизационное давление, приводящее к разрушению камня.

Присутствие углеводородов в порах камня снижает величину коэффициента неоднородности растущего кристалла и препятствия, так как кристаллы сульфида кальция обладают большей степенью химического средства с поверхностью, покрытой пленкой углеводородов, чем с собственно составляющими цементного камня.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о возрастании вероятности образования кристаллов и повышения величины кристаллизационного давления продуктов коррозии на стенки пор цементного камня в присутствии углеводородов. Эксперименты показали, что под влиянием конденсатных паров намного быстрее происходит снижение прочности цементного камня, раньше происходит растекание и полное его разрушение.

Тампонажные композиции, применяемые при креплении скважин в условиях сероводородной агрессии, должны, помимо общих для всех композиций, отвечать следующим условиям:

- обладать повышенной устойчивостью к сероводороду;
- иметь высокую прочность и низкую проницаемость цементного камня.

Из тампонажных цемента, устойчивых к сероводородной агрессии, можно выделить: глинозёмистые, коррозионностойкие материалы облегчённые (ЦТОК) и утяжелённые (ЦТУК), шлако-песчаные смеси совместного помола (ШПЦС-200, УШЦ-200), а также полимерные композиции. Ограниченно устойчив к H_2S цемент



типа ШПЦС-120. В настоящее время в условиях сероводородной коррозии (менее 6 % H_2S) используют тампонажные портландцементы, устойчивые к сульфатной коррозии, марки [M600](#) и марки [M550](#).

Кроме того, авторы предлагают для крепления скважин с кислыми компонентами в пластовом флюиде применять базальтовые фибро волокна тампонажную композицию "БФВ-1".

Заключения и предложения. Таким образом, добавка к тампонажному раствору базальтовые фибро волокна придает цементному камню следующие ценные качество:

- высокая прочность на растяжение, изгиб и сжатие;
- повышает пластичность и эластичность;
- предотвращает проявлений трещин на 95%;
- повышает износостойкость на 70%;
- обладает высокой устойчивости к кислотной и щелочной среде;
- добавка к цементному раствору базальтовых фиброволокон 0,1% от массы цемента повышает показатель прочности цементного камня на 28%;
- позволить создать за обсадной колонной высокопрочный, пластичный, сероводородоустойчивый цементный камень.

Таким образом, добавка к тампонажному раствору базальтовые фибро волокна придает цементному камню следующие ценные качество:

- высокая прочность на растяжение, изгиб и сжатие;
- повышает пластичность и эластичность;
- предотвращает проявлений трещин на 95%;
- повышает износостойкость на 70%;
- обладает высокой устойчивости к кислотной и щелочной среде;
- добавка к цементному раствору базальтовых фиброволокон 0,1% от массы цемента повышает показатель прочности цементного камня на 28%;
- позволить создать за обсадной колонной высокопрочный, пластичный, сероводородоустойчивый цементный камень.

Экономическая эффективность при использовании предлагаемого сероводородостойкого тампонажного раствора обусловлена повышением безаварийного эксплуатационного срока в условиях сероводородной агрессии, обеспечивающего длительную надежность герметичности конструкции скважины в процессах строительства, эксплуатации, капитального ремонта скважин (КРС), ликвидации в 2 раза по сравнению с существующими аналогами.



Использованная литература:

1. Агзамов Ф. А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. - СПб.: ООО «Недра», 2005. - 318 с.
2. Каримов Ш.А., Зайниддинов В.В. Проблемы экологии при креплении скважин с кислыми компонентами в пластовом флюиде // Экологический Вестник Узбекистана. 2017. № 3. С. 35-37.
3. Осадчая И.Л. Повышение коррозионной стойкости тампонажных материалов в условиях сероводородной агрессии: диссертация... кандидата технических наук. – Ставрополь. 2013.
4. Савоськин С.В., Шведова И.Н. Наклонно-направленное разведочное бурение: преимущества, проблемы и способы их решения // Геология, география и глобальная энергия. 2014. № 4 (55). С. 57-68.