



УДК 622.24

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН



WAYS TO IMPROVE WELL ATTACHMENT QUALITY

Самсоненко Наталья Владимировна

кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
nvsamsonenko@rambler.ru

Samsonenko Natalya Vladimirovna

Ph.D. in technical sciences,
Senior Lecturer at the Department
of Oil and Gas Well Drilling,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NIU)
nvsamsonenko@rambler.ru

Аннотация. Данная статья посвящена новым технологиям для повышения качества крепления скважин. Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом совместной деятельности ряда сервисных компаний. Один из ключевых стратегических рисков, связанный с цементированием – значительное обводнение эксплуатационных скважин во времени с последующим ухудшением их производственных показателей, что приводит к большим потерям продукции, к экологическим проблемам и соответствующему недополучению прибыли. В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко применяются тампонажные смеси, которые не обеспечивают необходимой герметичности заколонных и межколонных пространств и надежного разобщения пластов. Использование новых порошкообразных эрозионных буферных, расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения позволит исключить возникновение разнообразных осложнений процесса цементирования скважин в разных, в том числе сложных, горно-геологических условиях.

Annotation. This article is devoted to new technologies for improving the quality of well fastening. Well fastening is the most important, final stage of joint activity of a number of service companies. One of the key strategic risks associated with cementing is significant water encroachment of production wells in time with subsequent deterioration of their production performance, which leads to large losses of production, environmental problems and consequent loss of profit. Nowadays, plugging mixtures are widely used for cementing of different casing strings, which do not provide necessary tightness of well and inter-casing spaces and reliable formation separation. The use of new powder-like erosion buffers, expanding plugging mixtures and technologies of their application will allow to exclude various complications of well cementing process in different, including complex, mining and geological conditions.

Ключевые слова: крепление скважин, обсадная колонна, буферная жидкость, тампонажный раствор, тампонажные смеси, осложнения при цементировании скважин.

Keywords: well fastening, casing string, buffer fluid, plugging mortar, plugging mixtures, well cementing complications.

Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом при строительстве скважин. От качества проведения работ ряда сервисных компаний, в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность.

Некачественное крепление приводит к появлению дефектных скважин, что практически обесценивает результаты труда многих производственных предприятий, участвующих в строительстве данных объектов.

Одним из обязательных технологических процессов крепления скважин является цементирование.

Цементирование предназначено для решения следующих основных задач:

- обеспечения безопасной и долговременной эксплуатации скважин;
- надежной герметизации заколонных и межколонных пространств.

Решение первой задачи в основном предполагает сохранение устойчивости стволов скважин при долговременной их эксплуатации.

Решение второй задачи обеспечивает предотвращение разнообразных осложнений процесса цементирования, а именно: негерметичности обсадных, а прежде всего эксплуатационных, колонн при опрессовках, межпластовых перетоков между разнонапорными пластами, межколонных давлений, заколонных проявлений и др.

При массовом строительстве наклонно- направленных скважин, скважин с горизонтальными секциями в продуктивных пластах, многоствольных и многозабойных скважин с повсеместным использованием гидроразрыва пластов основные задачи цементирования обсадных колонн вне продуктивных пластов остаются неизменными.

В интервалах продуктивных пластов задачи герметизации заколонных пространств могут решаться и без использования цементирования, а именно:

- при использовании открытого забоя;
- с применением нецементируемых компоновок.

По данным [1] объем российского рынка цементирования оценивается в 58–60 млрд руб. Из них примерно 55 % приходится на вторичное цементирование, которое в основном применяется при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) и при подготовке к ГРП.



Для РИР характерен высокий уровень технологической сложности, т.к. проведение работ осуществляется в условиях дефицита надежной информации по скважинам и как закономерный результат – низкий уровень успешности работ.

Отличительной особенностью цементирования является поступательное технологическое развитие при отсутствии прорывных и революционных технологических решений [1].

Ключевым фактором, за счет которого достигается повышение конкурентоспособности и рентабельности цементирования, является разработка и применение тампонажных смесей.

По остальным факторам – цементировочное оборудование, программное обеспечение, оснастка цементируемых колонн и др., ярко выражено технологическое превосходство международных сервисных компаний в разработках для применения на шельфе морей и в особо сложных горно-геологических условиях [1].

В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко, а практически повсеместно, применяются облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с разнообразными расширяющими добавками. Вышеуказанные тампонажные смеси при гидратации позволяют целенаправленно формировать составные столбы тампонажных растворов в колонных и межколонных пространствах скважин.

При этом облегченные тампонажные растворы преимущественно применяются вне интервалов продуктивных пластов, что значительно упрощает процесс цементирования при сохранении сплошности составного столба в колонном и межколонном пространствах. Использование данных тампонажных растворов имеет давнюю историю, но поступательное совершенствование компонентных составов и технологий привело к росту их применения до того уровня, когда они стали наиболее востребованы при первичном цементировании и в большинстве иных процессов цементирования.

Утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с расширяющими добавками, образующие при гидратации утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы, применяются в интервалах продуктивных пластов для повышения герметичности разобщения последних.

Важность технологии цементирования с последовательным применением облегченных, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов-камней состоит в том, что она защищает рынок цементирования от потери части спроса через замещение пакерным оборудованием.

Несмотря на широкое, а практически повсеместное, применение известные облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси даже с расширяющими добавками имеют существенные недостатки поскольку при гидратации образуют седиментационно- и суффозионно-неустойчивые тампонажные растворы с повышенным водоотделением даже при сложной химической обработке жидкостей затворения, а при твердении – камни с величиной объемной усадки до 5–7 % и более. Повышенную объемную усадку тампонажных камней обеспечивают используемые в смесях и растворах минеральные компоненты, разнообразные высокомолекулярные соединения, полимеры с повышенными дозировками, электролиты с повышенными дозировками, армирующие компоненты, высокие давления и температуры, которые практически полностью устраняют действие расширяющих добавок [2].

В российской нефтяной отрасли отдельный сервис применяется все шире и становится отраслевым стандартом у тех нефтяных компаний, которые имеют в своем составе сервисные предприятия [1]. В рамках этой практики услуги цементирования контракуются отдельно, что, с одной стороны, создает дополнительные возможности для более широкого круга поставщиков сервисных услуг, а с другой стороны усиливает конкуренцию и приводит к снижению закупочных цен на сервисные услуги.

Тендерная практика нефтяных компаний в значительной степени нацелена на получение у поставщиков сервисных услуг наиболее низкой цены, что неизбежно приводит к серьезной потере качества работ.

В настоящее время интересы, и как результаты, коммерческих отношений заказчиков и подрядчиков значительно разбалансированы. У заказчиков риски связаны с последствиями некачественного цементирования, которые проявляются в основном после сдачи скважин в эксплуатацию, т.е. когда договорные отношения завершены, и оплата сервисных услуг произведена. У подрядчиков риски связаны с частичным либо полным неполучением оплаты, а также с задержкой платежа вследствие претензий заказчика по качеству произведенных подрядчиком работ.

Следует отметить, что требования и показатели, используемые в контрактах для оценки качества работ, являются адекватными требованиям и рискам, относящимся к строительству скважин, но не соотносятся с рисками на этапах освоения и эксплуатации скважин. При интенсификации добычи (ГРП, кислотные обработки и др.) фактические параметры могут выходить за рамки требуемых значений, приводя к разрушению тампонажного камня и потере герметичности колонных пространств.

После ввода скважин в эксплуатацию подрядчики не обладают информацией о качестве проведенных ими работах по цементированию обсадных, а прежде всего эксплуатационных, колонн- динамике дебита, сроках начала обводнений и их интенсивностях, объемах и частоте проведения РИР, особенно на начальных этапах эксплуатации и др. Отсутствие взаимодействия между заказчиками и подрядчиками по поводу работы введенных в эксплуатацию скважин исключает необходимость у подрядчиков совершенствовать технологии и разрабатывать эффективные для конкретных условий заказчиков решения.



В результате вышеизложенного сервисные компании остаются без финансовых средств и мотиваций к совершенствованию технологий, а заказчики – без необходимого качества услуг, что переносит их потенциальные потери на неопределенный срок в будущее.

Таким образом, отсутствие стимулов, материальных и финансовых ресурсов для технологического развития российских поставщиков услуг по цементированию негативно отражается на компаниях – заказчиках, которые в значительной мере зависят от качества разработок поставщиков услуг – оборудования и материалов.

В отличие от российских поставщиков услуг по цементированию зарубежные сервисные компании, за счет значительных финансовых вложений в НИОКР, в полной мере обладают передовыми разработками технологий и оборудования. Однако расчет на применение их передовых технологий и оборудования сталкивается с ограничениями из-за высокого уровня цен, а также политических рисков.

Кроме того, недостаточное технологическое развитие российских поставщиков услуг по цементированию приводит к конкурентному преимуществу зарубежных сервисных компаний даже при высоких ценах на их услуги.

Один из ключевых стратегических рисков для заказчиков, связанный с цементированием – значительное обводнение эксплуатационных скважин во времени с последующим ухудшением их производственных показателей, что приводит к большим потерям продукции и соответствующему недополучению прибыли.

В качестве примера [1], характеризующего состояние эксплуатационного фонда скважин, можно использовать оценку, сформированную в «Сургутнефтегаз» на период конца прошлого десятилетия: доля скважин с серьезными нарушениями герметичности, имеющими значимые последствия для производственных показателей, составляла от 40 до 80 % по разным подразделениям. Ярким примером того, насколько высоки могут быть финансовые и иные потери подрядчиков и заказчиков, связанные с негерметичностью скважин, является авария на буровой платформе Deepwater Horizon [1]. По данным специалистов, размер полного финансового ущерба для компании BP превысил размер экономии, имевшей место при цементировании, не менее чем в 500 раз.

На основе данных и оценок по добыче из новых скважин потери (упущенный доход) от роста обводненности, из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств, в масштабах российской нефтедобычи составляет не менее 15 млрд руб в год, что соответствует примерно половине объема рынка первичного цементирования [1].

На старых скважинах потери, из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств, проявляются через осложнения и аварии, сокращения сроков эксплуатации скважин, большое число РИР (при традиционно низком уровне их успешности), снижение эффективности поддержания пластового давления и т.п.

На сегодняшний день рынок цементирования представляет собой массовые стандартизированные услуги с высококонкурентной средой поставщиков, которые имеют достаточно ровный уровень технического и технологического оснащения.

При этом технологические новации, являющиеся ключевым фактором конкурентоспособности поставщиков, создают краткосрочные преимущества последним. Это определяет важность постоянного, планомерного технологического развития компаний- поставщиков услуг, т.к. разработка новых технологий цементирования для российской нефтяной отрасли – как и в остальном мире, является основным делом последних.

К числу новых технологических решений последних лет следует отнести разработку и внедрение расширяющихся тампонажных смесей заводского производства либо изготовления в цехах сухих смесей тампонажных предприятий [2–7].

Принципиально новыми запатентованными [2–6] порошкообразными смесями заводского изготовления либо приготовления в цехах сухих смесей тампонажных предприятий, имеющими рыночные перспективы, являются ПЭБС и ПРТС [2–7].

Основным назначением порошкообразной эрозионной буферной смеси (ПЭБС) является предотвращение значительного разбавления буровых растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах заколонных и межколонных пространств, а также эрозионное разрушение пленок буровых растворов на колоннах, рыхлых частей фильтрационных корок на породах и заменой их на пленки и корки эрозионных буферных растворов.

Порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (ПРТС) заводского изготовления образованы при смешивании бездобавочного портландцемента и новых термостойких пластифицирующе-расширяющих добавок (ТПРД).

Применение ограниченного числа химических реагентов в составе ПЭБС и ТПРД обусловлено тем, что медленно гидратирующий гидрофобный порошок грубого и тонкого помола смеси разных глин и мельчайшие пузырьки воздуха, равномерно распределенные в гидрогелевых структурах, являются эффективными пластификаторами и структурообразователями облегченных азрированных гидрогелевых эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также азрированных тампонажных растворов нормальной плотности.



В процессе гидратации ПРТС, при указанных лабораторией водосмесевых отношениях, образуются аэрированные седиментационно- и суффозионно-устойчивые гидрогелевые облегченные эрозионные буферные и тампонажные растворы, а также тампонажные растворы нормальной плотности. При этом составные столбы, аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов в процессе твердения, образуют тампонажные камни с большой (более 5 %) величиной объемного расширения, создающие *напряженные контакты* со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах.

Большая величина объемного расширения аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней возникает в результате совместного воздействия разных давлений в формирующихся гидрогелевых структурах при схватывании и твердении тампонажных растворов, а именно:

- гидрогелей металлов и минералов, увеличивающихся в объемах в 2–2,2 раза;
- кристаллогидратов с большими размерами молекул, увеличивающихся в объеме в 2,86 раза;
- расклинивающего давления в медленно гидратирующих (набухающих) гидрофобных порошках грубого и тонкого помола;
- капиллярного давления мельчайших пузырьков воздуха на границах раздела фаз «жидкость затворения – пузырьки воздуха», являющегося избыточным над давлением в скважинах.

В ограниченных заколонных и межколонных пространствах объемное расширение аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней, примерно в два раза, понижается, но остается при этом достаточно большим. В результате указанного понижения объемного расширения тампонажные камни уплотняются, сжимая при этом обезвоженные фильтрационные корки на породах и пленки на колоннах.

Обезвоженные фильтрационные корки и пленки, химически взаимодействуя с твердеющими аэрированными гидрогелевыми тампонажными растворами в заколонных и межколонных пространствах, образуют монолитные камни, обеспечивающие напряженные контакты со всеми породами и колоннами. Напряженные контакты со всеми горными породами и колоннами монолитных аэрированных гидрогелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных камней исключают негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления [2–7].

В таблице 1 представлены лабораторные исследования ПРТС образованной при смешивании ТПРД с дозировкой 25 % и бездобавочных портландцементов ПЦТ-I -50 и ПЦТ-I-G-CC-1 с дозировками 75 %.

При гидратации ПРТС, с использованием пресной жидкости затворения, образовались аэрированные гидрогелевые седиментационно- и суффозионно-устойчивые тампонажные растворы разной плотности, а при твердении камни с большой (более 5 %) величиной объемного расширения при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа.

Указанная ПРТС представляет возможность целенаправленного формирования составных столбов базовых плотностей частично аэрированных гидрогелевых тампонажных суспензий.

При этом гидродинамические и гидростатические давления составных столбов базовых плотностей суспензий не должны превышать давления гидроразрыва пластов у башмаков цементируемых обсадных колонн. Дополнительное понижение плотностей аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов, образующихся при перемешивании в емкостях осреднительных с разной интенсивностью, обеспечит значительное понижение как гидродинамических, так и гидростатических давлений составных столбов при продажах в заколонные и межколонные пространства, что приводит к гарантированному предотвращению гидроразрыва пластов у башмаков цементируемых обсадных колонн.

При температурах применения 51–100 °С и более ПРТС образуются при соотношении бездобавочные портландцементы – 80 % и ТПРД – 20 %, что приводит к сокращению сроков загустевания – схватывания аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов, повышению прочностей и объемных расширений тампонажных камней.

Повышение качества цементирования всех обсадных колонн в разных горно-геологических условиях можно обеспечить только за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, существенного понижения гидродинамических и гидростатических давлений на поглощающие пласты и приствольной кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в емкости осреднительной) аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности.

Новые технологии первичного цементирования обсадных колонн с использованием ПЭБС и ПРТС принципиально отличаются от всех известных технологий, использующих усадочные либо с малой величиной объемного расширения камни для применения в широком интервале давлений и температур.

Таким образом, при последовательном применении вышеуказанных аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности достигается существенное упрощение процессов цементирования разных обсадных колонн при сохранении сплошности тампонажных растворов-камней в заколонных и межколонных пространствах.



Таблица 1 – Технологические свойства аэрированных гидrogелевых тампонажных растворов и физико-механические параметры камней.

Показатели	ПРТС (ТПРД к бездобавочным портландцементам)				
	ПЦТ I-50		ПЦТ-I-G-CC-1		
Типы портландцементов	Жидкость затворения				
Жидкость затворения	вода пресная				
Водосмесевое отношение, м ³ /т	0,60	0,42	0,60	0,60	0,45
Неизменные плотности суспензий при ручном перемешивании и отсутствии ПАВ, кг/м ³	1680	1900	1670	1670	1820
Плотности частично аэрированных суспензий базовые (при ручном перемешивании), кг/м ³	1630	1850	1630	1620	1720
Плотности аэрированных растворов (при перемешивании мешалкой с 1500 об/мин в течение 3 мин), кг/м ³	1400	1790	1380	1340	1660
Понижение плотностей растворов в результате аэрации, кг/м ³	230	60	250	280	60
Растекаемости, мм	250	220	235	245	230
Водоотделение, мл	Отсутствует				
Температуры твердения, °С	20 ±2		40	20 ±2	
Прочности камней на изгиб/сжатие за 2сут твердения при Р = 0,1МПа, МПа	1,0/1,8	3,9/10,2	1,16/2,1	1,15/2,8	2,23/6,8
Прочности камней на изгиб/сжатие за 2сут твердения при Р = 40МПа, МПа	1,85/3,7	6,4/14,3	2,4/5,3	2,4/4,05	4,6/10,2
Объемные расширения камней за 2сут твердения при Р = 0,1МПа, %	11,8	8,9	12,1	11,5	9,8
Объемные расширения камней за 2сут твердения при Р = 40МПа, %	5,3	3,8	6,05	5,1	4,5

Литература

1. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Цементирование: Рынок под давлением // ROGTEC. – 2019. – С. 24–43.
2. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин : монография. – М. : МАКС Пресс, 2018. – С. 296.
3. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2380392, опубл. 27.01.2010. – Бюл. № 3.
4. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2401292, опубл. 10.10.2010. – Бюл. № 28.
5. Самсоненко А.В. Сухая смесь для буферного раствора / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2324721, опубл. 20.05.2008. – Бюл. № 14.
6. Самсоненко Н.В. Способ цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. // Патент РФ № 2369722, опубл. 2009. – Бюл. № 28.
7. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Механизмы возникновения и технологии устранения осложнений процесса цементирования обсадных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 35–42.

References

1. Gnibidin V.N., Rudnitskiy S.V. Cementation: Pressurized market (in Russian) // ROGTEC. – 2019. – P. 24–43.
2. Samsonenko N.V., Simonians S.L. Innovation mixtures and technologies of the primary cementing of wells : monograph. – M. : MAKS Press, 2018. – P. 296.
3. Samsonenko N.V. Expanding plugging material / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2380392, op. cit. 27.01.2010. – Bul. № 3.
4. Samsonenko N.V. Expanding plugging material with adjustable solution density / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of RF № 2401292, op. cit. 10.10.2010. – Bul. № 28.
5. Samsonenko A.V. Dry mixture for the buffer solution / A.V. Samsonenko, N.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2324721, op. cit. 20.05.2008. – Bul. № 14.
6. Samsonenko N.V. Well cementing method / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko et al. // Patent of the Russian Federation № 2369722, op. cit. 2009. – Bul. № 28.
7. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Mechanisms of the origin and technologies of the casing cementing process elimination complications // Construction of the oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 11. – P. 35–42.