

АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН И ИХ ОСВОЕНИЯ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

ANALYSIS AND SYNTHESIS OF EXPERIENCE USE OF THE EXISTING TECHNOLOGIES OF MUFFLING OF WELLS AND THEIR DEVELOPMENT AFTER CARRYING OUT CAPITAL REPAIRS

Чудинов Владимир Андреевич
ведущий специалист,
АО «Российская инновационная
топливно-энергетическая компания»
v.a.chudinov@mail.ru

Якунин Сергей Анатольевич
специалист 1 категории,
АО «Российская инновационная
топливно-энергетическая компания»
79637788802@yandex.ru

Аннотация. Операция глушения должна обеспечивать минимальный ущерб продуктивному горизонту в части снижения его естественной проницаемости и послеремонтному дебиту. Последнее особенно актуально для подземных хранилищ газа, созданных в истощенных месторождениях с высокодренированными пластами. В статье приведен анализ современных технологий глушения скважин, а также предложены мероприятия для временного блокирования пласта при катастрофическом поглощении.

Ключевые слова: глушение скважин, технологическая жидкость, капитальный ремонт скважин, подземные хранилища газа, временное блокирование пласта, поглощения.

Chudinov Vladimir Andreevich
Leading expert,
JS Russian innovation
fuel and energy company
v.a.chudinov@mail.ru

Yakunin Sergey Anatolyevich
Expert of 1 category,
JS Russian innovation
fuel and energy company
79637788802@yandex.ru

Annotation. The jamming operation should ensure minimal damage to the productive horizon in terms of reducing its natural permeability and post-repair production rate. The latter is especially important for underground gas storage facilities created in depleted fields with highly-compressed reservoirs. The article gives an analysis of modern technologies for jamming wells, as well as proposed measures for temporary blockage of the formation in case of catastrophic absorption.

Keywords: jamming wells, process fluid, overhaul of wells, underground gas storage, temporary blocking of the formation, loss of circulation.

Обычно глушение скважины производят закачкой жидкости на водной или углеводородной основе. К таковым относятся пресные и пластовые воды, растворы минеральных солей, глинистые растворы, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), прямые эмульсии, то-варная или загущенная нефть, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70 %. В условиях аномально низкого пластового давления (АНПД) часто применяют пены.

В отечественной и зарубежной практике на месторождениях с пластовым давлением, близким к гидростатическому, в качестве жидкости глушения используют обычную техническую, пластовую, морскую или минерализованную воду плотностью до 1200 кг/м³. Применение инородной к пласту воды обычно приводит к снижению продуктивности скважины.

Кроме этого, применение различных жидкостей для глушения и освоения скважин при низком пластовом давлении приводит к созданию репрессии на пласт, поглощению больших объемов рабочей жидкости, необратимому снижению проницаемости призабойной зоны, резкому уменьшению послеремонтных дебитов скважин.

Промысловые исследования, выполненные на 21-й скважине ПАО «Татнефть» [2], показали, что время освоения скважин после глушения водой составляет около 3 сут., а на выход скважин на режим, предшествующий глушению, требуется 30–45 сут., при этом дебит по жидкости на 10–20 % ниже исходного. В подобных случаях целесообразно временно блокировать продуктивный пласт.

Суть большинства известных методов блокирования пласта заключается в предварительной закачке в призабойную зону скважины различных коагулирующих веществ. Затем скважину заполняют рабочей жидкостью и проводят ремонтные работы. После завершения ремонта скважину осваивают и выполняют мероприятия по интенсификации, направленные на удаление из пласта коагулирующих веществ, и вызов притока флюида из пласта. В зависимости от интенсивности поглощения в скважине для временного блокирования продуктивного пласта применяют различные методы и составы. Для скважин подземных хранилищ газа (ПХГ) с частичным поглощением применяют методы и составы, представленные на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема применяемых методов и составов, используемых для временного блокирования на скважинах ПХГ при частичном поглощении

К недостаткам вышеперечисленных блокирующих составов можно отнести то, что в некоторых случаях они снижают проницаемость продуктивного пласта и послеремонтный дебит скважины. Так, при применении в качестве блокирующего состава суспензии мела последующее деблокирование осуществляется солянокислотными обработками. При достаточно большой мощности продуктивного пласта его нижняя часть не охватывается обработкой вследствие того, что в верхней части фильтровой зоны скважины в результате химической реакции выделяется углекислый газ, создается зона пониженного давления, что приводит к вызову притока флюида.

Кроме этого, эти составы не эффективны при блокировании пластов суперколлекторов с катастрофическим поглощением. Например, при проведении капитального ремонта скважин (КРС) на скважине № 348 Степновского ПХГ не смогли заглушить пласт-коллектор D₂IV в интервале 1956,0–1983,3 м, несмотря на закачку более 100 м³ пластовой воды (объем скважины 32,4 м³) и следующих кольматирующих тампонов:

- двух пачек мелового раствора вязкостью T , равной 125 с, плотностью ρ , равной 1470 кг/м³ (объем пачек по 3 м³ каждая; продавка меловых пачек велась через трубное пространство пластовой водой плотностью ρ , равной 1070 кг/м³; скважина поглотила закачанный раствор и не заглушилась);
- для ликвидации поглощения был закачан 5 % раствор КМЦ с наполнителем (мел 20 % плюс глина бентонитовая 10 %) вязкостью T , равной 100 с, объемом V , равным 6 м³ (продавка велась пластовой водой в объеме 9 м³, плотностью, равной 1070 кг/м³; поглощение не ликвидировали);
- глушение скважины проводили глинистым раствором объемом 6 м³ с параметрами: плотностью 1070 кг/м³, вязкостью 100–110 с (поглощение не ликвидировали);
- закачали глинистый раствор, обработанный КМЦ и каустической содой с наполнителем (опилки 10 %), объемом 12 м³, вязкостью 120 с, плотностью, равной 1080 кг/м³ (получили закупорку трубного пространства).

В дальнейшем прокачкой пластовой воды в трубное пространство промыли пробку в насосно-компрессорных трубах (НКТ), но скважину заглушить не удалось.

В последнее время на ПХГ получили внедрение безглинистые биополимерные буровые растворы для глушения скважин и вскрытия продуктивных пластов. Применение биополимерного раствора позволяет сохранить естественную проницаемость пласта, снизить интенсивность поглощений и сократить сроки освоения скважины. В то же время при катастрофическом поглощении эти растворы не позволяют полностью ликвидировать его. Для создания плотного непроницаемого экрана требуется дополнительная установка цементного моста, либо еще одного или нескольких тампонов различного состава. Это приводит к увеличению времени КРС и повышает его стоимость. А самое главное, эти отверждающиеся составы блокируют продуктивный пласт и не позволяют освоить скважину после ремонта.

Для скважин ПХГ с катастрофическим поглощением применяют методы и составы, представленные на рисунке 2.

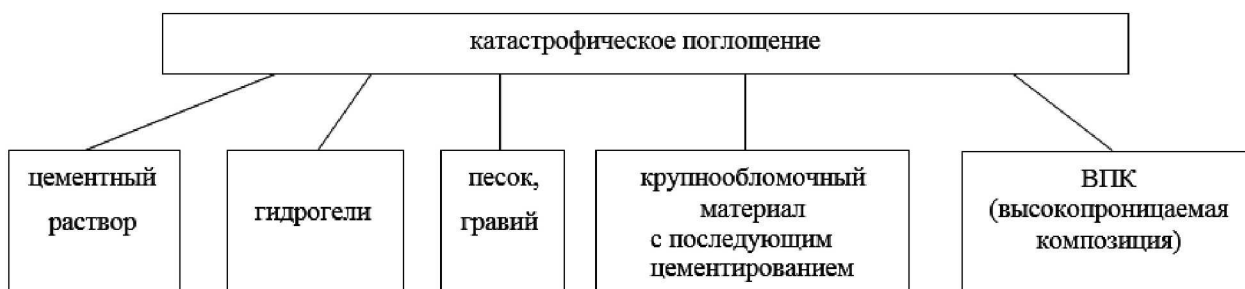


Рисунок 2 – Схема методов и составов, используемых для временного блокирования на скважинах ПХГ при катастрофическом поглощении

На основе ранее проведенных институтом лабораторных испытаний по блокированию катастрофически поглощающего и одновременно газопроявляющего мячковского горизонта на скважинах Песчано-Уметского ПХГ были разработаны следующие блокирующие составы:

- а) состав на основе соляро-бентонитовой смеси (СБС);
- б) состав на основе раствора полиакриламида, алюминиевой пудры, жидкого стекла и цемента;
- в) состав из жидкого реагента «Комета-Метеор МЦ» и раствора хлористого кальция;
- г) состав из вспененного реагента «Комета-Метеор МЦ» и раствора хлористого кальция;
- д) состав на основе реагента ликвидатора поглощений «ЛП».

Для проведения стендовых испытаний на установке были использованы составы из СБС и составы из жидкого и вспененного реагента «Комета-Метеор МЦ». Состав с алюминиевой пудрой после затвердевания не набирал требуемую прочность, а состав на основе реагента ликвидатора поглощений «ЛП» не обеспечивал кольматацию гравийной набивки, имитирующей поглощающий пласт.

По результатам проведенных лабораторно-стендовых испытаний для проведения экспериментального блокирования мячковского горизонта в скважине № 139 Песчано-Уметского ПХГ был рекомендован вспененный состав на основе полимера «Комета-Метеор МЦ», изолирующий тампон из которого после взаимодействия с раствором хлористого кальция в лабораторных условиях выдерживал перепад давления до 0,5 МПа. В пользу данного состава можно отнести и возможность широкого регулирования плотности от 133 до 1000 кг/м³. Указанный состав технологичен в приготовлении стандартными средствами буровых предприятий и служб капитального ремонта скважин и не требует включения дополнительного оборудования в циркуляционную систему.

Испытания технологии по блокированию мячковского горизонта на скважине № 139 не удалось завершить в полном объеме и заглушить скважину по следующим причинам:

1. При проведении испытаний на скважине № 139 Песчано-Уметского ПХГ применяемое технологическое оборудование (стандартное для отрасли) не позволило получить гомогенную трехфазную пену плотностью 130 кг/м³, необходимой для контроля скважины по кольцевому пространству.

2. При заполнении кольцевого пространства скважины «тяжелой» пеной плотностью 320–380 кг/м³ с избытком свободного газа не было получено равновесие с пластовым давлением. В период технологического отстоя свободный газ мигрировал к устью скважины и создал дополнительное давление над уровнем столба пены. В результате инверсии формирующийся блокирующий тампон из «Кометы-Метеор МЦ» был прорван избыточным давлением 1,2 МПа.

3. Качество получаемого в забойных условиях блокирующего тампона из «Кометы-Метеор МЦ» и хлористого кальция неизвестно. Закономерно, что оно должно отличаться от наблюдаемого в лабораторных условиях ввиду присутствия в пласте ранее закачанных изолирующих составов (соляро-бентонитовая смесь, тампонажный раствор).

4. Предельно допустимый перепад давления для блокирующего тампона из «Кометы-Метеор МЦ» не был установлен.

Метод блокирования продуктивного интервала крупнообломочным материалом с последующим цементированием также вызывает снижение проницаемости пласта-коллектора и послеремонтного дебита скважины.

Поэтому из вышеперечисленных методов и составов для временного блокирования пласта при катастрофическом поглощении наиболее целесообразными, на наш взгляд, являются:

- метод закачки ВПК (высокопроницаемой композиции) для формирования искусственной призабойной зоны (ИПЗП) в продуктивном горизонте. ИПЗП снижает негативное влияние жидкостей глушения при капремонте и останавливает или замедляет процессы суффозии коллектора. Кроме этого при глушении скважин с катастрофическим поглощением ИПЗП позволяет уменьшить интенсивность поглощения пласта-суперколлектора, а затем закачкой блокирующих тампонов, применяемых при частичном поглощении, заглушить скважину для проведения КРС;

- метод закачки в призабойную зону пласта песка и гравия, близкого по гранулометрическому составу, выносимому из продуктивного горизонта. Этот метод позволяет блокировать поглощающий эксплуатационный коллектор неотверждающимся инертным материалом, который легко удаляется при освоении скважины после проведения КРС и не снижает ее дебита.

Детальными исследованиями, выполненными [2], установлена количественная характеристика кольматации пористой среды разнодисперсной суспензией. Установлено, что в образцы пород с максимальным диаметром поровых каналов 50 мк частицы размером 4–6 мк проникают на глубину 25–40 мм, размером 16–20 мк – на глубину 2–3 мм, а частицы размером более 30 мк не проникают совсем, поэтому зона кольматации не образуется. При фильтрации суспензии с размерами частиц 1–2 мк они проникали на всю глубину образца (80 мм) и уносились вместе с фильтруемой жидкостью. На основании данных исследований сделан вывод, что наилучшей кольматирующей способностью обладает суспензия с размерами частиц в 6–13 раз меньшими, чем размеры поровых каналов. Исходя из этих данных, можно предположить, что для метода временного блокирования пласта-суперколлектора необходимый размер частиц должен быть не меньше половины максимальных диаметров поровых ка-

налов. Но при наличии сквозных каналов, существенно превышающих размер доставляемого гранулярного материала, необходима разработка технологии создания барьеров в этих каналах из частиц относительно малого размера, способных воспринимать в насыпной массе репрессию от столба жидкости глушения.

Литература:

1. Орлов Г.А. Использование обратных эмульсий в добыче нефти / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко, Б.А. Лермая // Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, 1986. – Вып. 6. – 48 с.
2. Тагиров К.М., Гноевых А.Н., Лобкин А.Н. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями. – М. : Недра, 1996. – 183 с.

References:

1. Orlov G.A. Use of the return emulsions in oil production / G.A. Orlov, M.Sh. Kendis, V.N. Glushchenko, B.A. Lermaya // Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 1986. – Issue 6. – 48 p.
2. Tagirov K.M., Gnoyevykh A.N., Lobkin A.N. Completion of productive oil and gas layers with abnormal pressure. – M. : Nedra, 1996. – 183 p.