УДК 622.245.422

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОНАПОРНЫХ СКВАЖИН

–––––––

DESIGN FEATURES OF PLUGGING-BACK MIXTURES FOR HIGH-PRESSURE WELLS CEMENTING

Алиев Расул Магомедович
доктор технических наук,
Дагестанский государственный технический университет
geopromooo@yandex.ru

Бадавов Гасан Басирович
инженер,
Институт проблем геотермии Дагестанского НЦ РАН
lotos155@yandex.ru

Aliyev Rasul Magomedovich
Doctor of technical science,
Daghesten state technical university
geopromooo@yandex.ru

Badavov Gasan Basirovich
Engineer,
Institute for geothermal research of
Daghestan SC RAS
lotos155@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрены причины негерметичности цементного кольца в заколонном пространстве скважины. Предложены солевые стабилизаторы, повышающие седиментационную устойчивость цементного раствора и упрочняющие образующуюся коагуляционную структуру на начальной стадии твердения.

Ключевые слова: поровое давление, седиментационная устойчивость, суффозионное каналообразование, герметичность заколонного пространства скважины, солевые стабилизаторы.

Annotation. The reasons for the cement ring leakage in the annular space of the well have been considered. Saline stabilizers have been proposed increasing the sedimentation stability of the cement slurry and strengthening the coagulation structure at the initial stage of hardening.

Keywords: pore pressure, sedimentation stability, suffusion channeling, impermeability of the well annulus, salt stabilizers.

Высоконапорные скважины, т.е. скважины, содержащие продуктивные горизонты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), представляют собой наибольший интерес для высокодебитной добычи УВ. В то же время цементирование таких скважин сопряжено с большими трудностями. Межпластовые перетоки и связанная с ними негерметичность заколонного пространства очень часты в этих скважинах [1–10]. При вскрытии пластов с АВПД [15, 16] возникает необходимость выбора тампонажного раствора, предотвращающего или снижающего возможность фильтрационного каналообразования в заколонном пространстве скважины в результате воздействия пластового флюида.

Заколонное пространство скважин может быть негерметичным по двум следующим причинам:

1) возникновение каналов на границах систем «цементный раствор – стенка скважины», «цементный раствор – обсадная колонна»;

2) образование каналов в цементном растворе.

Анализ данных [1–9] по возникновению каналов в зацементированном заколонном пространстве скважины позволяет сформулировать следующую точку зрения. В начальный момент времени сразу после оставления тампонажной суспензии в покое частицы твердой фазы находятся во взвешенном состоянии. Так как плотности жидкой и твердой фаз не равны, то в гравитационном поле происходит осаждение частиц твердой фазы.

С течением времени в результате реакции гидратации усиливается эффект торможения структуры, что приводит к передаче действия большей части веса вмещающей среде и соответственно к уменьшению части веса, взаимодействующей с поровой жидкостью. В определенный момент времени величина этих сил становится достаточной для того, чтобы удержать твердую фазу на ограничивающих поверхностях вмещающей среды. Зависшая твердая фаза выходит из взвешенного состояния, и поровое давление тампонажной суспензии будет обусловлено только давлением жидкой фазы.

Итак, поровое давление тампонажного раствора с течением времени будет уменьшаться от первоначального, обусловленного плотностью тампонажной суспензии, до гидростатического, обусловленного плотностью поровой жидкости затворения. В последующем в зависимости от структуры сформировавшейся пористой системы, а также особенностей реакции гидратации поровое давление суспензии может упасть и ниже гидростатического. Имеющиеся данные указывают на то, что поровое давление цементной суспензии снижается во времени до давления столба дисперсионной среды примерно за 2–3 часа после оставления цементной суспензии в покое. Все факторы, интенсифици-

рующие процессы структурообразования и зависания формирующей структуры тампонажной суспензии, будут ускорять и процесс снижения порового давления. Известно, что время падения порового давления тампонажной суспензии в заколонном пространстве реальных скважин удлиняется по сравнению с данными, полученными в лабораторных условиях.

Большой вклад в понимание природы изменения порового давления тампонажной суспензии внесли работы К.А. Джабарова [11]. Автором на основе решения системы уравнений, описывающих осаждение твердой фазы (консолидацию), фазовые переходы (гидратацию) и рост структурной прочности суспензии, находящейся в скважине в контакте с пластовыми флюидами, получено выражение, определяющее закономерность формирования порового давления в столбе суспензии по его высоте и во времени. Решение было получено для случая заполнения заколонного пространства скважины тампонажным раствором до устья и для ступенчатого цементирования.

Если до момента снижения порового давления до пластового шла фильтрация поровой жидкости из тампонажного раствора в пласт (водоотдача), то в последующем наблюдается обратная картина. Пластовый флюид поступает из скважины в зацементированное заколонное пространство и начинает фильтроваться по скелету суспензии вверх. Совершенно очевидно, что чем выше пластовое давление (коэффициент аномальности), тем интенсивнее будет фильтрация и тем значительнее суффозионное разрушение.

При нарушении герметичности созданного комплекса скважины может произойти загрязнение окружающей среды. Наиболее нежелательными и существенными считаются неконтролируемые перетоки УВ между пластами, а в некоторых случаях и между пластами и дневной поверхностью. В первом случае это приводит к загрязнению УВ вышележащих пластов без учета множества технологических осложнений. Во втором случае – к загрязнению огромных пространств суши. Масштабы этого явления могут быть огромны в зависимости от горно-геологических условий или акватории морей. Если обнаруженную негерметичность в наземной части системы можно ликвидировать, то ликвидация неконтролируемого перетока по заколонному пространству требует больших материально-технических затрат и времени. Уже теперь по расчетам американских специалистов в штате Техас ущерб от негерметичности заколонного пространства нефтяных скважин составляет от 50 до 650 тыс. долларов на скважину. Трудность ее решения усугубляется недоступностью изоляционного комплекса скважины – его самого слабого места цементного кольца – для наблюдения в процессе его сооружения и в процессе эксплуатации.

Разработаны разные технологические приемы, позволяющие создавать герметичное заколонное пространство. Один из них заключается в заполнении порового пространства и образующихся каналов фильтрации тонкодисперсной коагуляционной структурой. Оно необходимо для повышения прочности и снижения проницаемости на стадии преобладания коагуляционной структуры. Повышение прочности коагуляционной структуры, которая существует во время цементирования, неизбежно приводит к повышению гидравлических сопротивлений, что потребует снижения скорости восходящего потока. Установлено, что невозможность реализации турбулентного режима может привести к ухудшению полноты замещения промывочного раствора цементным.

Сочетать повышение прочности коагуляционной структуры с улучшением вытеснения можно, применив вытеснение в пробковом режиме. Это позволит провести цементирование при допустимых давлениях, однако потребует значительного удлинения процесса цементирования во времени. Возможный способ осуществления пробкового режима путем ввода традиционных замедлителей снижает изолирующую способность, тем самым увеличивая опасность каналообразования.

Применение ускорителей схватывания для быстрейшего перехода коагуляционной структуры в кристаллизационную, что равнозначно повышению прочности коагуляционной структуры, требует высоких скоростей продавки и повышенных давлений. Кроме того, ввод ускорителей схватывания может отрицательно влиять на изолирующую способность цементного раствора.

В качестве регуляторов структурно-механических и технологических свойств тампонажных растворов применяют высокодисперсные минеральные добавки. Это связано с достаточными запасами, доступностью, а также незначительными расходами при использовании этих добавок. Широкое применение получили глинистые минералы, запасы которых составляют 4 % объема литосферы. В качестве добавок для уменьшения водоотдачи тампонажных растворов и повышения их седиментационной устойчивости ранее применялись высокодисперсные бентонитовые глины. В дальнейшем глины использовали как добавку, существенно снижающую плотность цементного раствора из-за высокой его водопотребности [12].

Седиментационная устойчивость цементно-глинистых суспензий обусловлена высокой дисперсностью частиц глинистых минералов в воде, особыми свойствами их поверхности и формы, высокой анизометричностью частиц, увеличивающей коэффициент формы, что в совокупности обеспечивает повышение седиментационной суффозионной устойчивости.

Введение большого количества высокодисперсного глинистого компонента не эффективно из-за необходимости повышения водосодержания суспензии, что будет увеличивать и интенсифицировать

процессы, а при ограничении водосодержания суспензии будет ухудшать его подвижность. Поэтому оптимальным считается содержание высокодисперсного бентонита в пределах 5–6 % от массы цемента.

Повышение степени дисперсности твердой фазы суспензии путем введения высокодисперсных добавок бентонитовых глин приводит к увеличению количества физически связанной воды, т.е. к повышению коэффициента иммобилизованной воды за счет гидратации поверхности в результате адсорбции мономолекулярных слоев воды на базальных поверхностях кристаллов как наружных, так и межслоевых в случае глин с разбухающей решеткой. Вода, входящая в структуру кристалла, обладает квазикристаллическими свойствами. Так, при внедрении в структуру кристалла на расстояние до 10 мк от наружной поверхности несколько снижается ее удельный объем. На расстоянии 1 мк от поверхности кристалла вода имеет удельный объем, который примерно на 3 % меньше удельного объема свободной воды.

Кроме того, структурированная вода имеет повышенную вязкость по сравнению со свободной (несвязанной) водой, что снижает седиментационное осаждение частиц твердой фазы и связанное с ним суффозионное каналообразование. Образующаяся стабилизированная цементно-бентонитовая суспензия имеет повышенную по отношению к чистому цементу первоначальную прочность структуры, с которой связан более высокий начальный показатель тампонирующей способности подобных растворов. Однако по мере протекания реакции гидролиза и гидратации выделяющийся гидроксид кальция вступает во взаимодействие с частицами гидравлической глины, вызывая их коагуляцию, замещение на Ca^{2+} с уменьшением степени набухания частиц, в результате чего повышается проницаемость системы.

Дальнейший процесс структурообразования сопровождается деструктивными явлениями, которые проявляются на всех этапах твердения и увеличиваются с повышением температуры. Указанные явления приводят к возникновению внутренних напряжений, что снижает прочность цементного камня и разрушает его.

Кроме того, цементно-бентонитовые тампонажные растворы значительно уменьшаются в объеме в процессе схватывания и твердения, в результате чего в местах контакта цементного раствора (камня) со стенками колонны и скважины образуются зазоры, которые могут служить флюидопроводящими каналами даже при незначительном перепаде давления.

Введение в тампонажный раствор палыгорскитовых глин (аттапульгит, сепиолит) приводит к образованию более прочной коагуляционной структуры. Контракционный эффект в цементно-палыгорскитовых растворах менее заметен, чем в цементно-бентонитовых, а цементный камень более стоек в условиях повышенных температур, чем с добавками монтмориллонитовых глин. Это связано с особенностями строения кристаллической решетки, формой частиц глин и составом глин группы палыгорскита. Однако следует отметить, что тампонажные растворы с добавками глин группы палыгорскита обладают повышенной водоотдачей и низкой седиментационной устойчивостью по сравнению с цементными растворами с добавками монтмориллонитовых глин.

Цементно-глинистые растворы можно приготовить двумя следующими способами: затворением водой предварительно смешанной сухой смеси цемента и глинопорошка; затворением цементного порошка глинистой суспензией, заранее приготовленной и выдержанной необходимое время. Следует отметить, что при втором способе приготовления для достижения равной седиментационной устойчивости раствора достаточно в 2–3 раза меньшего количества добавки, но предварительно гидратированные глинистые минералы повышают исходную консистенцию и ускоряют загустевание тампонажного раствора еще на стадии его приготовления и закачки в скважину.

Поэтому для повышения седиментационной устойчивости глины следует вводить в виде негидратированного порошка. Глинистые минералы связывают воду, гидратируясь и диспергируясь в процессе затворения и цементирования. Ускорение загустевания при введении бентонита в портландцемент в виде порошка наблюдается на более поздних стадиях и при высоких температурах. Выделяющийся гидроксид кальция препятствует гидратации и набуханию глинистых минералов, поэтому применение глин в качестве стабилизаторов более эффективно с низкоосновными (шлаковые, глиноземистые и другие) вяжущими, выделяющими меньше $Ca(OH)_2$.

Серьезные недостатки тампонажных суспензий, стабилизированных глинами – низкая температурная и коррозионная устойчивость цементного камня. Ранее авторами установлено, что резкое снижение прочности и повышение проницаемости при повышенной температуре начинается раньше и происходит быстрее, чем у растворов из обычного цемента. Значительно быстрее происходит и разрушение цементного камня под воздействием агрессивной солевой среды, особенно в присутствии ионов Mg^{2+}.

Следует отметить, что стабилизирующая способность кремнеземистых добавок (диатомит, трепел, опока) ниже, чем у глинистых. Достаточно высокой седиментационной устойчивости цементно-диатомитовой суспензии можно достичь только введением большого количества добавки диатомита. Это связано с невысокой по сравнению с бентонитовыми глинами дисперсностью и низкой водоудерживающей способностью высококремнеземистых добавок.

По сравнению с бентонитом применение диатомита имеет то преимущество, что последний состоит почти полностью из активного тонкодисперсного кремнезема, который связывает гидроксид кальция, выделяющийся при гидролизе минералов портландцемента с образованием гидросиликата. Реакция присоединения $Ca(OH)_2 + SiO_2 \cdot H_2O$ при низкой температуре идет медленно, но при длитель-

ных сроках загустевания позволяет получить более прочную структуру. С повышением температуры эта реакция ускоряется.

Тампонажные цементы с кремнеземистыми добавками характеризуются лучшей по сравнению с гельцементными температуростойкостью и коррозионной устойчивостью в сульфатных пластовых водах, а также повышенной адгезией к металлу и горным породам. Поэтому кремнеземистые добавки нашли применение при приготовлении облегченных составов для цементирования глубоких высокотемпературных скважин. В пластовых водах, содержащих большое количество ионов Mg^{2+}, стойкость этих добавок также невысока.

Для повышения седиментационной устойчивости цементно-диатомитовой смеси эффективно введение таких органических веществ, как карбоксиметилгидроэтилцеллюлоза (КМГЭЦ) и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), которые существенно повышают вязкость дисперсионной среды. Однако подобные добавки одновременно со снижением фильтрационных характеристик и замедлением загустевания тампонажных суспензий приводят к заметному снижению прочности цементного камня.

Повышение извилистости каналов фильтрации, как отмечалось выше, достигается введением добавок с резко выраженной анизометричной формой (палочкообразной, игольчатой, листочкоподобной и т.д.). Чем ярче выражена анизометричность, тем при меньшей концентрации достигается снижение проницаемости суспензии при постоянных других факторах. В качестве материалов с анизометричной формой частиц могут быть предложены асбест, волластонит и другие волокнистые добавки.

Более эффективным способом повышения устойчивости коэффициента тампонирующей способности считается образование в воде затворения кольматанта при реакции растворимых солей.

В.И. Авиловым, Ю.И. Петраковым и В.Г. Смоляниковым было установлено, что гидроксид меди коллоидной дисперсности повышает равномерность и прочность структуры на второй стадии, заполняя пространство вторичной структурой, и снижает проницаемость. Выделяющийся одновременно при реакции сульфат кальция увеличивает количество армирующего систему гидросульфоалюмината кальция, как было установлено, схватывание портландцементных растворов замедляется, схватывание и твердение растворов на шлаковой основе ускоряется.

Основываясь на подобном стабилизирующем эффекте различных солей поливалентных металлов хлоридов и сульфатов магния, алюминия, железа, меди, алюмокалиевых и других квасцов, хлорида цинка, а также многосолевого отхода титано-магниевого производства – отработанного расплава титановых хлораторов (ОРТХ), в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработаны ***стабилизированные тампонажные растворы (СТР)***.

Последние предназначены для первичного цементирования обсадных колонн газовых и газоконденсатных скважин с аномальными пластовыми давлениями для разобщения пластов с существенно отличающимися коэффициентами пластовых давлений для изоляции пластов, содержащих сероводород и другие агрессивные компоненты, а также в различных случаях необходимости повышения степени надежности изоляции пространства между обсадной колонной и стенками скважины. Экспериментально проверенный температурный интервал СТР – 20–280 ºС.

При растворении данных солей в воде, затворении тампонажного материала образуются молекулярные растворы, вязкость и плотность которых несколько выше вязкости и плотности воды, что существенно снижает фильтрационные характеристики тампонажных суспензий, затворенных в этих растворах. В ходе реакции этих солей с гидроксидом кальция образуются устойчивые суспензоиды – гетерогенные высокодисперсные системы, свойства которых определяются сильно развитой поверхностью.

Свойства тампонажных растворов определяются при этом следующими факторами:

- дисперсность гидроксида поливалентного металла;
- растворимость гидроксида;
- степень амфотерности гидроксида;
- морфология микрокристалла гидроксида;
- солевой состав среды;
- вид аниона гидроксида;
- вид и химический характер продуктов реакции гидроксида с пластовыми жидкостями и газами.

Комбинируя различные водорастворимые соли поливалентных металлов с солями одновалентных металлов в соответствии с применяемым тампонажным материалом и условиями цементирования, получаем необходимые свойства стабилизирующих тампонажных растворов, повышенную седиментационную и суффозионную устойчивость; повышенное статическое и динамическое напряжение сдвига; замедление загустевания и схватывания; необходимую плотность и скорость затвердевания; повышенную коррозионную устойчивость.

Солевые стабилизаторы можно применять с тампонажными цементами на портландцементной, шлаковой и известковой основе. Приведенные в таблице экспериментальные данные показывают достаточно высокую седиментационную устойчивость тампонажных суспензий, приготовленных не только из обычных и специальных тампонажных цементов, но облегченных, утяжеленных и цементов нормальной плотности, а также шлакопесчаных цементов без отрицательного влияния на фазовый состав и микроструктуру стандартного твердения [13, 14].

Влияние солей поливалентных металлов на технологические свойства цементных растворов и камня

Вид тампонажного цемента	Концентрация (в %), добавка	В/Ц	Растекаемость, см	Плотность раствора, кг/м^3	Водоотстой %	Условия испытания		Время загустевания, ч-мин	Предел прочности цементного камня на сжатие (в МПа) через, сутки		
						T, °С	p, МПа		2	7	28
ПЦТ–1–50	–	0,5	23,5	1800	3,5	40	0	> 6 ч	8	12	18
	2, $Al_2(SO_4)_3$	0,5	18,5	1800	0	40	0	5:30	12	16,8	30
	3, $Al_2(SO_4)_3$	0,5	17,5	1800	0	40	0	4:45	15	18	30,5
	1, $AlK(SO_4)_2$	0,45	19,5	1856	0	50	0	3:25	14	18	29
	2, $AlK(SO_4)_2$	0,45	18,5	1857	0	50	0	3:05	15	19	30
	3, $AlK(SO_4)_3$	0,45	18	1800	0	50	0	2:45	15,5	19	30
	0,5, $Fe_2(SO_4)_3$	0,5	19,5	1800	0	40	0	6:00	14	20	28
	1, $Fe_2(SO_4)_3$	0,5	18,5	1800	0	40	0	6:10	17	22	29
	2, $Fe_2(SO_4)_3$	0,5	17,5	1800	0	40	0	6:00	17	24	30
	1, $FeCl_3$	0,5	18,0	1800	0,3	40	0	4:30	18	22	24
	2, $FeCl_3$	0,5	17,0	1800	0	40	0	2:50	19,5	24	26
	5, ОРТХ	0,5	17,5	1810	0	40	0	> 7 ч	16	23	27
ПЦТ–1–100	–	0,5	18,5	1820	2,8	90	10	2:15	13,6	16,6	18
	–	0,55	21,0	1776	3,2	90	20	2:40	12,8	14,2	14,8
	–	0,6	23,5	1696	5,3	90	10	3:00	8	9,8	8,4
	1, $CuSO_4$	0,55	19,5	1776	0,8	90	20	4:50	22	27	28
	2, $CuSO_4$	0,6	19,5	1696	1,1	90	30	5:50	21	23	26
	3, $CuSO_4$	0,55	18,5	1777	0	90	20	6:50	18	22	30
	1, $Fe_2(SO_4)_3$	0,55	17,5	1776	0,9	80	0	3:50	21	22	24
	2, $Fe_2(SO_4)_3$	0,65	19,0	1682	1,4	80	0	5:00	13	18	19
	1, $ZnCl_2$	0,55	17,8	1776	0	90	20	5:20	17	24	29
	0,5 $ZnCl_2$	0,55	18,5	1776	0,5	90	20	4:50	18	22	26
	5, ОРТХ	0,6	18,0	1696	1,2	80	0	5:10	20	24	26
	10, ОРТХ	0,6	17,0	1696	0,2	90	20	6:05	19	26	28
ШПЦС 120	–	0,45	20,0	1812	4,0	120	40	0:40	21	–	–
	1, $CuSO_4$	0,45	17,5	1813	1,0	120	40	2:20	25	–	–
	1, $CuSO_4$	0,5	18,5	1770	1,5	120	40	2:35	22,5	–	–
	2, $CuSO_4$	0,5	18,0	1772	0,5	120	70	2:55	23,6	–	–
	1, $ZnCl_2$	0,5	17,0	1770	0,7	120	70	2:35	23	–	–
	10, ОРТХ	0,55	19,0	1768	1,2	120	80	2:10	18	–	–
	15, ОРТХ	0,6	20,5	1700	1,1	120	80	2:35	16	–	–
ШПЦС 200	–	0,45	21,0	1819	6,0	200	80	0:30	25,8	–	–
	1, $CuSO_4$	0,45	18,0	1820	0,8	200	80	1:20	30,5	–	–
	3, $CuSO_4$	0,5	17,0	1770	1,0	200	80	2:20	31,0	–	–
	4, $CuSO_4$	0,55	17,5	1722	1,2	200	80	2:50	23	–	–
	1, $ZnCl_2$	0,5	20	1772	1,1	200	80	2:15	32	–	–
	2, $ZnCl_2$	0,5	18	1773	0,5	200	80	2:35	33	–	–
	3, $ZnCl_2$	0,5	17,0	1775	0	200	80	3:10	34	–	–
	10, ОРТХ	0,5	17,5	1778	1,2	200	80	2:00	26	–	–
	15, ОРТХ	0,55	17,5	1725	1,1	200	80	2:20	23	–	–
УШЦГ	–	0,35	19,5	2190	7,0	200	70	0:40	23	–	–
	1, $CuSO_4$	0,38	18,5	2130	2,0	200	70	1:30	24	–	–
	3, $CuSO_4$	0,4	18,0	2108	0,9	200	70	2:10	25,5	–	–
	1, $ZnCl_2$	0,4	19,0	2105	1,8	200	70	1:50	25	–	–
	3, $ZnCl_2$	0,42	18,0	2083	0,8	200	70	2:55	22,5	–	–

Литература:

1. Алиев Р.М. К вопросу о суффозионной устойчивости цементных суспензий // Труды МИНХ и ГП имени И.М. Губкина. – 1982. – Вып. 162. – С. 64–72.
2. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1983. – 255 с.
3. Булатов А.И., Куксов А.К., Обозин О.Н. О необходимости учета седиментационной устойчивости тампонажных растворов // Бурение. – 1971. – №. 2. – С. 19–22.
4. Геранин М.П., Соловьев Е.М. Об одном проявлении седиментации в цементных растворах // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭГазпром, 1970. – В 4. – С. 32–40.
5. Геранин М.П. Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // НТО серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсантных месторождений». – М., 1977. – 52 с.
6. Грачев В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д. Проницаемость скелета столба цементного раствора в период ОЗЦ // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭГазпром, 1970. – № 7. – С. 9–17.
7. Мавлютов М.Р. и др. Новый тампонажный материал с повышенной седиментационной устойчивостью // Бурение. – 1979. – № 1. – С. 28–30.
8. Курбанов Я.М., Хахаев Б.Н., Алиев Р.М., Данюшевский В.С. Тампонажные растворы для глубоких нефтегазовых скважин. – М. : Недра, 1996. – 234 с.
9. Федоров В.Н. Исследование падения порового давления в цементных растворах / В.Н. Федоров, А.П. Аверьянов, М.А. Дюсюнгалиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 5. – С. 48–53. – URL : http://www.ogbus.ru/authors/Fedorov/Fedorov_1.pdf
10. Балаба В.И. Управление качеством в бурении. – М. : Недра, 2008. – 448 с.
11. Джабаров К.А. Исследование поровой структуры камня из тампонажных цементов : Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1974. – 23 с.
12. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2 изд. перераб и доп. – М. : Недра, 1987. – 373 с.
13. Булатов А.И., Гагай Г.И., Галиенко А.С. Исследование фазового состава и микроструктуры образцов твердевшего в скважине камня из УШЦ // В кн. : Тампонажные материалы и технология крепления скважин. Труды «ВНИИКРнефть». – Краснодар, 1981. – С. 87–91.
14. Булатов А.И., Иванова Н.А., Чайко З.П., Голиенко А.С. Новохатский Д.Ф., Алиев Р.М. Твердение тампонажного камня на основе ШПЦС-200 в процессе длительного автоклавирования // В кн. : Технология крепления скважин. Труды «ВНИИКРнефть». – Краснодар, 1978. – Вып. 15. – С. 25–32.
15. Алиев Р.М., Гумаров Р.К. Перспективы нефтегазоносности Терско-Каспийского краевого прогиба на территории равнинного Дагестана // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. – 2016. – Т. 42. – № 3. – С. 131–143.
16. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б. Особенности строительства геотермальных скважин при освоении глубинного тепла земли // Фундаментальные и прикладные проблемы математики, информатики в современной науке. – Махачкала : ДГТУ. 19–21 октября 2016 г.

References:

1. Aliyev P.M. To a question of suffosion stability cement suspensions // Works of the MINH and GP of I.M. Gubkin. – 1982. – Iss. 162. – P. 64–72.
2. Bulatov A.I. Technology of cementation of oil and gas wells. – M. : Nedra, 1983. – 255 p.
3. Bulatov A.I., Kuksov A.K., Obozin O.N. About need of the accounting of sedimentation stability of plugging solutions // Drilling. – 1971. – № 2. – P. 19–22.
4. Geranin M.P., Solovyov E.M. About one manifestation of sedimentation in cement solution // Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : VNIIEGazprom. – 1970. – In 4. – P. 32–40.
5. Geranin M.P. Gas overflows in slits through cement solution // NTO Series «Development and operation gas and gas-condensate fields». – M., 1977. – 52 p.
6. Grachev V.V., Leonov E.G., Malevansky V.D. Permeability of a skeleton of a pole of cement solution during OZTs period // Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : VNIIEGazprom, 1970. – № 7. – P. 9–17.
7. Mavlyutov M.R., etc. New plugging material with the increased sedimentation stability // Drilling. – 1979. – № 1. – P. 28–30.
8. Kurbanov Ya.M., Khakhayev B.N., Aliyev R.M., Danyushevsky V.S. Plugging solutions for deep oil and gas wells. – M. : Nedra, 1996. – 234 p.
9. Fyodorov V.N. A research of falling of pore pressure in cement solution / V.N. Fyodorov, A.P. Averyanov, M.A. Dyusyungaliyev // Online scientific magazine «Oil and Gas Business». – 2011. – № 5. – P. 48–53. – URL : http://www.ogbus.ru/authors/Fedorov/Fedorov_1.pdf
10. Balaba V.I. Quality management in drilling. – M. : Nedra, 2008. – 448 p.
11. Dzhabarov K.A. A research of pore structure of a stone from plugging cements : Abstract yew.... Cand. Tech. Sci. – M., 1974. – 23 p.
12. Danyushevsky V.S., Aliyev R.M., Tolstykh I.F. The reference guide on plugging materials. – 2 prod. the reslave and additional – M. : Nedra, 1987. – 373 p.
13. Bulatov A.I., Gagay G.I., Galiyenko A.S. Research of phase composition and a microstructure of samples of the stone hardening in a well from UShTs // In book: Plugging materials and technology of fastening wells. Works VNIIKRNeft. – Krasnodar, 1981. – P. 87–91.

14. Bulatov A.I., Ivanova N.A., Chayko Z.P., Goliyenko A.S., Novokhatsky D.F., Aliyev R.M. Solidification of a plugging stone on the basis of ShPTsS-200 in the course of the long autoclaving // In book: Technology of fastening wells. Works VNIIKRneft. – Krasnodar, 1978. – Issue 15. – P. 25–32.

15. Aliyev R.M., Gumarov R.K. Perspectives of oil-and-gas content of the Tersko-Kaspiysky edge sag in the territory of flat Dagestan // the Bulletin of the Dagestan state technical university. Technical science. – 2016. – V. 42. – № 3. – P. 131–143.

16. Aliyev R.M., Badavov G.B. Features of construction of geothermal wells when mastering depth heat of the earth // Fundamental and application-oriented problems of mathematics, informatics in the modern science. – Makhachkala : DGTU. October 19–21, 2016.