

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Обеспечение высокого качества цементирования колонн – проблема многофакторная, и к решению этой проблемы необходимо подходить комплексно.

В ходе анализа и обобщения фактических геологических, геофизических и технико-технологических данных на нефтяных месторождениях Республики Татарстан были выявлены основные причины некачественного цементирования скважин:

- несоблюдение проектных решений – нарушение технологических операций;
- отсутствие или разрушение цемента за эксплуатационной колонной;
- отсутствие химических реагентов для цементного раствора;
- низкая обеспеченность технологической оснасткой обсадных колонн.

Для повышения качества крепления скважин и полного или частичного устранения вышеприведенных недостатков с участием автора статьи были разработаны технология формирования непроницаемого цементного экрана в пристволенной области коллектора при строительстве и ремонте скважин и технические средства (ТС) для наружной оснастки обсадных колонн. В результате применения технологии и использования ТС на нефтяных месторождениях Республики Татарстан были достигнуты значительные экономические и технологические эффекты.

To maintain high quality of casing strings cementation is a multifactor problem and a complex approach should be taken to solve it.

As the result of analysis and generalization of actual geological, geophysical, technical and engineering data, collected at petroleum deposits of the Tatarstan republic the following main causes of poor-quality cementation of wells have been revealed:

- non-observance of the design decisions – violation of technological operations;
- cement absence or destruction behind the production string;
- absence of chemical agents for the slurry;
- insufficient provision of technological equipment for casing strings.

A technology of impenetrable cement screen formation in the nearwellbore reservoir zone during well construction and repair as well as technical means for external casing attachments have been developed with participation of the author to increase the quality of well casing and complete or partial elimination of the abovementioned basic reasons of poor quality of well cementation.

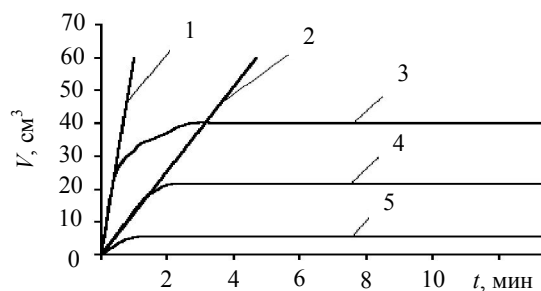
Significant economic and technological effects have been achieved as the result of this technology application and use of technical means at oil deposits of the Tatarstan republic.

В достижении долговечности и продуктивности скважин одними из наиболее важных проблем являются надежность крепи, качественное цементирование и обеспечение высоты подъема тампонажного раствора.

В ходе анализа и обобщения фактических геологических, геофизических и технико-технологических данных были выяв-

лены следующие основные причины некачественного цементирования:

- несоблюдение проектных решений – нарушение технологических операций;
- отсутствие или разрушение цемента за эксплуатационной колонной;
- отсутствие химических реагентов для тампонажного раствора;



Динамика формирования непроницаемой цементной корки на фильтре установки УВЦ-2
 СуПЦТ, В/Ц = 0,5; ГЦР 15:100, В/Ц = 0,7;
 СуПЦТ + 0,5 % ПВС В-1Н, В/Ц = 0,5;
 СуПЦТ + 0,25 % «Мовиол» (ВП-05), В/Ц = 0,5;
 ГЦР + 0,25 % «Мовиол» (ВП-05), В/Ц = 0,7

• низкая обеспеченность технологической оснасткой обсадных колонн.

Обеспечение высокого качества цементирования – проблема многофакторная, и к ее решению необходимо подходить комплексно.

Известно, что после первичного вскрытия проницаемых продуктивных пластов фильтрат бурового раствора на водной основе под воздействием избыточного давления проникает в пласт и ухудшает добычные возможности эксплуатационных скважин. Высокое избыточное давление после цементирования колонн обуславливает раскрытие каналов проницаемого пласта и поступление в них водной фазы цементного раствора, что дополнительно ухудшает естественные свойства проницаемых пластов по сравнению с ухудшением их при вскрытии пластов с использованием буровых растворов на водной основе.

В ООО «Татнефть-Бурение» разработана технология формирования непроницаемого цементного экрана в пристволенной области коллектора при строительстве и ремонте скважин*, которая базируется на результатах исследований динамики формирования цементной корки на фильтре стандартной установки для исследования водоотдачи цементных растворов УВЦ-2.

* РД 153-39.0-290-03. Технология формирования цементного экрана в пристволенной области коллектора при строительстве скважин. Бугульма: ООО «Экобур-Сервис», 2003.

Были исследованы стандартные и обработанные поливинилацетатным (ПВА) реагентом цементные и гелецементные растворы. Основные результаты приведены на рисунке.

Установлено, что свободная вода из цементного (кривая 1) и гелецементного (кривая 2) растворов отфильтровывается в течение 1 и 4 мин соответственно. Фильтрационная корка получается рыхлой, толстой и высокопроницаемой.

При обработке цементных растворов ПВА-реагентом фильтрационная корка получается плотной, тонкой и непроницаемой, а период ее формирования составляет 3,5 мин при обработке цементного раствора отечественным ПВА-реагентом (0,5 % по массе от массы цемента) и 2,5 мин и 1 мин для цементного и гелецементного растворов соответственно при обработке зарубежными ПВА-реактивами (0,25 % по массе от массы цемента).

В скважинных условиях непроницаемая цементная корка (экран) формируется на проницаемых стенках скважины (фильтре) при прокачивании обработанного модифицированного ПВА-реагентом цементного раствора. Затвердевшая непроницаемая корка предотвращает флюидообмен между скважиной и пластом.

Результаты лабораторных исследований, модифицированных ПВА-реагентом цементных растворов в сравнении со свойствами раствора из базового цемента, приведены в таблице, из которой видно, что плотность модифицированного раствора несколько ниже, чем у базового цемента. Это объясняется наличием большого количества пузырьков воздуха в первом растворе. Сроки схватывания модифицированного раствора сокращаются на 1 ч, а прочность камня при изгибе через 48 ч твердения выше, чем у цементного камня из базового цемента, более чем на 40 %.

Технология осуществляется в соответствии с требованиями руководящего документа, утвержденного в ООО «Татнефть-Бурение». Перед использованием свойства базового и модифицированного цементных растворов исследуют в лабораторных условиях.

Результаты анализа цементных растворов из СуПЦТ

Номер раствора	Добавка, %	В/Ц	Плотность раствора, кг/м ³	Растекаемость раствора, см	Водоотделение, %	Сроки схватывания		Прочность камня при изгибе через 48 ч, МПа
						Начало	Конец	
1	Без добавок	0,5	1830	21	0	8.00	8.50	3,60
2	0,25 «Мовиола» 0,025 «Пента 465»	0,5	1820	20	0	7.00	7.50	5,20
3	15 «Бентонита»	0,7	1630	22	0	7.15	8.40	1,14
4	15 «Бентонита» 0,25 «Мовиола» 0,025 «Пента 465»	0,7	1630	22	8	10.00	11.10	1,19

Примечание. Во всех растворах СуПЦТ = 100 %.

В промысловых условиях модифицированный ПВА-реагентом цементный раствор использован в 14 скважинах в виде начальной и конечной порций по 6 т цемента каждая в общем объеме всего цементного раствора. Для предотвращения вспенивания в воду затворения цемента перед добавлением ПВА-реагента вводили антивспениватель. Для ускорения растворения ПВА-реагента применяли струйный гидродиспергатор нового класса «струя в струю» ГДС 1 × 2 (диспергатор запатентован).

При проведении цементировочных работ ПВА-реагент растворяли в холодной воде, при этом жидкость затворения цемента и цементный раствор не вспенивались. За счет использования в качестве первой порции модифицированного цементного раствора давление при цементировании колонн уменьшалось на 15-20 % в сравнении с применением базовых растворов. Качество контакта цементного камня с колонной и породами разреза существенно улучшилось. Во всех освоенных скважинах получен приток жидкости из вторично вскрытого пласта.

Рецептура модифицированного ПВС-реагентом цементного раствора хорошо поддается обработке суперпластификатором С-3 и может быть успешно использована при цементировании колонн с малым зазором заколонного пространства, в том числе при углублении забоя действующих скважин с обсаживанием дополнительного ствола при бурении боковых стволов и др.

Для надежного разобщения газонефтеводосодержащих коллекторов и предупреждения неуправляемой циркуляции жидко-

стей по заколонному пространству необходимо центрировать обсадную колонну в отдельных интервалах разреза. Центраторы обеспечивают расположение обсадной колонны с нормальным эксцентриситетом. При отсутствии центраторов обсадные трубы соприкасаются в отдельных участках ствола со стенкой скважины. При цементировании колонны (обратном или прямом) в защемленных участках буровой раствор не полностью замещается цементным и заколонная крепь оказывается некачественной. По защемленному и невытесненному из каверн буровому раствору может образовываться канал движения флюидов.

Одной из основных причин зональных перетоков на скважинах с карбонатными коллекторами является образование каверн между пластами с разной насыщенностью коллекторов. Чем больше размер каверн, тем больше интервал некачественного сцепления цемента с породой. Наличие значительных по размерам каверн в проницаемой продуктивной зоне способствует образованию застойных зон при циркуляции промысловой жидкости и отложению толстых и рыхлых фильтрационных корок в кавернозных интервалах. Это может явиться причиной образования каналов перетока пластовых вод на границе породы и цементного камня.

При вторичном вскрытии пластов цементное кольцо подвергается значительным разрушающим нагрузкам, которые приводят к растрескиванию цементного кольца вблизи перфорированного участка колонны. Ограничить зону распространения нарушения

целостности заколонного цементного камня можно созданием армированного участка кольца вблизи перфорируемого интервала.

В ОАО «Татнефть» на уровне изобретений разработаны технические средства (ТС) для наружной оснастки обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, освоено их изготовление, разработан и введен в действие технологический регламент на использование ТС.

Технические средства предназначены для повышения качества цементирования колонн и обеспечения надежности разобщения пластов путем:

- полноты удаления глинистой фильтрационной корки со стенок скважины при спуске и расхаживании колонны;
- центрирования обсадной колонны относительно ствола скважины;
- исключения одностороннего движения жидкости в заколонном пространстве при цементировании колонны;
- полноты вытеснения бурового раствора из каверн между флюидсодержащими пластами и участков ствола с резкими изменениями зенитного угла;
- армирования цементного кольца проволоками скребка.

Проволоки по диаметру выступают за центрирующие планки. При соприкоснове-

нии со стенкой скважины в процессе спуска колонн стальные проволоки скребков изгибаются, не превышая предела упругости.

Упругие и жесткоупругие центраторы типа ЦЦ, изготавливаемые отечественной промышленностью, для использования в наклонных и горизонтальных скважинах не предназначены. Жесткие отечественные центраторы – турбулизаторы для горизонтальных скважин типа ЦТГ, и жесткие зарубежные центраторы обходятся весьма дорого.

При геофизических исследованиях ТС отбиваются пиками на диаграмме толщиномера прибора СГДТ-3 или магнитоимпульсного дефектоскопа – толщиномера кабельного МИД-К.

Технологический эффект от использования ТС заключается в удалении глинистой корки со стенок скважины, наиболее полной замене бурового раствора тампонажным в период цементирования колонны, уменьшении эксцентриситета колонны относительно ствола скважины, исключении растрескивания цементного кольца при вторичном вскрытии пластов.

Экономический эффект от использования ТС в ОАО «Татнефть» в 2003 г. составил 20000 руб. на одну скважину при оснащении колонны пятью-семью техническими средствами.

Научный руководитель д.т.н. проф. *В.И.Крылов*