

5.2008



ВНИИОЭНГ

**Строительство
нефтяных
и
газовых
СКВАЖИН**

**на суше
и на море**

НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН
В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Н.Е. Щербяч, И.И. Белей

(ООО «ТюменНИИгипрогаз»),

А.В. Волков, В.Б. Лазарев

(ООО «Бургаз», Филиал «Центр цементирования скважин»)

С 1970-х гг. и в настоящее время основным эксплуатационным объектом добычи газа на месторождениях Тюменской области является сеноманская залежь. Несмотря на небольшую глубину добывающих скважин и невысокие пластовые давления, проблема создания долговременной герметичной крепи актуальна и окончательно не решена. Это связано прежде всего с наличием в разрезе проницаемых пластов с низкими градиентами давления гидроразрыва (до 0,0118 МПа/м) и большими интервалами многолетнемерзлых пород.

Присутствие в интервале 550...670 м пластов, склонных к поглощению в процессе цементирования эксплуатационной колонны, не позволяет гарантированно поднимать тампонажные растворы до проектной высоты, а в процессе периода ОЗЦ возможно даже понижение уровня раствора с одновременным снижением гидростатического давления на нижележащий продуктивный пласт. В результате создаются предпосылки для нарушения герметичности затрубного пространства и возможность проникновения пластовых флюидов по контактным зонам тампонажного камня с колонной и породой.

При этом проблема создания герметичного кольцевого пространства усугубляется еще и наличием интервала 350...400 м многолетнемерзлых пород, поскольку после закачки тампонажного раствора в данном интервале в период ОЗЦ происходит процесс формирования тампонажного камня с одновременным его охлаждением совместно с обсадной колонной от +20 до +5 °С в течение 2 сут. Из-за различных физико-механических свойств тампонажного камня и металла обсадной колонны возможны образование микротрещин на контакте тампонажного камня — обсадная колонна и возникновение межколонных давлений уже на стадии освоения или в процессе эксплуатации при нарушении герметичности резьбовых соединений колонн в верхних интервалах.

В большей части указанные проблемы решаются в настоящее время применением обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями в сочетании с различными технологиями цементирования специальными типами облегченных тампонажных растворов с повышенной изолирующей способностью, высокой прочностью сцепления камня с метал-

лом, стойкостью камня и контакта к воздействию сжимающих и сдвиговых нагрузок.

Учитывая низкие давления гидроразрыва пластов для обеспечения проектного размещения тампонажных растворов при цементирования эксплуатационных колонн на Уренгойском, Юбилейном, Ямсовейском и других месторождениях в 1990-е гг. большое распространение получил комбинированный способ цементирования (прямой-обратной заливки) с применением как облегченных тампонажных растворов (цементно-вермикулитовые растворы ЦВР, в меньшей степени — цементно-бentonитовые растворы), так и нормальной плотности [1]. Повсеместное применение цементно-вермикулитовых растворов при цементировании обсадных колонн осуществлялось до 1997 г.

Анализ результатов применения комбинированного способа цементирования показал, что зачастую проектируемые режимы обратного цементирования (так называемые второй ступени) через затрубное пространство на поглощение не совпадают с реальными, в частности по интервалам и давлениям гидроразрыва. Поэтому требуется в каждом случае корректировать технологию уже в процессе выполнения работ на основании результатов цементирования первой ступени и фактических давлений гидроразрыва, изменять состав и объем кольматирующей буферной смеси, тампонажного раствора в зависимости от приемистости и времени цементирования и т. д. Применение какой-либо одной стандартной технологии без учета указанных факторов приводит к некачественному цементированию, в частности: падению уровня тампонажного раствора от устья скважины в период ОЗЦ; наличию зон разрыва сплошности тампонажного камня в затрубном пространстве из-за «несхождения» тампонажных растворов первой и второй ступени (так называемых «пузырей»); опасность заколонных проявлений пластовых флюидов вследствие неудовлетворительного заполнения кольцевого пространства и плохого сцепления тампонажного камня с колонной и породой [1, 2].

В связи с появлением на рынке тампонажных материалов новых облегчающих добавок, обеспечивающих получение качественных тампонажных растворов плотностью 1000...1400 кг/м³ в конце 1990-х гг. было возобновлено применение технологии одно-

ступенчатого цементирования обсадных колонн в скважинах с АНПД и наличием пластов с низкими градиентами давления гидроразрыва. Основным преимуществом данной технологии является возможность обеспечения полного и однородного заполнения затрубного пространства тампонажным раствором и сохранение противодавления на продуктивный пласт во время ОЗЦ, сокращение времени на цементирование.

Опытные работы с применением технологии одноступенчатого цементирования сеноманских эксплуатационных колонн в сочетании с новыми облегченными тампонажными материалами были проведены в 1997 г. на Заполярном месторождении. В качестве облегчающей добавки для приготовления ОТР плотностью 1480...1500 кг/м³ первоначально использовались стеклянные микросферы типа МС А9-А1 и МС В2.

При цементировании эксплуатационных колонн указанными тампонажными растворами в 17 скважинах тампонажный раствор был поднят до устья в одну ступень, что показало эффективность данной технологии.

Учитывая достаточно высокую стоимость стеклянных микросфер, в дальнейшем были разработаны и апробированы облегченные тампонажные растворы с использованием в качестве основной облегчающей добавки алюмосиликатных (зольных) полых микросфер (АСПМС). Благодаря невысокому водосмесевому отношению растворы с АСПМС характеризуются короткими сроками твердения и быстрым формированием камня высокой прочности, в том числе и в интервалах низких положительных температур.

Опытно-промышленные испытания в 1997 г. показали реальную возможность получения облегченных тампонажных растворов плотностью до 1350 кг/м³. По физико-механическим свойствам облегченный тампонажный раствор и камень с алюмосиликатными микросферами превосходит растворы со стеклянными микросферами, а также цементно-вермикулитовые растворы [2].

Проведенные исследования на газопроницаемость тампонажного камня с различными облегчающими добавками (глинопорошок, вермикулит, стеклянные и алюмосиликатные микросферы) показали, что самая низкая газопроницаемость отмечается у тампонажного камня с алюмосиликатными микросферами. Тампонажный камень даже плотностью 1260 кг/м³ через 7 сут непроницаем. В случае формирования в автоклаве при давлении 15 МПа и температуре 40 °С образцы облегченного тампонажного камня с алюмосиликатными микросферами уже через сутки непроницаемы [2].

По результатам опытно-промышленных работ облегченные тампонажные растворы с алюмосиликатными микросферами были рекомендованы к применению при цементировании эксплуатационных колонн в сеноманских скважинах. К настоящему времени с использованием данного типа ОТР в сочетании с расширяющимися цементами нормальной плотности для разобщения продуктивных пластов было зацементировано более 1000 обсадных колонн.

Более подробно физико-механические свойства тампонажного раствора и камня в зависимости от количества алюмосиликатных микросфер к цементу, результаты применения этих облегченных растворов приведены в [1—4].

В опытном порядке в 2004—2005 гг. были проведены испытания технологии цементирования фирмой «Шлюмберже» и фирмой «Халлибуртон». Каждой фирмой проведено цементирование кондукторов и эксплуатационных колонн в десяти скважинах Заполярного месторождения. По результатам проведенного анализа установлено, что принципиально технология зарубежных фирм и применяемая филиалом «Тюменбургас» проектная технология не отличаются, а качество цементирования кондукторов и эксплуатационных колонн сопоставимо. Это объясняется тем, что применяемые сервисными компаниями составы тампонажных растворов и технологические характеристики растворов и тампонажного камня сопоставимы с проектными, а предусматриваемые технико-технологические решения по оснастке колонны, объемам буферных жидкостей, режимам цементирования имеют одинаковую тенденцию [6].

На рис. 1 и 2 приведены результаты оценки применения проектной технологии цементирования эксплуатационных колонн на УКПГ-3С Заполярного месторождения (по показателю качества сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной) в сравнении с технологиями сервисных компаний «Шлюмберже» и «Халлибуртон».

Кроме оценки качества цементирования обсадных колонн на УКПГ-3С по косвенным показателям акустической цементометрии, был проведен анализ влияния технологий цементирования и типа резьбовых соединений на число скважин с межколонными давлениями после их пуска в эксплуатацию. Установлено, что в случае применения проектной технологии цементирования и составов тампонажных растворов число скважин с МКД сократилось в 3,5 раза только за счет применения обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями и составило 10 % по сравнению с 35 % в случае применения труб с резьбовыми соединениями ОТГ.

Аналогичная закономерность наблюдается и на вновь введенном в эксплуатацию Песцовом месторождении, где при креплении трубами с высокогерметичными резьбовыми соединениями число скважин с МКД составило 3 % по сравнению с 32 % при креплении трубами с резьбовыми соединениями ОТГ.

К основным недостаткам облегченных систем на основе портландцемента и микросфер в случае одноступенчатого цементирования обсадных колонн можно отнести ограничение по глубине применения, что связано с недостаточной прочностью оболочки зольных алюмосиликатных микросфер, а также возможность седиментационного расслоения в горизонтальных и наклонно направленных скважинах с углами наклона более 45° при недостаточной начальной стабильности раствора.

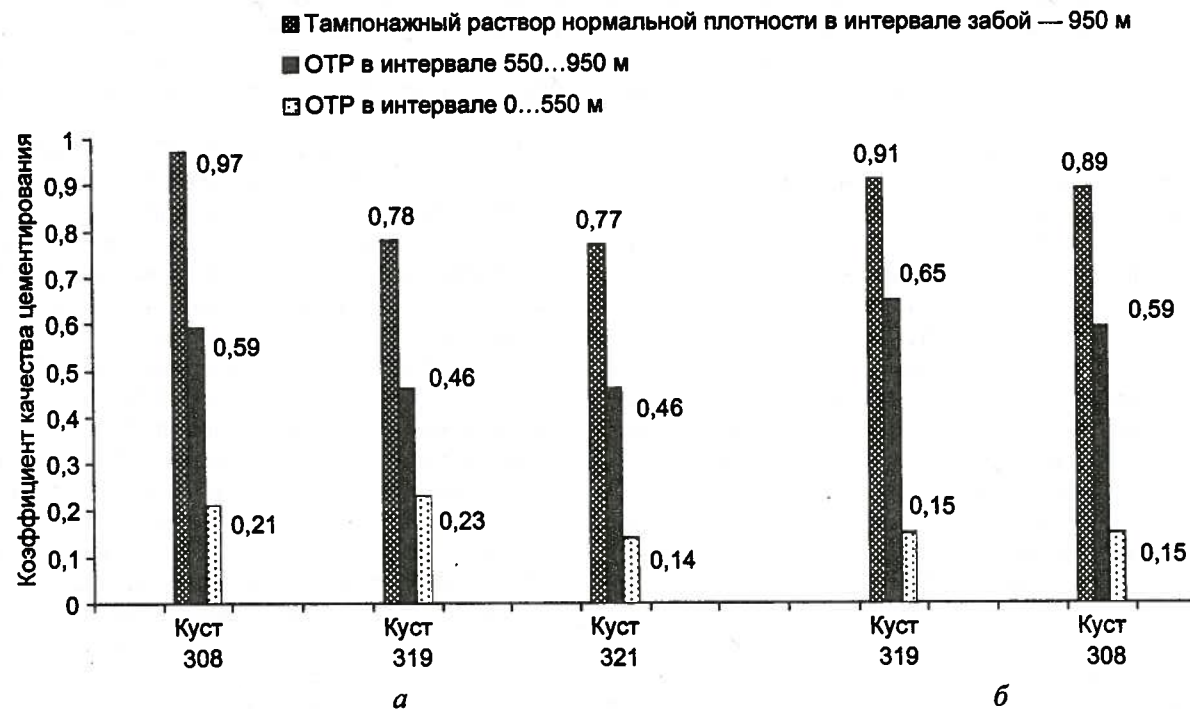


Рис. 1. Соотношение коэффициентов качества сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной при различных технологиях цементирования на Заполярном НГКМ:
 а — фирма Halliburton (усредненный коэффициент качества цементирования $K_{cp}=0,55$);
 б — филиал «Тюменбургас» (усредненный коэффициент качества цементирования $K_{cp}=0,52$)

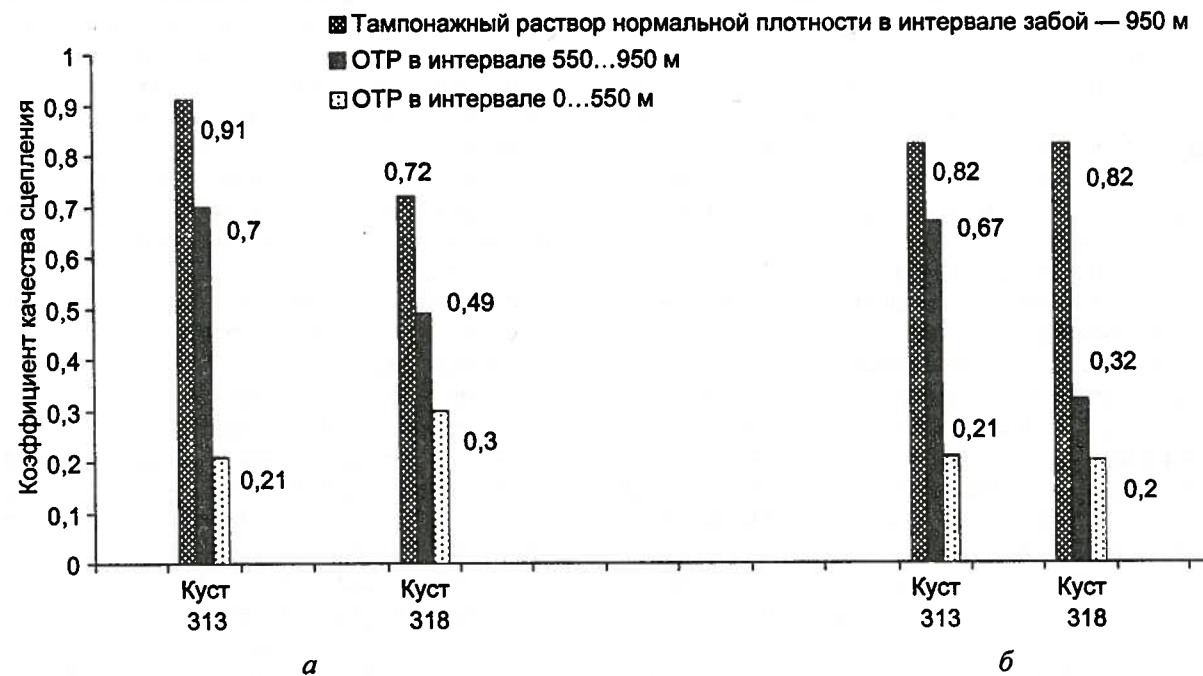


Рис. 2. Соотношение коэффициентов качества сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной при различных технологиях цементирования на Заполярном НГКМ:
 а — фирма «Шлюмберге» (усредненный коэффициент качества цементирования $K_{cp}=0,55$);
 б — филиал «Тюменбургас» (усредненный коэффициент качества цементирования $K_{cp}=0,51$)

Учитывая указанные недостатки, ООО «ТюменНИИгипрогаз» были разработаны принципиально новые составы облегченных тампонажных растворов на основе комплексной облегчающей добавки КОД-1 (ТУ 5743—002—74364232—2006), а также составы цементов нормальной плотности с повышенными изолирующими характеристиками для цементирования в интервале продуктивных пластов типа ЦГРС (ТУ 5734—007—74364232—2006).

Сухие облегченные тампонажные смеси, включающие тампонажный портландцемент, комплексную облегчающую добавку КОД-1 и специальные компоненты, выпускаются под общим названием «цемент тампонажный облегченный стабилизированный» ЦТОС (ТУ 5734—001—74364232—2006). Разработаны две разновидности данного цемента: ЦТОС-4 и ЦТОС-5, соответственно предназначенные для приготовления облегченных тампонажных растворов плотностью (1400 ± 20) и (1500 ± 20) кг/м³. Для цементирования обсадных колонн в скважинах с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием предусмотрены модификации ЦТОС и ЦГРС со специальными армирующими волокнами и расширяющимися добавками.

Облегченные цементы типа ЦТОС и ЦГРС нормальной плотности прошли промышленные испытания и с 2006 г. являются основными материалами для цементирования обсадных колонн, в том числе и в глубоких скважинах. Составы с армирующими волокнами позволяют предотвратить поглощения тампонажного раствора в процессе цементирования даже при наличии больших интервалов высокопроницаемых пород и повысить стойкость камня к растрескиванию при значительных деформациях обсадной колонны.

Физико-механические показатели принципиально новых облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и камня с расширяющимися и армирующими добавками, а также результаты их применения приведены в [3, 4].

В качестве альтернативного варианта в 2005—2006 гг. на Песцовом и Харвутинском месторождениях была опробована комплексная технология цементирования кондукторов и эксплуатационных колонн с использованием газонаполненных тампонажных систем (ГТС), предложенная ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука». Предполагалось, что основным преимуществом применения данной технологии может быть повышение качества цементирования и, по мнению ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука», пол-

ное исключение возникновения межколонных газопроявлений в период ОЗЦ и дальнейшей эксплуатации скважины [5].

По комплексной технологии крепления скважин ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» предусматривалось:

при цементировании кондукторов — применение газонаполненных тампонажных систем (ГТС) с расчетной плотностью 1300 кг/м³ в интервале 0...350 м и тампонажного раствора плотностью 2000 кг/м³ в интервале 350...550 м;

при цементировании эксплуатационных колонн — применение цементного раствора (реперной пачки) плотностью 1600 кг/м³ в интервале от 0...165 м; ГТС со средней плотностью 1300 кг/м³ в интервале 165...550 м и тампонажного раствора плотностью 2000 кг/м³ в интервале 500...1154 (1240) м.

Технология цементирования и физико-механические характеристики растворов и газонаполненного тампонажного камня при различных условиях твердения приведены в [5]. По технологии ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» на Харвутинской площади было зацементировано 15 кондукторов.

Результаты качества цементирования кондукторов по данным АКЦ, зацементированных по комплексной и базовой технологиям на одних и тех же кустах приведены в таблице.

На основании приведенных в таблице данных следует, что показатели качества цементирования кондукторов при использовании технологии «Нефтемаш-Наука» сопоставимы с базовой технологией как по скважинам с наилучшими и самыми плохими показателями, так и в среднем по всем скважинам, несмотря

Показатели качества сцепления тампонажного камня с кондуктором по различным технологиям на Харвутинской площади

Номер куста (НПЦ «Нефтемаш-Наука»)	Контакт цементного камня с колонной, %				Номер куста (филиал «Тюменбургас»)	Контакт цементного камня с колонной, %			
	сплошной	частичный	плохой	отсутствует		сплошной	частичный	плохой	отсутствует
9451	60,7	10,3	14,6	2,9	9310	16,8	28,9	45,5	5,8
9443	76	16,6	—	0,7	9434	62,2	17,9	7,6	8
9311	63	18	7,4	8,8	9444	46,9	28	13	1,7
9422	45,7	32,7	9	2,2	9333	28,2	34,7	24,1	7,4
9432	25,7	38,8	25,4	9,7	9351	55,3	6,1	26,2	7,6
9482	61	22,1	9,1	1,5	9442	68,2	17,6	5,4	3,7
9453	61,8	16,3	9,7	8,6	9370	53,9	23,2	12,6	9,8
9433	74,6	12,3	13,1	—	9384	61	18,1	17,6	2,8
9441	58,3	20,4	9,5	3,3	9350	46,9	19,1	23,3	5,4
9483	83,1	0	12	1,3	9430	45,4	34,0	0	13,9
9431	65,3	2,7	26,1	5,0	9480	50,3	35,0	12,9	0,8
9511	47,7	18,7	17,2	14,6	9421	78,9	6,5	9,1	4,4
9423	48,1	0	33,2	17,3	9481	81,3	4,0	7,4	0
9450	71,6	10,7	14,4	3,1	9353	55,4	24,6	14,4	1,2
Средние значения	60,19	15,69	14,34	5,64	Средние значения	53,65	21,26	15,65	5,18

на применяемый «Нефтемаш-Наука» тампонажный раствор с более высокой плотностью в интервале 350...550 м.

Кроме кондукторов по комплексной технологии ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» на Харвутинской площади было зацементировано 11 эксплуатационных колонн.

Результаты анализа качества цементирования эксплуатационных колонн по данным АКЦ в виде обобщенных (приведенных к длине интервала) коэффициентов качества сцепления тампонажного камня по сопоставимым кустам в сравнении с базовой технологией приведены на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что коэффициенты качества цементирования, являющиеся интегральным показателем оценки качества работ по цементированию эксплуатационных колонн, в целом сопоставимы при различных технологиях в пределах одного и того же куста.

На основании приведенных данных можно сказать, что значительного повышения качества сцепления, которое можно было ожидать при цементировании большей части эксплуатационной колонны тампонажным раствором плотностью 2000 кг/м³, не достигается. Отмечается лишь некоторое увеличение значений обобщенного коэффициента сцепления камня с колонной в тех интервалах, где по проектной технологии применяются облегченные тампонажные растворы. Очевидно, что сопоставлять качество сцепления камня с колонной для различных по плотности систем некорректно и, к тому же, данный показатель является косвенным и не позволяет в полной мере судить о надежной изоляции затрубного пространства при дальнейшей эксплуатации скважин. Для оценки надежности технологий и применяемых тампонажных

систем более объективным показателем для газовых скважин является наличие межколонных давлений.

В связи с этим следует особо отметить, что добиться ожидаемого предотвращения возникновения заколонных газопроявлений за счет применения комплексной технологии ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» не удалось. Как показали замеры межколонных газопроявлений, выполненные совместно представителями ООО «Газпром добыча Ямбург», ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука», ООО «ТюменНИИгипрогаз» с 29.09.2007 г. по 04.10.2007 г. на 92 скважинах Харвутинского месторождения, в 5 из 11 (45,5 %) скважин после цементирования по комплексной технологии ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» зафиксированы межколонные давления.

В скважинах с цементированием обсадных колонн по базовой технологии межколонные давления зафиксированы в 16 скважинах из 77 (20,8 %). Таким образом, применение комплексной технологии ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» при цементировании обсадных колонн привело к увеличению числа скважин с межколонными давлениями в 2,2 раза по сравнению с проектной технологией.

Кроме этого необходимо отметить, что технология приготовления газонаполненных тампонажных систем (ГТС) ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» практически неконтролируема, так как не фиксируются и не записываются станцией контроля цементирования расход газовой составляющей, содержание газа в тампонажном растворе, объем закачиваемого азрированного раствора и его плотность. Приготовление азрированных растворов требуемой плотности и соответственно выбор необходимой степени азрации, определение получаемого объема вспененного тампонажного раствора проводятся на основе расчетных схем и номо-

грамм, основанных на заводских технических характеристиках компрессоров. Очевидно, что их действительные характеристики могут существенно отличаться, поэтому без фактического контроля расхода газовой составляющей применяемые схемы и номограммы не могут гарантировать приготовление азрированных растворов в требуемых объемах с планируемой плотностью и ее постоянным значением уже на стадии приготовления.

Подтверждением неконтролируемости данной технологии является тот факт, что при цементировании эксплуатационных колонн даже с сервисным сопровождением «Нефтемаш-Наука» в 9 случаях из 11 произошел незапланированный выход всей реперной пачки цементного раствора нормальной плотности, а на устье и до глубины 425 м в межтрубном пространстве остался высокопроницаемый пеноцемент с плотностью от 500 до 1300 кг/м³. По данным АКЦ в интервале от 0 до 150...425 м в 8 скважинах отсутствует сцепление тампонажного камня с колонной, что в совокупности с высокой проницаемостью ГТС может быть причиной МКД в случае нарушения герметичности колонны по резьбовым соединениям.

Очевидно, что потеря циркуляции в процессе цементирования в двух скважинах также была обусловлена неконтролируемостью плотности ГТС в сочетании с повышенной плотностью раствора в интервале от продуктивного пласта до башмака кондуктора.

Учитывая отечественный и зарубежный опыт при работах с азрированными системами, использование ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука» в качестве газовой составляющей сжатого воздуха следует признать опасным, особенно на газовых месторождениях Севера Тюменской области, где помимо наличия продуктивного газового пласта практически повсеместно (от Ямала до Таймыра) имеются в верхней части разреза газогидратные залежи. В этом случае не может быть и речи о применении сжатого воздуха в качестве компонента ГТС, а работы по цементированию должны выполняться только с использованием инертного газа—азота.

Применение ГТС с высокой газопроницаемостью камня [5] (2 мД и более) в интервале от 0 до 350 м при цементировании кондукторов может привести к заколонным водопроявлениям или газопроявлениям из газогидратных залежей во время ОЗЦ и эксплуатации скважин [2].

Сопоставляя две указанные технологии по показателю надежности в предотвращении нарушения герметичности затрубного пространства и возникновения МКД можно говорить о том, что применяемая проектная технология цементирования обсадных колонн является более предпочтительной, так как она осно-

вана на новых технологических решениях, хорошо отработана и контролируема. Кроме того, в отличие от предлагаемой ЗАО НПЦ «Нефтемаш-Наука», применяемая технология не требует специального сервисного сопровождения и дополнительных затрат на материалы и спецоборудование.

Таким образом, многолетний опыт крепления обсадных колонн в газовых скважинах показывает, что для качественного разобщения продуктивных пластов и создания герметичной крепи по всему интервалу цементирования требуется в первую очередь применение высокостабилизированных универсальных тампонажных систем, с расширяющимися и армирующими добавками и обсадных труб с высокогерметичными резьбовыми соединениями.

В связи с усложнением составов тампонажных смесей требуется также совершенствование технических средств приготовления сухих смесей и тампонажных растворов на их основе в промышленных условиях для обеспечения эффективного применения и получения ожидаемой герметичности крепи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белей И.И., Щербич Н.Е., Коновалов В.С. *Рецептуры тампонажных растворов для цементирования скважин на месторождениях, разбуриваемых филиалом «Тюменбурггаз»// Пути повышения эффективности и качества строительства скважин.* — Тюмень, 2003. — С. 113—123.
2. Щербич Н.Е. *Анализ качества цементирования на Заплярном и Северо-Уренгойском месторождениях// Совершенствование технологии крепления скважин: Материалы науч.-техн. совета ОАО «Газпром».* — Тюмень, 2001. — С. 45—57.
3. *Новые тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями/ Белей И.И., Каргапольцева Л.М., Щербич Н.Е. и др.// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. — № 6. — Ч. 1. — С. 33—37.
4. *Новые тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями/ Белей И.И., Каргапольцева Л.М., Щербич Н.Е. и др.// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. — № 7. — Ч. 2. — С. 47—49.
5. Гризулецкий В.Г. *Опытно-промышленные работы при цементировании обсадных колонн газовых скважин Песчовой площади Уренгойского месторождения // НТЖ. Газовые технологии.* — 2007. — № 11. — С. 2—14.
6. *Результаты применения технологии и составов тампонажных растворов фирмы «Шлюмберже» для цементирования сеноманских скважин / Белей И.И., Щербич Н.Е., Коновалов Е.А. и др.// Пути повышения скорости бурения и сокращения сроков строительства скважин.* — М.: ООО «ИРЦ «Газпром», 2005. — С. 149—163.

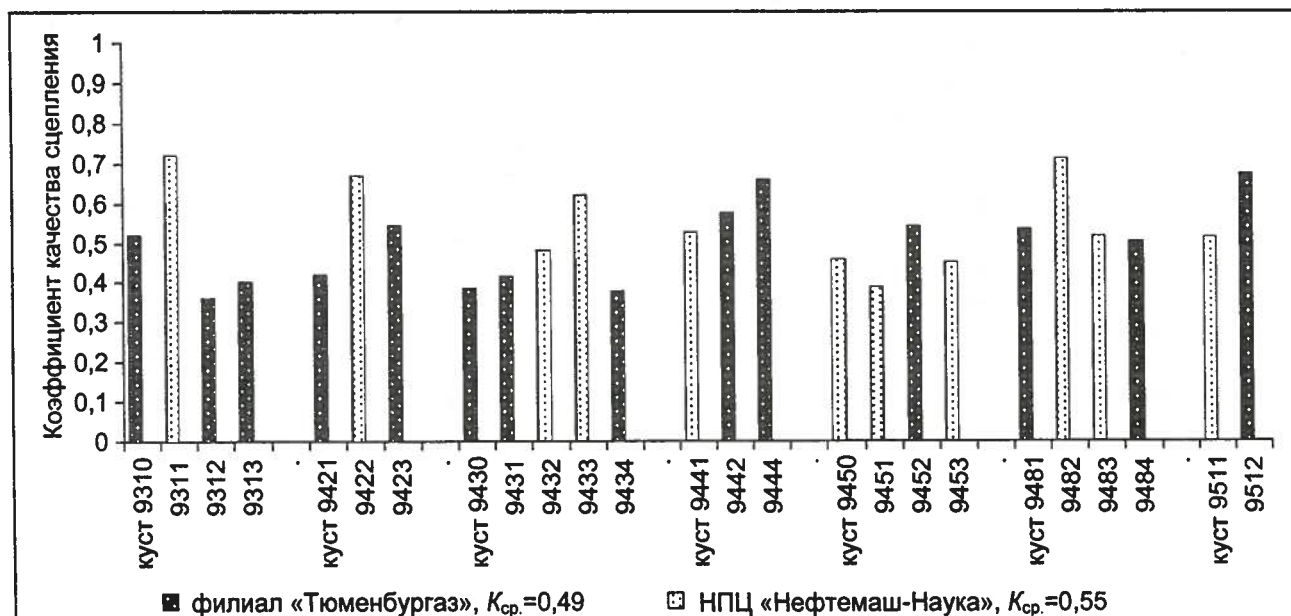


Рис. 3. Соотношение коэффициентов качества сцепления тампонажного камня с эксплуатационной колонной на Харвутинской площади по всему интервалу цементирования при различных технологиях