



УДК 624.196

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОБЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

PREVENTION OF ANNULAR FLOWS BY APPLYING GAS-BLOCKING COMPOSITIONS

Плиева Елена Борисовна

магистр кафедры «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин»,
Самарский государственный технический университет
helena-plieva@yandex.ru

Капитонов Владимир Алексеевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный технический университет
kapitonovva@gmail.com

Спиридонов Павел Юрьевич

инженер лаборатории
аналитических и технологических исследований
при строительстве скважин,
ООО «СамараНИПИнефть»
SpiridonovPYu@samnipineft.ru

Аннотация. Поступление газа из пласта в зацементированное пространство ведет в последующем к образованию в цементном камне связанных каналов, которые негативно отражаются на качестве разобщения пластов. Это способствует появлению заколонных межпластовых перетоков, что, в свою очередь, ведет к нарушению цементной крепи и в целом увеличивает сроки строительства скважины. Статья посвящена проблеме заколонных перетоков, а также возможности предотвратить их появление введением специальных газоблокаторов в рецептуру цементного раствора.

Ключевые слова: цементирование, каналы в цементном камне, заколонные перетоки, газоблокатор, изоляция газопритока.

Plieva Elena Borisovna

Master's programme of Construction
deviating and horizontal wells,
Samara State Tehnical University
helena-plieva@yandex.ru

Kapitonov Vladimir Alekseevich

Ph. D., Associate Professor of
oil and gas wells Drilling Department,
Samara State Tehnical University
kapitonovva@gmail.com

Spiridonov Pavel Yuryevich

Laboratory Engineer
analytical and technological research
at well construction,
SamaranIPneft LLC
SpiridonovPYu@samnipineft.ru

Annotation. The flow of gas from the reservoir into the cemented space leads subsequently to the formation of connected channels in the cement stone, which negatively affect the quality of the segregation of the layers. This contributes to the emergence of annular interlayer flows, which, in turn, leads to the breakdown of cement lining and, in general, increases the construction time of the well. The article is devoted to the problem of annular flows, as well as possibility of preventing their occurrence by introducing special gas blockers into the cement slurry recipe.

Keywords: cementation, channels in cement stone, annular flows, gas blocker, gas flow insulation.

Отрицательное влияние заколонных перетоков

Цементный камень, образовавшийся после схватывания цемента, должен иметь требуемую прочность и быть достаточно эластичным, чтобы выдерживать циклические изменения температур и нагрузок, которые негативно влияют на его целостность и герметичность цементной оболочки.

Наличие в стратиграфическом разрезе флюидосодержащих прослоев приводит к миграции флюида во время формирования цементного камня, а образование в нем каналов отрицательно отражается на качестве разобщения пластов.

Неоднородности внутри цементной пасты или граничные эффекты на обсадной колонне или пласте могут вызывать особые события, такие как неравномерный прорыв газа, которые по определению непредсказуемы [3]. Никто не может утверждать, что каким-то определенным способом возможно предсказать миграцию газа или найти его конкретное решение.

Заколонные перетоки флюида могут неблагоприятно влиять на процесс нефтедобычи из-за возможности значительного повышения газового фактора или обводненности добываемой продукции [1]. Сложность обнаружения перетока заключается в том, что часть из них имеет скрытый характер, а повышенный газовый фактор при добыче нефти может возникать и по другим причинам (рис. 1).

Из рисунка 1 видно, что на долю межпластовых перетоков приходится 15–25 %.



Рисунок 1 – Возможные причины высокого газового фактора

Механизм возникновения заколонных перетоков

Миграция газа представляет собой сложную проблему, связанную с контролем плотности флюида, вытеснением бурового раствора цементным, свойствами цементной суспензии, гидратацией цемента и сцеплением цемента с обсадной колонной и пластом (породой).

Многие авторы публикаций на данную тему обычно говорят об одном эффекте: снижении газопроницаемости тампонажных смесей при поступлении газа из пласта. Газ сначала вторгается в поровые пространства цемента и, в конце концов, проникает во всю цементную матрицу (Parcevaux et al., 1983; Parcevaux, 1984). [3]

Следует отметить, что системы с низкой плотностью цемента и высоким водоцементным отношением могут иметь довольно высокую проницаемость (от 0,5 до 5,0 мД). Поэтому газ может протекать, хотя и с малыми скоростями, внутри матрицы таких цементов и равномерно достигать поверхности. Такие события могут занять недели или месяцы, чтобы проявить себя как измеримые явления на поверхности, где они обычно проявляются как медленное нарастание давления в закрытом кольцевом пространстве.

Трудность в понимании и моделировании явления миграции газа возникает из-за того, что материал, через который может проходить газ, т.е. затрубное пространство, заполненное цементной суспензией (возможно, с некоторой буферной жидкостью и буровым раствором, оставшимся в стволе скважины), изменяется (твердеет) с течением времени. Физическое состояние суспензии изменяется: из жидкости сразу после заливки в гель, оставаясь в этом состоянии некоторое время, до проникновения нетвердого вещества при схватывании и, наконец, к непроницаемому твердому веществу после затвердевания. [4]

В 1979 году Tinsley и др. ввели понятие «переходное состояние», промежуточный период, в течение которого цемент ведет себя не как жидкость, не как твердое вещество, а суспензия, теряющая способность передавать гидростатическое давление. Понятие переходного состояния было количественно определено временем перехода, начиная с первой измеряемой прочности геля (около 21 фунт / 100 фут² или 10 Па) и заканчивая, когда газ больше не может просачиваться в гелеобразный цемент. Они показали, что прочность геля в диапазоне от 250 до 500 фунтов / 100 фут² (от 120 до 240 Па) была достаточной, чтобы ликвидировать «просачивание газа». Цементные суспензии ведут себя как неньютоновские жидкости, поэтому этот процесс включает в себя разрушение прочности геля суспензии. Однако газ также может протекать на микроскопическом уровне в порах гелеобразной цементной структуры или непосредственно вдоль стыков цемента / трубы и цемента / пласта. [3]

Подходы по предупреждению прорывов газа из заколонного пространства

Эксплуатация скважин с большим содержанием свободного газа значительно снижает выработку запасов нефти и эффективность работы насосного оборудования.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат – около (15–20) % от стоимости всей скважины [2]. Поэтому проще и дешевле предотвратить аварию, нежели впоследствии её ликвидировать.

Если недоподъем раствора или недопуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки, флюидопроявления и низкое качество очистки ствола скважины требуют изменения технологии крепления и применение других тампонажных материалов, а так же повышения качества геофизического исследования скважин [2].

Существует широкий спектр методов предотвращения миграции газа. Немногие применимы повсеместно, но большинство из них оказались эффективными при определенных обстоятельствах (условиях). Как правило, универсальность и стоимость напрямую связаны. Прежде чем использовать какой-либо про-



гностический метод, важно оценить его ограничения. Не следует забывать, что прогнозирование, предлагаемое любым подходом, основано на ряде предположений, будь то физических или статистических [3].

На сегодняшний день имеется достаточно много методов, технологических мероприятий и технических устройств, комплексное применение которых позволяет устранить межколонные газопроявления в скважинах и восстановить герметичность межколонного пространства [2]. Разработанные мероприятия по предупреждению и ликвидации перетоков включают в себя, как совершенствование технологии строительства и эксплуатации скважин, так и разработку новых технологических средств и приемов ликвидации заколонных газоперетоков [2].

Существующие технологии предупреждения заколонных газоперетоков в основном направлены на повышение качества цементирования, обеспечивающего более полное и равномерное вытеснение бурового раствора, удаление глинистой корки со стенки скважины, разработку новых тампонажных составов, применение заколонных пакеров. Для ликвидации уже образовавшихся путей движения газа используется исправительное цементирование под давлением, закачка различных герметизирующих составов, перевод скважины на пакерную схему эксплуатации, применение металлических продольно-гофрированных труб, пластырей и т.д. [2]

Применение газоблокирующих составов

При цементировании как нефтяных, так и газовых скважин используют одинаковую химию для получения растворов с пониженной водоотдачей (30–50 см³/30 мин) и нулевым водоотделением, с тем только отличием, что для газовых скважин должна быть получена нулевая газопроницаемость. Наличие газоносных пластов в геологическом разрезе усложняют процесс бурения и эксплуатации. Для того чтобы газ не проник в еще не схватившийся цементный раствор достаточно выполнение одного самого главного и простого условия, которое прописано в инструкции по креплению, а именно: соблюдение условия превышения гидростатического давления в скважине над пластовым давлением в газовом пласте. Чтобы не допустить падение величины давления в затрубном пространстве в зоне газоносного интервала ниже величины давления пластового газа, должна срабатывать целая цепочка действий: от планирования до реализации (задач).

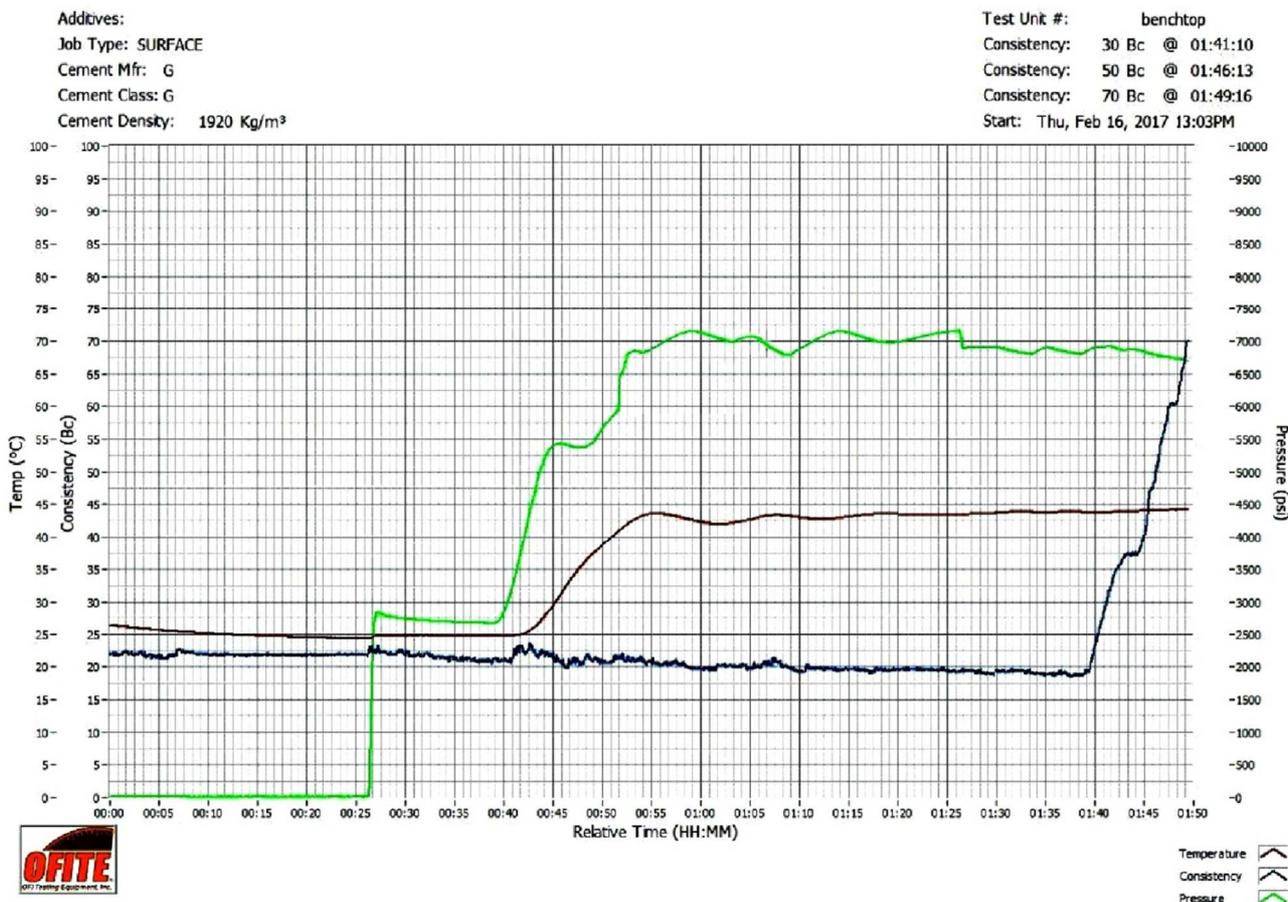


Рисунок 2 – Консистенция тампонажного состава



Перед цементированием скважины необходимо не только верно рассчитать плотность жидкости затворения, но и организовать (правильно и чётко) работу: начиная завозом необходимых химреагентов и заканчивая прослеживанием за тщательным перемешиванием, для того, чтобы добиться заданной плотности. Но не всегда каждый этап работ выполняется в нужной мере в виду ряда причин. Для расширения допустимых границ изменения параметров технологического процесса были разработаны газоблокаторы. Механизм их действия охватывает два физических процесса:

- придание цементному гелю требуемых тиксотропных свойств от 250 до 500 фунтов / 100 фут² (от 120 до 240 Па);
- сокращение времени перехода гель – цементный камень.

Пример высокой газоблокирующей способности приведён для рецептуры, использованной при цементировании эксплуатационной колонны на скважинах АО «Самаранефтегаз». Интервал цементирования (2700–1670) м. Статическая температура – 59 °С, циркуляционная – 44 °С. Забойное давление – 46 МПа, время нагрева – 25 мин.

Водосмесевое отношение – 0,42, выход – 0,71 м³/т, плотность – 1,92 г/см³, растекаемость – более 250 мм.

Консистенция тампонажного состава приведена на рисунке 2.

Время достижения консистенции 30 Вс – 101 мин, 70 Вс – 109 мин.

Статическое напряжение сдвига (SGSM) приведено на рисунке 3. Время нагрева до циркуляционной температуры 44 °С – 30 мин, переход к статической температуре 59 °С – 240 мин. Прочность от 100 Па (37 мин 57 с) до 500 Па (53 мин 1 с) набралась за 15 мин 4 с (переходный период).

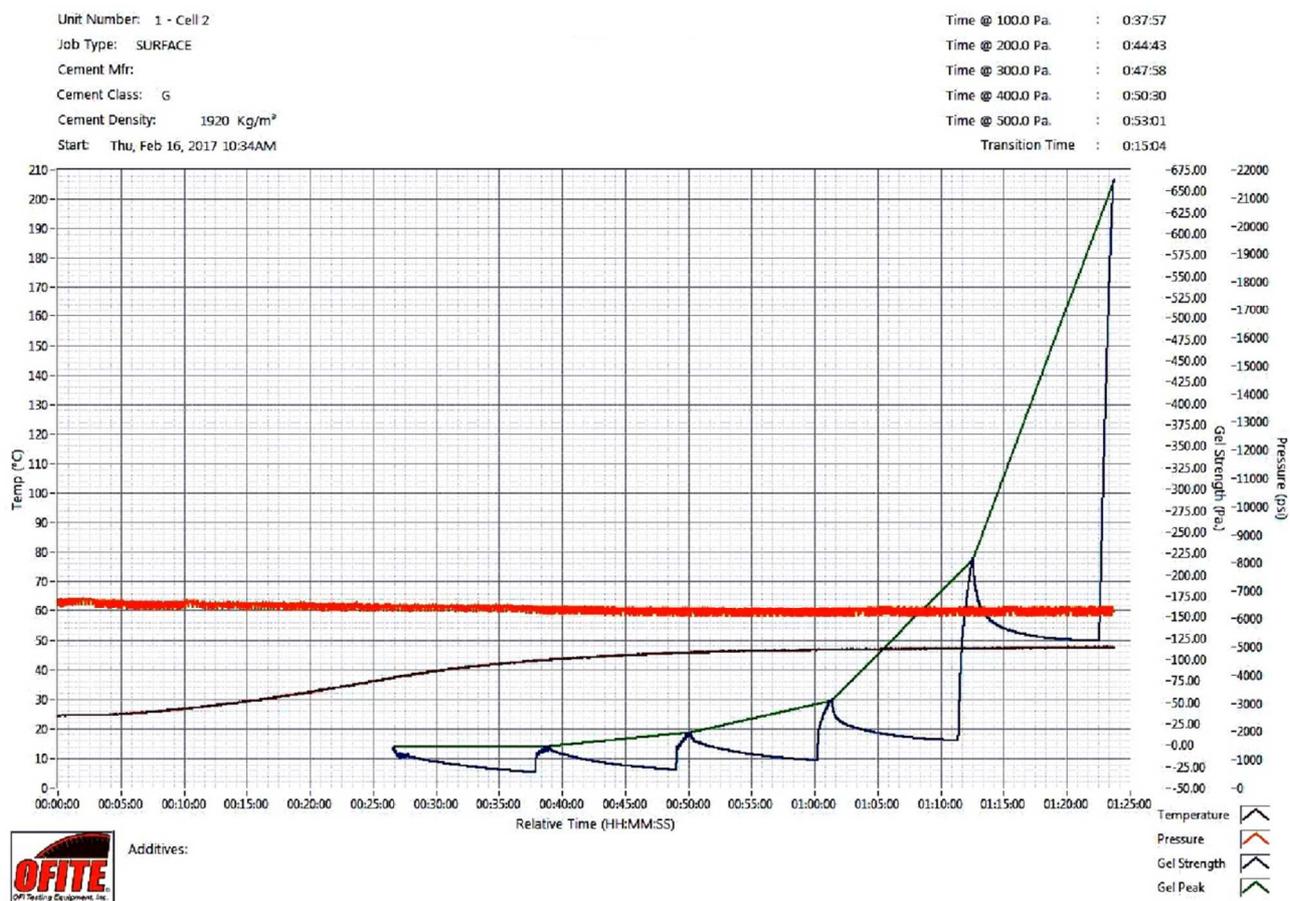


Рисунок 3 – Статическое напряжение сдвига

Пример статического напряжения сдвига для рецептуры облегчённого тампонажного материала плотностью 1,50 г/см³, приведён на рисунке 4. Циркуляционная температура – 19 °С, статическая температура – 10 °С, время кондиционирования с нагревом до 19 °С – 30 мин. Для данной рецептуры переходный период составил 3 ч 40 мин.



Unit Number: 1 - Cell 2
 Job Type: SURFACE
 Cement Mfr:
 Cement Class: G
 Cement Density: 1470 Kg/m³
 Start: Thu, Mar 01, 2018 09:53AM

Time @ 100.0 lb/100ft² : 0:17:48
 Time @ 200.0 lb/100ft² : 2:17:10
 Time @ 300.0 lb/100ft² : 2:46:39
 Time @ 400.0 lb/100ft² : 3:27:50
 Time @ 500.0 lb/100ft² : 3:58:28
 Transition Time : 3:40:40

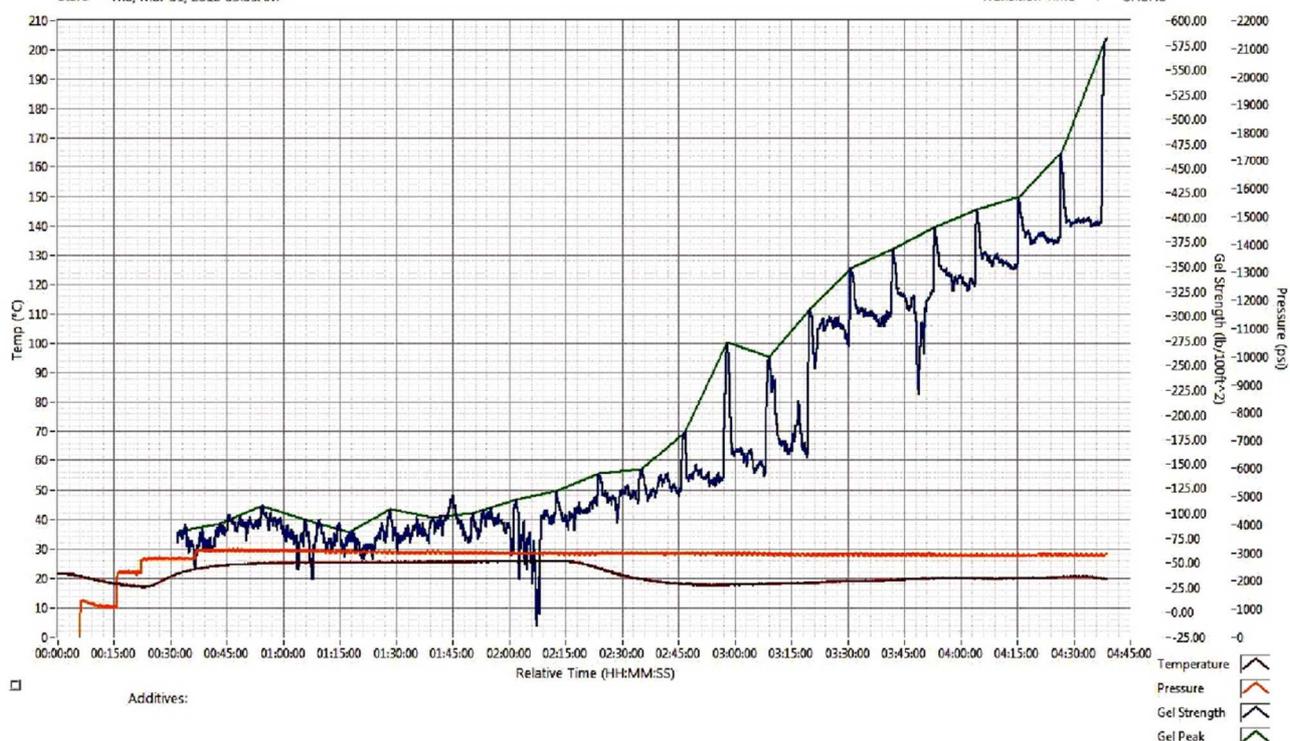


Рисунок 4 – Статическое напряжение сдвига облегченного тампонажного материала

Выводы : контроль консистенции и статического напряжения сдвига позволяет подбирать составы, предупреждающие прорыв газа на всех стадиях твердения, что предотвращает появление заколонных перетоков в период эксплуатации скважин.

Литература:

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М. : Недра, 1999. – 424 с.
2. Ерка Б.А. и др. – К вопросу о повышении надежности конструкции скважин. – 2015.
3. Philippe Parcevaux, Phil Rae, and Philippe Drecq. Prevention of annular gas migration. Dowell Shlumberger. – 1990.
4. Zhu Haijin et al. A New Method to Evaluate the Gas Migration for Cement Slurries. – 2010.

References:

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Drilling flushing and grouting solutions. – M. : Nedra, 1999. – 424 p.
2. B.A. Erka and others. – On the issue of improving the reliability of well design. – 2015.
3. Philippe Parcevaux, Phil Rae, and Philippe Drecq. Prevention of annular gas migration. Dowell Shlumberger. – 1990.
4. Zhu Haijin et al. A New Method to Evaluate the Gas Migration for Cement Slurries. – 2010.