УДК 622.24

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ И ПОГЛОЩЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

WELL CASING IN CONDITIONS OF HYDROGEN SULFIDE AGGRESSION AND ABSORPTION AT THE FIELDS OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

Каменских Сергей Владиславович
доктор технических наук,
доцент,
доцент кафедры бурения, машин и оборудования
нефтяных и газовых промыслов (БМОН и ГП),
Ухтинский государственный технический университет (УГТУ)
skamenskih@ugtu.net

Аннотация. Около 40 % месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) содержат агрессивные флюиды в высокопроницаемых пластах. Характерными примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Денисовской впадины ТПНГП, которые осложнены поглощениями различной интенсивности и присутствием сероводорода (H_2S) в концентрации до 18,5 % об. Поэтому требуется использовать тампонажную смесь, способную одновременно предупреждать поглощения в высокопроницаемых пластах и формировать в агрессивных средах коррозионностойкий цементный камень, исключающий заколонные перетоки и проявления. В статье представлены результаты разработки облегченной тампонажной смеси, обладающей пониженной плотностью и формирующей коррозионностойкий и долговечный цементный камень с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью, что позволяет использовать ее при цементировании высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород.

Ключевые слова: облегченная тампонажная смесь, сероводородная агрессия, поглощение, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Kamenskikh Sergey Vladislavovich
Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Drilling, Machinery and Equipment
of Oil and Gas Fields,
Ukhta State Technical University (USTU)
skamenskih@ugtu.net

Annotation. About 40 % of the Timan-Pechora oil and gas province (TPOGP) fields contain aggressive fluids in highly permeable formations. Typical examples of such mining and geological conditions are the fields of the Denisovskaya depression of the TPOGP, which are complicated by absorptions of varying intensity and the presence of hydrogen sulfide (H2S) in a concentration of up to 18,5 % vol. Therefore, it is necessary to use a cement slurry that can simultaneously prevent absorptions in highly permeable formations and form a corrosion-resistant cement stone in aggressive environments, eliminating behind-the-casing flows and manifestations. The article presents the results of the development of a lightweight cement mixture with reduced density and forming a corrosion-resistant and durable cement stone with a stable phase composition and reduced permeability, which allows its use in cementing highly permeable formations containing hydrogen sulfide.

Keywords: lightweight cement mixture, hydrogen sulfide aggression, absorptions, Timan-Pechora oil and gas province.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) открыто более 180 месторождений нефти и газа, из которых порядка 40 % с агрессивными флюидами в высокопроницаемых пластах. Характерными примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Денисовской впадины ТПНГП, которые осложнены поглощениями различной интенсивности и присутствием сероводорода (H_2S) в концентрации до 18,5 % об. Поэтому требуется использовать тампонажную смесь, способную одновременно предупреждать поглощения и формировать в агрессивных средах коррозионностойкий цементный камень, исключающий заколонные перетоки и проявления.

Месторождения Денисовской впадины ТПНГП расположены в одной рифогенной зоне, поэтому их горно-геологические и термобарические (забойная температура до 100 оС, градиент пластового давления 1,03–1,13 МПа на 100 м) условия практически аналогичны. Средняя глубина скважин по вертикали составляет 3900–4100 м (D_3fm zd), наибольшая – 4600 м (S_1). Одной из основных проблем при цементировании второй промежуточной и эксплуатационной колонн (эксплуатационной колонны и хвостовика) является повышенная проницаемость карбонатных отложений (до 700 мД), вмещающих сероводород (H_2S 4,4–18,5 % об.). При цементировании хвостовиков и нижних секций эксплуатационных колонн используется цемент ПЦТ I-G СС-1, верхних – цементно-бентонитовая смесь (ЦБС). Плотность цементного раствора составляет 1850–1950 кг/м^3, ЦБС – 1500–1550 кг/м^3. При цементировании эксплуатационных колонн (реже хвостовиков) в D_3fm zd наблюдались поглощения, в результате

чего отмечался недоподъем тампонажного раствора до проектных глубин. Анализ качества цементирования показал, что сплошной контакт на границе «порода-камень-колонна» составляет 22–34 %.

В итоге, повышенная вероятность возникновения поглощений, недоподъем цементных растворов до проектных величин и использование ЦБС при креплении скважин на месторождениях Денисовской впадины ТПНГП может спровоцировать с течением времени прорыв агрессивных флюидов в вышезалегающие пласты и на дневную поверхность, что может привести к необратимым последствиям. Поэтому требуется использовать тампонажный состав, формирующий коррозионностойкий и долговечный цементный камень, способный противостоять сероводородной агрессии в высокопроницаемых пластах.

Согласно промысловым данным на месторождениях ТПНГП в агрессивных средах буровые компании используют сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1, который характеризуется повышенной сулъфатостойкостью и изготавливается из клинкера нормированного состава. В результате уменьшается вероятность образования эттрингита под действием сульфат-ионов. Малое содержание свободной CaO (0,5 %) в клинкере способствует уменьшению скорости гидролиза структуры элементов камня при воздействии агрессивных сред [1–3 и др.].

Следовательно, для горно-геологических условий Денисовской впадины ТПНГП возможно использовать сульфатостойкий цемент ПЦТ I-G СС-1, имеющий устойчивый химико-минералогический состав. Для снижения проницаемости камня предлагается использовать газблок. На кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» проведены исследования сульфатостойкого цемента без добавок и с добавками газблока [4]. Установлено, что смеси, обработанные газблоком, обладают пониженной на 96 % фильтрацией и повышенной на 20 % прочностью по отношению к базовому цементу из-за снижения проницаемости камня на 18 %. Пониженное на 46 % водоотделение свидетельствует о седиментационной устойчивости, что обусловлено способностью частиц газблока связывать значительные объемы жидкости затворения на ранних стадиях гидратации.

Для исключения объемных изменений цементного камня при контракции смесь обрабатывается расширяющей добавкой (ДР-100). Для снижения плотности тампонажной смеси предлагается использовать пеностекло, состоящее из аморфного кристаллического SiO_2.

С целью уточнения состава смеси исследованы изменения ее параметров при обработке цемента гранулированным пеностеклом (ГПС) в различных концентрациях (6, 8, 10 и 12 %) и разной дисперсности (0,1–0,3; 0,25–0,5 и 0,5–1,0 мкм) [5]. Проведенные исследования позволили установить, что облегченные тампонажные смеси обладают достаточной подвижностью (180–200 мм), пониженной плотностью (1550–1670 кг/м^3) и фильтрацией (5,5–14,0 см^3/30 мин.), а также седиментационной и суффозионной устойчивостью, что подтверждается пониженным водоотделением (0,8–1,9 см^3) и показателем тампонирующей способности (1,25–1,33).

На кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» оценена коррозионная стойкость цементного камня [5] с помощью коэффициента коррозионной стойкости (ККС), который представляет собой отношение предела прочности образцов, твердевших в агрессивной среде, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов [3]. В качестве агрессивной среды использовалась нефть из цеха по добыче ТПП «Усинскнефтегаз», содержащая растворенный H_2S до 17,1 %, и которая дополнительно насыщалась сероводородом в герметичной установке. Наибольшую прочность на сжатие через 2 суток показал сульфатостойкий цемент без добавок. Через 12 месяцев наибольшая прочность, по сравнению с базовым цементом, отмечена у тампонажных составов с ГПС (6 и 8 %) дисперсностью 0,1–0,5 мкм, что обусловлено применением газблока, снижающим проницаемость камня и коррозионное влияние агрессивных сред [1–3, 5 и др.]. Аналогичные выводы следуют из анализа ККС [5]. Через 36 месяцев прочность (ККС) цементного камня «чистого» ПЦТ I-G СС-1 и облегченной тампонажной смеси составила 34,8 ($ККС_{36}$ = 0,91) и 37,8 ($ККС_{36}$ = 0,97) МПа соответственно. В результате установлено, что облегченная тампонажная смесь формирует коррозионностойкий цементный камень ($ККС_{36}$ = 0,97).

Проведенные исследования позволили разработать базовый состав облегченной тампонажной смеси (табл. 1) для цементирования обсадных колонн в условиях сероводородной агрессии и поглощений различной интенсивности (RU № 2741890 C2). Для обеспечения требуемых технологических параметров в конкретных горно-геологических условиях базовый состав облегченной тампонажной смеси обрабатывается специальными реагентами, концентрация которых подбирается в лабораторных условиях. Установлено, что облегченная тампонажная смесь обладает пониженной плотностью (1670 кг/м^3) и формирует в условиях температур до 100 °С коррозионностойкий цементный камень ($ККС_{36}$ = 0,97) с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью (0,81 мД), позволяя использовать ее при цементировании высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород [5].

Таблица 1 – Состав и параметры облегченной тампонажной смеси

Состав	Параметры тампонажной смеси и цементного камня
ПЦТ I-G СС-1 1 % ДР-100 0,5 % ГБ 6 % ГПС (0,1–0,3 мкм) водосмесевое отношение – 0,52	Плотность – 1670 кг/м^3; Растекаемость – 190 мм; Водоотдача – 11,5 см^3/30 мин.; Водоотделение – 0,8 см^3; Сроки схватывания: начало / конец – 9-00 / 10-45 ч.-мин.; Время загустевания: до 30 / 100 Вс – 25 / 102 мин.; Показатель тампонирующей способности – 1,33; Удельная прочность сцепления цемента с металлом – 1,7 Н/см^2; Прочность на сжатие через 8 ч. твердения при 38 °С – 2,9 МПа; Прочность на сжатие через 8 ч. твердения при 60 °С – 14,2 МПа; Прочность на сжатие через 24 ч. твердения при 25 °С – 9,6 МПа

Список литературы:

1. Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов. – СПб. : ООО «Недра», 2005. – 318 с.

2. Булатов А.И. Заканчивание скважин в условиях проявления сероводорода / А.И. Булатов, А.П. Крезуб. – М. : ВНИИОЭНГ, 1986. – 59 с.

3. Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. – М. : Недра, 1987. – 373 с.

4. Крепление скважин в высокопроницаемых горных породах в условиях сероводородной агрессии / А. М. Вороник [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 4. – С. 34–38.

5. Вороник А.М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А.М. Вороник, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1. – С. 40–45.

List of references:

1. Agzamov F.A. Durability of cement stone in corrosive environments / F.A. Agzamov, B.S. Izmukhambetov. – SPb. : Nedra, 2005. – 318 p.

2. Bulatov A.I. Well completion in conditions of hydrogen sulfide manifestation / A.I. Bulatov, A.P. Krezub. – M. : VNIIOENG, 1986. – 59 p.

3. Danyushevsky V.S. Reference guide to plugging materials / V.S. Danyushevsky, R.M. Aliev, I.F. Tolstykh. – M. : Nedra, 1987. – 373 p.

4. Well casing in highly permeable rocks under conditions of hydrogen sulfide aggression / A.M. Voronik [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 4. – P. 34–38.

5. Voronik A.M. Development and study of lightweight corrosion-resistant cement mixture for cementing highly permeable rocks containing aggressive fluids / A.M. Voronik, S.V. Kamenskikh, N.M. Ulyasheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2020. – № 1. – P. 40–45.