

**МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
КОЛОНН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**
METHODS TO REMOVE A LEAKAGE IN FLOW TUBINGS OF GAS
AND GAS CONDENSATE WELLS

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский
V. V. Panikarovski, E. V. Panikarovski

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы; межколонное давление; негерметичность эксплуатационных колонн; адгезионные и прочностные характеристики; водоизоляция
Key words: tubings; annulus pressure; leakage in flow tubings; adhesion and strength characteristics; water shutoff

Большинство газовых месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, которая сопровождается снижением пластового давления, обводнением скважин конденсационными и пластовыми водами, образованием песчаных пробок и межколонными газопроявлениями.

По причине поступления газа по цементному кольцу из газонасыщенных пластов или через негерметичности эксплуатационной колонны ликвидацию межколонных газопроявлений рекомендуют обычно проводить заканчиванием облегченных расширяющихся композиций в интервале негерметичности. Для определения места негерметичности применяют технологию поинтервальной опрессовки эксплуатационных колонн с использованием двух пакеров.

По результатам проведенного анализа межколонных давлений на Ямсовейском месторождении, основными причинами наличия межколонных давлений является некачественное цементирование скважин, плохое сцепление цементного камня с породой, отмеченное по данным акустического цементмера (АКЦ), после выхода скважин из бурения и, как следствие, перетоки из перфорированных пластов. Установлено, что появление межколонного давления зависит от применяемых при цементировании скважин технологий, составов цемента и качества резьбовых соединений обсадных колонн. Из 79 скважин Ямсовейского месторождения, работающих с межколонным давлением, в 21 скважине межколонное давление имеет значение предельно допустимой величины — 4,0 МПа.

Прямой зависимости наличия и величины межколонного давления от метода цементирования, типа обсадных труб, их резьбовых соединений и группы прочности металлов не выявлено. На большинстве скважин, имеющих межколонное давление более 4,0 МПа, цементирование эксплуатационной колонны проводилось с применением цементно-вермикулитовой смеси, что свидетельствует о недостаточной эффективности применения данного состава для условий Ямсовейского месторождения. В других скважинах, где наблюдается наличие межколонного давления, при цементировании эксплуатационных колонн применялись тампонажные расширяющиеся облегченные цементы. В случае наличия межколонных газопроявлений через резьбовые соединения ликвидацию негерметичности эксплуатационной колонны рекомендуют проводить тампонированием с использованием вязкоупругих составов после извлечения из скважины лифтовой колонны.

Для ликвидации межколонных газопроявлений по причине негерметичности резьбовых соединений и отсутствия цементного камня в приустевой части на скважинах Ямсовейского месторождения предлагают использовать тонкодисперсный минеральный вяжущий материал «Ультрацемент» с водоцементным отношением от 1,1 до 1,7 с затворением на воде или хлориде натрия, хлориде кальция. Предлагается закачивать композиции в межколонное пространство при давлении 5,0 МПа, но не более давления опрессовки кондуктора. Закачка композиции производится до начала увеличения давления до 5,0 МПа, но не более давления опрессовки кондуктора. Для ликвидации заколонных перетоков и межколонных давлений рекомендуют использовать суспензию «Ультрацемент», обладающую высокой проникающей способностью.

В целях успешного решения задач по ликвидации межколонных давлений в газовых скважинах используют реагент с малой вязкостью, обладающий способностью быстро переходить в вязкоупругое состояние. Процесс производства работ по закачке данного состава не требует глушения скважины и проведения работ по ее освоению. Технология проведения работ заключается в следующем. При открытом межколонном пространстве проводится

закачка в затрубное пространство раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ) и изолирующего полимерного состава. При закрытом межколонном пространстве проводится закачка в затрубное пространство технической воды с целью удаления избытков полимера. В затрубное пространство закачивают перенасыщенный раствор активатора, а при закрытом межколонном пространстве проводится промывка скважины водой.

Для повышения эффективности и снижения сроков проведения водоизоляционных работ, восстановления герметичности заколонного пространства можно использовать новую технологию по закачке в зону изоляции минерально-вязкого жидкого стекла и жидкости отверждения с последующим докреплением цементным раствором. Кольматация достигается закачкой раствора жидкого стекла с кремнефтористым натрием за счет его проникновения в поры и трещины пласта, где происходит его отверждение в результате химической реакции между жидким стеклом и кремнефтористым натрием. Окончательное блокирование зоны негерметичности обеспечивается закачкой цементного раствора.

Основные особенности технологии заключаются в следующем перечне работ. По данным геофизических исследований скважин выявляют место негерметичности, глушат скважину, поднимают подземное оборудование, промывают скважину, устанавливают песчаный мост высотой от 5 до 10 м выше интервала перфорации и цементный мост. В скважину в заданный интервал спускают пакер 2ПД-ЯГ на 10–15 м выше интервала негерметичности. До начала закачки реагентов уточняют приемистость интервала негерметичности. После этого в скважину через насосно-компрессорные трубы (НКТ) сначала закачивают расчетное количество нефти для вытеснения воды из зоны изоляции, а затем в данный интервал закачивают расчетное количество жидкого стекла и кремнефтористого натрия в объеме 1,0 м³ раствора на 1,0 м эффективной толщины (рисунок).

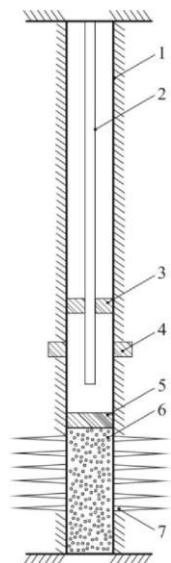


Рисунок. Схема ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны:

- 1 — эксплуатационная колонна; 2 — колонна НКТ; 3 — пакер; 4 — зона негерметичности эксплуатационной колонны;*
- 5 — цементный мост;*
- 6 — песчаный мост;*
- 7 — интервал перфорации*

По окончании закачки раствора жидкого стекла и кремнефтористого натрия проводят докрепление интервала изоляции цементным раствором. После отверждения состава и цементного камня проводят опрессовку колонны, разбуривают цементный и песчаный мосты и промывают скважину [1]. Для проверки качества изоляции были проведены эксперименты на образцах кварцевого песка, через образец фильтровалась пластовая вода и определялась фазовая проницаемость по пластовой воде. Пластовая вода из образца вытеснялась керосином, который замещался раствором жидкого стекла с кремнефтористым натрием до полного затухания фильтрации. Опыт останавливался на реагирование от 24 до 36 часов при сохранении пластовых условий. После отверждения состава с обратной стороны образца пластовой водой создавалось давление от 5 до 8 МПа, что соответствовало депрессиям на продуктивные пласты при разработке апт-сеноманских газовых залежей месторождений Западной Сибири. В результате проведенных экспериментальных работ установлено, что при содержании в закачиваемом в интервал негерметичности растворе кремнефтористого натрия от 12 % и выше происходит полная закупорка водопроявляющих интервалов и герметизация заколонного пространства (табл. 1).

Таблица 1

Результаты экспериментов по закачке водоизоляционного раствора

№ образца	Состав раствора, масс. %	Проницаемость по пластовой воде первоначальная, $K \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$	Проницаемость по пластовой воде после закачки раствора, $K \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$	Коэффициент закупорки пор, доли ед.
1	Жидкое стекло — 91,0 Кремнефтористый натрий — 9,0	104,5	9,3	0,95
2	Жидкое стекло — 89,0 Кремнефтористый натрий — 11,0	288,5	8,5	0,97
3	Жидкое стекло — 88,0 Кремнефтористый натрий — 12,0	212,4	0	Полная закупорка
4	Жидкое стекло — 86,0 Кремнефтористый натрий — 14,0	266,2	0	Полная закупорка

Более эффективным способом водоизоляции и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн является использование новых химических реагентов, повышающих адгезионные и прочностные свойства и обладающих высокой проникающей способностью. Данная технология основана на использовании раствора микродур R-U с сульфатцеллом.

В результате закачки раствора микродур R-U с сульфатцеллом и химической реакции между ними ликвидируется негерметичность, и создается непроницаемый для воды экран.

Основным компонентом раствора является микродур R-U — это минеральное гидравлическое вяжущее с определенным химико-минералогическим составом, которое подразделяется на три марки по максимальному размеру частиц от 6 до 16 мкм [2].

Технология закачки в зону негерметичности соответствует технологии, применяемой для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с помощью жидкого стекла и кремнефтористого натрия. Для проверки качества изоляции были проведены эксперименты с двумя составами растворов с различным водоцементным отношением В/Ц — 0,8; В/Ц — 0,9.

Образцы с одинаковым содержанием химических реагентов в растворе показали высокие адгезионные и прочностные характеристики, где В/Ц — 0,8 (табл. 2).

Таблица 2

Результаты исследования прочностных характеристик образцов

Состав раствора, масс. %	Водоцементное соотношение, доли ед.	Время отверждения, ч	Общее время от затворения до отверждения	Адгезия, МПа	Прочностная характеристика, МПа
Микродур R-U — 51,4 Сульфатцелл — 2,3 Вода — 46,3	0,9	5,5	45,3	24,0	75,4
Микродур R-U — 54,9 Сульфатцелл — 1,1 Вода — 44,0	0,8	5,6	7,0	32,0	77,5

Предлагаемые технологии по водоизоляции и восстановлению герметичности заколонного пространства с помощью закачки в зону негерметичности раствора жидкого стекла и кремнефтористого натрия или раствора микродур R-U с сульфатцеллом будут иметь высокую эффективность на сеноманских газовых скважинах. Данные растворы обладают высокой проникающей способностью в поры и трещины, имеют хорошие адгезионные и прочностные характеристики при контакте их с металлом эксплуатационной колонны и окружающими породами.

Список литературы

1. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. и др. Патент РФ 24160209. Способ восстановления герметичности эксплуатационных колонн. Опубликовано 10. 04. 2011. Бюл. N10.
2. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. и др. Патент РФ 2455458. Способ восстановления герметичности эксплуатационных колонн. Опубликовано 10. 07. 2012. Бюл. N 19.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)286697, e-mail: 273014@gmail.com

Information about the authors

Panikarovski V. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)305700

Panikarovski E. V. Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286697, e-mail: 273014@gmail.com