

DOI 10.25689/NP.2019.1.197-214

УДК 622.245; 519.6

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ НАРУШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ И ГРП

¹Агзамов Ф.А., ²Белоусов А.О.

¹ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень

INTEGRATED APPROACH TO PREVENTION OF BEHIND-THE- CASING LEAKS DURING AND COMPLETION AND HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS

¹Agzamov F.A., ²Belousov A.O.

¹Ufa State Petroleum Technological University

² KogalymNIPIneft, Branch of LUKOIL-Engineering Company in Tyumen

E-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com

Аннотация. Представленные в работе результаты экспериментальных промысловых и аналитических исследований, позволяют определить возможные пути решения проблемы нарушения герметичности затрубного пространства при подготовке скважины к сдаче и последующей эксплуатации. Представлены требования к прочностным и упруго-деформационным характеристикам цементного камня, которые необходимо учитывать при разработке тампонажных составов располагаемых в скважинах, в которых, впоследствии планируется проведение перфорации, ГРП.

Ключевые слова: Цементный камень, прочность, деформационные характеристики, напряжения

Abstract. The paper present the result of field experiments and analytical studies that bring forth potential solutions to the problem of behind-the-casing leaks encountered during well completion operations. Requirements to strength capacity and stress/strain behavior of cement sheath are highlighted. These properties should be taken into account while formulating oil well cement compositions intended for wells selected for further perforation and hydraulic fracturing operations.

Key words: cement sheath, strength, stress-strain behavior, stresses

К сожалению, практика крепления скважин показывает, что цементный камень, призванный обеспечить герметичность затрубного пространства, может легко разрушаться рядом воздействий, каковыми являются: значительные динамические нагрузки, высокие перепады давления, а так же агрессивные среды.

Анализ научно-технической литературы и промысловых данных показал, что в наибольшей степени нарушению герметичности затрубного пространства способствуют динамические нагрузки, связанные с кумулятивной перфорацией и ГРП.

В табл. 1 представлены данные по количеству перетоков на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ЗападнаяСибирь», подтверждающие значительное влияние указанных операций на крепь скважины.

Таблица 1

Результаты ПГИ на месторождениях ООО «ЛУКОЛ-Западная Сибирь»

Год	Количество исследованных скважин	Количество случаев отмечаемых ЗКЦ	Отсутствие литологической перемычки	По причине перфорации или ГРП шт, (%)
2014	199	65	13	50, (77 %)
2015	274	84	22	60, (71 %)
2016	265	59	10	49, (83 %)
2017	127	26	4	22, (85 %)
2018	120	21	8	13 (62 %)

На сегодняшний день выполнено достаточное количество исследований посвященных проблеме предупреждения разрушения цементного кольца при динамических нагрузках [1, 2, 3, 4]. Многие авторы указывают, что традиционный портландцементный камень не способен выдержать передающихся на него нагрузок. При этом тампонажные материалы на основе портландцемента характеризуются высокой прочностью при сжатии и низкой – при изгибе и растяжении. У них малая деформативность, высокий модуль упругости, низкое сопротивление ударным воздействиям, низкая адгезия к металлу и горной породе.

Важным решением проблемы сохранения целостности и герметичности крепи скважины является использование в цементном растворе различных наполнителей, использующих принцип композиционирования [5, 6, 7], позволяющий обеспечить высокое сопротивление материала разрушающему воздействию, за счет совместного использования различных свойств каждой фазы. В качестве армирующей фазы часто используют волокнистые добавки. При этом от композита требуется, чтобы его механическая прочность сочеталась с деформационной устойчивостью, т.е. с его способностью надежно противостоять возникновению и развитию необратимых деформаций или появлению и росту трещин. В работе [8] приводятся данные о критической длине волокон, ниже которой упрочняющий эффект падает.

Практика строительства скважин показывает, что применение данного метода еще не достаточно из-за:

- высоких требований к прочности, эластичности, коррозионной и термической стойкости композита;
- неравномерного распределения фибры по объему цементного раствора (камня);
- влияние некоторых наполнителей (полипропиленовые волокна) на данные ГИС;
- необходимости приготовления тампонажных композиций непосредственно на кустовых площадках и др.;

Для предупреждения нарушения герметичности крепи скважин, при проведении технологических операций, нами были проведены работы по определению необходимых физико-механических свойств цементного камня для предупреждения нарушения его целостности.

Отрицательное воздействие на герметичность крепи скважины при вторичном вскрытии продуктивных пластов подтверждается работами многих авторов [1, 3, 4, 9] в которых отмечается, что наибольшее

отрицательное воздействие оказывают кумулятивные перфораторы. В указанных выше работах отмечается, что потеря герметичности крепи обусловлена хрупким разрушением цементного камня под действием нагрузок возникающих при высоких давлений взрыва перфорационных зарядов (до 10^{10} Па) и кратковременным термическим воздействием (до 1000°C) струи раскаленного газа.

По данным ВНИИКРнефть при взрыве перфорационных зарядов с массой тротила 21 г. нагрузки на цементное кольцо составляет 283 МПа, а при взрыве с массой заряда тротила 33 г., нагрузки могут достигать 350 МПа.

К примеру, по оценке Э.А. Кязимова, А.А. Мамедова [10] коэффициент разгрузки для обсадной колонны диаметром 168 мм и толщиной стенки 10 мм составляет около 0,77. Это свидетельствует о том, что оставшиеся 23 % давления при перфорации воспринимает на себя цементный камень и окружающие горные породы. Предполагая, что оставшиеся 23 % составляющие около 65 и 80 МПа должны воспринимает цементным камнем толщиной около 20 мм, можно предположить, что цементное кольцо в затрубном пространстве не выдержит такой нагрузки.

Для оценки возможности обеспечения надежной герметизации заколонного пространства за счет сопротивления напряжениям, возникающим при взрыве перфорационных зарядов, были проведены расчеты необходимой прочности цементного камня на сжатие [11]. Результаты расчетов необходимой прочности цементного камня (согласно 2 теории прочности) представлены в табл. 2.

Расчёты показали, что для предотвращения разрушения крепи скважины необходимо, чтобы цементный камень к моменту проведения перфорационных работ достиг требуемой прочности.

Еще одним возможным вариантом предупреждения нарушения герметичности изоляции затрубного пространства является, проведение

перфорации во время 2 стадии набора пластической прочности цементного камня. Данная стадия обусловлена переходом коагуляционной структуры тампонажной суспензии в кристаллизационную, и цементный камень находится в пластичном состоянии, но в тоже время, исключены проблемы затекания перфорационных отверстий [12].

Таблица 2

Требования предъявляемые к прочности цементного камня при перфорации

Наименование операции	Глубина скважины по вертикали, м				
	1800-2050	2050-2300	2300-2550	2550-2800	2800-3050
	Прочность на сжатие, МПа				
Обсадные колонны диаметром 102 мм - 127 мм					
Перфорация	7,4	5,8	4,6	4,1	3,9
Обсадные колонны диаметром 127 мм - 146 мм					
Перфорация	15,9	13,9	11,9	11,1	10,4

Следующей операцией отрицательно воздействующей на крепь скважины, является гидроразрыв пластов (ГРП), при которой на крепь также создаются нагрузки, способные привести к нарушению целостности цементного кольца за обсадной колонной.

С переходом месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в позднюю стадию разработки, а также разбуриванием краевых, истощенных и низкопродуктивных залежей, геолого-технические условия строительства и заканчивания скважин значительно усложнились. Хотя расчетные градиенты гидроразрыва пластов составляют от 0,0177 до 0,0198 МПа/м, выборочные опрессовки стволов скважин показали, что фактические градиенты гидроразрыва пластов значительно ниже расчетных и в отдельных случаях не превышают 0,015 МПа/м.

В подобных условиях наиболее эффективным является строительство многозбойных скважин (МЗС), скважин с горизонтальным окончанием (ГС), оснащенных оборудованием для проведения многозонного гидроразрыва (МЗГРП). При проведении МЗГРП применяют манжетное цементирование с разобщением интервалов гидроразрыва

заколонными пакерами, или сплошное цементирование хвостовика или эксплуатационной колонны (в ГС с облегченной конструкцией). В последнем случае разобщающим барьером между интервалами гидроразрыва выступает цементный камень, который должен обеспечивать герметичность затрубного пространства между ближайшими трещинами гидроразрыва.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с 2011 по 2018 г. введено в эксплуатацию 640 ГС с МЗГРП. Динамика ввода ГС за последние годы приведена на рис. 1. Доля ГС с МЗГРП ежегодно увеличивается, достигнув к 2018 г. 22 % от общего количества введенных скважин.

Как правило, в ГС используются компоновки, включающие от двух до четырнадцати зон для проведения ГРП. Наиболее востребованы компоновки с четырьмя (259 ГС) и пятью (284 ГС) зонами гидроразрыва составляющие 85 %, от общего количества ГС с МЗГРП.

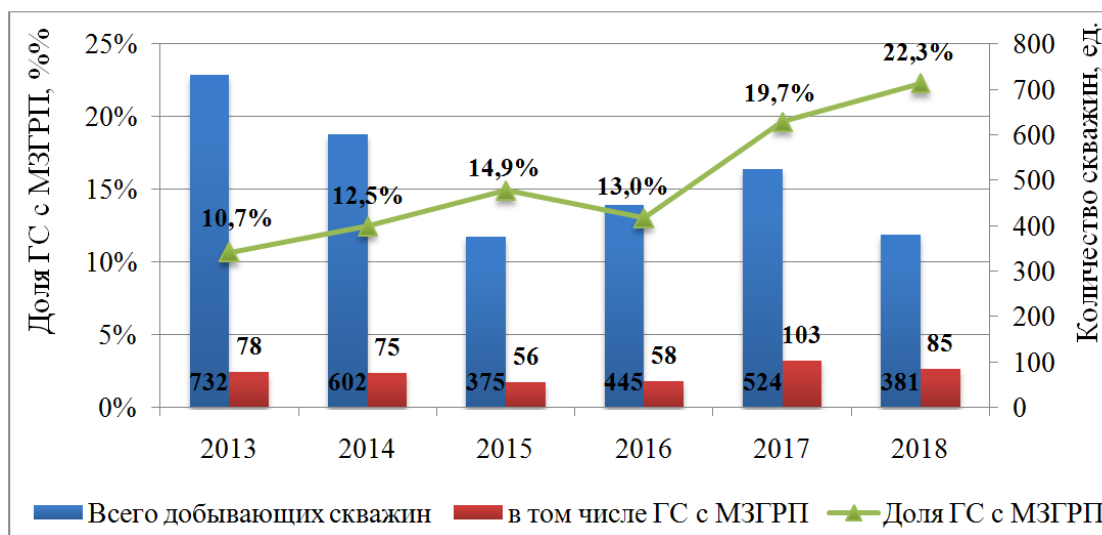


Рис. 1. Динамика ввода новых добывающих скважин по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Учитывая вышесказанное, первоочередной задачей становится создание в затрубном пространстве сплошного цементного камня с прочным контактом на своих границах.

Для оценки влияния технологических операций на контакт цементного камня с обсадной колонной Филиалом «КогалымНИПИнефть» были проведены исследования качества крепления на 15 скважинах Южно-Выинтойского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» до и после воздействия избыточных давлений при перфорации и ГРП.

По результатам исследований было установлено, что доля сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной по данным АКЦ до проведения ГРП, во всем продуктивном интервале составляла 46,7 %, после проведения ГРП 23,7 %. Негативное воздействие еще более выражено в интервале перфорации (закачки проппанта). В частности, так доля сплошного контакта цементного камня с обсадной колонной до ГРП составляла 68,9 % и 12,2 % после ГРП (Рис. 2). Таким образом, было показано, что в интервале непосредственного гидроразрыва доля сплошного контакта снижается в 5,6 раз, тогда как в остальном интервале продуктивного интервала, где воздействие на цементный камень передавалось только через обсадную колонну, снижение составило 2 раза.

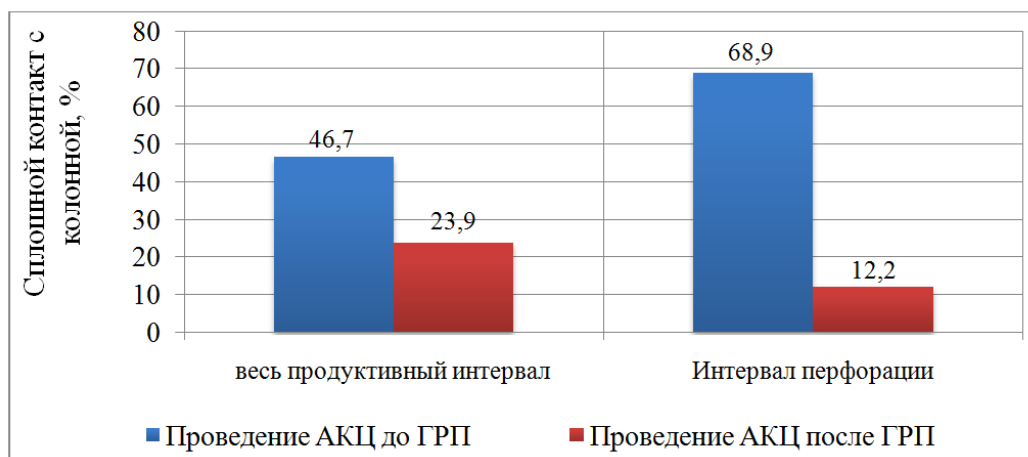


Рис. 2. Качество крепления интервала продуктивного пласта до и после проведения ГРП

Успешность сопротивления напряжениям, возникающим при ГРП, проводилась расчетом необходимой прочности цементного камня на сжатие [11]. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Требования предъявляемые к прочности цементного камня при проведении ГРП

Наименование операции	Глубина скважины по вертикали, м				
	1800-2050	2050-2300	2300-2550	2550-2800	2800-3050
Прочность на сжатие, МПа					
Обсадные колонны диаметром 102 мм - 127 мм					
ГРП	33,2	40,2	47,2	51,3	55,6
Обсадные колонны диаметром 127 мм - 146 мм					
ГРП	41,6	50,5	59,2	63,4	66,8
Обсадные колонны диаметром 146 мм - 178 мм					
ГРП	47,5	57,6	67,6	73,5	78,9

Возможность набора требуемой прочности цементного камня, проверялась экспериментально (Рис. 3, 4).

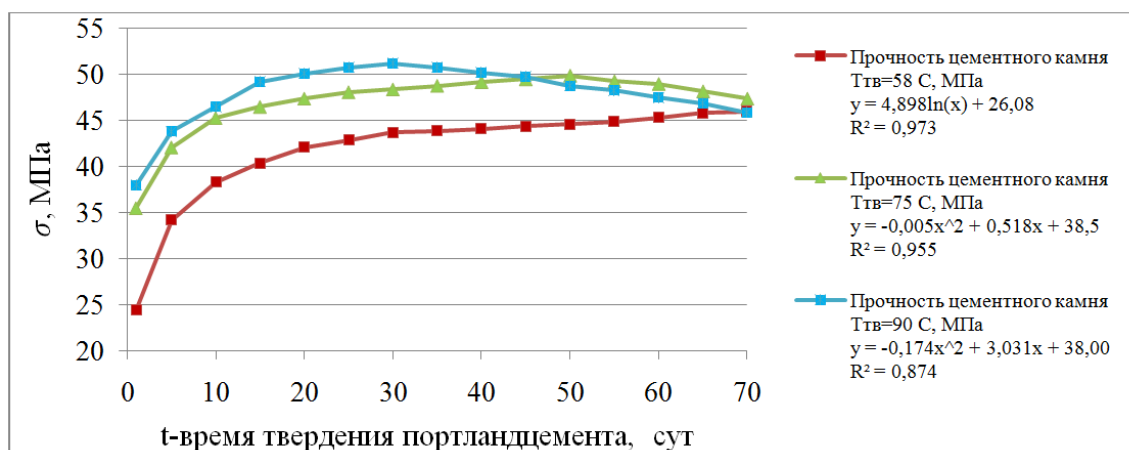


Рис. 3. Влияние температуры твердения на прочность цементного камня при сжатии

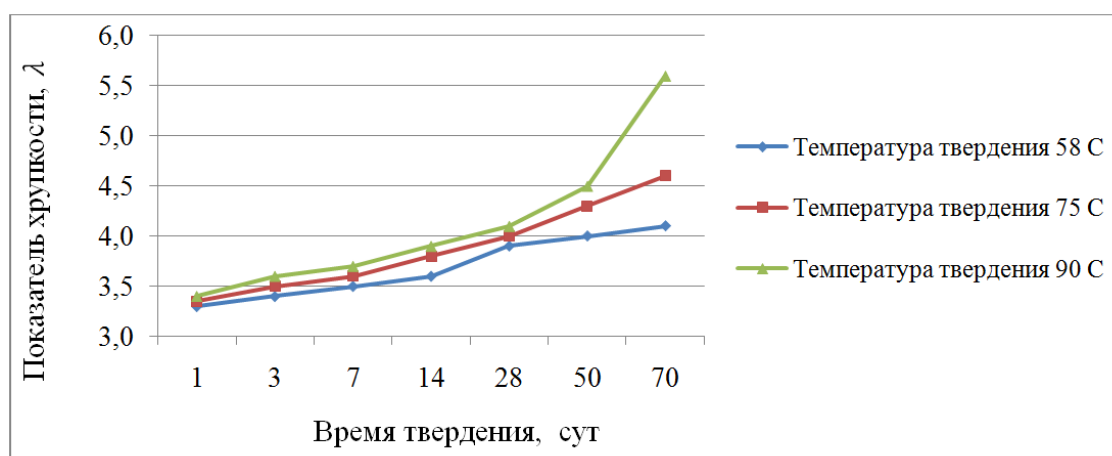


Рис. 4. Влияние температуры твердения на хрупкость цементного камня

Приведенные результаты показали не способность тампонажного камня выдерживать нагрузки, возникающие при проведении ГРП. Увеличение хрупкости цементного камня с повышением температуры твердения и срока выдержки, является признаком термической коррозии. Полученные результаты свидетельствуют и о снижении деформационной способности цементного камня, необходимой для восприятия нагрузок возникающих при работах внутри обсадной колонны, связанных с вторичным скрытием и методами интенсификации.

В научно-технической литературе имеется достаточное количество работ посвященных термической коррозии цементного камня при повышенных температурах, и очень мало внимания уделялось температурам ниже 100°C [1, 13, 14].

В тоже время проектные горизонты БВ7, ЮС, АЧ имеют начальную пластовую температуру 86-96 °С, которая по мнению В.С. Данюшевского [14] создает предпосылки для протекания межфазовой перекристаллизации и образования в цементном камне напряженного состояния.

По характеру приложения нагрузки, вызывающие напряжения в цементном кольце, делятся на сосредоточенные и распределенные. При этом распределенные нагрузки характеризуются интенсивностью, время, в течении которого длится воздействие мало, а силы развивающиеся на площадках контакта тел велики.

Наиболее эффективным способом оценки напряжений в теле цементного камня и возникающих деформаций системы «обсадная колонна – цементный камень», является использование программных продуктов основанных на методе конечных элементов (МКЭ) [15, 16]. В частности, нами был использован пакет прикладных программ САПР Inventor Professional, который способен производить оценку напряжений и деформаций цементного камня, возникающих при динамических нагрузках.

Для расчета напряжений и деформаций в цементном камне при проведении ГРП использовались актуальные данные по применяемым на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» материалам и технологиям. При этом толщина цементного кольца выбиралась для трех случаев:

- минимальная - 7 мм, для эксцентричного положения обсадной колонны (максимальная величина эксцентриситета 0,67 согласно ISO 10427);
- максимальная – 35 мм., для противоположной стороны цементного кольца;
- для случая концентричного расположения обсадной колонны – 20 мм.

Схемы моделей скважины и расчетные напряжения в цементном камне представлены на рис. 5, 6. Численные результаты расчетов представлены в табл. 4.

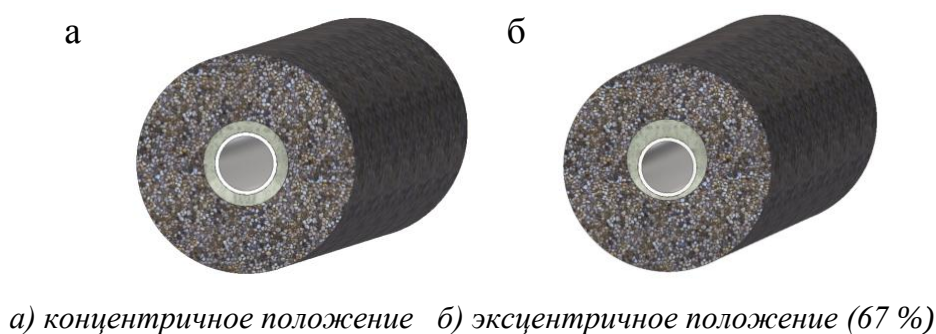


Рис. 5. Цифровые модели скважины

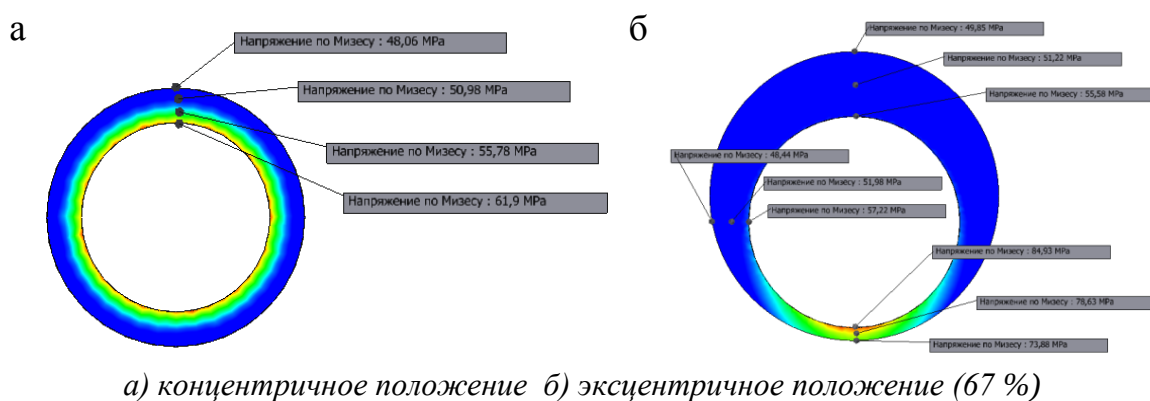


Рис. 6. Расчетные напряжения возникающие в цементном камне

Таблица 4

Результаты моделирования нагрузок на цементное кольцо при проведении ГРП

Положение		Удаленность от контакта с колонной, мм	Расчетные напряжения, МПа	Коэффициент запаса прочности	Смещение, мм
Концентричное		0	51,58	0,7	0,03
		7	44,7	0,81	0,11
		14	39,63	0,91	0,19
		21	36,09	1	0,25
Эксцентричное (эксцентриситет 67%)	Min ЦК	0	46	0,79	0,31
		7	39,81	0,91	0,38
	Концентричное положение	0	52,56	0,69	0,28
		7	44,07	0,82	0,32
		14	38,85	0,93	0,37
		20	36,67	0,99	0,41
	Max ЦК	0	54,4	0,66	0,22
		7	46,81	0,77	0,14
		14	41,49	0,87	0,06
		21	38,33	0,94	0,01
		28	36,3	1	0,08
		35	35,08	1,03	0,15

Примечание: Шаг между исследуемыми точками выбран 7 мм

Полученные результаты показали, что при наличии прочного контакта «обсадная колонна - цементный камень - горная порода»:

- расчетные напряжения в цементном камне при всех положениях обсадной колонны превышают допустимые, а значит, происходит его разрушение;
- при максимально допустимом эксцентриситете (67 %) напряжения в цементном камне в месте контакта с обсадной колонной увеличиваются на 5,5 %, а в месте контакта с породой увеличиваются на 10,3 %;
- влияния эксцентриситета обсадной колонны не значительно относительно требований прочности цементного камня.

При отсутствия прочного контакта «обсадная колонна-цементный камень-горная порода»:

- при максимально допустимом эксцентриситете (67 %) напряжения в цементном камне в месте контакта с обсадной колонной увеличиваются на 37,2 % относительно концентричного положения обсадной колонны, а по сравнению с концентричным положением обсадной колонны, имеющий плотный контакт, увеличиваются на 64,7 %;
- при максимально допустимом эксцентриситете (67 %) напряжения в цементном камне в месте контакта с породой увеличиваются на 53,7 % относительно концентричного положения обсадной колонны, а по сравнению с концентричным положением обсадной колонны, имеющий плотный контакт, увеличиваются на 104,7 %;

По результатам проведенных расчетов следует, что происходит увеличение расчетных напряжений во всех допускаемых положениях обсадной колонны относительно стенки скважины.

При наличии прочного контакта «обсадная колонна - цементный камень - горная порода» и толщине цементного кольца свыше 28 мм коэффициент запаса прочности приближается к 1,0 и свидетельствует о возможности восприятия нагрузок при ГРП без образования крупных магистральных трещин.

Указанные выше результаты позволили обосновать требования к цементному камню с повышенной деформационной способностью (табл. 5).

Таблица 5

Требования к цементному раствору (камню) для обеспечения повышенной деформационной способности

Показатели пластичности цементного камня, через 24 часа твердения при статической температуре интервала цементирования	Значение
- модуль Юнга, $E \cdot 10^{-3}$, МПа	8,0-11,0
- коэффициент Пуассона	0,2-0,4
- показатель хрупкости, МПа, не более	3,4
- адгезия, кН, не менее	18

Еще одним способом графического представления напряженного состояния цементного камня, является теория Мора [17, 18], которая предполагает строительство круговой диаграммы интерпретации результатов экспериментов. При этом для нескольких видов напряженного состояния опытным путем определяются величины предельных состояний, которые изображаются на совмещенной диаграмме в виде кругов напряжений, имеющих общую огибающую и дает возможность оценки опасности напряженного состояния. Данная обобщенная характеристика материала называется паспортом прочности.

При построении паспорта прочности цементного камня учитывалось, что предел прочности на растяжение σ_1 при $\sigma_2=\sigma_3=0$, всегда положительный т.е. $\sigma_2=\sigma_n>0$, а предел прочности на сжатие σ_3 при $\sigma_1=\sigma_2=0$ всегда отрицательный. $\sigma_2=\sigma_n<0$ (σ_n – образец твердого тела находится в предельном состоянии) [17, 18].

На рис. 7 представлен паспорт прочности портландцементного камня в возрасте 110 суток (среднее время до проведения ГРП от момента «СТОП»).

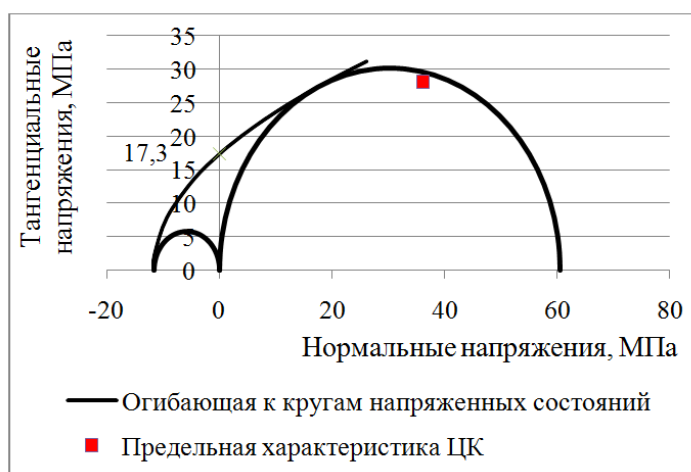


Рис. 7. Паспорт прочности цементного камня в возрасте 110 суток при температуре твердения 96 °С.

Рис. 7 показывает предельную характеристику цементного камня, находящуюся в непосредственной близости от огибающей, и

свидетельствует о возможности разрушения данного материала и потерю герметичности крепи при проведении ГРП.

Графическая интерпретация паспорта прочности цементного камня, обладающего повышенными деформационными характеристиками, приготовленного в соответствии с требованиями табл. 5 приведена на рис. 8.

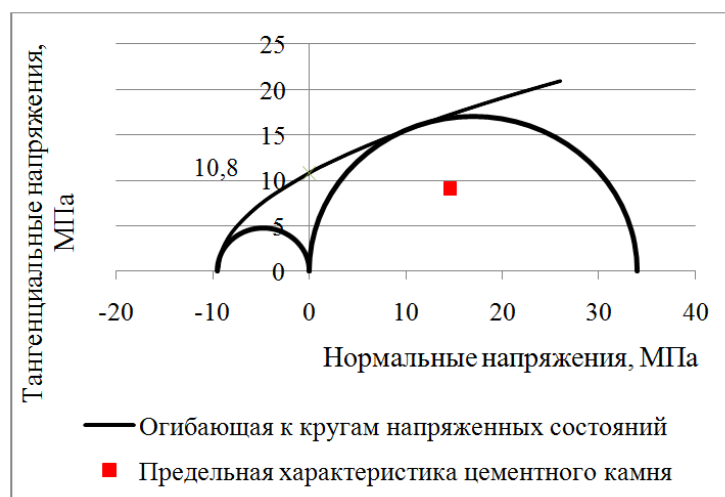


Рис. 8. Паспорт прочности цементного камня с повышенными деформационными характеристиками в возрасте 110 суток при температуре твердения 96 °С.

Из рис. 8 следует, что камень из предлагаемого тампонажного материала способен к активному сопротивлению внешним воздействиям икратно снижает вероятность нарушения герметичности крепи.

Выводы

1. Для обеспечения надежной герметичности затрубного пространства необходимо проведение перфорации во время 2 стадии набора прочности.
2. Возможно проведение перфорационных работ после набора цементным камнем требуемой прочности, а для снижения негативного влияния данной операции следует избегать близкого расположения (< 1 м.) перфорационных зарядов на одной линии.

3. Для предотвращения нарушения целостности цементного камня при проведении ГРП необходимо применять:
 - высокопрочные тампонажные составы;
 - тампонажные составы образующие цементный камень с большей деформационной способностью.
4. Для локализации давления разрыва необходимо наличие прочного контакта между цементным камнем и окружающей его средой, которое может быть обеспечено применением добавок, обеспечивающие повышенную (не менее 18 кН) адгезию (ПВАД, нитрилотриметилфосфоновая кислота, латексные добавки).
5. Для получения тампонажных составов с большей деформационной способностью целесообразно:
 - исключить ввод ускорителей сроков схватывания (CaCl_2 , NaCl и др.);
 - увеличить преиндуктивный и индуктивный период гидратации цемента за счет введения в состав тампонажной смеси дисперсантов (DPC, RPM, CFR-3, CD-12, КССБ и др.);
 - использовать дисперсное армирование.

Список литературы

1. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. / А.И. Булатов // . – М.: Недра, 1990. -409 с.
2. Рабинович Ф.Н. Дисперсно-армированные бетоны. – М.: Стройиздат, 1989. – 250 с.
3. Мельников Ю.В., Утробин А.А., Смоляников В.Г. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при проведении технологических операций в этой колонне. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. С 4.
4. Рябоконь С.А., Овечкин А.И., Гноевых А.Н. О необходимости совершенствования техники и технологии крепления скважин. Нефт. хоз-во, 2001. № 11. - С. 60-63.
5. Darlington R.K., House R.F., Hunter D.V. Viscous heavy brine completion fluids. Society of petroleum engineers of АУМЕ, 1982. –Р. 257-263.
6. Левшин В.А. Новохатский Д.Ф. и др. Дисперсно-армированные тампонажные материалы. Нефт. хоз-во, 1982. №3. –С. 25-28.
7. Белоусов А.О. Исследование герметизирующей способности тампонажных материалов / А.О.Белоусов, М.А. Тихонов, Э.Г. Халитова: Развитие инновационной

- инфраструктуры университета. Материалы III международного научного семинара. Уфа: ФГБОУ ВПО УГНТУ, «Реактив». - С. 45-48.
8. Кербер М.Л. Композиционные материалы. // Соровский образовательный журнал, 1999. №5. С. 33-41.
 9. Крылов Д.А., Волошко Г.Н. Влияние различных нагрузок в колонне на ее контакт с цементным кольцом. // Нефт. хоз-во. 1991. №12. С. 8-11.
 10. Мовсумов А.А., Кязимов Э.А., Шейхи Ф.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо и пескопроявлений. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 1999. № 7-8. – С. 41-43.
 11. Агзамов, Ф.А. Результаты расчета нагрузок, возникающих при динамическом и ударном воздействии в обсадной колонне, как обоснование требований к прочности цементного камня/ Ф.А. Агзамов, А.О. Белоусов // Нефть. Газ. Новації / №10. 2017. – С. 60-64.
 12. Николаев Н.И., Усманов Р.А., Табатабаи Моради С.Ш., и др. Разработка составов и исследование свойств тампонажных смесей для повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое дело. – 2017. Т.16, №4. – С.321-330
 13. Новохатский Д.Ф. Коррозионная стойкость камня из ШПЦС-120 с добавками КМЦ / Д.Ф. Новохатский, Л.И. Рябова, З.П. Чайко // РНТС. Сер. Бурение. М.:ВНИИОЭНГ, 1976. -Вып. 6. -29 с.
 14. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский //- М.: Недра, 1978. 293с.
 15. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. МЮ: Мир, 1979. С. 229-234.
 16. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир, 1975. 44 с.
 17. Ильницкая Е.И., Свойства горных пород и методы их определения. / Е.И.Ильницкая, Р.И.Тедер, Е.С. Ватолин, М.Ф. Кунтыш // – М.: Недра, 1969. – 392 с.
 18. Михалюк А.В. Горные породы при неравномерных динамических нагрузках. / А.В. Михалюк // – Киев: Наук. думка, 1980. – 154 с.

References

1. Bulatov A.I. *Formirovanie i rabota tsementnogo kamnya v skvazhine* [Development and performance of cement sheath in wells]. Moscow: Nedra Publ., 1990, 409 p. (in Russian)
2. Rabinovich F.N. *Dispersno-armirovanye betony* [Fiber-reinforced concretes]. Moscow: Stroyizdat Publ., 1989, 250 p. (in Russian)
3. Mel'nikova Yu.V., Utrobin A.A., Smolyanikov V.G. *Naryshenie kontaktov tsementnogo kol'tsa s obsadnoy kolonnoy i stenkami skvazhiny pri provedenii tekhnologicheskikh operatsiy v etoy kolonne* [Failure of cement-to-casing and cement-to-formation bonds during production operations]. Moscow: VNIIOENG Publ., 1977, p. 4 (in Russian)
4. Ryabokon' S.A., Ovechkin A.I., Gnoevykh A.N. *O neobkhodimosti sovershenstvovaniya tekhniki i tekhnologii krepleniya skvazhin* [On the need to improve well casing technologies and equipment]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2001, No. 11, pp. 60-63. (in Russian)
5. Darlington R.K., House R.F., Hunter D.V. Viscous heavy brine completion fluids. Society of petroleum engineers of AIME, 1982, pp. 257-263. (in English)

6. Levshin V.A. Novokhatsky D.F. et al. *Dispersno armirovannyye tamponazhnyye materialy* [Fiber reinforced oil well cementing materials]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 1982, No. 3, pp. 25-28. (in Russian)
7. Belousov A.O. *Issledovanie germetiziruyushey sposobnosti tamponazhnykh materialov* [Study of sealing ability of oil well cements]: Proceedings of the 3rd international scientific workshop. Ufa: Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University, pp. 45-48. (in Russian)
8. Keber M.L. *Kompozitsionnyye materialy* [Composite materials]. *Sorokovskiy obrazovatel'ny zhurnal*, 1999, No. 5, pp. 33-41. (in Russian)
9. Krylov D.A., Voloshko G.N. *Vliyanie razlichnykh nagruzok d kolonne na kontakt s tsementnym kol'tsom* [Influence of various load in the string on cement-to-casing bond]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 1991, No.12, pp. 8-11. (in Russian)
10. Movsumov A.A., Kyazimov E.A., Sheykhi F.A. *Izmenenie rezhima perforatsii pri zakanchivanii skvazhin dlya predotvrashcheniya vodo- i peskoproyavleniy* [Changing of the perforation pattern during well completion for prevention of water and sand production]. *Stroitel'stvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 1999, No. 7-8, pp. 41-43. (in Russian)
11. Agzamov F.A. *Resul'taty rascheta nagruzok, voznikayuschiykh pri dinamicheskom i udarnom vozdeystvii v obsadnoy kolonne, kak obosnovanie trebovaniy k prochnosti tsementnogo kamnya* [Results of load analysis due to dynamic and shock effects on production casing validate requirements to cement sheath strength]. *Neft', gaz, novatsii*, No.10, 2017, pp. 60-64. (in Russian)
12. Nikolaev N.I., Usmanov R.A., Tabatabai Moradi S.Sh. et al. *Razrabotka sostavov i issledovanie svoystv tamponazhnykh smesey dlyz povysheniya kachestva vtorichnogo vskrytiya produktivnykh plastov* [Formulation and study of properties of cement mixtures to increase efficiency of well completions]. *Vestnik permskogo natsionalnogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe delo*, 2017, Vol.16, No.4, pp. 321-330 (in Russian)
13. Novokhatsky D.F. *Korroziionnaya stoykost' kamnya iz SchPTsS-210 s dobavkami karboksilmetilsellulozy* [Corrosion strength of cement sheath of SchPTsS-210 with carboxymethyl cellulose]. Moscow: VNIIOENG, 1976, Issue 6, 29 p. (in Russian)
14. Danyushevsky V.S. *Proyektirovanie optimalnykh sostavov tamponazhnykh tsementov* [Formulation of optimal oil well cement compositions]. Moscow: Nedra Publ., 1978, 293p. (in Russian)
15. Segerlind L. *Primenenie metoda konechnykh elementov* [Application of finite-element analysis]. Moscow: Mir Publ., 1979, pp. 229-234. (in Russian)
16. Zenkevich O. *Metod konechnykh elementov v tekhnike* [Finite element analysis method in technology]. Moscow: Mir Publ., 1975, 44 p. (in Russian)
17. Il'nitskaya E.I. *Svoystva gornykh porod i metody ikh opredeleniya* [Rock properties and methods of determination]. Moscow: Nedra, 1969, 392 p. (in Russian)
18. Mikhalyuk A.V. *Gornye porody pri neravnomernykh dinamicheskikh nagruzkakh* [Subsurface rocks at non-uniform dynamic loads]. Kiev: Naukova dumka Publ., 1980, 154 p.

Сведения об авторах

Агзамов Фарит Акрамович, доктор технических наук, профессор, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: faritag@yandex.ru

Беловусов Андрей Олегович, инженер 1 категории, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Российская Федерация
E-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com

Authors

Agzamov F.A., Dr.Sc., Professor, Oil and Gas Well Drilling Chair, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation
E-mail: faritag@yandex.ru

Belousov A.O., KogalymNIPIneft, Engineer, LUKOIL-Engineering Company in Tyumen, Kogalym, Russian Federation
E-mail: BelousovAO@tmn.lukoil.com

Агзамов Фарит Акрамович
450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан
г.Уфа, ул. Космонавтов, 1
Тел. +7-917-343-1810
E-mail: faritag@yandex.ru