



Каналообразование в цементном камне при использовании оснастки обсадных колонн из алюминиевых сплавов

И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Вопросам повышения качества цементирования традиционно уделяют большое внимание, однако среди многих причин возникновения перетоков (каналов) в цементном камне практически никогда не учитывают электрохимическое взаимодействие цементного раствора с металлом обсадных колонн. Опыт цементирования и предупреждения перетоков, газопроявлений и грифонов показывает, что перетоки в основном происходят по одной и той же причине [1, 2]. Поступление флюидов из пластов в затрубное пространство после его цементирования возможно только при образовании канала в цементном камне и наличии перепада давления между пластом и каналом.

Среди многих факторов, традиционно рассматриваемых при проектировании и непосредственном осуществлении цементирования, практически никогда не учитывают электрохимический фактор, хотя известно, что скважину можно рассматривать как гальванический элемент [3]. Катодом служит обсадная колонна, анодом – стенка скважины, электролитом – цементный раствор. При использовании стандартных отечественных технологий цементирования электрохимические факторы обычно проявляются достаточно слабо, поэтому они не рассматриваются.

В последние десятилетия, несмотря на то, что объем прикладных исследований в России значительно сократился, в продаже появились новые реагенты и смеси для приготовления тампонажных растворов, а также новые технические средства (от агрегатов и смесителей до элементов оснастки обсадных колонн). Однако исследования по совместимости компонентов системы цементируемой скважины практически не проводятся.

В статье экспериментально изучена ситуация, когда использование оснастки обсадных колонн из алюминиевых сплавов, несовместимых со стандартными марками тампонажных цементов, приводит к образованию каналов. Участившиеся случаи применения легкосплавных элементов оснастки обсадных колонн на площадях Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной провинции указывают на необходимость подобных исследований.

Необходимость изучения каналообразования в цементном растворе-камне на границе с элементами оснастки обсадных колонн была установлена при исследовании эффективности технологии разобщения пластов с аномально низким пластовым давлением [4, 5]. Такая технология предполагала использование нового технического средства – колец из алюминиевого сплава, устанавливаемых на обсадную колонну для создания дополнительного гидравлического сопротивления седиментации частиц цемента.

Эксперименты проводили на натурных моделях длиной 3-5 м, представляющих собой миниатюрные скважины. Пластиковую трубу внутренним диаметром 50 мм (модель стенок скважины) надежно герметизировали на нижнем конце и спускали в «сухую» скважину, пробуренную в лаборатории специально для подобных экспериментов (использовали две скважины – вертикальную и наклонно направленную с углом наклона 30°. Затем в трубу заливали расчетное количество цементного раствора, в который медленно и с вращением опускали стальную модель обсадной колонны диаметром 34 мм с установленными на ней центрирующими элементами.

Для цементирования моделей использовали тампонажные растворы, приготовленные из портландцементов ПЦТ 100 и ПЦТ 400 (В/Ц=0,5, плотность раствора $\rho=1,86$ г/см³). Всего было зацементировано шесть моделей. Через 1 сут модели распиливали вдоль оси труб для изучения сплошности цементного камня. В ходе первых экспериментов было установлено, что при использовании тампонажных растворов стандартной рецептуры вблизи дюралевых колец в цементном стакане всегда формируются пустоты и протяженные каналы (рис. 1). Проведенные для сравнения эксперименты со стальными центрирующими элементами показали отсутствие каналов для всех применявшихся рецептур цементного раствора [4].

Установленная несовместимость алюминиевого сплава и цемента имеет прямое практическое значение. Так, на многих площадях Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной провинции при заканчивании скважин цементируемым хвостовиком используют жесткие центраторы, изготовленные из сплава Д16Т. Такие центраторы в целях экономии часто изготавливают из отработанных легкосплавных буровых труб непосредствен-

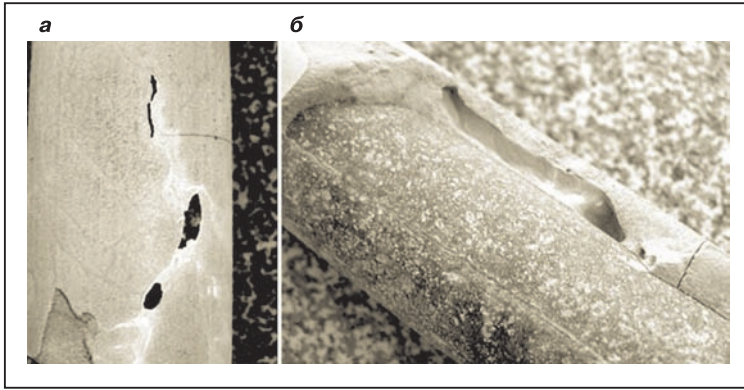


Рис. 1. Протяженные газовые каналы в цементном камне по всей длине модели:
 а – внешняя поверхность модели после снятия кожуха; б – скол цементного камня и модель обсадной колонны

но на имеющихся у буровой компании технологических площадях. По распространенной технологии (рис. 2) эксплуатационную обсадную колонну спускают до глубины на 30–50 м выше кровли продуктивного пласта. Zenитный угол оси скважины в этой точке может превышать 60°. После цементирования обсадной колонны осуществляют бурение под хвостовик (донабор зенитного угла и выход на горизонталь). Затем в скважину спускают хвостовик, нижняя часть которого составлена из труб-фильтров и не цементируется, верхняя - состоит из сплошных обсадных труб, на каждой из которых устанавливают по 1–2 жестких центратора. Между секциями хвостовика помещают манжетную муфту-клапан для предотвращения заполнения цементным раствором нижней секции хвостовика. В процессе цементирования после срабатывания клапана цементный раствор поступает в заколонное пространство выше манжетной муфты и поднимается до верхней части хвостовика в эксплуатационной колонне. Длина интервала цементирования при этом невысока. В связи с отмеченным при ненадлежащем качестве цементирования, обусловленном использованием дюралевых центраторов, возникают высокие риски, связанные с возможностью межпластовых перетоков по каналам в цементном камне.

Как показали проведенные на натурной модели исследования, вблизи дюралевых центраторов могут возникать очень протяженные каналы. Наличие их было заметно уже при ос-

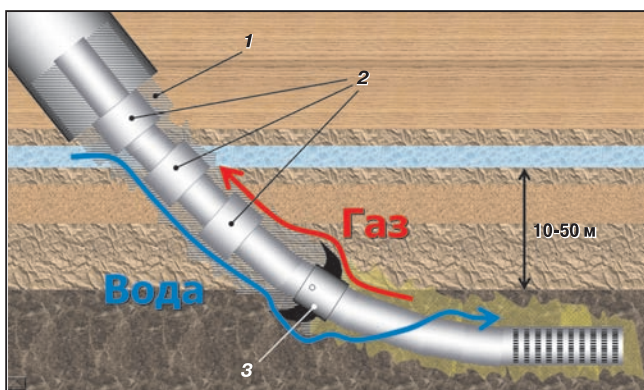


Рис. 2. Типичная схема установки и крепления хвостовиков на месторождениях Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной провинции (возможные осложнения: обводнение и прорыв газа в вышележащие прослои):
 1 – цементный камень; 2 – жесткие дюралевые центраторы хвостовика; 3 – пакер-муфта ПДМ

мотре внешней поверхности цементного камня (см. рис. 1, а). Каналы имели продолговатую форму и были расположены вдоль вертикальной оси модели (см. рис. 1, б). На распиле цементного камня 4 (рис. 3) видно, что каждый газовый канал 3 внизу начинался от алюминиевого кольца 1 и развивался вверх по спирали вокруг модели обсадной трубы 2. Как правило, вблизи алюминиевых колец каналы имели больший диаметр, чем в верхней части. Длина каналов в среднем составляла 12–15 см и достигала 20 см, средний диаметр каналов – 5 мм. Максимальный диаметр наблюдался вблизи алюминиевого кольца и составлял 6–7 мм, средний объем канала, рассчитанный по проведенным срезам, – $3,6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$. В области, непосредственно примыкающей к дюралевому центратору, цементный камень имел рыхлую и пористую структуру с пустотами шарообразной формы. Кроме того, через цемент проступали белые продукты реакции цементного раствора с алюминием колец, предположительно, алюмокомплексы (рис. 4, а).

Для объяснения механизма формирования каналов использовалась модель электрохимического газообразования. Ниже кратко рассмотрены основные характеристики скважины как электрохимической системы и особенности окислительно-восстановительных процессов при цементировании.

Естественное электрическое поле в процессе крепления скважин возникает за счет двойного электрического слоя на границах раздела цементного раствора с горными породами и обсадной колонной, а также между пластами с различной литологией и минерализацией пластовой жидкости. Величина электродного потенциала бурильных и обсадных колонн зависит от внешних (состав и концентрация электролита, температура, давление, механические напряжения и деформации, трибополяризация) и внутренних (химический состав труб, структура и состояние поверхности) факторов.

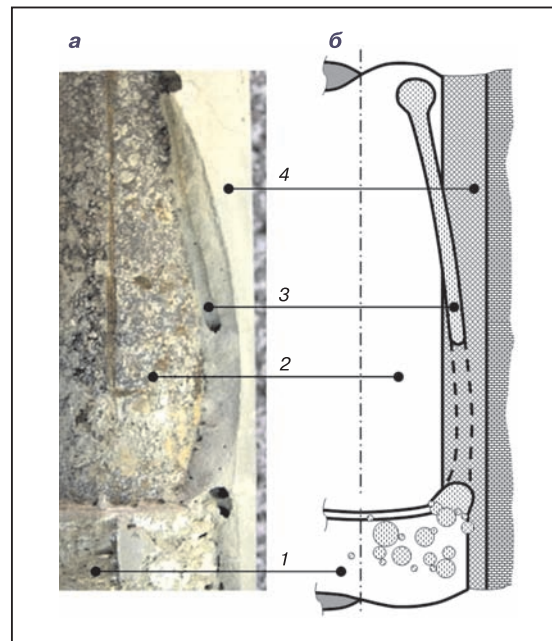


Рис. 3. Схема формирования каналов в месте установки алюминиевых центраторов:
 а – фотография скола на модели; б – вариант схемы формирования канала

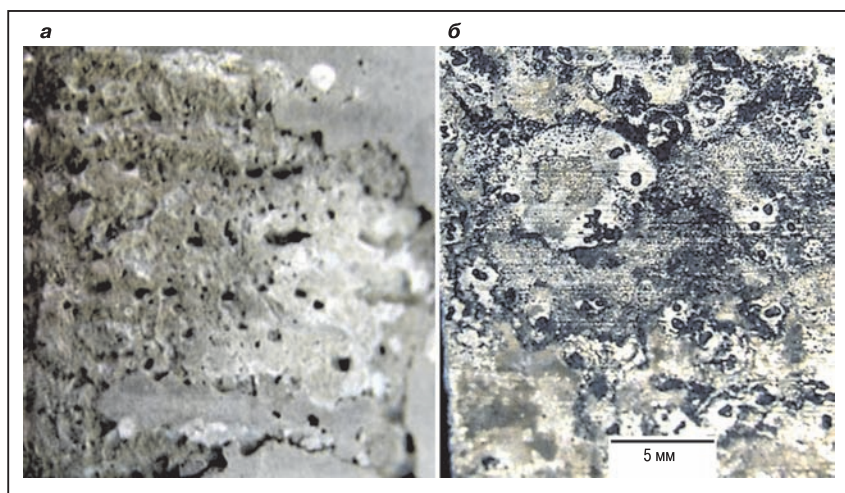


Рис. 4. Внешняя поверхность цементного камня в месте установки дюралевого центриатора (а) и очищенный от цемента образец сплава Д16Т (б)

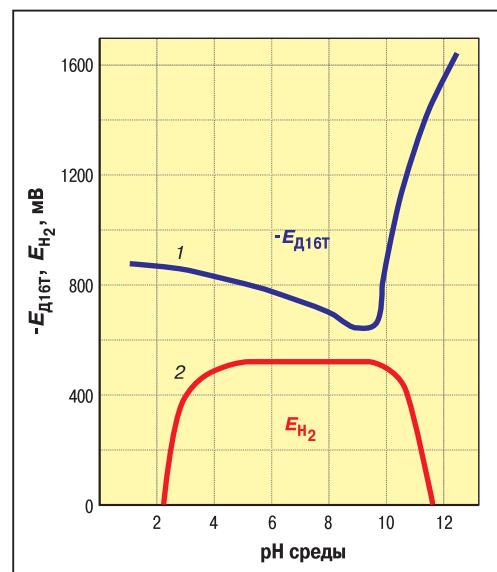
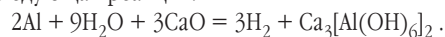


Рис. 5. Зависимость стационарного электродного потенциала сплава Д16Т $-E_{D16T}$ и перенапряжения выделения водорода на сплаве Д16Т E_{H_2} от pH среды

Поскольку большинство скважин в настоящее время наклонно направленные или горизонтальные и трубы на отдельных участках контактируют со стенкой скважины, возникают локальные замкнутые гальванические элементы, т.е. создаются необходимые условия для протекания окислительно-восстановительных реакций. С точки зрения осложнений при креплении скважин наиболее опасным является электролиз тампонажных растворов [6], происходящий с выделением водорода на катоде и кислорода на аноде. Появление газа может быть одной из причин снижения прочности сцепления цементного камня с колонной и каналаобразования. Скорость окислительно-восстановительных реакций с выделением газа зависит от многих параметров, прежде всего от электрических потенциалов горных пород и труб.

Зависимость электродного потенциала металла от различных параметров окружающей среды выражается уравнением Нернста [7]. Наиболее существенно на рост потенциала влияет pH среды. Зависимость стационарного электродного потенциала сплава Д16Т от pH среды приведена на рис. 5. При наложении на этот график зависимости перенапряжения выделения водорода для сплава Д16Т видно, что при $pH > 10$ (это соответствует диапазону pH цементного раствора), возникают условия для протекания окислительно-восстановительной реакции восстановления водорода на сплаве. В щелочной среде (цементный раствор в избытке содержит ионы OH^-) алюминий проявляет кислотные свойства и образует алюмокомплексы [8]. Окисление алюминия сопровождается выделением водорода. При этом в цементном растворе наиболее вероятна следующая реакция:



Для количественной оценки газовыделения в рамках предложенной модели были проведены дополнительные эксперименты. Изучали взаимодействие цементного раствора, приготовленного из цемента марки ПЦТ 100 ($B/C=0,5$, $\rho=1,86$ г/см³, $pH=11$), с погруженным в него образцом, изготовленным из сплава Д16Т. После затвердевания цементный камень раскалывали и оценивали изменение структуры поверхности образца сплава, а также потерю массы в результате взаимодействия с цементным раствором.

В ходе экспериментов было зафиксировано, что уже через 1–2 мин после погружения образца в цементный раствор на поверхности раствора появлялась пена, по центру сосуда наблюдались газовые пузырьки. Через 1 сут в затвердевшем це-

ментном камне были обнаружены каналы, исходящие с поверхности дюралевого образца. После аккуратной очистки дюралевого образца от цемента и продуктов взаимодействия с цементным раствором образец взвешивали на аналитических весах Gdansk ZP (абсолютная погрешность составляла 10^{-5} г). По результатам многократного взвешивания средняя потеря массы образца была равна 0,4824 г. Поверхность прореагировавшего образца, судя по визуальному осмотру, подвергалась как общей, так и точечной коррозии (см. рис. 4, б).

С учетом измеренной потери массы объем выделившегося водорода определяли по уравнению реакции, приведенному выше. Расчеты показали, что с дюралевого образца в цементе при стандартных условиях выделилось 597 см³ водорода. Расхождение этого объема водорода с объемами каналов, измеренными на натурной модели, не превысило 12 %. Полученный результат свидетельствует о том, что в натурной модели на газообразование влияло в основном взаимодействие алюминиевых колец с цементным раствором. Влияние выделения атмосферного воздуха, захваченного при приготовлении цементного раствора, было незначительным.

С точки зрения описанной выше распространенной технологии цементирования важна оценка возможности формирования протяженных каналов в цементном камне в скважинных условиях. Для этого была принята следующая схема формирования канала в цементном камне (см. рис. 3, б). Пузырек газа формируется непосредственно у дюралевого центрирующего элемента. После преодоления сил поверхностного натяжения он отрывается от поверхности центриатора и начинает подниматься по заколонному пространству. За пузырьком остается канал, «поддерживаемый» давлением продуктов продолжающейся химической реакции.

При пересчете приведенных значений объема водорода по уравнению Менделеева – Клапейрона объем водорода в скважинных условиях составляет $1,05 \cdot 10^{-5}$ м³ (на глубинах около 2500 м температура пород в Надым-Пур-Тазовской нефтегазодной провинции составляет около 70 °С, давление - 26,4 МПа). Полученный объем является сильно заниженным (в несколько раз), поскольку в реальной скважине скорость реакции дополнительно возрастает из-за влияния поляризации обсадной ко-

лонны (трибополяризации), естественного электрического поля в скважине, механических повреждений дюралевых центрирующих элементов в процессе спуска колонны в скважину. К дополнительным факторам можно отнести также влияние температуры на параметры электрохимической реакции. Так, при повышении ее от 20 до 80 °С электродный потенциал сплава Д16Т возрастает на 60-100 мВ [3], быстро увеличиваются константы скорости реакций [9]. Из-за сложности химического состава веществ, участвующих в окислительно-восстановительном процессе, точно оценить изменение скорости реакции в скважине невозможно. Однако из приближенных оценок следует, что скорость реакции восстановления водорода в скважине с температурой около 70–80 °С может возрасти в 7–10 раз по сравнению со стандартными условиями проводившихся опытов (20 °С).

По минимальным оценкам без учета дополнительных факторов диаметры пузырьков водорода достигают 27 мм. Скорость и высоту подъема газового пузырька в цементном растворе до его схватывания определяли по модели для сферической частицы, поднимающейся в «степенной» жидкости при ламинарном режиме обтекания [10]. Параметры раствора принимали равными измеренным в эксперименте с натурными моделями: показатель нелинейности $n = 0,644$; показатель консистенции $K = 812$. Даже при использовании минимальных (заниженных) значений диаметра пузырька результаты расчета доказали возможность формирования в скважинных условиях каналов длиной до 2 м при скорости подъема пузырька до 0,43 м/ч.

С учетом перечисленных дополнительных факторов длина газовых каналов в скважинных условиях может возрасти еще в несколько раз. Безусловно, критической будет длина канала, равная расстоянию между муфтами (либо центраторами) обсадной колонны. При этом может образоваться сплошной канал вдоль всего цементируемого интервала.

Проведенные авторами эксперименты и полученные расчетные оценки позволили выработать конкретные практические рекомендации по использованию легкосплавных элементов оснастки обсадных колонн при цементировании скважин. Предотвратить возникновение каналов на границе цементный раствор – обсадная колонна можно двумя способами. Во-первых, можно заменить материал элементов оснастки обсадных колонн, т.е. оснащать колонну центраторами заводского изготовления, производимыми из стальных сплавов либо защищаемыми эмалевыми покрытиями. Во-вторых, можно использовать специальные реагенты для обработки тампонажного раствора. К ним, в частности, относится оксиэтилированная целлюлоза (ОЭЦ), эффективно понижающая электродный потенциал сплава Д16Т. Другим способом химической обработки цементного раствора может стать введение реагентов, понижаю-

щих проницаемость цементного теста на всех стадиях схватывания и твердения. Примером могут служить недавние разработки реагентов компании Halliburton [11].

В заключение следует отметить, что специалистам в области крепления нефтяных и газовых скважин хорошо известен опыт компаний Shell и BP по использованию легкосплавных элементов оснастки обсадных колонн [12]. Он основан на применении специально подобранных антикоррозионных сплавов 13 Cr и легкосплавных элементов, покрытых методом вулканизации «разбухающими эластомерами» (Swelling Elastomers). В первом случае материал обсадных труб и вставок обладает антикоррозионными свойствами, во втором – материал (сплав) элемента не контактирует с цементным раствором. Таким образом, в этих технологиях целенаправленно исключены любые возможные электрохимические процессы, обсуждаемые в данной статье.

Список литературы

1. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1973.
2. Bonett A., Pafitis D. Getting to the Root of Gas Migration. Oilfield Review. 1996. – Spring. – P. 36-49.
3. Электрическая природа осложнений в скважинах и борьба с ними/А.С. Серяков, Л.К. Мухин, В.З. Лубан и др. – М.: Недра, 1980.
4. Лосев А.П. Развитие физико-химических методов контроля строительства скважин. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 117 с.
5. Восстановление герметичности крепи скважин в условиях поглощений на Усинском месторождении/И.Р. Василенко, Б.А. Кузьмин, А.И. Дяченко, М.В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №5. - С. 74-76.
6. Мамаджанов У.Д., Салахутдинов Н.Х. Об электрохимической природе затрубных проявлений и межпластовых перетоков газа. В кн. Разработка газовых месторождений//Тр. ин-та / СредАзНИИГаз. - 1969. - С. 28-31.
7. Левин А.И. Теоретические основы электрохимии. – М.: Металлургия, 1972.
8. Ахметов Н.С. Общая и неорганическая химия. – М.: Высшая школа, 1981.
9. Arrhenius S. ber die Reaktionsgeschwindigkeit bei der Inversion von Rohrzucker in Suren. Z. Phys. Chem. – 1889. – № 4. – P. 226–248.
10. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987.
11. Bybee K. Overcoming Shallow-Gas Drilling Difficulties. Jour. Petr. Tech. 2005. – January. – P. 55-57.
12. Rach N.M. SPECIAL REPORT: Operators develop, implement new downhole technologies//Oil & Gas Journal. - 2008. - Vol. 106. - Is. 4.