Пожарная и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли

УДК 622.279/5(211)

ЛИКВИДАЦИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ ELIMINATION OF TUBING-CASING ANNULUS GAS BLOWOUTS IN THE DEVELOPMENT OIL AND GAS WELLS

В. В. Журавлев

V. V. Zhuravlev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: скважина; межколонное пространство; газопроявление;
отводной патрубок; герметизирующая композиция*

Key words: a well; tubing-casing annulus; gas blowouts; exit branch; sealing composition

В процессе строительства нефтегазовых скважин нередко наблюдаются межколонные газопроявления, связанные с поступлением газа в межколонное пространство из-за некачественного цементного камня за обсадной колонной [1], о чем свидетельствуют проводимые на месторождениях работы по диагностике герметичности крепи скважин [2].

В процессе эксплуатации скважин газопроявления обычно связаны с негерметичностью резьбовых соединений лифтовых и эксплуатационных колонн, негерметичностью первичных и вторичных пакерующих уплотнений колонных головок и подземного скважинного оборудования [3].

Газопроявления в процессе капитального ремонта, несмотря на то, что ремонтные работы проводятся в основном по классическим, давно отработанным технологиям [4, 5], возникают обычно при глушении скважин, при проведении водоизоляционных работ, при вызове притока из пласта практически по тем же причинам, что и при строительстве скважин.

В настоящее время на месторождениях севера Тюменской области предприятиями ОАО «Газпром» эксплуатируется более 3 800 газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин, из них 91 (2,4 %) нуждаются в капитальном ремонте из-за негерметичности эксплуатационной колонны; 1 618 (42 %) — из-за наличия песчаных пробок на забое; 532 (13,8 %) — из-за притока пластовой воды к забою; 584 (15,2 %) нуждаются в интенсификации притока.

Программой КРС ОАО «Газпром» на период 2010–2015 гг. предусмотрено проведение 1982 ремонтов скважин, в том числе по ООО «Газпром добыча Уренгой» — 1 158, по ООО «Газпром добыча Ямбург» — 464, по ООО «Газпром добыча Надым» — 225, по ООО «Газпром добыча Ноябрьск» — 145 и по ООО «Газпром трансгаз Югорск» — 90. Помимо этого, большой объем работ связан с выводом скважин из бездействующего фонда методом ГРП и расконсервацией ранее законсервированных разведочных скважин. Большинство скважин имеют межколонные газопроявления, а ряд скважин — заколонные газопроявления, нуждающиеся в ликвидации.

Наиболее перспективными технологиями капитального ремонта скважин являются технологии, базирующиеся на использовании гибких труб [6]. Опыт применения таких технологий в нефтяной промышленности показывает большую их эффективность. Например, только в одном объединении, в ОАО «Сургутнефтегаз», продолжительность ремонтно-изоляционных работ снизилась с 490 вахто/ч

до 48 вахто/ч, кислотных обработок ПЗП — с 228 вахто/ч до 82 вахто/ч, промывки забоя скважины и ликвидации гидратных пробок — с 147 вахто/ч до 73 вахто/ч.

Аналогичная ситуация наблюдается и на предприятиях ОАО «Газпром».

Применение этих технологий позволит устранить условия, приводящие к газопроявлениям при капитальном ремонте газовых скважин.

Одним из путей ликвидации этих газопроявлений является закачивание в межколонное пространство герметизирующих композиций через боковой отвод колонной головки. Так, на ряде месторождений севера Тюменской области для ликвидации межколонных газопроявлений применяется технология, предложенная А. В. Кустышевым [7], она заключается в том, что высоковязкую смесь закачивают в межколонное пространство скважин, при этом высоковязкую смесь подогревают, а к подколонному патрубку подводят тепло от передвижной паровой установки, причем объем этой смеси выбирается из условия заполнения ей всего свободного межколонного пространства, определяемого из уравнения

$$V_{\text{п}} = P_{\text{ат}} (V_{\text{г}} - Q_{\text{пп}} \cdot t_{\text{вып}}) / P_1/z_1 - P_2/z_2, \quad (1)$$

где $P_{\text{ат}}$ — атмосферное давление, МПа; $V_{\text{г}}$ — объем газа, выпущенного из межколонного пространства, м^3 ; $Q_{\text{пп}}$ — дебит постоянного притока газа, $\text{м}^3/\text{мин}$ (определяется после полного выпуска газа из межколонного пространства по установившемуся дебиту); $t_{\text{вып}}$ — время выпуска газа из межколонного пространства, мин; P_1 и P_2 — давление в межколонном пространстве на начало и конец выпуска газа из межколонного пространства, МПа; z_1 и z_2 — коэффициенты сверхсжимаемости газа при давлениях P_1 и P_2 .

В качестве высоковязкой смеси используют состав из следующих компонентов:

1) компонент № 1 (40,0 – 50,0 %):

- состав ЭПУ-01-Б в соответствии с ТУ 1250-745-24-075901-97;
- ПЭФА-3А в соответствии с ТУ 103466-80;
- растворитель ДОФ по ГОСТ 8728 или МТХС в соответствии с ТУ 6-02-924-79;

2) компонент № 2 (9,0 – 22,0 %):

- отвердитель ПЭПА в соответствии с ТУ 2413-357-00203447-99, ТУ 2419-357-00203447-99, ТУ 2413-012-002033795-98;

- ПАА марки Л-20 в соответствии с ТУ 38.103230-85;

3) компонент № 3:

- ПЦТ 1-50 по ГОСТ 1581 (12,0–22,0 %);
- АСМ в соответствии с ТУ 5712-001-49558624-2003 (0,5–4,0 %);
- ПВХ по ГОСТ 14039 (14,0–25,0 %).

Недостатком такой технологии является сложный состав герметизирующей композиции, требующий значительного времени на ведение ремонтных работ.

Для ликвидации межколонных газопроявлений можно воспользоваться более простой технологией с использованием стандартного устройства, включающее патрубок, соединенный с корпусом колонной головки [8]. Такую технологию применяли на месторождениях Кубани и Поволжья исследователи Бекетов С. Б., Тенн Р. А., Акопов А. С. и др.

Недостаток такого стандартного устройства (колонной головки с присоединенным к ней отводным патрубком) заключается в том, что в верхней части колонной головки скапливается газозоодушная смесь, что препятствует полному заполнению внутренней полости колонной головки закачиваемой в межколонное пространство герметизирующей изоляционной композиции, а значит, приводит к некачественному проведению работ по ликвидации газопроявлений.

Помимо этого, наличие газозоодушной смеси в верхней части колонной головки взрыво- и пожароопасно.

Для устранения этих недостатков необходимо разработать надежную конструкцию такого устройства для ликвидации межколонных газопроявлений в нефтегазовых скважинах, которая обеспечит возможность закачивания герметизиру-

щей изолирующей композиции во внутреннюю полость колонной головки и в межколонное пространство нефтегазовой скважины без образования газовоздушной пробки в верхней части колонной головки за счет выпуска газовоздушной смеси на поверхность.

Поставленную задачу можно решить путем создания такого устройства, в котором будет расположена отводная трубка, позволяющая выпускать газовоздушную смесь из верхней части колонной головки.

На рисунке показано такое устройство [9].

Устройство состоит из патрубка 1 с размещенной в нем отводной трубкой 2 и быстроразъемного соединения 3. Патрубок 1 соединен с корпусом 4 колонной головки путем вкручивания его в корпус 4 колонной головки посредством резьбы. Один конец отводной трубки 2 размещен во внутренней полости 5 колонной головки и повернут в вертикальной плоскости вверх, а второй конец выведен за пределы патрубка 1 на поверхность и повернут в вертикальной плоскости вверх с размещением на нем запорного органа 6, установленного на патрубке 1 с помощью основания 7 и переводника 8 с резьбой. Быстроразъемное соединение 3 соединено с противоположным от корпуса 4 колонной головки концом патрубка 1, при этом концы отводной трубки 2 загнуты под углами, обеспечивающими возможность их вывода из патрубка 1 и размещения во внутренней полости 5 колонной головки.

Рисунок. Устройство для ликвидации межколонных газопроводов

Разработанное автором устройство работает следующим образом.

Первоначально из корпуса 4 колонной головки выворачивают ранее установленный в ней патрубок, а вместо него вворачивают новый патрубок 1 с размещенной в нем отводной трубкой 2. Патрубок 1 размещают таким образом, чтобы концы отводной трубки 2 располагались в вертикальной плоскости и были повернуты вверх. К противоположному от корпуса 4 колонной головки концу патрубка 1 присоединяют быстроразъемное соединение 3, к которому присоединяют линию нагнетания 9.

Через линию нагнетания 9 в корпус 4 колонной головки, в ее внутреннюю полость 5 и далее в межколонное пространство 10, являющееся продолжением внутренней полости 5 колонной головки, насосной установкой закачивают герметизи-

рующую изолирующую композицию 11. Вытесняемый герметизирующей изолирующей композицией 11 из межколонного пространства 10 газ 12 смешивается с воздухом, находящимся во внутренней полости 5 колонной головки, и удаляется через отводную трубку 2 на поверхность.

При прекращении движения газовой смеси через отводную трубку 2 запорный орган 6, размещенный на этой трубке 2, закрывается. Для контроля за давлением во внутренней полости 5 колонной головки на переводник 8 выше запорного органа 6 вворачивается манометр 13, при этом запорный орган 6 открывается.

Удаление газовой смеси из верхней части внутренней полости 5 колонной головки обеспечивает полное заполнение корпуса 4 колонной головки и ее внутренней полости 5, а также межколонного пространства 10 герметизирующей изолирующей композицией 11, и позволяет надежно ликвидировать межколонные газопроявления из межколонного пространства 10 нефтегазовой скважины.

Для условий Бованенковского месторождения, расположенного на полуострове Ямал, наиболее подходящей герметизирующей изолирующей композицией может являться разработанный автором состав под названием Сайпан [10], апробированный на Ямбургском месторождении в аналогичных условиях.

Таким образом, разработанное устройство позволяет ликвидировать межколонные газопроявления в газопроявляющих нефтегазовых скважинах.

Оно обеспечивает возможность закачивания герметизирующей изолирующей композиции во внутреннюю полость колонной головки и в межколонное пространство и полное их заполнение без образования газовой смеси в верхней части корпуса колонной головки в ее внутренней полости за счет выпуска газовой смеси на поверхность.

Позволяет устранить условия образования взрывоопасной смеси, предотвратить аварийную ситуацию, взрыв и пожар на скважине, а значит, сохранить экосистему территории.

Список литературы

1. Курочкин Б. М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – В 2-х томах. – Т. 1. – 2007. – 598 с.; Т. 2. – 2008.
2. Бекетов С. Б. Технология диагностики герметичности заколонной крепи скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2003. – № 6. – С. 38-42.
3. Кустышев А. В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук, 2002. – 168 с.
4. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю. М. Басарыгин, В. Ф. Будников, А. И. Булатов: Справочное пособие. В 6 т. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002.
5. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром Эксо», 2010. – 255 с.
6. Булатов А. И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
7. Патент № 2373377 РФ, Е 21 В 33/138, С 09 К 8/467. Способ ликвидации межколонных газопроявлений в скважине / А. В. Кустышев, Н. Е. Щербич, В. В. Журавлев и др. (РФ). – № 2008110664, заяв. 19.03.08; опубл. 20.11.09, бюл. № 32.
8. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое. Справ. пособие. В 2-х томах / В. Ф. Абубакиров, А. Н. Гноевых, Ю. Г. Буримов, А. О. Межлумов. – М.: ИРЦ Газпром. – Т. 1, 2006. – 850 с.; Т. 2. – 2007. – 650 с.
9. Пат. 113781 РФ, Е 21 В 33/068. Устройство для ликвидации межколонных газопроявлений / В. В. Журавлев, А. В. Кустышев, Л. У. Чабаев и др. (РФ). – № 2011134846, Заяв. 19.08.11; Опубл. 27.02.2012, Бюл. № 6.
10. Заявка РФ № 2015110405. Состав для ликвидации межколонных газопроявлений в газовой скважине, расположенной в высокостесненных мерзлых породах / В. В. Журавлев, А. В. Кустышев, И. Н. Кустышева и др. (РФ), приоритет от 23.03.15.

Сведения об авторе

Журавлев Валерий Владимирович, аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452) 390363

Information about the author

Zhuravlev V. V., postgraduate of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University