УДК 622.224

**Анализ технических решений по предотвращению поступления
пластовых флюидов в заколонное пространство скважины
в период ожидания затвердевания цемента**

Я. М. Курбанов¹, Н. А. Черемисина^{2*}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «НовТехСервис», г. Тюмень, Россия

*e-mail: burnipi@mail.ru

Аннотация. Создание герметичной крепи, обеспечивающей надежную изоляцию пластов друг от друга, является одной из важнейших задач при строительстве нефтегазовых скважин. В работе приведены наиболее распространенные за последние годы в нашей стране и за рубежом специальные технологические и технические мероприятия, применяемые для повышения качества изоляции нефтегазовых пластов на стадии цементирования и ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) с различными градиентами пластовых давлений.

Рассмотрено решение технико-технологической задачи предотвращения поступления пластового флюида в тампонажную суспензию в заколонном пространстве в процессе цементирования и ОЗЦ путем создания расчетного давления на устье скважины в затрубном пространстве со скоростью, пропорциональной скорости снижения гидростатического давления столба тампонажного (бурового) растворов, вследствие упрочнения структуры тампонажного раствора.

Ключевые слова: скважина; герметичность; цементный камень; пластовые флюиды; заколонные перетоки; качество цементирования

**Analysis of technical solutions for preventing admission of formation fluids
in the annular space of the well during the waiting on cement time**

Yaragi M. Kurbanov¹, Natalya A. Cheremisina^{2*}

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²NovTekhServis LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: burnipi@mail.ru

Abstract. The creation of a sealed support, providing reliable isolation of layers from each other, is one of the most important tasks in the construction of oil and gas wells. The article presents the most common in recent years in our country and abroad special technological and technical measures used to improve the quality of isolation of oil and gas reservoirs at the stage of cementing and waiting on cement with different gradients of reservoir pressures.

Attention is drawn to technical and technological solutions for preventing admission of formation fluids in the annular space of the well during cementing and waiting on cement. The solution to this problem is based on creating the design pressure at the wellhead in the annulus at a rate proportional to the rate of reduction of the hydrostatic pressure column of cement slurry (drilling mud) due to the structure hardening cement slurry.

Введение

Важнейшей задачей достижения надежности и долговечности скважины является создание герметичной крепи, обеспечивающей изоляцию пластов друг от друга в разрезе скважины, сохранение целостности обсадной колонны и цементного кольца при проведении внутрискважинных работ, а также в процессе эксплуатации скважины.

Как известно, в большинстве случаев причинами, приводящими к некачественному цементированию скважины, являются неполное вытеснение бурового раствора тампонажным, суффозионные процессы в тампонажном растворе в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), разрушение цементного камня под действием механических нагрузок и агрессивных пластовых флюидов. Кроме того, нарушение герметичности затрубного пространства обусловлено усадочными деформациями твердеющего цементного камня и образованием флюидопроводящих каналов в системе «обсадная колонна — цементный камень — стенка скважины» [1–10].

В настоящее время в нашей стране и за рубежом достаточно промысловых материалов о том, что каналообразование возникает в тампонажном растворе в начальный период его затвердевания при креплении газовых и газоконденсатных скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) [5, 11, 12].

Имеются различные варианты этой гипотезы, однако суть их сводится к следующему: частицы твердой фазы цементной суспензии в процессе затвердевания выходят из взвешенного состояния в жидкой фазе суспензии. При этом статическое напряжение сдвига (СНС) цементного раствора повышается, поровое давление в суспензии снижается до гидростатического и ниже, которое в случае АВПД всегда меньше пластового. В дальнейшем под действием градиента пластового давления, направленного в скважину, начинается фильтрация жидкости через поровое пространство цементной суспензии (твердеющего цементного камня), имеющие в начальный период высокую проницаемость и недостаточную прочность структуры. При этом фильтрационный поток раздвигает элементы образующейся коагуляционно-кристаллизационной структуры цементного раствора в наиболее слабых участках, образуя фильтрационные каналы, которые в дальнейшем расширяются под действием суффозии, а также химической коррозии [3, 5, 6, 13].

Объект и методы исследований

Исходя из этого, одной из вероятных и распространенных причин, как утверждает основная часть исследователей и как подтверждает анализ промысловых материалов, нарушение герметичности крепи и возникновение газонефтеводопроявлений и заколонных давлений, имеет место при разрушении «молодой» структуры тампонажного раствора в период ОЗЦ вследствие падения активного гидростатического давления на проницаемые (продуктивные) пласты [5, 6].

Таким образом, суффозионное разрушение твердеющего цементного раствора-каменя пластовыми флюидами связано с падением порового давления в «молодой», непрочной структуре тампонажной суспензии ниже пластового в результате физико-химических процессов, происходящих при твердении из-

вестных силикатных тампонажных материалов. Особенно интенсивно и более масштабно этим процессам подвержены газовые и газоконденсатные скважины с АВПД [5, 6, 11].

Для повышения качества изоляции нефтегазовых пластов на стадии цементирования и ОЗЦ с различными градиентами пластовых давлений, а также зон с АВПД в последние годы в нашей стране и за рубежом разработаны специальные технологические и технические мероприятия, наиболее распространенными из которых являются следующие [1, 3, 4, 7–9, 12–14]:

- обеспечение наиболее полного вытеснения бурового раствора тампонажным путем создания рационального гидравлического режима вытеснения с оптимальными структурно-механическими характеристиками тампонажного и бурового растворов и применения многофункциональных буферных систем и др.;
- применение утяжеленных тампонажных растворов с целью создания эффективного противодавления на пласт (с учетом давления разрыва пород);
- создание избыточного давления в заколонном пространстве в период ОЗЦ;
- установка герметизирующих заколонных пакеров на обсадной колонне с целью разобщения пластов с различными градиентами давлений;
- ступенчатое цементирование с разрывом во времени, а также цементирование с использованием порций цементного раствора с различными сроками схватывания с целью обеспечения гидростатического давления на затвердевающую нижнюю порцию тампонажного раствора;
- применение сжимаемых тампонажных растворов для компенсации снижения порового давления;
- проведение процесса цементирования с обеспечением избыточного давления путем дросселирования вытесняемой жидкости (бурового раствора);
- использование тампонажных растворов, способных расширяться в ранний период твердения, с целью «закрытия» фильтрационных каналов и создания напряженного контакта цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины;
- проведение испытаний на герметичность обсадных колонн на завершающей стадии цементирования в процессе получения «СТОП»;
- применение тампонажных цементов с высокими деформативными свойствами;
- применение седиментационно- и суффозионно-устойчивых тампонажных растворов с высокими изоляционными характеристиками (тампонирующей способностью); применение системы «газ — блок»;

Несмотря на то что большинство вышеперечисленных мероприятий позволяют существенно повысить качество разобщения пластов, повсеместно решить эту проблему пока не удастся. Примером этому является наличие заколонных (межколонных) давлений и перетоков в газовых и газоконденсатных скважинах на ряде месторождений Мексиканского залива, Средней Азии, Прикаспия, Западной Сибири и др., где доля скважин на месторождениях с некачественным креплением составляет более 40 %, то есть решение данной проблемы для топливно-энергетического комплекса страны является важнейшей технологической и экологической задачами. Причина этого — сложность некоторых из предлагаемых мероприятий, невозможность применения того или иного мероприятия по геолого-техническим, технологическим и организационным причинам на конкретной скважине (особенно в поисково-разведочном этапе), а в некоторых случаях велика доля негативного «человеческого фактора».

АВПД, в особенности в газовых скважинах, обуславливают действие ряда факторов, благодаря которым традиционно применяемые методы и применяемые тампонажные материалы не обеспечивают надлежащего качества крепления. К таким факторам относятся в первую очередь следующие:

- большие фильтрационные градиенты давления, возникающие в тампонажном растворе вблизи продуктивных пластов;
- высокая проникающая способность пластового газа в тампонажный цементный раствор на ранней стадии твердения;
- грубодисперсная природа и значительные межчастичные расстояния в тампонажной суспензии; особенности кристаллизации и твердения тампонажного цементного раствора в заколонном пространстве скважины с шероховатой поверхностью и кавернозностью, где имеются предпосылки к «зависанию» структуры тампонажного раствора в период ОЗЦ, приводящие к падению активного гидростатического давления.

Действия этих факторов приводят к притоку пластового флюида в твердеющий тампонажный раствор в заколонном пространстве, потере пластовой энергии и природных запасов углеводородов, образованию техногенных залежей, а также серьезным экологическим последствиям.

С учетом имеющих место естественных процессов при твердении тампонажного раствора в период ОЗЦ одним из авторов этой статьи, совместно с В. С. Данюшевским и К. А. Джабаровым, предлагалось технически несложное для реализации, в том числе и на разведочных объектах, технологическое решение для предотвращения поступления пластового флюида в тампонажную суспензию в заколонном пространстве. Решение этой задачи основано на создании расчетного давления на устье скважины в затрубном пространстве со скоростью, пропорциональной скорости снижения гидростатического давления столба тампонажного (бурового) растворов, вследствие «зависания» структуры тампонажного раствора.

Скорость и величина создаваемого давления зависят от темпа роста структурной прочности тампонажного раствора и, соответственно, от темпа падения активного гидростатического давления столба жидкости на продуктивный пласт.

Рис. 1. Качественные кривые падения активного гидростатического давления во времени при упрочнении структуры дисперсных систем (без учета контракции):
 1 — облегченный тампонажный раствор $\rho = 1,50 \text{ г/см}^3$; 2 — тампонажный раствор $\rho = 1,82 \text{ г/см}^3$; 3 — буровой раствор $\rho = 1,82 \text{ г/см}^3$

Буровые и тампонажные растворы являются термодинамически неустойчивыми дисперсными системами, подверженными структурированию (изменению СНС во времени) и седиментационному разделению фаз. Скорость структурообразования и седиментации зависят от вязкости и плотности дисперсионной среды, а также способности к структурообразованию коллоидной (твердой) фаз [13].

Качественно поведение этих физических явлений описывается кривыми, приведенными на рисунке 1.

Для выбора требуемого режима создания давления в затрубном пространстве на устье используют экспериментальные кривые изменения статического напряжения сдвига (СНС) тампонажного (бурового) растворов, составляющих столб в заколонном пространстве в период ОЗЦ (рис. 2).

Рис. 2. Кривые изменения СНС тампонажного портландцементного и бурового растворов плотностью $\rho = 1,82 \text{ кг/м}^3$ при различных температурах:
1 — тампонажный раствор ($T = 22^\circ \text{C}$); 2 — тампонажный раствор ($T = 80^\circ \text{C}$); 3 — буровой раствор ($T = 22^\circ \text{C}$)

Рассмотрим последовательность операций при создании избыточного давления на устье в простейшем случае одноступенчатого цементировании скважины одним видом тампонажного раствора плотностью $\rho_{\text{ц.р.}}$.

Величина создаваемого давления связана с темпом падения гидростатического давления на пласт и начинают ее увеличивать, когда СНС тампонажного раствора выше продуктивного (аномального) пласта достигает величины

$$\theta_1 = 0,25 \cdot g \cdot (d_c - d_2) \cdot (\rho_{\text{ц.р.}} \cdot \cos \alpha - \rho_1 \cdot Ka), \quad (1)$$

где $\rho_{\text{ц.р.}}$, ρ_1 — плотности тампонажного раствора и жидкости затворения, кг/м^3 ; d_c , d_2 — диаметр скважины и наружный диаметр обсадной колонны соответственно, м; α — усредненный угол отклонения оси скважины от вертикали, град.; Ka — коэффициент аномальности пластового давления.

При этом скорость увеличения давления в начале процесса устанавливается в соответствии с формулой

$$v = \rho_1 \cdot g \cdot (K_a - 1) \cdot \frac{h \cdot a}{\theta_2 - \theta_1}, \quad (2)$$

где h — высота столба раствора, для которого рассчитывают СНС θ_1 , м; θ_2 — СНС тампонажного раствора в зоне продуктивного пласта, при котором прекращается падение порового давления данного раствора, Па; a — средняя скорость роста СНС данного раствора, Па/ч.

θ_2 рассчитывается по формуле, при соответствующей пластовой температуре,

$$\theta_2 = 0,25 \cdot g \cdot (d_c - d_2) \cdot (\rho_{ц.р.} \cos \alpha - \rho_1). \quad (3)$$

Естественно, темп роста СНС θ_2 будет значительно выше, чем θ_1 в связи с влиянием температуры, а a определяют по экспериментальной кривой изменения СНС во времени, при соответствующей температуре (см. рис. 2).

Рис. 3. График падения активного гидростатического давления в заколонном пространстве и создания избыточного давления в заколонном пространстве в период ОЗЦ:

1, 2 — падение гидростатического давления тампонажных растворов; 3 — падение гидростатического давления бурового раствора; 4 — создание избыточного давления в заколонном пространстве

При достижении тампонажным раствором величины СНС, соответствующей θ_1 , скорость повышения давления увеличивают на величину v , рассчитанную по формуле (2), с подстановкой в нее величин h , a , θ_1 , θ_2 соответствующих растворов верхней и нижней (забойной) порций.

При стремлении СНС верхнего раствора к величине θ_2 скорость увеличения давления на устье уменьшают на v , а в момент достижения СНС верхнего раствора значения θ_2 повышение давления прекращают (рис. 3).

Выводы

- Увеличение плотности жидкости затворения (дисперсионной среды) тампонажного раствора способствует сохранению повышенного порового давления в период твердения тампонажного раствора.
- Цементирование составными столбами тампонажных растворов (тампонажного и бурового растворов) с различной динамикой порового давления и твердения способствует также сохранению противодействия на пласт и предотвращению прорыва пластового флюида в заколонное пространство.
- Ограничением создания предельного противодействия на пласт в заколонном пространстве в период ОЗЦ являются наименьшее давление проницаемого пласта в цементируемом интервале, а также давление смятия обсадной колонны в наиболее уязвимой части.

Библиографический список

1. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д. К. Левайн [и др.] // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. – № 10. – С. 8–17.
2. Sabins F. L., Browning P. L. Cement compressibility evaluated // Drill Bit. – 1983. – Vol. 31, № 2. – P. 67–69.
3. Мавлютов М. Р., Кравцов В. М., Овчинников В. П. Анализ причин заколонных газопроявлений и пути повышения качества цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии // ВНИИЭГазпром. – 1990. – Вып. 10. – С. 11–13.
4. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. Т. 1. / А. И. Булатов [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 395 с.
5. Гаранин М. П. Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин: науч.-техн. обзор ВНИИЭГазпром. – М.: ВНИИЭГазпром, 1977. – 52 с.
6. Грачев В. В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства скважин: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1981. – 267 с.
7. Каримов Н. Х. Разработка составов и технологии применения расширяющихся тампонажных материалов для цементирования глубоких скважин в сложных геологических условиях: дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 1986. – 259 с.
8. Природа флюидопроявлений после цементирования обсадных колонн и пути их предупреждения / А. К. Куков [и др.] // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – Вып. 9. – С. 41–45.
9. Сулейманов И. А. Причины заколонных проявлений и пути их предотвращения при креплении скважин на площади Мурадханлы // Бурение глубоких нефтяных и газовых скважин в Азербайджане. – Баку: АЗНИПИНефть, 1983. – С. 40–48.
10. Шмелев П. С. Бурение глубоких скважин в условиях аномального воздействия коррозионно-активных сред. – М.: Наука, 1998. – 351 с.
11. Данюшевский В. С., Курбанов Я. М. Тампонажные растворы для газовых и газоконденсатных скважин с АВПД // Обзор. информ. ВНИИЭГазпром. сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М., 1987. – № 4. – 40 с.
12. Булатов А. И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
13. Тампонажные растворы для глубоких нефтегазовых скважин / Я. М. Курбанов [и др.]. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
14. Повышение качества цементирования нефтяных и газовых скважин / А. Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 232 с.

References

1. Levayn, D. K., Tomas, E. U., Bezner, Kh. B., Tolpe, Dzh. K. (1980). Predotvrashchenie migratsii gaza v zatrubnom prostranstve tsementiruemy skvazhiny. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (10), pp. 8-7. (In Russian).
2. Sabins, F. L., & Browning, P. L. (1983). Cement compressibility evaluated. Drill Bit, 31(2), pp. 67-69. (In English).
3. Mavlyutov, M. R., Kravtsov, V. M., & Ovchinnikov V. P. (1990). Analiz prichin zakonnykh gazoproyavleniy i puti povysheniya kachestva tsementirovaniya skvazhin v usloviyakh serovodorodnoy agressii. VNIIEGazprom, (10), pp. 11-13. (In Russian).
4. Bulatov, A. I., Makarenko, P. P., Budnikov, V. F. & Basarygin, Yu. M. (1997). Teoriya i praktika zakanchivaniya skvazhin. V 5 t. Tom 1. Moscow, Nedra Publ., 395 p. (In Russian).
5. Garanin, M. P. (1977). Peretoki gaza v skvazhinakh cherez tsementnyy rastvor. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin: nauchno-tekhnicheskii obzor VNIIEGazprom. Moscow, VNIIEGazprom Publ., 52 p. (In Russian).
6. Grachev, V. V. (1981). Issledovanie i razrabotka metodov povysheniya germetichnosti zakonnoogo prostranstva skvazhin. Diss. kand. tekhn. nauk. Moscow, 267 p. (In Russian).
7. Karimov, N. H. (1986). Razrabotka sostavov i tekhnologii primeneniya rasshiryayushchikhsya tamponazhnykh materialov dlya tsementirovaniya glubokikh skvazhin v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh. Diss. dokt. tekhn. nauk. Ufa, 259 p. (In Russian).

8. Kuksov, A. K., Chernenko, A. V., Gorlov, A. E. & Komnatnyy, Yu. D. (1985). Priroda flyuidoproyavleniy posle tsementirovaniya obsadnykh kolonn i puti ikh preduprezhdeniya. Nefte-gazovaya geologiya, geofizika i burenie, (9), pp. 41-45. (In Russian).
9. Suleymanov, I. A. (1983). Prichiny zakolonnnykh proyavleniy i puti ikh predotvrashcheniya pri kreplenii skvazhin na ploshchadi Muradkhanly. Burenie glubokikh neftyanykh i gazovykh skvazhin v Azerbaydzhanе. Baku: AzNIPINeft' Publ., pp. 40-48. (In Russian).
10. Shmelev, P. S. (1998). Burenie glubokikh skvazhin v usloviyakh anomal'nogo vozdeystviya korrozionno-aktivnykh sred. Moscow, Nauka Publ., 351 p. (In Russian).
11. Danyushevskiy, V. S., & Kurbanov, Ya. M. (1987). Tamponazhnye rastvory dlya gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s AVPD. Obzor. inform. VNIIEGazprom. Ser. Burenie gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin, (4). Moscow, 40 p. (In Russian).
12. Bulatov, A. I. (2009). Detektivnaya biografiya germetichnosti krepі neftyanykh i gazovykh skvazhin. 3rd ed. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 934 p. (In Russian).
13. Kurbanov, Ya. M., Khahaev, B. N., Aliev, R. M., & Danyushevskiy, V. S. (1996). Tamponazhnye rastvory dlya glubokikh neftegazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 234 p. (In Russian).
14. Mirzadzhanzade, A. Kh., Mishchevich, V. I., Titkov, N. I., Bulatov, A. I., & Sherstnev, I. M. (1975). Povyshenie kachestva tsementirovaniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 232 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Курбанов Яраги Маммаевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Черемисина Наталья Анатольевна, руководитель центра лабораторных исследований, ООО «НовТехСервис», г. Тюмень, e-mail: burnipi@mail.ru

Information about the authors

Yaragi M. Kurbanov, Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen

Natalya A. Cheremisina, Head of the Center for Laboratory Research, NovTekhServis LLC, Tyumen, e-mail: burnipi@mail.ru