



УДК 624.1

ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР С ГАЗОБЛОКИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОНГКМ



CEMENT SLURRY WITH GAS-BLOCKING PROPERTIES FOR HIGH-QUALITY CEMENTING OF ONGKM WELLS

Плиева Елена Борисовна

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

Пиксаев Сергей Александрович

студент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
piksaev94@mail.ru

Живаева Вера Викторовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
«Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Самарский государственный
технический университет
bngssamgtu@mail.ru

Аннотация. Снижение гидростатического давления столба цементного раствора относительно пластового давления в скважине способствует появлению заколонных перетоков в цементном камне. Для недопущения подобных осложнений необходимо не только создать требуемое давление гидростатикой цемента, но также обеспечить оптимальный переход раствора от текучего состояния в камень посредством комбинации химических реагентов с регулированием и заданием нужных параметров цементному камню. Статья посвящена проблеме качественного цементирования газовых скважин Оренбургской области. Производится подбор оптимальной рецептуры цементного раствора, непроницаемой для газа.

Ключевые слова: цементирование, каналы в цементном камне, миграция газа, заколонные перетоки, тампонажный раствор, рецептура.

Plieva Elena Borisovna

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

Piksaev Sergey Alexandrovich

Student programme of oil
and gas wells Drilling Department,
Samara State Technical University
piksaev94@mail.ru

Zhivaeva Vera Viktorovna

Ph.D., Associate Professor of oil
and gas wells Drilling Department,
Samara State Technical University
bngssamgtu@mail.ru

Annotation. Reducing the hydrostatic pressure of the cement slurry column relative to the reservoir pressure in the well contributes to the appearance of annular flows in the cement stone. To avoid such complications, it is necessary not only to create the required pressure by hydrostatics of cement, but also to ensure the optimal transition of the solution from the fluid state to the stone through a combination of chemical reagents with regulation and setting the necessary parameters to the cement stone. The article is devoted to the problem of high quality cementing of gas wells in the Orenburg region. The optimal formulation of the cement slurry, impermeable to gas, is selected.

Keywords: cementation, channels in cement stone, gas leakage (fluid-loss), annular flows, cement slurry, composition.

Герметичное заколонное пространство – залог успеха на всём этапе эксплуатации скважины. Но как добиться этого? Проблема качественного крепления из-за негерметичности ЗКП газовых скважин стоит издавна. Герметичное заколонное пространство образуется в результате качественного цементирования, а именно:

- 1) полного замещения бурового раствора тампонажным;
- 2) однородного заполнения тампонажным раствором;
- 3) обеспечение необходимой высоты подъема цемента;
- 4) хорошего сцепления цементного камня с колонной и породой;
- 5) отсутствия каналов, по которым может перемещаться флюид, в том числе и газ.

Заколонные газоперетоки имеют скрытый характер, обнаружить газовые каналы очень трудно, поэтому лучше заблаговременно позаботиться о предотвращении возможности миграции газа, ведь мероприятия по ликвидации приведут к потере большого количества времени и средств.



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 [1].

Анализ качества цементирования при строительстве скважин ОНГКМ показывает неудовлетворительный результат, что является прямой причиной заколонных перетоков и межколонного давления.

Для обеспечения качественного крепления скважины необходимо выполнить ряд задач [2]:

- подготовка ствола скважины, включающая нормализацию диаметра ствола в интервалах каверн и снижение реологии бурового раствора перед цементированием;
- центрирование обсадной колонны при спуске, установкой опорно-центрирующих элементов, а также турбулизаторов для обеспечения соответствующего типа восходящего цементного потока;
- правильный подбор типа буферной жидкости, обеспечивающей требуемый эффект – отмывающий или кольматирующий;
- подбор рецептур тампонажных растворов по интервалам глубин с разведением сроков загустевания и схватывания пачек во времени;
- подбор и качество жидкости затворения (вода, минерализованная вода), pH, КВЧ;
- расчет гидравлической программы цементирования и соблюдение ее непосредственно при цементировании по скоростям и производительностям закачки на разных этапах;
- обеспечить точность выполнения заключительных работ при цементировании: поиск давления «стоп», закрытие окон МСЦ, пакерование заколонных пакеров;
- правильный выбор времени ОЗЦ и предотвращение какого-либо механического воздействия на колонну в этот период.

Наличие в цементном камне большого количества пор, а также поперечных и продольных трещин (щелевых дефектов), делает его проницаемым для флюидов и поэтому, чтобы свести к минимуму перетоки, необходимо добиться:

- минимальной водоотдачи (30–50 см³/30 мин);
- нулевого водоотделения;
- нулевой газопроницаемости (для газовых скважин).

Всё это может обеспечить правильно подобранный тампонажный раствор с требуемыми параметрами и рецептурой.

При подборе оптимальной рецептуры цементного раствора непроницаемой для газа, необходимо помнить о том, что в итоге раствор должен быть:

- легко затворяемым и прокачиваемым;
- иметь хорошую реологию;
- время загустевания должно быть минимальным по отношению к рассчитанному времени операции;
- иметь допустимые сроки схватывания и набор прочности;
- адгезию, как к породе, так и к колонне;
- стойкость к коррозии от работы газа.

Оренбургское месторождение, являясь крупнейшим газоконденсатным месторождением в мире, включает в себя две газоконденсатные залежи: основную и филипповскую с нефтяными оторочками этажом газоносности, достигающим 500 метров. Продуктивная часть разреза скважин представлена карбонатными отложениями артинского яруса и филипповского горизонта с высокой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств по всей толще, наличием плотных прослоев между объектами разработки и тонких переслаивающихся карбонатно-глинистых пропластков внутри выделенных объектов. Верхняя часть отложений артинского яруса сложена непроницаемыми ангидритами, нижняя продуктивная часть представлена известняками серыми с буроватыми оттенками и доломитизированными, в верхней части битуминизированными, газонасыщенными.

В лаборатории тампонажных растворов «СКС-Технологии» была подобрана такая рецептура, при которой снижается газовая проницаемость цемента, а также достигаются необходимые параметры для качественного крепления скважин ОНГКМ.

За основу тампонажного раствора взят цемент марки ПЦТ I-G-CC-1 со следующими полученными параметрами (таб. 1).

Особое внимание при разработке рецептуры было уделено набору прочности цементного камня и переходному периоду из геля в камень, при плохих показателях которых происходят заколонные перетоки флюида.

Результаты определения прочности тампонажного состава на основе ПЦТ I-G-CC-1 неразрушающим методом приведены на рисунке 1.

Началу схватывания соответствует временная отметка в 2:26 при 50 PSI, концу схватывания – 3:04 при 100 PSI. На графике видно, что переходный период от 100 PSI до 500 PSI занимает 1:03.

Спада прочности на рубеже не наблюдается, и материал показывает себя как пластичный, без тенденции к росту хрупкости.



Таблица 1 – Измеренные параметры тампонажного состава

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность, г/см ³	1,94	ДНС, УР	
ВЦО	0,44	до кондиционирования	15,1
Водоотделение, мл	0	после кондиционирования	17,7
Водоотдача, см ³ /30 мин	24	Механическая прочность, МПа	
Пластическая вязкость, PV до кондиционирования после кондиционирования	136,5	на изгиб 2 сут/15 сут	12,8/11,3
	144	на сжатие 2 сут/ 15 сут	29,1/30,7

Events	Results
500,00 PSI	04h:07m
08h:00m	2165,28 PSI
10h:00m	2379,39 PSI
12h:00m	2537,06 PSI
24h:00m	3098,04 PSI
50,00 PSI	02h:26m
100,00 PSI	03h:04m

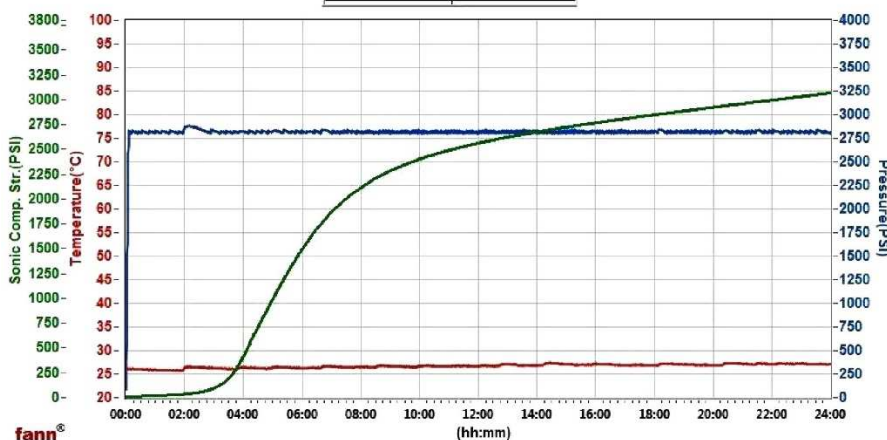


Рисунок 1 – Прочность тампонажного состава

Консистенция тампонажного состава приведена на рисунке 2.

По графику (рис. 2) время цементирования составляет 2:37. При соблюдении гидравлической программы по заканчиванию раствора в за колонное пространство, к моменту "стоп" получаем цемент, набирающий структуру, то есть снижаем возможность прошивания его газом. Время достижения консистенции 30 Вс – 135 мин, 70 Вс – 154 мин. Цемент переходит из текучего состояния в камень в короткие сроки, тем самым снижены риски проявления газа, так как газ чаще всего прошивает цемент на фазе перехода состояний.

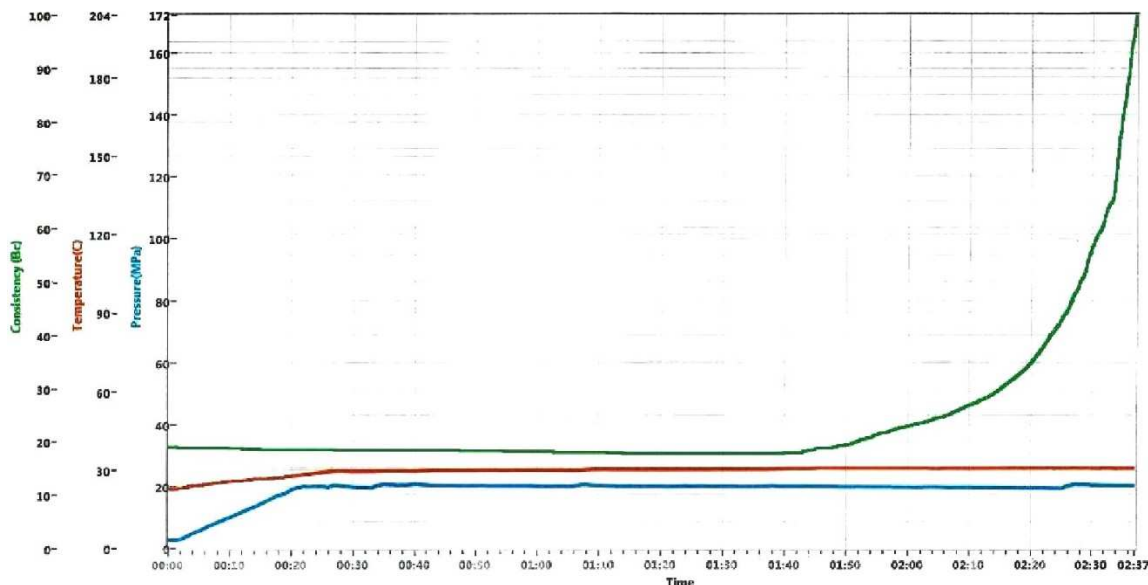


Рисунок 2 – Консистенция тампонажного состава



Адгезия с металлом разработанного тампонажного состава на основе ПЦТ I-G в разы выше, чем у стандартного цемента марки ПЦТ I-G-СС-1. Значение газопроницаемости близко к нулевому (не превышает 0,06–0,16 мД).

Таким образом, тампонажный раствор с разработанной рецептурой может обеспечить качественное крепление скважин, не допустив возникновения заколонных перетоков и обеспечив хорошие характеристики прочного цементного камня.

Литература

1. Плиева Е.Б. Предупреждение заколонных перетоков путем применения газоблокирующих составов / Е.Б. Плиева, В.А. Капитонов, П.Ю. Спиридонов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 3. – С. 92–96.
2. Бузовский А.А. Разработка пластичных тампонажных композиций. Магистерская диссертация. – Самара, 2017. – С. 6–7.

References

1. Plieva E.B. Paged flows prevention by application of the gas-blocking compositions / E.B. Plieva, V.A. Kapitonov, P.Yu. Spiridonov // Bulatovskie readings. – 2019. – V. 3. – P. 92–96.
2. Buzovsky A.A. Development of the plastic plugging compositions. Master's thesis. – Samara, 2017. – P. 6–7.