УДК 622.24

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОРОШКООБРАЗНЫЕ СМЕСИ И ТЕХНОЛОГИИ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

–––––––

INNOVATIVE POWDERY MIXES AND TECHNOLOGIES CEMENTATIONS OF UPSETTING COLUMNS IN WELLS OF EAST MESSOYAKHSKOE FIELD

Самсоненко Наталья Владимировна
кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа имени И.М. Губкина
nvsamsonenko@rambler.ru

Симонянц Сергей Липаритович
доктор технических наук,
профессор кафедры бурения
нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа имени И.М. Губкина
ssturbo@mail.ru

Аннотация. Рассмотрена простая и эффективная технология цементирования обсадных колонн с использованием инновационных порошкообразных смесей ПЭБС и ПРТС.

Ключевые слова: цементирование обсадных колонн, тампонажные растворы, негерметичность заколонных и межколонных пространств, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления, заколонные проявления.

Samsonenko Natalya Vladimirovna
Candidate of technical sciences,
Senior teacher of drillings
oil and gas wells department,
Russian state university
of oil and gas of I.M. Gubkina
nvsamsonenko@rambler.ru

Simonyants Sergey Liparitovich
Doctor of technical science,
Professor of drilling
oil and gas wells department,
Russian state university
of oil and gas of I.M. Gubkina
ssturbo@mail.ru

Annotation. The simple and effective technology of cementation of upsetting columns with use of innovative powdery mixes PEBS and PRTS is considered.

Keywords: cementation of upsetting columns, grouting solutions, leakage behind-the-casing and intercolumned of spaces, intersheeted overflows of fluids, intercolumned pressure, behind-the-casing manifestations.

Повышение качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах является сложной материаловедческой проблемой. Научно-исследовательские и проектные организации вследствие недофинансирования, невозможности проведения продолжительных, трудоемких и дорогостоящих исследований и разработок, а нередко отсутствия высококвалифицированных специалистов, закладывают в технические проекты устаревшие традиционно применяемые на практике буферные жидкости, тампонажные материалы и технологии. Поставщики сервисных услуг реализуют проектные технические решения при цементировании обсадных колонн и получают при этом неудовлетворительные результаты. В итоге в большом числе нефтегазовых скважин после цементирования обсадных, прежде всего эксплуатационных, колонн возникают негерметичности заколонных и межколонных пространств, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления, заколонные проявления и грифоны.

Следует отметить, что возникновение вышеуказанных осложнений процесса цементирования закономерно, т.к. в основном применяются химически обработанные бездобавочные портландцементы и тампонажные смеси, в том числе с расширяющими добавками, образующие при гидратации усадочные либо с малой величиной (2–3 %) объемного расширения растворы-камни [6–12].

Согласно условиям технического проекта в ДО ОАО «Газпромнефть» для приготовления химически обработанных тампонажных смесей в условиях буровых используются бездобавочные портландцементы, а готовые тампонажные смеси не применяются.

В процессе схватывания тампонажных растворов в заколонных пространствах и последующего твердения толстые (4–6 мм) рыхлые фильтрационные корки на стенках скважин и пленки на обсадных трубах обезвоживаются, а между образующимися усадочными либо с малой величиной объемного расширения тампонажными камнями, стенками скважин и обсадными трубами возникают микрозазоры. При опрессовках заколонных пространств создаваемые давления продавливают обезвоженные фильтрационные корки на стенках скважин, повышая при этом размеры микрозазоров, что приводит к возникновению негерметичности заколонных пространств и, как следствие, к появлению межпластовых перетоков флюидов при вводе скважин в эксплуатацию.

В процессе схватывания тампонажных растворов в межколонных пространствах и последующего твердения без доступа воды пленки буровых растворов на обсадных трубах обезвоживаются, а между образующимися усадочными либо с малой величиной объемного расширения тампонажными камнями, и обсадными трубами возникают микрозазоры повышенной раскрытости, являющиеся каналами для возникновения межколонных давлений, заколонных проявлений и грифонов после ввода скважин в эксплуатацию.

При вводе скважин в эксплуатацию путем создания депрессии продуктивных пластов подошвенные пластовые воды продавливают против непроницаемых перемычек обезвоженные фильтрационные корки и пленки на обсадных трубах, расширяя при этом микрозазоры между породами стенок скважин и образовавшимися усадочными либо с малой величиной объемного расширения тампонажными камнями, а также между тампонажными камнями и обсадными трубами. В конечном итоге, даже частичное проникновение подошвенных пластовых вод в добываемую продукцию является начальным этапом раннего обводнения скважин.

Непрерывное повышение раскрытости микрозазоров и их протяженности в заколонных пространствах при эксплуатации скважин в ранние сроки приводит к интенсификации обводнения продукции, к возникновению межпластовых перетоков и к образованию техногенных залежей флюидов.

Таким образом, при гидратации химически обработанных тампонажных смесей, образующих в процессе твердения усадочные либо с малой величиной объемного расширения тампонажные камни, практически повсеместно возникающие осложнения и обводнения скважин в разные периоды времени являются рукотворными [13, 14].

В таблице 1 представлены предложения по применению инновационной технологии цементирования всех обсадных колонн в условиях Восточно-Мессояхского месторождения с использованием инновационных облегченных аэрированных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также тампонажных растворов нормальной плотности.

Главной задачей применения больших объемов облегченных аэрированных эрозионных буферных растворов является максимально достижимое удаление в заколонных и межколонных пространствах разнообразного шлама, защемленного бурового раствора, рыхлой части фильтрационных корок и пленок буровых растворов и замена их корками и пленками эрозионных буферных растворов, а также предотвращение возможного поглощения замещающих тампонажных растворов. При цементировании всех обсадных колонн создаваемые гидростатические давления составных столбов облегченного аэрированного и нормальной плотности тампонажных растворов не превышают давления гидроразрыва пород (см. табл. 1).

Безопасность применения облегченного аэрированного тампонажного раствора при цементировании всех обсадных колонн обеспечивается тем, что даже составные столбы облегченного с плотностью 1750 кг/м^3 и нормальной плотности 1840 кг/м^3 тампонажных растворов создают гидростатические давления, не превышающие давления гидроразрыва пород. Результаты лабораторного испытания облегченных аэрированных тампонажных растворов с повышенной степенью аэрации при разных температурах приведены в таблице 2.

В качестве жидкостей затворения порошкообразных эрозионной буферной смеси (ПЭБС) и расширяющейся тампонажной смеси (ПРТС), образованной при смешивании термостойкой пластифицирующе-расширяющей добавки (ТПРД) и ПЦТ 1-50 Сухоложского цементного завода, использованы вода пресная и слабосоленая (2 % $CaCl_2$). При В/С = 0,8 м^3/т и использовании двух воздухововлекающих компонентов с разным механизмом действия плотность сверхлегкого аэрированного тампонажного раствора составила 870 кг/м^3. При растекаемости 215 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о высокой седиментационной и суффозионной устойчивости данного раствора.

При температуре 20 ºС и давлении 0,1 МПа время начала загустевания и сроки схватывания данного сверхлегкого аэрированного тампонажного раствора продолжительные. Плотность камня превышает плотность раствора, а прочность его на изгиб за двое суток твердения низка, что вполне естественно. Заслуживает внимания достаточно большая величина объемного расширения камня (5,5 % за двое суток) при его плотности 950 кг/м^3, обеспечивающая весьма малый коэффициент теплопроводности.

При В/С = 0,63 м^3/т и использовании пресной жидкости затворения базовая плотность (при ручном перемешивании) облегченного аэрированного тампонажного раствора составила 1630 кг/м^3, а при перемешивании мешалкой в течение 3 минут понизилась до 1300 кг/м^3, т.е. на 330 кг/м^3, что весьма существенно. При растекаемости 235 мм водоотделение легкого раствора отсутствует.

При температуре 20 ºС и давлении 0,1 МПа время начала загустевания и сроки схватывания данного легкого аэрированного тампонажного раствора продолжительные.

Плотность камня превышает плотность раствора, а двухсуточная прочность его на изгиб составляет 0,8 МПа, что превышает требования ГОСТа на облегченные тампонажные растворы (0,7 МПа). Большая величина объемного расширения камня (8,3 %) способна обеспечить напряженный контакт (сцепление) со всеми породами и обсадными трубами в заколонных и межколонных пространствах.

Таблица 1 – Применение инновационной технологии цементирования всех обсадных колонн в условиях Восточно-Мессояхского месторождения

Наименования	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Плотность бурового, буферного и тампонажных растворов, кг/м^3			Давления, МПа		Давления составных столбов тампонажных растворов по инновационной технологии, МПа	Температура статическая, $^{\circ}$C
			бурового	эрозионного буферного	тампонажного	пластовое	гидроразрыва	составного столба тампонажных растворов	
Направление 324 мм	100	70–0	1180	1540→1280	1630→1350	0,98	1,96	1,12→0,93	От –0,5 до –1,7
		100–70			1840			0,54	
								∑1,66→1,47	
Кондуктор 245 мм	550	350–0	1180	1540→1280	1630→1350	5,39	10,78	5,6→4,64	12,5
		550–350			1840			3,61	
								∑9,21→8,25	
Эксплуатационная 178 мм	825 (1275)	400–0	1190	1540→1280	1630→1350	8,09	15,84	6,4→5,30	16
		825–400 (1275–400)			1840			7,67	
								∑14,07→12,97	

Примечание. 1540 и 1630 кг/м^3 базовые плотности облегченных аэрированных эрозионного буферного и тампонажных растворов при ручном перемешивании.
80 кг/м^3 и ниже плотность облегченного аэрированного эрозионного буферного раствора при повышенной интенсивности перемешивания в емкости осреднительной.
До 1350 кг/м^3 плотность облегченного аэрированного тампонажного раствора при повышенной интенсивности перемешивания в емкости осреднительной.

Таблица 2 – Результаты лабораторного испытания облегченных аэрированных тампонажных растворов-камней с повышенной степенью аэрации при разных температурах применения

		ПРТС, образованная при смешивании ТПРД и ПЦТ I-50 Сухоложского завода			
		Значения свойств растворов и показателей камней			
Жидкость затворения		вода пресная	вода пресная	вода слабосоленая (2 % $CaCl_2$)	вода пресная
Дозировка ПЦТ % + ТПРД, %		75 % + 25 %	75 % + 25 %	75 % + 25 %	75 % + 25 %
Водосмесевое отношение, $м^3$/т		0,8	0,63	0,63	0,63
Перемешивание растворов		мешалка			
Время перемешивания растворов, мин		3			
Плотность растворов, кг/$м^3$		870	1630→1300	1640→1430	1630→1300
Водоотделение растворов, мл		0	0	0	0
Растекаемость, мм		215	235	250	235
Температура твердения, °С		20			40
Время начала загустевания растворов при Р = 0,1 МПа, ч-мин		>7-00	>7-00	>7-00	4-35
Сроки схватывания растворов при Р = 0,1 МПа, ч-мин	начало	>7-00	>7-00	4-40	3-30
	конец	>8-00	>8-00	6-00	4-20
Плотность образующихся камней за 1сут/2сут/5сут твердения, кг/$м^3$		–/950/–	–/1370/–	–/1400/1430	–/1330/–
Прочность камней на изгиб за 1сут/2сут/5сут твердения, МПа		–/0,4/–	–/0,8/–	–/1,5/1,8	–/1,3/–
Расширение камней за 1сут/2сут/5сут твердения при Р = 0,1 МПа, %		–/5,5/–	–/8,3/–	–/3,0/3,0	–/7,5/–

Примечание. 1630 и 1640 кг/$м^3$ – базовые плотности облегченного аэрированного тампонажного раствора при ручном перемешивании.

Таблица 3 - Результаты лабораторного испытания тампонажных растворов-камней нормальной плотности при разных температурах применения

Компоненты, показатели растворов и камней		ПРТС, образованная при смешиванииТПРД и ПЦТ I-50 Сухоложского завода			
		Значения свойств растворов и показателей камней			
Жидкость затворения		вода пресная	вода пресная	вода слабосоленая (2 % $CaCl_2$)	вода пресная
Дозировка ПЦТ % + ТПРД, %		75 % + 25 %	75 % + 25 %	75 % + 25 %	75 % + 25 %
Водосмесевое отношение, $м^3$/т		0,44	0,5	0,5	0,5
Перемешивание растворов		мешалка			
Время перемешивания растворов, мин		3			
Плотность растворов, кг/$м^3$		1840	1790	1810	1790
Водоотделение растворов, мл		0	0	0	0
Растекаемость, мм		235	240	235	250
Температура твердения, °С		20			40
Время начала загустевания растворов при Р = 0,1 МПа, ч-мин		>7-00	>7-00	>7-00	4-50
Сроки схватывания растворов при Р = 0,1 МПа, ч-мин	начало	>7-00	>7-00	4-00	3-40
	конец	>8-00	>8-00	5-10	4-40
Плотность образующихся камней за 1сут/2сут/5сут твердения, кг/$м^3$		–/1840/–	–/1780/–	–/1810/1810	1790/1780/–
Прочность камней на изгиб за 1сут/2сут/5сут твердения, МПа		–/3,7/–	–/2,9/–	–/3,0/3,4	3,0/4,3/–
Расширение камней за 1сут/2сут/5сут твердения при Р = 0,1 МПа, %		–/5,5/–	–/9,3/–	–/5,8/5,9	7,0/7,5/–

При В/С = 0,63 м^3/т и использовании слабосоленой (2 % $CaCl_2$) жидкости затворения базовая плотность (при ручном перемешивании) облегченного аэрированного тампонажного раствора составила 1640 кг/м^3, а при перемешивании мешалкой в течение 3 минут понизилась до 1430 кг/м^3, т.е. использование слабосоленой жидкости затворения привело к значительному понижению степени аэрации раствора. Растекаемость составила 250 мм, а водоотделение при данной растекаемости отсутствует.

При температуре 20 ºС и давлении 0,1 МПа время начала загустевания облегченного аэрированного тампонажного раствора превысило 7 часов, а сроки схватывания его оказались значительно короче, а именно: начало 4–40 ч.-мин., конец 6–00 ч.-мин. Плотность камня примерно соответствует плотности раствора, а двухсуточная прочность его на изгиб почти вдвое (1,5 МПа) превышает двухсуточную прочность камня при использовании пресной жидкости затворения и повышается к 5 суткам. Применение слабосоленой жидкости затворения привело к существенному понижению величины объемного расширения тампонажного камня (3 %), которая не изменилась до 5 суток (см. табл. 2).

В связи с вышеизложенным при практическом применении облегченных аэрированных ПРТС рекомендуется исключить использование слабосоленых жидкостей затворения при приготовлении растворов, т.к. они приводят к существенному понижению величин объемного расширения камней. При температуре 40 ºС и давлении 0,1 МПа применение пресной жидкости затворения и В/С = 0,63 м^3/т привело к сокращению времени начала загустевания легкого тампонажного раствора плотностью 1300 кг/м^3 до 4–35 ч.-мин. При этом сроки схватывания данного раствора оказались короче времени начала загустевания, а именно: начало 3–30 ч.-мин., конец 4–20 ч.-мин.

Плотность камня выше плотности раствора, а двухсуточная прочность его на изгиб почти вдвое (1,3 МПа) превышает двухсуточную прочность, полученную при температуре 20 ºС (см. табл. 2). Большая величина объемного расширения камня (7,5 %) позволяет обеспечить напряженный контакт (сцепление) со всеми породами и обсадными трубами в заколонных и межколонных пространствах.

Для образования составных столбов тампонажных растворов-камней при цементировании всех обсадных колонн в скважинах Восточно-Мессояхского месторождения используются тампонажные растворы-камни нормальной плотности. Результаты лабораторного испытания некоторых технологических свойств тампонажных растворов нормальной плотности и физико-механических параметров камней представлены в таблице 3.

Основным назначением камней нормальной плотности с большой величиной объемного расширения является надежное закрепление башмаков обсадных колонн и заколонных пространств в призабойных интервалах, исключающее негерметичности при опрессовках и межпластовые перетоки флюидов. В качестве жидкостей затворения ПРТС, образованных путем смешивания ТПРД с бездобавочным портландцементом ПЦТ1-50 Сухоложского цементного завода, использованы вода пресная и слабосоленая (2 % $CaCl_2$).

При В/С = 0,44 и 0,50 м^3/т и перемешивании мешалкой в течение 3 минут плотности тампонажных растворов составили соответственно 1840 и 1790 кг/м^3, а при растекаемостях 235, 240 и 250 мм водоотделения их отсутствуют, что свидетельствует о высокой седиментационной и суффозионной устойчивости данных растворов.

При температуре 20 ºС и давлении 0,1 МПа времена начала загустевания и сроки схватывания данных тампонажных растворов продолжительные (более 7–8 часов). Плотности камней практически соответствуют плотностям растворов, а прочности их на изгиб за двое суток твердения составляют соответственно 3,7 и 2,9 МПа. Объемные расширения камней достаточно большие 5,5 и 9,3 %, что позволяет создать в заколонных и межколонных пространствах напряженные контакты (сцепления) со всеми породами и обсадными трубами.

При В/С = 0,5 м^3/т и применении слабосоленой (2 % $CaCl_2$) жидкости затворения плотность тампонажного раствора составляет 1810 кг/м^3, а при растекаемости 235 мм водоотделение отсутствует.

При температуре 20 ºС и давлении 0,1 МПа время начала загустевания данного тампонажного раствора превышает 7 часов, а сроки схватывания достаточно короткие, а именно: начало 4–00 ч.-мин., конец 5–10 ч.-мин. Плотность камня соответствует плотности раствора, а двухсуточная прочность его на изгиб составляет 3 МПа и повышается до 5 суток.

Ограниченная дозировка электролита (2 % $CaCl_2$) не привела к значительному понижению величины объемного расширения камня в двухсуточном возрасте твердения, которая не изменилась к 5 суткам. При температуре 40 ºС и давлении 0,1 МПа время начала загустевания тампонажного раствора составило 4–50 ч.-мин., сроки схватывания его оказались короче времени загустевания, а именно: начало 3–40 ч.-мин., конец 4–40 ч.-мин. Плотность камня соответствует плотности раствора, а суточная прочность его на изгиб составила 3,0 МПа и повысилась до 4,3 МПа на вторые сутки. Объемное расширение камня за первые сутки твердения составило 7 %, а на вторые сутки повысилось до 7,5 %.

Анализ технологических свойств тампонажных растворов нормальной плотности и физико-механических параметров камней, представленных в таблице 3, позволяет сделать вывод, что повышение температуры твердения как облегченных аэрированных, так и нормальной плотности тампонажных растворов приводит к значительному сокращению их сроков загустевания-схватывания. Значи-

тельное сокращение сроков загустевания-схватывания тампонажных растворов позволяет существенно сокращать времена ОЗЦ при цементировании всех обсадных колонн, а тем самым повышать эффективность строительства скважин при наличии ММП и низких температур. В этой связи целесообразно применять нагретые до 40–50 ºС продавочные жидкости и дополнительно нагревать их внутри зацементированных обсадных колонн. В результате теплопередачи через стенки обсадных труб сроки схватывания тампонажных растворов, образующих составные столбы, значительно сократятся, а прочности камней на изгиб и величины их объемного расширения существенно повысятся.

Для нагревания продавочных жидкостей внутри зацементированных обсадных колонн могут быть использованы производимые ООО «Нефтесервис-НН» установки для прогрева скважин, ориентированные на интенсификацию добычи нефти, либо иные аналогичные установки.

Практическое применение составных столбов облегченных аэрированных и нормальной плотности тампонажных растворов, образующих камни с большой величиной объемного расширения, позволяет исключить негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках. При этом исключаются межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления, заколонные проявления и грифоны, являющиеся следствием негерметичности заколонных и межколонных пространств. При наличии больших по величине заколонных и межколонных зазоров и низкой теплопроводности облегченных аэрированных камней в интервалах распространения ММП обеспечивается «пассивная» защита последних от растепления как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации нефтегазовых скважин.

Разработанная инновационная технология цементирования обсадных колонн с использованием инновационных ПЭБС и ПРТС проста, надежна и эффективна, что принципиально отличает ее от существующих проектных технологий, использующих усадочные либо с малой величиной объемного расширения портландцементные и тампонажные камни для применения в интервалах распространения ММП и низких температур [1–5, 9, 11]. Однако до сих пор вышеуказанные инновационные разработки не получили широкого применения на практике. Видимо, существующие портландцементные и тампонажные смеси, сложно обработанные разными химическими реагентами, и технологии их применения вполне устраивают как Заказчиков, так и Подрядчиков по услугам даже несмотря на то, что практически повсеместно возникают серьезные проблемы при цементировании обсадных колонн – негерметичности заколонных и межколонных пространств при опрессовках, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления, заколонные проявления и грифоны.

Основным требованием эаказчиков к подрядчикам по услугам является низкая стоимость как портландцементных и тампонажных смесей, так и технологий их практического применения. Данное требование приводит к массовому появлению дефектных нефтегазовых и иных скважин, требующих проведения сложных, трудоемких и дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ, при низкой вероятности получения гарантированного положительного результата, т.к. при проведении данных работ используются те же, что и при первичном цементировании материалы, образующие при твердении усадочные либо с малой величиной объемного расширения камни.

Эффективное и достаточно быстрое решение проблемы существенного повышения качества цементирования обсадных колонн при наличии ММП и низких температур возможно только при финансировании заказчиками заводского изготовления инновационных ПЭБС и ПРТС, проведения их опытно-промышленных испытаний в разных горно-геологических условиях и последующего серийного применения инновационных технологий.

Литература:

1. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010.
2. Пат. 2324721 РФ, МПК С 09 К 8/40. Сухая смесь для буферного раствора / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. – Опубл. 20.05.2008. – Бюл. № 14.
3. Пат. 2380392 РФ, МПК С 09 К 8/467. Расширяющийся тампонажный материал / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко – Опубл. 27.01.2010. – Бюл. № 3.
4. Пат. 2369722 РФ, МПК Е 21 В 33/138, С 09 К 8/467, С 09 К 8/467, С 09 К 8/40. Способ цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. – Опубл. 10.10.2009. – Бюл. № 28.
5. Пат. 2550116 РФ, МПК Е 21 В 33/138, С 09 К 8/467. Способ устранения заколонных перетоков и межколонных давлений в нефтяных и газовых скважинах / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. – Опубл. 10.05.2015. – Бюл. № 13.
6. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Новый порошкообразный буферный материал для повышения качества подготовки стволов скважин к цементированию // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 4. – С. 30–34.
7. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Требования к качеству тампонажных материалов для разных условий применения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2009. – № 10. – С. 37–39.
8. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В. Новые тампонажные материалы для использования в условиях нормальных и умеренных температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2009. – № 10. – С. 42–47.

9. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Абрамов В.О. и др. Пути повышения качества крепления обсадных колонн в районах распространения многолетнемерзлых пород // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 2. – С. 36–43.

10. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Материалы и технологии для предотвращения и ликвидации поглощений при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 4. – С. 9–15.

11. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Новые материалы и инновационные технологии крепления скважин в условиях Крайнего Севера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2014. – № 11. – С. 40–47.

12. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Результаты цементирования эксплуатационных обсадных колонн в условиях низких пластовых давлений и разных температур // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 1. – С. 3–7.

13. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные технологии для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтегазовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2016. – № 7. – С. 42–47.

14. 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. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 2016. – № 11. – С. 35–42.

References:

1. Bulatov A.I. Boring and grouting solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education - the South, 2010.

2. Pat. 2324721 Russian Federation, MPK S 09 K 8/40. Dry mix for buffer solution / A.V. Samsonenko, N.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko, etc. – Publish 20.05.2008. – Bulletin No. 14.

3. Pat. 2380392 Russian Federation, MPK S 09 K 8/467. The extending grouting material / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko. – Publish 27.01.2010. – Bulletin No. 3.

4. Pat. 2369722 Russian Federation, MPK E 21 V 33/138, S 09 K 8/467, C 09 K 8/467, C 09 K 8/40. A way of cementation of wells / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko, etc. – Publish 10.10.2009. – Bulletin No. 28.

5. Pat. 2550116 Russian Federation, MPK E 21 V 33/138, S 09 K 8/467. A way of elimination of behind-the-casing overflows and intercolumned pressure in oil and gas wells / N.V. Samsonenko, A.V. Samsonenko, I.V. Samsonenko, etc. – Publish 10.05.2015. – Bulletin No. 13.

6. Samsonenko A.V., Simonyants S.L., Samsonenko N.V. New powdery buffer material for improvement of quality of preparation of trunks wells to cementation // Bulletin of Association of boring contractors. – 2009. – No. 4. – P. 30–34.

7. Samsonenko A.V., Simonyants S.L., Samsonenko N.V. Requirements to quality of grouting materials for different conditions of application // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : JSC VNIIOENG, 2009. – No. 10. – P. 37–39.

8. Samsonenko A. V., Simonyants S. L., Samsonenko N. V. New grouting materials for use in the conditions of normal and moderate temperatures // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : JSC VNIIOENG, 2009. – No. 10. – P. 42-47.

9. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Abramov V.O., etc. Ways of improvement of quality of fastening of upsetting columns in areas of distribution of the multifrozen breeds // Bulletin of Association of boring contractors. – 2014. – No. 2. – P. 36–43.

10. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Materials and technologies for prevention and elimination of absorption at wells drilling in difficult mining-and-geological conditions // Bulletin of Association of boring contractors. – 2014. – No. 4. – P. 9–15.

11. Samsonenko A. V., Samsonenko N. V., Simonyants S. L. New materials and innovative technologies of wells fastening in the conditions of Far North // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M.: JSC VNIIOENG, 2014. – No. 11. – P. 40-47.

12. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Results of cementation of operational upsetting columns in the conditions of low reservoir pressures and different temperatures // Bulletin of Association of boring contractors. – 2015. – No. 1. – P. 3–7.

13. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Innovative technologies for increase in quality of cementation of upsetting columns in oil and gas wells // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : JSC VNIIOENG, 2016. – No. 7. – P. 42–47.

14. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V., Simonyants S.L. Mechanisms of developing and technology of elimination of complications of cementation process of upsetting columns // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : JSC VNIIOENG, 2016. – No. 11. – P. 35–42.