



OPERATING COLUMN CEMENTING PROCEDURE

B. F. Mamanov

Chairman of the Board of JSC "QO'QON" NGPI

Ruzmanov F. I.

Well Casing Process Engineer

LLC "Kasanskaya oil and gas exploration expedition"

Eshmuratov A. B.

Applicant for TSTU

Matyakubov A. B.

Bachelor of TSTU

Ashurov B.N.

Applicant for TSTU

Abstract

The article shows the expansion of the grouting slurry, which begins with mixing the grouting expanding mixture, and most of the expansion occurs when the grouting slurry is in a liquid state, and also shows the results of regulating the linear expansion of the grouting slurry with a special reagent and the dependence of the expansion of the grouting mixture on the amount of retarder.

Key words: spread ability, time to the onset of thickening, water-cement ratio, stability, annular pressure, plugging stone.

Аннотация

В статье показано расширение тампонажного раствора, которое начинается с затворения тампонажной расширяющейся смеси, причем большая часть расширения происходит тогда, когда тампонажный раствор находится в жидком состоянии, а также приведены результаты регулирования линейного расширения тампонажного раствора спецрегентом и зависимость расширения тампонажной смеси от количества замедлителя.



Аннотация.

Мақолада тампонаж эритмасининг кенгайиши кўрсатилган бўлиб, у эритма кенгайтирувчи аралашмани аралаштиришдан бошланади ва кенгайишнинг катта қисми қуйма эритмаси суяқ ҳолатда бўлганида содир бўлади ва шунингдек, эритманинг чизикли кенгайишини махсус реагент билан тартибга солиш натижалари ва эритма аралашмасининг кенгайишининг кечиктирувчи микдорига боғлиқлиги келтирилган.

Ключевые слова: цементированья, водоотделение, время до начала загустевания, водоцементное отношение, стабильность, межколонное давление, тампонажный камень.

Калит сўзлар: цементлаш, сувнинг ажралиши, қуюқлашув бошланишигача бўлган вақт, сув-цемент нисбати, барқарорлик, колонналар орасидаги босими, тампонаж тоши.

Введение. Как цементировать эксплуатационную колонну, чтобы не было проблем с герметичностью межколонного пространства при освоении и эксплуатации скважин [1,2,3].

На эту тему защищены диссертации, напечатаны обзорные информации и статьи в специальных журналах нефтяной и газовой промышленности. Однако, они посвящены одному проблемному вопросу – реологическим свойствам тампонажного раствора: растекаемости, водоотделению, времени до начала загустевания, водоцементному отношению, стабильности, срокам схватывания, которые необходимы при закачке тампонажного раствора во внутрь обсадной колонны и продавке его в заколонное пространство [4,5,6].

Также они посвящены свойствам тампонажного камня: прочности на изгиб и сжатие, проницаемости, усадке, трещиностойкости, коррозионностойкости, сцеплению, от которого зависит герметичность межколонного пространства. А при цементировании эксплуатационной колонны на практике строительство нефтяных и газовых скважин появляются множества проблем, связанных с качеством цементированья, которые необходимо решить в комплексе и одновременно, от которых зависят качества герметичности межколонного пространства и может тогда снизиться появление межколонного давления, межпластовых перетоков и прорывов газа к устью скважины по межколонному пространству. Несмотря на многочисленные стремления производителей и ученых, на практике строительство нефтяных и газовых скважин возникают проблемы, связанные с качеством герметичности цементированья межколонного пространства эксплуатационных и промежуточных обсадных колонн.



Методы и достижения. Проявление газа из межколонного пространства, при эксплуатации скважин создает очень серьезную проблему.

Предприятия, эксплуатирующие месторождение с межколонным давлением в скважинах, вынуждены проводить длительные и дорогостоящие ремонты, затрачивая на их проведение значительные средства и время [7].

Межколонное газопроявление особо опасно, когда в составе газа имеются сероводород (H_2S) и диоксид углерода (CO_2) [8].

Опасность заключается в том, что H_2S и CO_2 – отрицательно влияют на техническое состояние скважинного и устьевого оборудования и безопасность их эксплуатации.

Среди стран СНГ с межколонным давлением эксплуатируются месторождения в Тюменской области (Россия). Особенно следует отмечать Тенгизское нефтяное (Казахстан), Карачаганакское газоконденсатное (Казахстан) и Астраханское газоконденсатное (Россия) месторождения с АВПД, содержащие сероводород (до 38 %) в добываемой продукции.

На месторождениях Самантепа (Узбекистан) H_2S составляет 2,62% и CO_2 3,28%, а на Южном Кемачи (Узбекистан) H_2S составляет 0,04% и CO_2 3,31%.

Для выяснения причин появления газа в межколонном пространстве специалистами [9,10,11] изучены многие фактические промысловые материалы, проведены научно-исследовательские работы, разработаны методы и способы его предупреждения. Однако, на многих скважинах месторождений, межколонные давления существуют.

Следует сказать, что у буровиков ведущих строительство скважин, являющихся подрядчиками, задача заключается в бурении скважины до проектной глубины в соответствии с рабочим проектом. Спускать эксплуатационную колонну, цементировать её и сдать скважину в эксплуатацию.

Дальнейшая судьба скважины их не интересует. Промысловики, являющиеся заказчиками, тонкости строительства скважин не знают.

Проектировщики, разрабатывающие рабочую проектно-сметную документацию (ПСД) на строительство скважин, её разрабатывают в соответствии с заданием на проектирование заказчика.

Соответствие ПСД к заданию на проектирование проверяет экспертиза проектно-сметной документации и не пропускает её на соответствие.

Кроме того, чаще всего задание на проектирование составляется самим подрядчиком, из-за незнания заказчиком тонкости процесса строительства скважин.

Научно-исследовательские организации занимаются теми вопросами, за которые им заплатят.

По окончании срока проведения НИР, работа прерывается независимо от того, что достигнуто, положительные результаты или нет.



Экономисты заказчика принимают решение не оплачивать в дальнейшем за безрезультатную работу и соответственно финансирование прекращается.

В результате этого круговорота не решаются многие проблемы, в том числе межколонное проявление газа и на его поддержание затрачиваются колоссальные денежные средства и время предприятий, ведущих добычу.

На основании известных нам материалов по герметичности межколонного пространства и наличия межколонного давления на скважинах можно сказать, что данная проблема в наших условиях недостаточно исследована, изучена, причина недостаточно выяснена, а некоторые предположения не соответствуют истине.

По существующим предположениям, возникновения межколонного проявления газа специалисты и исследователи [1-4] его, связывают, с:

- нарушением герметичности резьбовых соединений обсадных труб;
- нарушением герметичности узла герметизации колонной головки;
- качеством применяемого цемента;
- неполным вытеснением бурового раствора из заколонного пространства цементным вследствие наличия каверн, в стволе скважины и эксцентричного расположения колонны;
- наличием в интервале цементирования глинистой корки и остатков не вытесненного бурового раствора, по которым может двигаться газ;
- водяными поясами, образованными из воды затворения вследствие седиментации;
- диффузией, происходящей в процессе затвердения тампонажного раствора;
- проницаемостью тампонажного камня;
- качеством сцепления тампонажного камня;
- пористостью тампонажного камня;
- трещиностойкостью тампонажного камня;
- усадкой тампонажного раствора при формировании его в камень;
- отрицательным воздействием опрессовки эксплуатационной колонны на сцепление тампонажного камня и образование после опрессовки газопроводящих каналов;
- воздействием на тампонажный камень в кольцевом пространстве сульфатной, углекислотной, щелочной и биохимической коррозии (воздействие бактерия, грибов, мхов и т.п.).

Для повышения качества цементирования скважин, некоторые исследователи рекомендуют расширяющиеся тампонажные цементы, а некоторые – тампонажные составы с повышенной прочностью камня.

Глубокое изучение процесса расширения расширяющегося тампонажного раствора показало, что расширение начинается с самого начала с затворения тампонажной расширяющейся смеси и большая часть расширения происходит тогда, когда



тампонажный раствор находится в жидком состоянии и в результате эффективности расширения не будет. С целью достижения максимальной эффективности расширения возникла необходимость регулирования процесса расширения тампонажной смеси так, чтобы оно происходило после начала загустевания тампонажного расширяющегося раствора и закончилось к окончанию формирования тампонажного расширяющегося камня. Для решения этой проблемы был подобран замедлитель срока расширения, после применения которого в количестве 0,1 % [5, 6] от массы расширяющейся добавки, увеличился период расширения от 4,5 до 60 мин, что передвигало максимальный объём расширения тампонажного раствора 1,1 % на период после начала его загустевания. Данные приведены на рис.1 и в табл.1. Дальнейшие исследования показали, что цементирование эксплуатационной колонны с расширяющейся смеси с регулированием периода расширения не решают проблему качества крепления скважин.

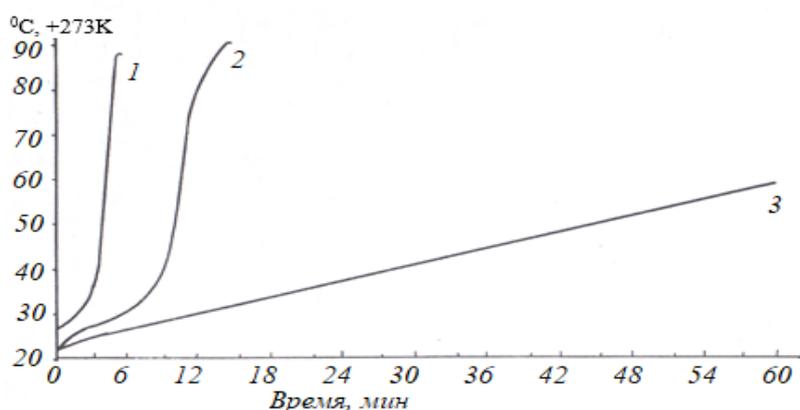


Рис.1. Зависимость расширения тампонажной смеси от количества замедлителя: без замедлителя; 2-0,1 %; 3-0,5%

Таблица 1 Результаты регулирования линейного расширения тампонажных растворов спецреагентом

Состав смеси				ВЦ	Плотность, г/см ³	Растекаемость, см	Условия опыта		Сроки схватывания		Расширение в %		Время схватывания по КЦ-3 ч.мин
ГПЦ – 150%	СаО от массы ГПЦ –150%	Герань от массы смеси, %	Волокно от массы смеси %				Т, °С	Р, Па	начало	конец	до схв	после схв	
100	-	-	-	0,75	1,60	29,5	40	15	8	8	0	0	3
95	5	-	-	0,75	1,60	28,0	40	15	7,20	8	1,237	0,15	2-30
95	5	0,1	1	0,75	1,60	28,0	40	15	7,20	8	2,05	1,1	2-30



Поэтому были продолжены исследования и разработан новый способ цементирования эксплуатационной колонны, который осуществлялся в следующей последовательности: Сначала при помощи цементировочного агрегата и смесителя затворяли быстросхватывающейся тампонажный раствор для заполнения верхней части кольцевого пространства эксплуатационной колонны. А затем тампонажный раствор с расширяющейся добавкой с перезамедленным сроком схватывания для заполнения интервала залегания продуктивного пласта. Эти растворы последовательно закачали в трубное и продавливали в затрубное пространство.

При этом тампонажный раствор с расширяющейся добавкой имел сроки схватывания, в 2,5-3,0 раза превышающие нормативные [8].

Первоначальная закачка и продавка в заколонное пространство сначала быстросхватывающегося тампонажного раствора с расчетом расположения его в верхней части, а затем тампонажного раствора с расширяющейся добавкой с перезамедленным сроком схватывания с расчетом расположения его в интервале залегания продуктивного пласта имеют следующую цель:

После твердения быстросхватывающегося тампонажного раствора в верхней части заколонного пространства создаются жесткие условия в интервале залегания продуктивного пласта в заколонном пространстве, со всех сторон ограничивающие тампонажный раствор с расширяющейся добавкой с перезамедленным сроком схватывания.

В процессе расширения в замкнутой полости тампонажный раствор с расширяющейся добавкой с перезамедленным сроком схватывания передвигается в том направлении, где для этого существуют благоприятные условия (водяные камеры, заземленный буровой раствор, глинистая корка и др.) [7].

За счет эффективного расширения тампонажного раствора в нижней части эксплуатационной колонны покрывается недостаточность расширения раствора в остальных частях интервала залегания продуктивного пласта, то есть если деформация в осевом направлении не выполняется, то она происходит в радиальном направлении или наоборот, т.е. масса загустевающего расширяющегося тампонажного раствора стремится максимально заполнить то пространство, в котором она находится, что в результате приводит к улучшению сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной и горной породой.

Данная новая технология была апробирована на скважине №204 Андигенского ПХГ в следующих условиях:



- глубина скважины	1252 м
- пластовое давление	25 кгс/см ²
- объём закаченной быстросхватывающейся смеси со сроком схватывания 1,5-2,0 ч	18 м ³
- объём расширяющегося тампонажного раствора с перезамедленным сроком схватывания (8-9 ч) содержащего: глине-портландцемента 90 % и расширяющейся добавки-10 %	9,0 м ³
- замедлитель, расширяющаяся добавки от его веса	0,1 %

При цементировании эксплуатационной колонны были проведены: остнастка колонны и следующие технологические операции:

1. Применение центраторов, скребков и турбулизаторов с целью максимального вытеснения глинистого раствора цементным.
2. Снижение реологических параметров промывочной жидкости перед цементированием путем обработки его ушером для улучшения вытеснения промывочной жидкости-цементным раствором.
3. Расхаживание эксплуатационной колонны на 3-4 м в процессе промывки, закачки и продавки для обеспечения максимального вытеснения промывочной жидкости-цементным раствором.
4. Осуществление продавки тампонажного раствора водой.
5. Стравливание давления на цементировочной головке до нуля после окончания цементирования.

Результаты записи АКЦ цементирования эксплуатационной колонны на скважине №204 Андигенского ПХГ с применением расширяющейся тампонажной смеси с регулированием периода расширения с применением элементов технологической оснастки и выполнением требований последних достижений технологии цементирования приведены на рис.2.

Из рис.2 видно, что сцепление тампонажного камня с эксплуатационной колонной и горной породой составляет 95 %.

Таким образом, на основании вышеописанных материалов и опыта цементирования скважин следует сделать следующие выводы:

1. Проблема герметичности межколонного пространства остается нерешенной задачей и она дает о себе знать, когда при эксплуатации скважины появляются межколонные давления газа, межпластовые перетоки и иногда открытие газовых фонтанов на ликвидацию которых затрачиваются большие средства и много времени.
2. Межколонным газопроявлением, газовыми перетоками и открытыми газовыми межколонными фонтанами производственники занимаются тогда, когда они возникают и мешают им работать. Они занимаются их ликвидациями. На сегодняшний день работы по предупреждению их возникновения не проводятся.
3. Научно-исследовательские институты работы для проведения НИР по проблемам поводу предупреждения появления межколонных газопроявлений, не финансируются.
4. При проведении НИР полученные положительные результаты не развиваются и на производстве не используются.



5. Проблема межколонного проявления газа остается повседневной проблемой на многих месторождениях.

Учитывая, вышеуказанное, проблему межколонного давления в эксплуатационных скважинах на основании многолетнего опыта цементирования скважин, для предупреждения возникновения межколонного проявления газа рекомендуется использовать следующую технологию цементирования скважины для последовательного выполнения:

1. Спустить эксплуатационную колонну, оснащенную центраторами с установкой в вертикальной части – ствола скважины через 25 м, а в искривленной части через 10 м. Турбулизаторы устанавливать в интервале наличия каверн. Скрепки устанавливать в открытой части ствола скважины.
2. Перед цементированием скважину промыть в течение 2-х циклов со снижением реологических свойств промывочной жидкости путем обработки его соответствующими реагентами.
3. Перед закачкой цементного раствора необходимо закачать в скважину комбинированную буферную жидкость, состоящую из буферных жидкостей, обладающей вымывающими, вытесняющими и эрозионными свойствами.

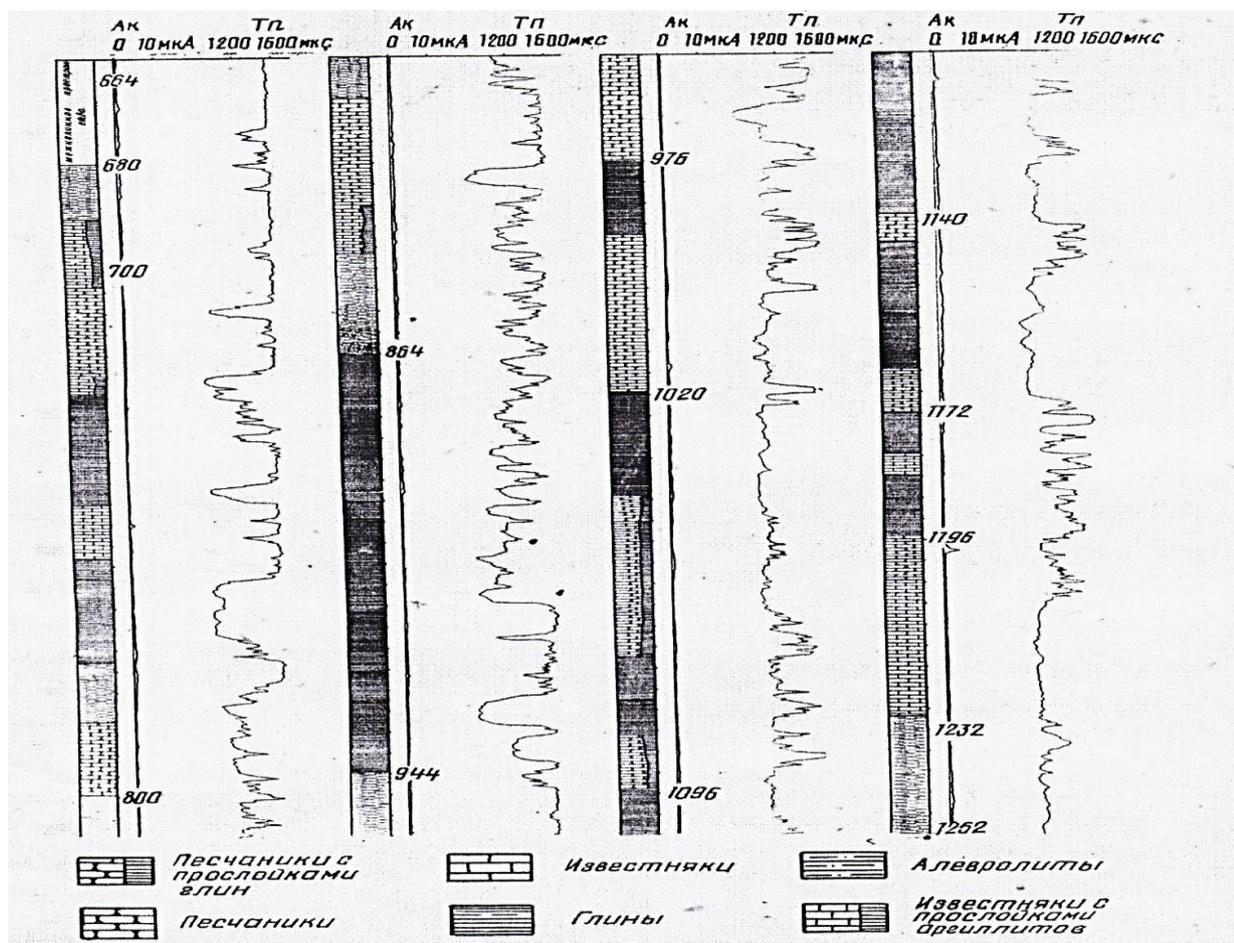


Рис.2. Диаграмма акустической цементометрии скв.204 Андыгенского ПХГ



4. Приготовленный цементный раствор из выбранного тампонажного портландцемента, при установленной плотности должен иметь растекаемость по ГОСТУ, нулевое водоотделение, низкое В/Ц, стабильность, приемлемые начало и конец схватывания.
 5. Для цементирования эксплуатационной колонны сначала затворяют быстросхватывающийся тампонажный раствор для заполнения верхней части кольцевого пространства эксплуатационной колонны, а затем тампонажный раствор с расширяющейся добавкой с перезамедленным сроком схватывания для заполнения интервала залегания продуктивного пласта.
- Эти растворы последовательно закачивают в трубное и продавливают в затрубное пространство.
- При этом тампонажный раствор с расширяющейся добавкой должен иметь сроки схватывания в 2,5-3,0 раза превышающие нормативные.
6. Цементный раствор по всему объёму должен иметь одинаковую плотность.
 7. Закачка и продавка цементных растворов должны осуществляться на турбулентном режиме движения жидкостей.
 8. Расхаживать эксплуатационную колонну следует на 3-4 м в процессе закачки и продавки жидкостей.
 9. Продавку цементного раствора необходимо осуществить технической водой и одно временно опрессовывать колонну на расчетное давление.
 10. После соприкосновения продавочной пробки с кольцом «стоп», следует сравить давление на цементировочной головке до нуля и оставить скважину на ОЗЦ.
 11. После начала загустевания тампонажного раствора, следует создать давление в межколонном пространстве, величина которого должна равняться:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{гид}} + \Delta P;$$

$$P_{\text{гид}} = H \cdot \gamma_{\text{в}}$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;

$P_{\text{гид}}$ – гидростатическое давление столба воды, находящейся в порах цементного камня с плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$, МПа;

H – глубина зацементированной части колонны, м;

ΔP – избыточное давление, создаваемое в заколонном пространстве:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} + P_{\text{гид}}.$$



Использованная литература:

1. Ruzmanov F.I., Ashurov B.N., Umedov Sh.X., Komilov T.O. Landslide formation analysis during well drilling // Palarch's journal of archaeology of egypt/egyptology VOL. 17 NO. 6.2020. P.3494-3499.
2. Умедов Ш.Х., Акрамов Б.Ш., Нуритдинов Ж.Ф., Комилов Т.О. Новая тампонажно-полимерная смесь на основе местного сырья // «Наука и образование сегодня». №10(57), Москва, 2020 г. С. 18 – 22.
3. Комилов Т.О., Д.Р.Махаматхожаев Усовершенствованный состав бурового раствора для предупреждения поглощения промывочных жидкостей // “Нефтяное хозяйство” выпуск 1167- Москва, 2021. – С.68-74.
4. Рахимова А.А., Комилов Т.О. Способы кольматации трещин в осложнённые зоны скважин // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей-2019. Том 3. С.68.
5. Рахимова А.А., Комилов Т.О. Способ изоляции зон поглощения промывочной жидкости в скважине // Булатовские чтения III Международной научно-практической конференции. Сборник статей-2019. Том 3. С.69.
6. А.С. 953 187 (СССР). №2987687/28-03 21.08.87; «Способ цементирования скважин». Опубл.23.08.82. Бюл.№3.
7. Матякубов М.Ю., Хасанов Т.Р. К вопросу повышения герметичности заколонного пространства на ПХГ//Бурение газовых и морских нефтяных скважин. №6, 1980. С.17-22.
8. А.А. Перейма. О флюидопроявлениях из межколонного пространства скважины, в продукции которых содержатся кислые агрессивные компоненты // строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №5, 2014. С.33-36.
9. Тампонажные цемента для аномальных условий // Каримов Н., Агзамов Ф., и др. Бурение и нефть, №1, 2005. С.38-39.
10. Тампонажные составы с повышенной прочностью камня // Меденцев В.М., Куксов А.К., Ашрафян М.О., Бринко Ю.В.Бурение и нефть. №6, 2007. С.26-28.
11. Г.Н.Первушин. Некоторые вопросы надежности системы обсадная труба-цементное кольцо-горная порода при строительстве и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2006, №3. С.42-48.