ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЙ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

EXPERIENCE OF RESEARCHES OF CEMENT BASED MATERIALS FOR STEAM INJECTION WELL CEMENTING

Ф. А. Агзамов
Farit A. Agzamov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. Д. Ахметзянов
Artur D. Akhmetzyanov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

С. Ф. Комлева
Svetlana F. Komleva

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В статье рассматривается опыт разработки и применения тампонажных материалов для паронагнетательных скважин. Для использования технологии нагнетания пара в скважину необходимо применять специальные цементы, камень из которых не снижает прочности при воздействии высоких температур, т.е. является устойчивым к термическим нагрузкам. Особенностью паронагнетательных скважин являются невысокие начальные температуры, которые впоследствии поднимаются до 200–350 °С.

Представлен обзор зарубежных и отечественных исследований по разработке тампонажных составов для крепления паронагнетательных скважин. Как правило, применяемые для крепления скважин материалы получали на основе портландцемента с добавкой кремнеземистых компонентов, обеспечивающих соотношение $C/S = 1,0$. Зарубежные методики предусматривали полную имитацию условий нахождения образцов в скважине, а именно длительную (до 4 недель) выдержку образцов при нормальной температуре, последующий нагрев образцов до испытываемой температуры, выдержку при этой температуре 1–6 мес. и медленное охлаждение.

Методики, принятые в России, предполагают существенное сокращение каждого цикла исследований за счет сокращения времени гидротермальной выдержки. К сожалению, это не позволяет получить полностью термостабильные фазы, не подвергающиеся впоследствии фазовым переходам.

Контроль результатов проводился по результатам механических испытаний и по ультразвуковому анализу прочности. Как в результатах зарубежных, так и российских исследований, было отмечено существенное расхождение данных, полученных по различным методам. Результаты, представленные в статье, показали, что наиболее информативными и достоверными являются результаты прямых механических испытаний, при которых исключаются погрешности методики ультразвуковых исследований, проявляющиеся при температурах более 100 °С.

The article discusses the experience in the development and use of cement materials for steam injection wells. To use the technology of injecting steam into the well, it is necessary to use special cements, the stone of which does not reduce strength when exposed to high temperatures, i.e. it is resistant to thermal stress. A feature of steam injection wells is low initial temperatures, which subsequently rise to 200–350 °С.

A review of foreign and domestic studies on the development of cement compositions for fastening steam injection wells is presented. As a rule, the materials used for cementing wells were obtained on the basis

Ключевые слова

паронагнетательная скважина;
цементный камень;
термические нагрузки; фазовый
переход; кремнезем;
ксонотлит;
рентгенофазовый анализ

Key words

steam injection well; cement stone;
thermal stresses; transition;
oxide of silicon; xonotlite;
X-ray phase analysis

of Portland cement with the addition of siliceous components, providing a C/S ratio of 1.0. Foreign methods provided for a complete simulation of the conditions for the samples to be in the well, namely, a long (up to 4 weeks) exposure of the samples at normal temperature, followed by heating samples to the test temperature, holding at this temperature for 1–6 months and then slow cooling.

The methods adopted in Russia suggest a significant reduction in each research cycle by reducing the time of hydrothermal exposure. Unfortunately, this does not allow one to obtain completely thermostable phases that are not subsequently subjected to phase transitions.

Control of the results was carried out according to the results of mechanical tests and ultrasonic strength analysis. Both in the results of foreign and Russian studies, there was a significant discrepancy in the data obtained by various methods. The results presented in the article showed that the most informative and reliable are the results of direct mechanical tests, which exclude errors in ultrasonic research methods that occur at temperatures above 100 °C.

Введение

Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти всегда была одной из привлекательных, но трудных задач в современной нефтедобыче [1–3]. С применением технологии закачки пара в скважину стало возможным снизить вязкость нефти и сделать ее более подвижной. Согласно этой технологии, пар нагнетается в скважину через инжектор до коллектора, где температура может подниматься до 250–300 °C [3–5]. Это снижает вязкость нефти, но создает значительные термические нагрузки на цементное кольцо и на обсадную колонну.

Проектирование работ по цементированию паронагнетательных скважин остается актуальным вопросом на сегодняшний день. Несмотря на то, что предпринимаются попытки по разработке уникальных решений для таких скважин, испытание цемента в лабораторных условиях, имитирующих скважинные, очень важно для проектирования состава тампонажных материалов. Кроме того, на сегодняшний день в литературе существует ограниченное количество информации по целостности цементного камня при применении паронагнетательных установок.

Испытания тампонажных материалов для скважин, предназначенных для циклической закачки пара, проводились в нескольких компаниях.

Как правило, все испытания предполагали установку образцов в автоклавы, где они подвергались термообработке, моделирующей работу цементного камня в реальных скважинах. В этом плане было важно сравнить применяемые методики и полученные результаты.

Основная часть

В работе [6] приведены результаты экспериментов по изучению термической стабильности тампонажных материалов, содержащих добавку кремнезема, при CaO/SiO_2 (C/S), равном 1,0. Методика исследований включала подготовку цементных растворов с использованием стандартных методик, выдержку их в воде в течение одной недели при 35 °C и 13,8 МПа, при комнатной температуре в течение нескольких недель, воздушно-влажное твердение в течение 3 недель и последующее высокотемпературное воздействие, имитировавшее процесс нагнетания пара в скважину. При этом образцы находились в специальной камере при температуре 344 °C и давлении 20,7 МПа от 1 до 6 мес. Нагрев от комнатной температуры до испытываемой проводился в течение 6 ч, и через 1 мес. выдержки образцы охлаждали до комнатной температуры в течение 14 ч, а разгерметизация камеры выполнялась в течение 1 ч.

По данным [6], до термического воздействия, т.е. при низких температурах, механические свойства цементного камня достигали максимальных значений в конце первой недели, и оставались стабильными в течение длительного времени. Это дало основание авторам сделать вывод о том, что одна неделя является минимальным временем между цементированием эксплуатационной колонны и нагнетанием пара в скважину.

Важным результатом проведенных исследований является вывод о том, что по данным рентгенофазового анализа после 1 мес. испытаний при 344 °C никаких фазовых изменений в составе камня не происходит и единственной фазой является ксонотлит [6].

Анализ работ по высокотемпературным цементам [7–10] подтверждает возможность образования ксонотлита при указанных температурах за достаточно короткое время при соответствующем количестве и дисперсности кремнезема в составе цемента. Однако соотношение $C/S = 1$ при малой дисперсности кремнезема и небольшой удельной поверхности не гарантирует его полное связывание из-за низкой скорости поступления SiO_2 в раствор, где протекают реакции его взаимодействия с известью. К сожалению, в работе [6] этот показатель не указан.

В работе [10] убедительно показано, как изменение удельной поверхности кремнезема влияет на его реакционную способность.

Кроме того, в паронагнетательных скважинах на первой стадии при твердении цементного раствора при низких температурах всегда будут образовываться высокоосновные гидросиликаты кальция [8, 10–12].

Это обусловлено тем, что кремнеземистый компонент является труднорастворимым, и его растворение лимитируется межфазовым переходом твердого вещества в раствор. При этом раствор является насыщенным по $Ca(OH)_2$, образующегося при гидратации силикатных клинкерных минералов. Это означает, что кремнезем даже при высокой температуре, и тем более при низкой, растворяясь, переходит в раствор, в котором всегда содержится известь [10]. Взаимодействие между $Ca(OH)_2$ и SiO_2 идет в условиях высоких концентраций $Ca(OH)_2$ с образованием соединений, богатых известью, по составу аналогичных C_2SH_2 . При наличии в системе свободной извести гидросиликаты кальция типа C_2SH_2 по истечении времени их устойчивого существования начнут перекристаллизовываться в другую, богатую известью фазу $C_2SH(A)$, которые обладают слабой структурообразующей способностью, низкой удельной поверхностью с малым числом контактов срастания. Это приводит к тому, что переход системы в $C_2SH(A)$ сопровождается значительным сбросом прочности. Фаза $C_2SH(A)$ в дальнейшем может переходить в $CSH(B)$. Фазовые переходы сопровождаются изменениями объема твердой фазы от ступени к ступени:

где над стрелками показаны значения отношений объемов последующей фазы к объему пре-

дыдущей. Рассмотренные фазовые переходы представляют собой результат термической коррозии, а эффекты, сопровождающие их, приводят к деструкции тампонажного камня [10, 11].

Цементный камень на основе $CSH(B)$ имеет высокую прочность благодаря высоко развитой поверхности гидрата и большого числа контактов срастания. При повышении температуры и низких значениях C/S гидросиликат $CSH(B)$ будет переходить в другие более устойчивые фазы, конечной и наиболее устойчивой из которых является ксонотлит.

Можно предполагать, что при получении камня, представленного ксонотлитом, через 1 мес. испытаний были пропущены промежуточные этапы фазообразования, при которых наблюдалось падение прочности камня.

В то же время получение термодинамически наиболее устойчивой фазы через 1 мес. испытаний при указанных температурах может явиться важным результатом с точки зрения технологии работ на скважинах (продолжительности первого цикла закачки теплоносителя) и моделирования методик испытания.

Компания Halliburton проводила испытания с температурными циклическими нагрузками на специальной крупномасштабной установке [13, 14]. Состав тампонажного материала был представлен портландцементом, добавкой, повышающей предел прочности камня, замедлителем скорости схватывания цемента, понизителем водоотдачи и кремнеземом, который добавлялся для предотвращения потери прочности при высоких температурах.

Данный технологический прием традиционно является основным для предотвращения термической коррозии, и его идея хорошо описана в литературе [8, 9, 15, 16]. Размер частиц кремнезема всегда оптимизируется для улучшения смешения, реологии, седиментационной устойчивости и прокачиваемости раствора [8, 11].

Методика испытаний включала нагрев образцов, выдержку при температуре 200 °C и естественное охлаждение. Вывод о стойкости цементного камня по результатам нескольких циклов испытаний был сделан по пределу его прочности.

Следует отметить, что предел прочности цементного камня определялся по двум методам, первая — механические испытания

образцов цементного камня, и вторая — по ультразвуковому анализатору прочности. График, полученный на ультразвуковом приборе, и заимствованный из работы [14], показан на рисунке 1.

Особо следует обратить внимание на результаты, полученные по различным методикам [14]. Механические испытания образцов показали предел прочности 1250 psi, тогда как на ультразвуковом анализаторе прочность была около 500 psi. Авторы статьи указывают, что это не редкость, и объясняют полученный результат различием в составах испытуемого цементного раствора, и раствора, на котором устанавливалась корреляция между пределом прочности на сжатие и временем прохождения акустической волны при разработке прибора. Мы полагаем, что расхождения обусловлены и особенностями прибора.

Исследования стойкости камня из тампонажных цементов при термоциклических испытаниях также проводились на кафедре бурения УГНТУ.

Испытаниям подвергался специальный тампонажный материал, используемый при креплении паронагнетательных скважин на Ашальчинском месторождении битумов в Республике Татарстан [16].

Методика испытаний предусматривала следующее: приготовленный цементный раствор помещался в ультразвуковой анализатор, где выдерживался в течение 2 сут при температуре $20 \pm 2^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении. Через 2 сут в течение 4 ч осуществлялся

подъем температуры до 195°C и давления до $2,1 \pm 0,5$ МПа. При этих условиях образцы выдерживались в течение 72 ч, затем охлаждались естественным путем в течение не менее 4 ч до 80°C . После этого происходил нагрев в течение 4 ч до температуры 195°C , образцы выдерживались при этой температуре 24 ч. Всего было проведено 5 циклов температурного воздействия — первый цикл 72 ч, остальные 4 цикла по 24 ч. По такой же методике проводились параллельные испытания образцов, полученных из этих же проб цемента путем механических испытаний на прессе.

При этом исследования на ультразвуковом анализаторе прочности проводились в различных организациях (Пермь, Тюмень), полученные диаграммы испытаний приведены на рисунках 2 и 3.

Анализ диаграмм (рисунки 2 и 3) показывает, что в процессе нагрева образцов наблюдаются сбросы прочности камня. При охлаждении образцов происходит рост прочности камня. В то же время механические испытания образцов одинакового состава и испытанные после каждого цикла нагрева-охлаждения показывают хорошую прочность цементного камня (таблица 1).

Обобщенные результаты ультразвуковых и механических испытаний, проведенные по одинаковому графику нагрева и охлаждения, представлены в таблице 1, а в таблице 2 приведены результаты определения предела прочности на изгиб и сжатие цементов, испытанных параллельно с ультразвуковым методом.

Рисунок 1. Изменение прочности цементного камня при твердении

Рисунок 2. Диаграмма испытания цемента в ПермНИПИнефть

Рисунок 3. Диаграмма испытания цемента в Тюмени

Мы полагаем, что разница в показаниях возникает из-за несовершенства методики ультразвуковых испытаний. Суть испытаний состоит в том, что цементный раствор заливается в металлическую обойму, и с торцов этой обоймы цементный раствор, а затем и камень контактирует с одной стороны с источником, а с другой стороны с приемником ультразвукового сигнала. Время прохождения ультразвукового сигнала через образец цементного камня зависит от прочности цементного камня, и по заранее тарированным данным идет непрерывная запись прочности получаемого камня.

При температурах до 100 °С проблем с измерением прочности не возникает, но при более высоких температурах начинается искажение результатов.

Это связано с тем, что при температурах до 100 °С коэффициент линейного расширения стали и бетона одинаков, но при более высоких температурах они начинают различаться. Коэффициент линейного расширения стали становится больше чем у бетона (цементного камня). В результате этого обойма, в которой находится цементный камень, удлиняется больше, чем образец цементного камня, что приводит к ухудшению контактов цементный

камень — источник ультразвука и цементный камень — приемник ультразвукового сигнала. Следствием этого является увеличение времени прохождения ультразвука от источника до приемника, интерпретируемого как увеличенное время прохождения сигнала через цементный камень, что в конечном итоге рассчитывается как снижение прочности твердеющего камня.

Их таблиц 1 и 2 видно, что при нагреве образцов их прочность по ультразвуку резко снижается, в некоторых случаях до нуля, что говорит об отсутствии контакта цементного камня с излучателем или приемником ультразвукового сигнала. При остывании контакт частично восстанавливается, и на диаграммах ультразвукового метода это показывало рост прочности камня.

Аналогичные расхождения наблюдались и в работе [10].

Для исследования фазового состава твердого вещества использовался метод рентгенофазового анализа (РФА). Результаты рентгенофазового анализа представлены в таблице 3.

Из таблицы 3 видно, что наличие кремнезема в исходном цементе, около 40–50 %, указывает на правильность подобранных составов, именно для термостойких условий. Имеется пониженное содержание остальных компонентов, присутствующих в тампонажном материале. В процессе твердения при нормальных температурах кварц не взаимодействует с водой, а значит количество кварца, содержание которого можем увидеть после 2 сут при нормальных условиях, можно считать исходным.

Таблица 1. Предел прочности цементного камня на сжатие при различных способах испытаний

Состав	2 сут, T = 20 °C		1 цикл			2 цикл			3 цикл			4 цикл			5 цикл		
			Рсж, МПа, ультразвук		Рсж, МПа, мех	Рсж, МПа, ультразвук		Рсж, МПа, мех	Рсж, МПа, ультразвук		Рсж, МПа, мех	Рсж, МПа, ультразвук		Рсж, МПа, мех	Рсж, МПа, ультразвук		Рсж, МПа, мех
	Ризг	Рсж	Нагр.	Остыв.	Остыв.	Нагр.	Остыв.	Остыв.	Нагр.	Остыв.	Остыв.	Нагр.	Остыв.	Остыв.	Нагр.	Остыв.	Остыв.
Пермь	3,4	16,8	0	2,0	18,8	0	1,0	23	0	4,0	27,6	2,0	7,5	27,6	3,0	9,0	27,6
Тюмень	5,6	12,5	9,0	16,0	25,2	11,5	16,0	24,4	11,0	17,0	24,8	11,0	17,0	24,8	11,0	17,0	24,8

Таблица 2. Результаты механических испытаний цементов

Цементы	Предел прочности											
	в возрасте 2 сут, T = 20 °C		1 цикл		2 цикл		3 цикл		4 цикл		5 цикл	
	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж	Ризг	Рсж
Состав, испытанный в Перми	3,4	16,8	6,1	18,8	6,3	23,0	6,0	27,6	5,4	25,0	6,7	22,9
Состав, испытанный в Тюмени	5,6	12,5	10,6	25,2	9,8	24,4	8,4	24,8	8,5	24,0	9,2	24,2

Таблица 3. Результаты количественного рентгенофазового анализа состава

Составы	Формула	После 2 сут твердения	После 1 цикла	После 2 цикла	После 3 цикла	После 4 цикла	После 5 цикла
C ₂ SH(A)	Ca ₂ SiO ₄ (H ₂ O)	5,66	2,73	1,74	1,51	—	—
C ₃ S ₃ H Rosenhahnite	Ca ₃ (Si ₃ O ₈)(OH) ₂	23,53	26,86	26,12	24,39	26,67	30,37
C ₆ S ₃ H gamma Dellaite	Ca ₆ (SiO ₄)(Si ₂ O ₇)(OH) ₂	4,45	3,12	4,66	2,52	15,92	3,93
Tobermorite	Ca ₅ (OH) ₂ Si ₆ O ₁₆ (H ₂ O) ₄	1,00	37,42	38,94	44,08	33,02	44,83
Portlandite	Ca(OH) ₂	3,41	—	—	—	—	—
C ₂ S	Ca ₂ SiO ₄	4,53	4,02	3,19	4,09	5,42	4,81
C ₃ S	Ca ₃ SiO ₃	7,41	2,31	5,45	3,78	3,88	5,30
Quartz	SiO ₂	42,84	19,01	15,24	8,26	11,42	5,92
Ettringite	Ca ₆ (Al(OH) ₆) ₂ (SO ₄) ₃ (H ₂ O) ₂₆	1,04	—	—	—	—	—
Gypsum	CaSO ₄ (H ₂ O) ₂	3,14	2,41	2,53	8,94	1,52	2,07

О том, что во время циклической обработки кварц связывается, свидетельствуют исчезновение Ca(OH)₂ и резкое снижение количества C₂S и C₃S. В то же время, из-за недо-

статочной температуры и недостаточной продолжительности испытаний, в составе продуктов твердения нет наиболее стабильной фазы — ксонотлита. Конечно, трудно

ожидать образование ксонотлита за 5 сут пребывания образцов при температуре 200 °С.

В то же время испытания показали, что фаза α -C₂SH, вносящая наибольшее влияние на сброс прочности при твердении цементного камня в условиях высоких температур, практически исчезла после третьего цикла испытаний.

Выводы

1. Выполненный анализ показал сходство составов тампонажных материалов и свидетельствует об одинаковых принципах получения тампонажных материалов для паронагнетательных скважин.

2. Исследованиями, проведенными в различных странах, показано несовершенство

методики ультразвуковых прочностных испытаний цемента при температурах выше 100 °С.

3. Показано, что оценку термостойкости цементного камня при циклических испытаниях необходимо проводить с определением предела прочности цементного камня после твердения образцов в автоклавах.

4. Образование термодинамически устойчивой фазы — ксонотлита — при твердении высокотемпературных цементов может достигать к месячному сроку при температурах 344 °С, при меньших температурах в указанные сроки она не образуется.

5. Время образования ксонотлита может являться основой для выбора времени первого цикла термообработки пласта.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антониади Д.Г., Бекух И.И., Гарушев А.Р. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти. М.: Недра, 1996. 110 с.

2. Лопарев Д.С., Чертенков М.В., Буслаев Г.В., Юсифов А.А., Клявлин А.В. Совершенствование технологии бурения скважин при разработке Ярегского месторождения тяжелой нефти методом встречного SAGD // Матер. Российск. техн. нефтегазов. конф. и выставки SPE по разведке и добыче. Москва, Россия. 2014. SPE-171275-RU. DOI: 10.2118/171275-RU.

3. Ибрагимов Н.Г., Ахмадишин Ф.Ф., Ибагуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Амерханов М.И., Исаков А.Р. Перспективы развития технологии строительства скважин для добычи сверхвязких нефтей и природных битумов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 52–53.

4. Абрамов С.А., Закхеев А.Н., Логвиненко С.В., Саенко А.А. Термостойкость цементного камня после длительного твердения при низких положительных температурах // Теория и практика разработки нефтяных месторождений термическими методами: сб. науч. тр. М.: ВНИИОЭНГ, 1985. С. 89–91.

5. De Bruijn G., Siso C., Reinheimer D., Whitton S., Redekopp D. Flexible Cement Improves Wellbore Integrity for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wells // Thermal Operations and Heavy Oil: Materials of SPE International Symposium. Calgary, Alberta, Canada. 2008. SPE-117859-MS. DOI: 10.2118/117859-MS.

6. De Bruijn G., Loiseau A., Chougnet-Slrapian A., Piot B.M., Pershikova E., Khater W., Evoy K., Wilson G. Innovative Cementing Solution for Long-term Steam Injection Well Integrity // EUROPEC/EAGE: Materials of SPE Annual Conference and Exhibition. Barcelona, Spain. 2010. SPE-131324-MS. DOI: 10.2118/131324-MS.

7. Тейлор Х.Ф. Химия цементов. М.: Стройиздат, 1969. 504 с.

8. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов. М.: Недра, 1978. 293 с.

9. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. М.: Недра, 1987. 372 с.

10. Кравцов В.М., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Агзамов Ф.А. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах. М.: Недра, 1987. 189 с.

11. Виноградов Б.Н. Сырье для производства автоклавных силикатных бетонов. М.: Стройиздат, 1966. 163 с.

12. Бутт Ю.М., Рашкович Л.Н. Твердение вяжущих при повышенных температурах. М.: Стройиздат, 1965. 223 с.

13. Patil R., Garnier A., Galdiolo G., Patil S., Ravi K., Ferreira L. Designing and Testing Cement System for SAGD Application // Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy. 2010. SPE-134169-MS. DOI: 10.2118/134169-MS.

14. Bour D.L. Cyclic Steam Well Design: A New Approach to Solve an Old Problem of Cement Sheath Failure in Cyclic Steam Wells // Materials of SPE Western Regional Meeting. Irvine, California, USA. 2005. SPE-93868-MS. DOI: 10.2118/93868-MS.

15. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промысловых растворов. СПб.: Недра, 2011. 266 с.

16. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Мяжитов Р.С. Теоретические основы и практика получения тампонажных материалов для крепления паронагнетательных скважин // Территория «Нефтегаз». 2016. № 9. С. 26–33.

REFERENCES

1. Antoniadis D.G., Bekukh I.I., Garushev A.R. *Proektirovanie i stroitel'stvo skvazhin dlya termicheskikh metodov dobychi nefiti* [Designing and Construction of the Boreholes for the Thermal Methods of the Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 110 p. [in Russian].

2. Loparev D.S., Chertenkov M.V., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V. *Sovershenstvovanie tekhnologii bureniya skvazhin pri razrabotke Yaregskogo mestorozhdeniya tyazheloi nefiti metodom vstrechnogo SAGD* [Improvement of Drilling Technology for the Yarega Heavy Oil Field Development by SAGD Method with Counter Producing and Injecting Wells]. *Materialy Rossiiskoi tekhnicheskoi neftegazovoi konferentsii i vystavki SPE po razvedke i dobyche* [Materials of SPE Russian Oil and Gas

Exploration and Production Technical]. Moscow, Russia, 2014, SPE-171275-RU. DOI: 10.2118/171275-RU. [in Russian].

3. Ibragimov N.G., Akhmadishin F.F., Ibatullin R.R., Abdrakhmanov G.S., Amerkhanov M.I., Iskhakov A.R. Perspektivy razvitiya tekhnologii stroitel'stva skvazhin dlya dobychi sverkhvyazkikh neftei i prirodnykh bitumov [Prospects for Further Development of Well Construction Technology for Production of Heavy Oil and Natural Bitumen]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 7, pp. 52–53. [in Russian].

4. Abramov S.A., Zakkheev A.N., Logvinenko S.V., Saenko A.A. Termostoikost' tsementnogo kamnya posle dlitel'nogo tverdeniya pri nizkikh polozhitel'nykh temperaturakh [Heat Resistance of Cement Stone after Prolonged Hardening at Low Positive Temperatures]. *Sbornik nauchnykh trudov «Teoriya i praktika razrabotki neftyanykh mestorozhdenii termicheskimi metodami»* [Collection of Scientific Papers «Theory and Practice of the Development of Oil Fields by Thermal Methods»]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1985, pp. 89–91. [in Russian].

5. DeBruijn G., Siso C., Reinheimer D., Whitton S., Redekopp D. Flexible Cement Improves Wellbore Integrity for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wells. *Materials of SPE International Symposium «Thermal Operations and Heavy Oil»*. Calgary, Alberta, Canada, 2008, SPE-117859-MS. DOI: 10.2118/117859-MS.

6. De Bruijn G., Loiseau A., Chougnet-Slrapien A., Piot V.M., Pershikova E., Khater W., Evoy K., Wilson G. Innovative Cementing Solution for Long-Term Steam Injection Well Integrity. *Materials of SPE Annual Conference and Exhibition «EUROPEC/EAGE»*. Barcelona, Spain, 2010, SPE-131324-MS. DOI: 10.2118/131324-MS.

7. Teilor Kh.F. *Khimiya tsementov* [Chemistry of Cements]. Moscow, Stroiizdat Publ., 1969. 504 p. [in Russian].

8. Danyushevskii V.S. *Proektirovanie optimal'nykh sostavov tamponazhnykh tsementov* [Designing Optimal Cement Slurry Compositions]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 293 p. [in Russian].

9. Danyushevskii V.S., Aliev R.M., Tolstykh I.F. *Spravochnoe rukovodstvo po tamponazhnym materialam* [Grouting Materials Reference Guide]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 372 p. [in Russian].

10. Kravtsov V.M., Kuznetsov Yu.S., Mavlyutov M.R., Agzamov F.A. *Kreplenie vysokotemperaturnykh skvazhin v korrozionno-aktivnykh sredakh* [Mounting of High Temperature Wells in Corrosive Environments]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 189 p. [in Russian].

11. Vinogradov B.N. *Syr'e dlya proizvodstva avtoklavnykh silikatnykh betonov* [Raw Materials for the Production of Autoclaved Silicate Concrete]. Moscow, Stroiizdat Publ., 1966. 163 p. [in Russian].

12. Butt Yu.M., Rashkovich L.N. *Tverdenie vyazhushchikh pri povyshennykh temperaturakh* [Binder Hardening at Elevated Temperatures]. Moscow, Stroiizdat Publ., 1965. 223 p. [in Russian].

13. Patil R., Garnier A., Galdiolo G., Patil S., Ravi K., Ferreira L. Designing and Testing Cement System for SAGD Application. *Materials of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010, SPE-134169-MS. DOI: 10.2118/134169-MS.

14. Bour D.L. Cyclic Steam Well Design: A New Approach to Solve an Old Problem of Cement Sheath Failure in Cyclic Steam Wells. *Materials of SPE Western Regional Meeting*. Irvine, California, USA, 2005, SPE-93868-MS. DOI: 10.2118/93868-MS.

15. Agzamov F.A., Izumukhambetov B.S., Tokunova E.F. *Khimiya tamponazhnykh i promyvochnykh rastvorov* [Chemistry of Cement and Flushing Solutions]. Saint-Petersburg, Nedra Publ., 2011. 266 p. [in Russian].

16. Agzamov F.A., Karimov I.N., Myazhitov R.S. *Teoreticheskie osnovy i praktika polucheniya tamponazhnykh materialov dlya krepleniya paronagnetatel'nykh skvazhin* [Theoretical Bases and Practice of Getting Plugging Materials for Cementing Steam Injection Wells]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2016, No. 9, pp. 26–33. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Агзамов Фарит Акрамович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Farit A. Agzamov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: faritag@yandex.ru

Ахметзянов Артур Дамирович, магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Artur D. Akhmetzyanov, Undergraduate Student of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: artur-ad@mail.ru

Комлева Светлана Фаритовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Svetlana F. Komleva, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: svet1001@yandex.ru