

Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения



В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов
(ООО «Газпром подземремонт Уренгой»), А.А. Бояркин,
Е.Н. Штахов (ООО «НПП «РосТЭКтехнологии»)

Improving the effectiveness of killing wells of Urengoy skoye field

V.V. Dmitruk, S.N. Rakhimov (Gazprom podzemremont Urengoy OOO), A.A. Boyarkin, E.N. Shtakhov (RosTEKtehnologii NPP OOO)

A formula of the blocking composition RGS-100 is developed. Field tests of basic blocking composition RGS-100 are conducted. The change of blocking solutions effective viscosity with time is shown. Different filler materials for blocking solutions are selected. The main types of work on stimulation of production and wells repair are presented.

Ключевые слова:
Адрес для связи:

В процессе длительной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин (в течение 30-50 лет и более) в результате выхода из строя или истечения сроков безаварийной работы, а также изменения горно-геологических условий месторождения возникает необходимость ремонта или замены определенных видов оборудования (клапанов-отсекателей, эксплуатационного пакера, циркуляционных клапанов, посадочных ниппелей, НКТ, фонтанной арматуры), или изменения конструкции скважины.

Большая часть работ по капитальному ремонту газовых скважин начинается с глушения по программе, разработанной индивидуально для каждой скважины с учетом данных по бурению и режимам эксплуатации, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), текущего пластового давления и конструкции скважины. Однако вскрытие или глушение, проводимое даже по самой совершенной технологии, всегда оказывает отрицательное воздействие на естественные характеристики продуктивного пласта, поэтому актуальной является задача максимально минимизировать возникающие последствия.

В настоящее время известен широкий перечень различных рецептур жидкостей глушения и блокирующих растворов для подготовки скважин к ремонту. Большое число методов обусловлено, с одной стороны, разнообразием геолого-технических условий, с другой – отсутствием универсальных растворов и технологий безопасного глушения скважин, поиском доступных и недорогих материалов (часто – это отходы производств, расположенных в данном регионе), не требующих больших затрат на приготовление и доставку на место использования. Анализ результатов вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин показал, что технологические па-

раметры жидкостей и методы глушения скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в основном подбирались без учета сохранения естественной проницаемости коллектора и изменения конкретных геологических условий, а только исходя из условий предупреждения осложнений в стволе скважины. До 1988 г. вскрытие, глушение и консервация скважин на месторождениях ПО «Уренгойгазпром» проводились с помощью глинистого раствора и водного раствора хлористого кальция. При этом дебиты газоконденсатных скважин снижались после глушения в процессе капитального ремонта на 60-63 %, а «сеноманских» газовых скважин – в среднем на 20 %. В каждой третьей скважине проводилось повторное глушение из-за поглощений жидкостей глушения высокопроницаемыми ($8 \cdot 10^{-13}$ м² и более) коллекторами сеноманской залежи. Объемы поглощаемой жидкости в 3-4 раза превышали объемы скважин.

Отрицательное воздействие промывочных жидкостей при вскрытии пласта, а в дальнейшем при глушении скважины для проведения ремонтных работ было связано с глубоким проникновением в пласт твердых частиц либо с диспергированием пластовых глин, как это происходит, когда в пласт проникает фильтрат глинистого раствора или перфорацию проводят в среде водного раствора хлористого кальция плотностью менее 1,2 г/см³. Кольматация ПЗП возможна и тогда, когда состав рабочей жидкости для вскрытия пласта не подходит условиям пласта и в него поступают большие объемы кольматирующих материалов. Твердые частицы (карбонат кальция) при кислотных обработках могут не раствориться в плохо проницаемых зонах, так как деблокирующие уксусно-кислотные растворы лучше проникают в уже существующие каналы и тре-

щины. Для восстановления добычных возможностей скважин необходимо проведение сложных капитальных ремонтов, связанных с глушением скважин, извлечением скважинного оборудования, выполнением ремонтно-восстановительных работ (РВР), освоением и вводом скважин в эксплуатацию. Проведение РВР особенно осложняется в газовых скважинах с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), работающих с выносом песка из ПЗП [1, 2]. При этом увеличивается объем поровых каналов в пористой среде и в таких условиях особое значение приобретает выбор жидкостей глушения и блокирующих растворов.

В этих условиях проблема глушения и сохранения естественных фильтрационных свойств коллекторов призабойной зоны пласта при проведении капитального ремонта скважин наиболее актуальна. Глушение скважин также приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов как по площади, так и по разрезу: пористость варьирует от 14,5 до 41 %, толщина – от 70 до 230 м. Такое различие коллекторских свойств сеноманских и неокомских залежей, суровые климатические условия приготовления и использования растворов существенно осложняют подбор промывочных жидкостей для глушения скважин.

Совершенствование методов глушения поглощающих газоносных коллекторов

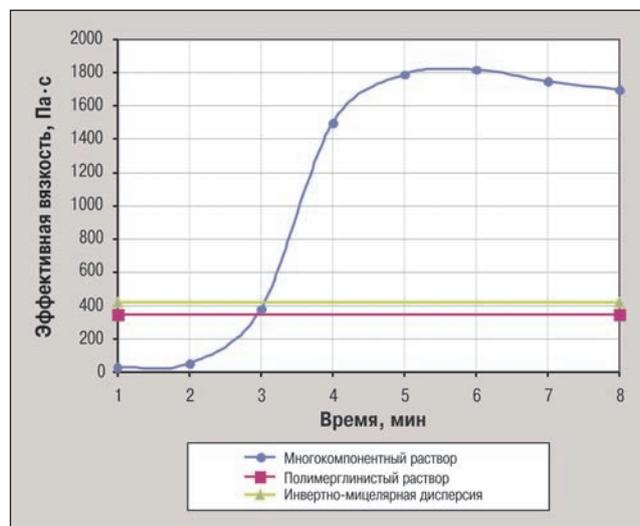
Изучение данных по проблеме глушения газовых скважин и исследования по выносу песка позволили определить пути решения главной проблемы – сохранение ФЕС пласта, а следовательно, и продуктивности скважины. Вопросам изоляции поглощающих пластов многочисленными исследователями уделено значительное внимание, но авторы в основном посвятили свои труды осложнениям, возникающим в процессе бурения, т.е. первичному вскрытию пластов. Решению проблем глушения газовых скважин с АНПД при проведении капитального ремонта с блокированием интервала перфорации или с повторным вскрытием (вырезание эксплуатационной колонны, дополнительная перфорация) уделялось недостаточное внимание. Данная проблема требует детального и глубокого изучения процессов, происходящих как в удаленной, так и в прилегающей зоне пласта, состояния ПЗП и скважины.

Для ее решения специалистами УИРС ООО «Газпром подземремонт Уренгой» и ООО «НПП «РостЭктехнологии» с 2007 г. ведутся лабораторные и промышленные исследования по разработке различных рецептур. С учетом результатов лабораторных исследований и геолого-технических условий сеноманских и неокомских залежей были приготовлены базовые рецептуры составов с оптимальным соотношением реагентов для получения блокирующего раствора с максимальными технологическими параметрами для глушения газовых и газоконденсатных скважин. В дальнейшем по мере изменения геолого-технических условий, с учетом степени разрушения ПЗП, блокирующие растворы усовершенствовались.

Одними из наиболее важных технологических параметров блокирующих растворов при глушении газовых скважин с сильно раздренированной ПЗП являются эффективная вязкость, концентрация, размеры и форма коркообразующих частиц, от которых зависят фильтрация, статическое напряжение сдвига и другие свойства. Проведенные лабораторные

работы позволили разработать рецептуру базового блокирующего состава РГС-100, который был испытан в промышленных условиях [3, 4].

Блокирующие свойства раствора достигаются путем многократного увеличения вязкости газового конденсата. Оригинальная рецептура раствора РГС-100 и его товарная форма выпуска позволяют готовить раствор непосредственно на скважине в различных климатических условиях с использованием стандартного оборудования (цементировочного агрегата и емкости). Существенным его отличием от широко известных блокирующих растворов является управляемое во времени изменение эффективной вязкости раствора (см. рисунок). Этот параметр можно варьировать от 5 до 45 мин в зависимости от соотношения входящих в композицию реагентов и наполнителей.



Изменение эффективной вязкости растворов глушения во времени

Создание высокоструктурированных блокирующих растворов не предотвращает поглощение его в пласт при создании больших (3-4-кратных) репрессий (пластовое давление $p_{пл} = 4-5$ МПа) для обеспечения циркуляции раствора, поэтому были подобраны различные наполнители. Их фракционный состав подбирается индивидуально для каждой скважины с учетом состояния ПЗП и текущих порометрических характеристик газоносного коллектора. Данные по видам и фракционному составу приведены в таблице. Выбор типа наполнителя одного или двух-трех видов одновременно проводится по анализу фракционного состава керна по данной скважине или по близлежащим, фракционному составу выносимого песка, гидрохимическому анализу выносимой воды и другим факторам технического состояния скважины (наличие пакера, исправность циркуляционного клапана, расположение башмака НКТ и др.)

Фракционный состав, мм/%		
торфа	строительного мела	химически осажденного мела
0-0,08/12	0-0,14/13	0-0,08/60
0,08-0,2/45	-/-	0,08-0,2/40
0,2-1,2/28	0,14-0,63/87	-/-
Более 1,2/15	-/-	-/-

С 2007 по 2009 г. с применением блокирующего состава РГС-100 проведено глушение 93 газовых и газоконденсатных скважин. Результаты показали, что разработанный блокирующий состав обеспечивает циркуляцию технологических жидкостей на устье, кроме того, он полностью совместим с пластовыми жидкостями и технологическими промывочными растворами. Блокирующий раствор выдерживает значительные репрессии, возникающие при глушении и промывке скважин, не поглощается и не загрязняет призабойную зону пласта. В связи с отмеченным он может эффективно применяться для «прямого» глушения газовых скважин с АНПД и высокими значениями порометрических параметров суперколлекторов.

Для дальнейшего совершенствования блокирующих свойств растворов необходимо расширить границы размерности коркообразующих частиц и их концентрации в системе. Далее по результатам лабораторных исследований на моделях следует определить концентрации и соотношение содержания активных реагентов, используемых для получения разномодальных систем, чтобы добиться максимального эффекта блокирования ПЗП. Анализ осложненного состояния скважин показывает, что в настоящее время и до конца разработки газового месторождения основными видами работ по интенсификации добычи и ремонту скважин будут:

- глушение скважин с АНПД с решением главной задачи – сохранение коллекторских свойств газоносного пласта и получение циркуляции на устье технологической жидкости при значительных репрессиях на пласт;

- проведение комплекса работ по ликвидации песководопроявлений с использованием различных методов;
- ликвидация заколонных перетоков и межколонных давлений;
- повышение продуктивности скважин с применением различных методов интенсификации.

Список литературы

1. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М.: Недра, 1996. – С. 3-39.
2. Бекетов С.Б. Технология капитального ремонта скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений. В сб. Тезисы докладов межрегиональной научно-технической конференции по проблемам газовой промышленности России. – Ставрополь: ИРЦ ДАО «СевКавНИПИгаз», 1997. – С. 9-10.
3. Новая блокирующая дисперсная система для глушения газовых скважин с АНПД Уренгойского месторождения/А.М. Шарипов, А.А. Ахметов, Г.А. Ланчаков, Г.А. Киряков. – Научно-техническая конференция «Проблемы нефтегазового комплекса России». – Уфа, УГНТУ, 1998.
4. Особенности глушения сеноманских скважин Уренгойского месторождения в условиях АНПД/Г.А. Киряков, А.А. Ахметов, К.А. Жуковский, Д.Н. Хадиев. В сб. Тезисы докладов третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». – М.: Интерконтакт Наука, 1999. – С. 24.