

УДК 665.7.038.64; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.15>

<https://orcid.org/0000-0001-9045-0838>

<https://orcid.org/0009-0002-9565-9651>

<https://orcid.org/0000-0003-1859-5551>

<https://orcid.org/0000-0003-3323-8245>

<https://orcid.org/0000-0002-1914-398X>

ПОЛУЧЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН



А.Р. КЕМБАЕВ¹,
докторант кафедры
«Нефтегазовое дело»,
aidos_kem@mail.ru



Г.Ж. БИМБЕТОВА¹,
кандидат технических наук,
профессор кафедры
«Нефтегазовое дело»,
gulmnaz@mail.ru



А.А. КАБДУШЕВ²,
PhD, директор департамента
науки и коммерциализации,
arman-kz@mail.ru

К.С. НАДИРОВ¹, доктор химических наук, профессор кафедры «Нефтегазовое дело»,
nadirovkazim@mail.ru

Н.Ш. ОТАРБАЕВ¹, PhD, старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое дело»,
otarbaevn@mail.ru

¹ЮЖНО-КАЗАХСТАНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М. АУЭЗОВА,
Республика Казахстан, 160012, г. Шымкент, проспект Тауке хана, 5

²ТАРАЗСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.Х.ДУЛАТИ,
Республика Казахстан, 080012, г. Тараз, улица Ы. Сулейменова, 5

При цементировании скважин возникает необходимость проведения технологических мероприятий по совершенствованию методов регулирования свойств тампонажных систем, обеспечивающих качественное крепление скважин в осложнённых условиях. Возникает необходимость разработки технологии получения специальных цементных составов и рекомендаций по их применению при бурении нефтегазовых скважин.

Целью настоящей статьи является обоснование необходимости проведения исследований, направленных на повышение качества крепления нефтяных и газовых скважин путем совершенствования научно-обоснованных технологических решений по регулированию свойств тампонажных систем.

В данной работе рассмотрены технологические свойства тампонажных материалов и добавки, предназначенные для увеличения качества цементирования скважин. Проведен обзор исследований, посвящённый способам регулирования свойств тампонажных материалов для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Показано, что для получения качественных тампонажных растворов, используемых при креплении обсадной колонны и принятия мер по ликвидации межколонного давления, целесообразным является применение специальных цементных растворов и добавок на основе местных сырьевых источников. Такими материалами могут являться, например, отбельные отработанные глины, омыленные полугудроны и другие. Рецепттура тампонажного раствора может широко применяться для получения многофункциональных тампонажных растворов с целью повышения качества крепления скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: цементирование, тампонажный раствор, призабойная зона, тампонажный камень, межколонное давление.

МҰНАЙ-ГАЗ ҰҢҒЫМАЛАРЫН БЕКІТУГЕ АРНАЛҒАН ТАМПОНАЖДЫҚ ЕРІТІНДІЛЕРДІ АЛУ

А.Р. КЕМБАЕВ¹, «Мұнайгаз ісі» кафедрасының докторанты, aidos_kem@mail.ru

Г.Ж. БИМБЕТОВА¹, техника ғылымдарының кандидаты, «Мұнайгаз ісі» кафедрасының профессоры, gulmnaz@mail.ru

А.А. КАБДУШЕВ², Ғылым және коммерцияландыру департаментінің директоры, PhD, arman-kz@mail.ru

К.С. НАДИРОВ¹, химия ғылымдарының докторы, «Мұнайгаз ісі» кафедрасының профессоры, nadirovkazim@mail.ru

Н.Ш. ОТАРБАЕВ¹, PhD, «Мұнайгаз ісі» кафедрасының аға оқытушысы, otarbaevn@mail.ru

¹М.ӘУЕЗОВ АТЫНДАҒЫ ОҢТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, 160012, Шымкент қаласы, Тауке хан даңғылы, 5

²М.Х. ДУПАТИ АТЫНДАҒЫ ТАРАЗ УНИВЕРСИТЕТІ
Қазақстан Республикасы, Тараз қаласы, Сүлейменов көшесі, 5

Ұңғымаларды цементтеу кезінде күрделі жағдайларда ұңғымаларды сапалы бекітуді қамтамасыз ететін тампонаждық жүйелердің қасиеттерін реттеу әдістерін жетілдіру бойынша технологиялық іс-шаралар жүргізу қажеттілігі туындайды. Мұнайгаз ұңғымаларын бұрғылау кезінде арнайы цемент ерітіндісінің құрамын алу технологиясын және оларды қолдану бойынша ұсыныстарды әзірлеу қажеттілігі туындайды.

Берілген мақаланың мақсаты тампонаждық жүйелердің қасиеттерін реттеу бойынша ғылыми негізделген технологиялық шешімдерді жетілдіру жолымен мұнай және газ ұңғымаларын бекіту сапасын арттыруға бағытталған зерттеулер жүргізу қажеттігін негіздеу болып табылады.

Бұл жұмыста ұңғымаларды цементтеу сапасын арттыруға арналған тампонаждық материалдар мен қоспалардың технологиялық қасиеттері қарастырылған. Мұнай және газ ұңғымаларын цементтеу үшін тампонаждық материалдарының қасиеттерін реттеу әдістеріне арналған зерттеулерге шолу жасалды.

Қаптаманы бекітуде және бағана аралық қысымды жою бойынша шаралар қабылдауда қолданылатын сапалы тампонаждық ерітінділерін алу үшін жергілікті шикізат көздері негізінде арнайы цемент ерітінділері мен қоспаларды қолдану орынды екендігі көрсетілген. Мұндай материалдар, мысалы, өңделген ағартқыш саздар, сабындалған жартылай гудрондар және басқалар болуы мүмкін. Ұңғымаларды бекіту сапасын арттыру мақсатында көп функционалды тампонаждық ерітінділерін ға арналған тампонаждық ерітіндінің рецептурасын кеңінен қолдануға болады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: цементтеу, тампонаждық ерітінді, кенжар аймағы, тампонаждық тас, бағана аралық қысым.

THE STATE OF THE PROBLEM OF OBTAINING GROUTING SOLUTIONS FOR FIXING OIL AND GAS WELLS

A. R. KEMBAYEV¹, doctoral student of «Oil and gas business» department, aidos_kem@mail.ru

G.Zh. BIMBETOVA¹, candidate of technical sciences, professor of «Oil and gas business» department, gulmnaz@mail.ru

A.A. KABDUSEV², PhD, Director of the Department of Science and Commercialization, arman-kz@mail.ru

K.S. NADIROV¹, Doctor of Chemical Sciences, Professor of the Department of Oil and Gas Engineering, nadirovkazim@mail.ru

N.Sh. OTARBAEV¹, PhD, senior lecturer of «Oil and Gas business» department, otarbaevn@mail.ru

¹M. AUEZOV SOUTH KAZAKHSTAN UNIVERSITY
5, Tauke Khan avenue, Shymkent, 160012, Republic of Kazakhstan

²TARAZ UNIVERSITY NAMED AFTER M.KH.DULATY
Suleymenov, s. 5, Taraz, Republic of Kazakhstan

When cementing wells, it becomes necessary to carry out technological measures to improve the methods of regulating the properties of grouting systems that ensure high-quality fastening of wells in difficult conditions. There is a need to develop a technology for obtaining special cement compounds and recommendations for their use in drilling oil and gas wells.

The purpose of this article is to substantiate the need for research aimed at improving the quality of fastening oil and gas wells by improving scientifically sound technological solutions for regulating the properties of grouting systems.

In this paper, the technological properties of grouting materials and additives designed to increase the quality of well cementing are considered. A review of research has been conducted on ways to regulate the properties of grouting materials for cementing oil and gas wells.

It is shown that in order to obtain high-quality grouting solutions used for fixing the casing and taking measures to eliminate inter-column pressure, it is advisable to use special cement mortars and additives based on local raw materials. Such materials can be, for example, individual spent clays, saponified semi-stones, and others. The formulation of grouting solution can be widely used to produce multifunctional grouting solutions in order to improve the quality of well fastening.

KEYWORDS: *cementing, cementing slurry, bottomhole zone, cement stone, intercasing pressure.*

Введение. Как известно, в нашей стране более 70% месторождений нефти и газа находятся на завершающей стадии разработки, характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции и низким дебитом скважин. Это особенно, в большей степени, относится к месторождениям Южно-Торгайской впадины, которая находится на территории Южного и частично – Центрального Казахстана. Бурение скважин обычно выполняется в осложненных геологических условиях. Требуется совершенствование технологии в соответствии с геологическими условиями данного месторождения. Решение этой проблемы сопряжено с рядом сложных задач, связанных с разработкой материалов и соответствующих технологических процессов. Одной из серьезных проблем при этом является надежное крепление скважин. Очень важно, чтобы тампонажный камень обладал целым рядом особенностей, в частности, повышенной адгезией к обсадной колонне и

стенке скважины. Ясно, что основным способом повышения качества цементирования скважин и показателей бурения в целом является установление оптимального состава, позволяющего добиться улучшения структурно-механических и реологических свойств тампонажного раствора. Введение различных добавок позволяет в известной степени регулировать основные характеристики цементных растворов, наряду с этим в ряде случаев вполне возможно, что улучшение одних свойств может приводить к ухудшению других. Так, высокая седиментационная устойчивость и прокачиваемость цементного раствора как раз относятся к таким свойствам.

Таким образом, проблема совершенствования технологии цементирования скважин и по сей день находится на повестке как важная и актуальная, представляющая интерес для нефтяной и газовой отрасли нашей страны.

В настоящей статье представлен анализ современного состояния изученности проблемы и регулирования составов тампонажных растворов, повышения качества крепления стенок скважин. На основе сделанного обзора, в котором проанализированы исследования, выполненные на протяжении последних лет различными отечественными и зарубежными исследователями, установлены основные проблемы, на которых необходимо сосредоточить внимание в дальнейших исследованиях.

В настоящее время, когда наблюдается увеличение количества разрабатываемых месторождений со сложными геологическими условиями, и связанный с этим рост требований, предъявляемых к недропользованию и экологической безопасности, возникает необходимость на обращение внимания качеству завершающей стадии строительства скважины – ее креплению. Современные требования к качеству цементирования диктуют необходимость расширения круга добавок для цементных растворов и разработки новых высокоэффективных композиций, что требует в свою очередь проведения глубоких экспериментальных и промысловых исследований по влиянию различных добавок на основные свойства цементных растворов. На протяжении последних десятилетий накопилось определенное количество исследований, посвящённых повышению эффективности крепления стенок скважин, совершенствованию технологии цементирования скважин. Проводятся различные теоретические, экспериментальные и промысловые исследования по изучению влияния факторов, предопределяющих высокое качество цементирования скважины.

Материалы и методы исследования. Из анализа результатов экспериментальных исследований физико-механических свойств тампонажных растворов, а также публикаций по проблемам цементирования скважин видно, что одной из причин снижения качества цементирования является седиментационная неустойчивость цементной суспензии.

Проблема седиментационной устойчивости тампонажных растворов, а также в целом обеспечения герметичности крепи широко освещена в научно-технической литературе, а цементирование обсадных колонн регламентируется рядом руководящих документов. В работах, накопленных к настоящему времени [1-4], отмечается особое значение и ценность цементировочных работ, поскольку ошибки в их выполнении могут снизить ценность работ, выполненных на более ранних этапах строительства скважин.

Одним из главных способов повышения качества цементирования скважин является регулирование свойств тампонажных растворов, что осуществляется путем

введения различных добавок, позволяющих изменять физико-химические процессы, протекающие при твердении цементного раствора. Этому вопросу посвящена группа исследований, в которых отмечаются свойства тампонажных материалов, обеспечивающих повышение качества цементирования [5-9]. Сюда относятся, главным образом: стабильность; высокая степень прокачиваемости; расширение тампонажного камня при твердении для создания плотного контакта с сопредельными средами; высокая адгезия к сопредельным средам; низкая проницаемость тампонажного камня; коррозионная стойкость к минерализованным водам.

Можно выделить два главных фактора, обуславливающих водонепроницаемость тампонажного камня – это плотность структуры и водоцементное отношение. С увеличением количества цемента снижается водоцементное отношение, в силу чего уменьшается расслоение смеси, повышается плотность, что приводит в свою очередь к снижению водопроницаемости.

С увеличением водоцементного отношения при прочих равных условиях скорость коррозии обсадной колонны увеличивается. В этих условиях углекислотная коррозия будет протекать тем быстрее, чем больше растворимость цементного камня, концентрация агрессивного раствора и чем больше значения коэффициентов диффузии компонентов в агрессивной кислой среде [10]. Находящихся в пластах минерализованные воды часто приводят к коагуляции бурового раствора и ускорению сроков схватывания движущегося в затрубном пространстве скважины тампонажного раствора. Совместное действие температуры, давления и пластовых вод оказывает более сильное влияние на растворы и камень многих типов тампонажных цементов, приводя к их разрушению. Поэтому выбор состава и свойств растворов и их химическая обработка должны осуществляться с учетом конкретной обстановки в скважине, а также степени агрессивности пород, пластовых вод и газа. [11].

Следующими показателями, которые характеризуют тампонажный раствор как стабильный, являются – низкая фильтратоотдача и высокая седиментационная устойчивость. Надо отметить, что продуктивность скважины зависит, главным образом, от состояния призабойной зоны пласта (ПЗП).

Результаты и обсуждение. Основным загрязнителем ПЗП являются фильтраты бурового (промывочного) и тампонажного растворов. Кроме того, отфильтровывание свободной воды из цементного раствора при закачке приводит к его загущению, преждевременному схватыванию и удалению гидроокиси кальция и некоторых других продуктов гидратации. Все это, естественно, не может не отразиться на успешности цементирования и на физико-механических свойствах камня. Отфильтровывание свободной воды из тампонажного раствора происходит при создании перепада давления в месте соприкосновения раствора и проницаемой поверхности. В начальный момент времени создания депрессии происходит совместное движение твердых частиц и воды из близлежащих к фильтру слоев раствора. В дальнейшем при накоплении твердой фазы и создании фильтрационной корки скорость отделения воды снижается и происходит за счет движения воды по каналам между частицами цемента. Способы снижения проницаемости фильтрационной корки основаны на перекрытии фильтрационных каналов между частицами твердой фазы. Для минимизации вредного воздействия фильтрующей жидкости

на ПЗП, в тампонажный раствор вводят добавки – понизители фильтратоотдачи, в основном полимеры (Гипан, СДБ, ПФЛХ, ФХЛС, Сульфацил С, КССБ, КМЦ, Tylose, Rhodopol, ПАА, ПАК, ПВС, декстрин и т.д.). Благодаря своей структуре, молекулы полимеров, адсорбируясь на частицах цемента, создают защитные оболочки, повышая вязкость раствора и связывая часть свободной воды. При возникновении фильтрации твердые частицы с полимерными оболочками, группируясь на стенке, создают плотную упорядоченную структуру фильтрационной корки с меньшей проницаемостью. Применение полимеров обладает рядом недостатков: снижение растекаемости, увеличение сроков схватывания и снижение прочности и величины расширения цементного камня [12-13].

Седиментационная устойчивость тампонажного раствора определяет качество цементирования, обеспечивая однородность получаемого при твердении цементного кольца. В период твердения цементного раствора в нем происходят сложные физико-химические процессы. В начальный период времени после затворения происходит интенсивное движение твердой фазы вниз и всплытие воды. Со временем в растворе происходит гидратация вяжущего вещества и образование коагуляционной структуры, частицы образуют агрегаты. Образующиеся тяжелые частицы опускаются вниз, разрушая еще слабую структурную решетку, в этот момент происходит всплытие воды, которая вовлекает в движение за собой более мелкие, несцепленные частицы твердой фазы. По мере уплотнения коагуляционной структуры интенсивность всплытия воды снижается и происходит по уже сформированным каналам (образование суффозионных каналов). В условиях наклонных скважин процесс седиментации ускоряется за счет действия гравитационной конвекции, у верхней стенки скважины образуется канал с жидкостью затворения, в результате чего контакт цементного камня с породой в этой зоне может отсутствовать. Если на наклонных участках скважины отстоявшаяся вода может быть вытеснена еще подвижным, более тяжелым тампонажным раствором, то на продолжительных горизонтальных участках отделившаяся вода остается у верхней стенки скважины. При водоотделении тампонажного раствора до 4 % по ГОСТ 1581-96 в скважине могут образовываться каналы толщиной до 7 мм. В условиях повышенной седиментационной неустойчивости применяют следующие меры по повышению качества цементирования: стабилизация при помощи применения специальных добавок; использование тонкомолотых цементов; введение тонковолокнистых материалов.

В качестве стабилизаторов тампонажных растворов в основном используют глины и полимерные добавки: ПВС, КМЦ, Гипан, КССБ, ПАК и т.д. [14, 15]. Недостатком применения данных добавок является увеличение сроков схватывания тампонажного материала и, как следствие, длительное нахождение незатвердевшего раствора в скважине увеличивает риск возникновения заколонных перетоков, а также приводит к тому, что гидратация расширяющих добавок (РД) происходит в момент, когда еще не сформирована кристаллическая структура – основное условие для расширения цементного камня [14]. Растворы, обработанные стабилизаторами, обладают усадкой, сниженной прочностью.

Растворы на основе тонкомолотых цементов обладают высокой дисперсией и стабильностью, но требуют большего количества воды для затворения, водоцемент-

ное соотношение (В/Ц) достигает 0,8. Большая удельная поверхность цементов способствует возникновению внутренних напряжений в камне и трещин, в результате чего уменьшается прочность камня на изгиб [16]. Применение микроцементов для крепления обсадных колонн в интервале продуктивных пластов нежелательно ввиду высокой проникающей способности раствора [17]. Использование некоторых тонковолокнистых материалов, таких как асбест приводит к увеличению водопотребности раствора, снижению прочности камня, но увеличивает его деформативность [12].

Реагентами, понижающими фильтрацию и стабилизирующими тампонажные и буровые растворы, зачастую являются одни и те же вещества. Ученые, занимавшиеся данной темой, сходятся во мнении, что методика испытаний тампонажных растворов по ГОСТ 26798.1-96, основанная на определении водоотделения при заливке раствора в вертикальный цилиндр, не позволяет адекватно оценить седиментационную устойчивость тампонажных материалов в наклонных и горизонтальных скважинах. В условиях малого кольцевого пространства забойное давление при закачке цементного раствора может достигать значений, превышающих давления поглощения и гидроразрыва пласта, что сказывается на успешности операции по креплению скважины и дальнейшей продуктивности скважины. Для цементирования скважины, пробуренных из скважин с эксплуатационной колонной 146 мм и дальнейшим спуском колонны с диаметром 102 мм, оптимальным значением растекаемости тампонажного раствора считается более 240 мм [18]. Подвижность цементного теста определяется свойствами и количеством вяжущего и жидкости затворения. Большая удельная поверхность цемента способствует уменьшению количества свободной воды в растворе, адсорбируя ее на поверхностях частиц и тем самым загущая раствор, поэтому цементы с большой удельной поверхностью обладают повышенной водопотребностью. Увеличение количества воды затворения способствует разжижению раствора, увеличивая расстояние между цементными частицами. Повышение вязкости воды затворения снижает подвижность тампонажного раствора [19].

Главным свойством цемента, влияющим на его прокачиваемость, относится природа цемента и величина удельной поверхности. Условия обжига клинкера, ввод добавок определяют минеральный состав вяжущего. Высокая реакционная активность вяжущего способствует его быстрой гидратации и, как следствие, образованию тиксотропной структуры ввиду изменения формы частиц цемента и образования из них новых крупных агрегатов различной формы. Для увеличения растекаемости возможно увеличение водоцементного отношения или использование специальных добавок – пластификаторов. Повышение содержания воды также может негативно влиять на свойства раствора.

При введении в раствор пластификаторов и ПАВ вследствие поверхностных явлений на частицах цемента обеспечивается устойчивость дисперсионной системы, ее разжижение, в результате чего для достижения необходимой степени прокачиваемости необходимо меньшее количество воды. Использование пластификаторов позволяет не только снизить В/Ц менее 0,4 при растекаемости 240 мм, но и увеличить прочность цементного камня до 10%. Следует также отметить, что происходит увеличение сроков схватывания до 1,5 раз. Более подробно о существующих методах

регулирования реологических свойств тампонажных и буровых растворов описано в работе [20]. Широко распространенными пластификаторами в промышленной практике являются: суперпластификатор С-3, НТФ, ССБ, КССБ, ФХЛС, сульфированный нитролигнин, нитролигнин, окзил, хромпик, поликарбоксилаты. Прочность цементного камня обеспечивает надежность крепления скважины и способность ее выдерживать большие нагрузки в течение длительного времени. При недостаточных прочностных характеристиках тампонажного камня во время эксплуатации скважины может происходить растрескивание цементного кольца и образования заколонных перегородок в результате гидродинамического воздействия на ПЗП. Основными прочностными характеристиками цементного камня являются прочность на сжатие и на изгиб, в некоторых случаях на растяжение. Прочность получаемого тампонажного камня обусловлена образованием кристаллической решетки в процессе твердения цемента. С течением времени прочность тампонажного камня увеличивается, что связано с продолжающейся гидратацией. Прочность обусловлена условиями твердения тампонажного камня и свойствами раствора. Регулирование прочностных характеристик камня осуществляется путем введения различных добавок, заполняющих поровую структуру цементного камня – наполнителей, структурирующих добавок, добавок, ускоряющих процессы твердения и других.

Повышение количества воды в цементном тесте неизбежно ведет к уменьшению прочности получаемого камня, что обусловлено тем, что свободная вода способствует увеличению пористости камня. Эффективным способом увеличения прочности является ввод армирующих добавок, например, нитевидные волокна «Фиброцем». Прочность на разрыв цементного камня в этом случае возрастает на 25-30 % без изменения основных свойств тампонажного материала. С использованием армированного расширяющегося тампонажного материала были проведены работы по цементированию более 200 технических, эксплуатационных колонн и колонн хвостовиков в нефтяных и газовых скважинах на месторождениях Западной Сибири, Республики Коми, Республики Казахстан [19-20], Республики Узбекистан. На сегодняшний день накоплен огромный опыт применения расширяющихся тампонажных материалов. Так, в работах [5,22] показано, что надежное крепление цементного камня в заколонном пространстве достигается за счет расширения цемента в процессе твердения и создания давления на контакт цемент – обсадная колонна, цемент – стенка скважины. По результатам исследований Н.Х. Каримова [21] величина отмеченного давления на контакт цемента с обсадной колонной должна колебаться в пределах как минимум 2,5-3,0 МПа. Анализируя литературные источники, невозможно сделать однозначный вывод о необходимой величине расширения цементного камня для создания надежного контакта с ограничивающими его поверхностями. В одних источниках говорится о величинах 0,5-1,5%, в других рекомендуемая величина расширения достигает 20%. По разным мнениям, наличие расширяющей добавки в тампонажном растворе приводит как к увеличению прочности камня, так и к ее уменьшению [22-24].

Для расширения тампонажного камня в тампонажный раствор вводятся специальные расширяющие добавки. Природа расширения цементного камня заключается в образовании веществ (гидратация), имеющих большой объем, по сравнению с сум-

мой объемов исходных продуктов, внутри структурированной решетки цементного камня. В зависимости от механизма расширения тампонажные растворы делятся: на оксидной основе и на сульфоалюминатной основе. Расширение тампонажных растворов на оксидной основе происходит за счет взаимодействия оксидов магния и кальция с водой и образования их гидроксидов, скорость протекания гидратации изменяется в зависимости от температуры обжига магнезита и известняка [15]. Недостатком применения расширяющих добавок на основе оксида кальция является его способность к быстрой гидратации, что происходит до начала образования кристаллической структуры и не вызывает расширения тампонажного раствора. Температура применения расширяющихся тампонажных материалов с добавлением CaO варьируется от 20 до 50 °С. Замедления гидратации оксида кальция можно добиться его высокотемпературным обжигом при температуре 1500 °С, камень расширяется до 4-10%. Во время расширения цементного камня в условиях скважины с использованием в качестве добавки только оксида кальция в кристаллической структуре твердеющего камня создается напряжение. Благодаря тому, что процесс кристаллизации только начинается, в камне начинают идти процессы рекристаллизации и, достигнутое в течение первых часов напряжение в камне снижается, не образуя расширения.

Добавка алюминиевой пудры создает компенсирующее внутривязное давление и поддерживает внутреннее напряжение за счет взаимодействия с гидроксидом кальция и выделения газа. Недостатком введения алюминиевой пудры является то, что ее микрочастицы являются центрами кристаллизации минералов $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ (трехкальциевый гидроалюминат), что повышает коагуляционную способность раствора и приводит к его загустеванию. При содержании в тампонажном растворе алюминиевой пудры более 0,2 частей по массе в раствор вводятся пластификаторы и поверхностно-активные вещества, так как становится невозможно прокачивать раствор, количество добавок зависит от содержания алюминия.

Испытания образцов цементного камня на основе портландцемента, оксида кальция и алюминиевой пудры показали, что при добавлении алюминия прочность на изгиб почти не меняется, а прочность на сжатие немного снижается по сравнению с камнем, полученным из цементного раствора с оксидом кальция без добавления алюминия. При твердении под давлением более 20 МПа содержание алюминия менее 0,3 частей по массе не оказывает нужного эффекта, а при содержании более 0,5 раствор быстро загустевает [23].

Применение оксида магния в качестве расширяющей добавки возможно при температурах до 200°С. Экспериментальные исследования показали, что MgO не влияет на сроки загустевания и схватывания, а в количестве 10-15% несущественно влияет на прочность цементного камня. В первые два часа при температуре до 120°С MgO гидратируется незначительно и ведет себя как инертная добавка. Различают магнийсодержащие комплексные расширяющиеся добавки [19]: РД1 – состав: 25% саморассыпающегося шлака, 25% песка и 50% ПМК-75; РД2 – состав: 50% саморассыпающегося шлака и 50% ПМК-75; РД3 – состав: 100% ПМК-80. Расширение тампонажных растворов на сульфоалюминатной основе происходит за счет образования в кристаллической решетке цементного камня гидросульфоалюмината каль-

ция (этtringит) при взаимодействии гипса и продуктов гидратации алюминатных вяжущих. Сульфоалюминатный цемент является быстротвердеющим и расширяющимся вяжущим. Прочность сульфатсодержащего цемента (ССЦ) увеличивается с повышением температуры обжига клинкера до 1350°C, гидратация гидросульфоалюмината кальция происходит в короткие сроки и заканчивается через трое суток. При температуре выше 70 °С происходит разрушение этtringита, что существенно уменьшает применимость расширяющихся цементов на сульфоалюминатной основе.

В тампонажном материале, полученном на основе ССЦ и ПЦ, достигается максимальное образование этtringита, на 25-40 мин сокращаются сроки схватывания при добавлении уже 10% ССЦ. Наибольшей прочностью обладает цементный камень, полученный из состава с содержанием ССЦ 10%, наибольшее расширение при содержании ССЦ 40 – 80%. Недостатком расширяющихся тампонажных материалов на сульфоалюминатной основе является возможность применения при температурах не более 70°C. Содержание ССЦ снижает эффект от применения пластификаторов вследствие игольчатой структуры образующегося этtringита.

Пластификаторы снижают плотность тампонажных растворов на сульфоалюминатной основе и увеличивают прочность образующегося цементного камня в среднем на 25% в результате снижения водоцементного отношения, чрезмерное увеличение концентрации пластификатора приводит к резкому снижению пористости цементного камня (снижение водоцементного отношения) и разрушительному действию образующегося этtringита на поздней стадии твердения. Расширяющиеся тампонажные растворы на сульфоалюминатной основе обладают высокой влагоудерживающей способностью, что обусловлено поверхностью кристаллов этtringита и наличием геля $Al(OH)_3$ [25]. В качестве расширяющих добавок на сульфоалюминатной основе применяются гипсы, гидрокарбоалюмосиликаты и материалы, содержащие сульфоалюминатные и сульфатные компоненты, сульфаты кальция, глинозем, гашеная и негашеная известь. Высокая адгезия к сопредельным средам определяет надежность разобщения продуктивных пластов, вскрытых скважиной, обеспечивая плотный контакт цемента к стенкам скважины и обсадной колонны. При отсутствии контакта или небольшой его прочности в скважине возникают заколонные перетоки, приводящие не только к дорогостоящим ремонтным работам, но и снижающие эффективность разработки месторождения в целом. Величина адгезии цементного камня определяется величиной его расширения (контракции), стабильностью, свойствами соприкасающихся поверхностей (горная порода (ГП), поверхность обсадных труб, наличие глинистых корок).

Проницаемый тампонажный камень, как и при плохой его адгезии к обсадной трубе или стенке скважины, может привести к возникновению заколонных перетоков. Проницаемость тампонажного камня напрямую зависит от свойств и состава раствора и условий его твердения. Так повышение водоцементного соотношения приводит к повышению пористости, а, следовательно, проницаемости. К снижению герметичности также приводит применение добавок, ускоряющих схватывание цементного раствора. Помимо снижения флюидонепроницаемости высокая пористость раствора также стимулирует коррозию цементного камня, способствуя проникновению внутрь камня соленасыщенных вод.

Для снижения проницаемости цементного камня в раствор вводят различные пластификаторы для снижения водоцементного отношения и уплотнения упаковки цементных зерен. Снижения фазовой проницаемости по воде можно добиться путем гидрофобизации цементных смесей, для чего используются в основном кремнийорганические жидкости.

Следует отметить, что многие проблемы, имеющие место на практике, даже с применением импортных химических реагентов добавок, решить не удастся, что приводит к значительным материальным затратам. Авторами работы [26,27] проводятся исследования по разработке технологии создания реагентов многоцелевого назначения, с использованием отбельных глин производства моторных масел, а также омыленных гудронов с целью использования их в тампонажных растворах для крепления обсадных колонн при бурении нефтегазовых скважин. Показано, что данный состав позволяет получить тампонажный раствор, обеспечивающий адгезию его к обсадной колонне.

Заключение и выводы. Таким образом, выполненный анализ литературных источников, в которых отражены исследования, посвященные рассматриваемой проблеме, позволяют определить цель и задачи исследований, направленных на создание технологии получения новых, более эффективных составов тампонажных растворов для крепления нефтегазовых скважин. По мнению авторов одной из рассмотренных работ, основной причиной низкого качества крепления верхних интервалов скважин являются пониженные температурные условия, при которых происходит загустевание и твердение тампонажного раствора. Также низкое качество цементирования характерно для верхних интервалов эксплуатационных колонн, когда в них применяются облегченные тампонажные растворы.

Для повышения качества крепления верхних интервалов скважин в нормальный тампонажный раствор требуется вводить ускорители твердения и тем более в облегченные тампонажные растворы, время загустевания и схватывания которых в этих условиях значительно возрастает. Соли хлоридов (CaCl_2 , NaCl) являются наиболее доступными ускорителями твердения цементного раствора. В проектах строительства скважин при цементировании кондуктора предусматривается применение в качестве ускорителя твердения CaCl_2 .

Нужны новые, доступные сырьевые источники для составления рецептур тампонажных растворов для конкретных горно-геологических условий. Необходимость оценки риска и повышения качества цементирования скважин для обеспечения строительства скважин без осложнений и аварий, при строительстве в сложных горно-геологических условиях. К таким условиям относятся: солевые толщи; интервалы с агрессивными пластовыми флюидами; толщи перемежающихся глин и солей; сложные термобарические условия и другие.

Для надежной герметизации заколонного пространства требуется проведение дополнительного анализа способов цементирования с использованием универсальных составов и технологических решений, а также экспериментальных и промышленных исследований. 

Данные исследования были выполнены при поддержке Комитета науки МНВО РК, ПЦФ BR24992809.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. М., Недра, 1987, 296с., с. 18-20, 126-128. [Bulatov A.I. Tamponazhny`e materialy` i tehnologiya cementirovaniya skvazhin. M., Nedra, 1987, 296s., s. 18-20, 126-128. (In Russ)]
- 2 Цементирование: факторы и особенности. Тех.Совет. Нефтегазовый комплекс, №3(110), 2013. Подготовил А.Потапенко. t_sovet@list.ru Источник: //neftandgaz.ru [Cementirovanie: faktory` i osobennosti. Tex.Sovet.Neftegazovy`j kompleks, №3(110), 2013. Podgotovil A.Potapenko. t_sovet@list.ru Istochnik: //neftandgaz.ru. (In Russ).]
- 3 Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков // М.: – Недра-Бизнесцентр. – 2002. – 667 с. [Basary`gin Yu.M. Zakanchivanie skvazhin / Yu.M. Basary`gin, A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov // M.: – Nedra-Biznescentr. – 2002. – 667 s. (In Russ)]
- 4 Кожевников Е.В. Исследование влияния седиментации тампонажного раствора на свойства получаемого цементного камня / Е.В. Кожевников и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – с. 23-25. [Kozhevnikov E.V. Issledovanie vliyaniya sedimentacii tamponazhnogo rastvora na svoystva poluchaemogo cementnogo kamnya / E.V. Kozhevnikov i dr. // Neftyanoe khozyajstvo. – 2014. – № 6. – s. 23-25. . (In Russ).]
- 5 Агзамов Ф.А. Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов – СПб, 2005. – 318 с. [Agzamov F.A. Dolgovechnost` tamponazhnogo kamnya v korrozionnoaktivny`x sredax / F.A. Agzamov, B.S. Izmuxambetov – SPb, 2005. – 318 s. . (In Russ)]
- 6 Агзамов Ф.А. О необходимой величине расширении тампонажных материалов / Ф.А. Агзамов, В.В. Бабков, И.Н. Каримов // Территория Нефтегаз. – № 8. – 2011. – с. 14-15. [Agzamov F.A. O neobходимoj velichine rasshirenii tamponazhny`x materialov / F.A. Agzamov, V.V. Babkov, I.N. Karimov // Territoriya Neftegaz. – № 8. – 2011. – s. 14-15. (In Russ)]
- 7 Агзамов Ф.А. Специальные тампонажные материалы с заданными свойствами / Ф.А. Агзамов, И.Н. Каримов // Бурение и нефть. – №12. – 2008. – с. 26-27. [Agzamov F.A. Special`ny`e tamponazhny`e materialy` s zadanny`mi svoystvami / F.A. Agzamov, I.N. Karimov // Burenie i neft`. – №12. – 2008. – s. 26-27. (In Russ).]
- 8 Агзамов Ф.А. О необходимой величине расширении тампонажных материалов / Ф.А. Агзамов, В.В. Бабков, И.Н. Каримов // Территория Нефтегаз. – № 8. – 2011. – с. 14-15. [Agzamov F.A. O neobходимoj velichine rasshirenii tamponazhny`x materialov / F.A. Agzamov, V.V. Babkov, I.N. Karimov // Territoriya Neftegaz. – № 8. – 2011. – s. 14-15. (In Russ)]
- 9 Агзамов Ф.А. Специальные тампонажные материалы с заданными свойствами / Ф.А. Агзамов, И.Н. Каримов // Бурение и нефть. – №12. – 2008. – с. 26-27. [Agzamov F.A. Special`ny`e tamponazhny`e materialy` s zadanny`mi svoystvami / F.A. Agzamov, I.N. Karimov // Burenie i neft`. – №12. – 2008. – s. 26-27. (In Russ).]
- 10 Маркин А.Н., Лезезин Н.Е. Исследование углекислотной коррозии стали в условиях осаждения солей // Защита металлов. 1993. т. 29, № 3. с. 45-459. [Markin A.N., Legezina N.E. Issledovanie uglekislotnoj korrozii stali v usloviyah osazhdeniya solej // Zashchita metallov. 1993. t. 29, № 3. s. 452–459.]
- 11 Логвиненко С.В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1986, 280 с. [Logvinenko S.V. Cementirovanie neftnyan`x i gazovy`x skvazhin. M., Nedra, 1986, 280 s. . (In Russ).]
- 12 Рябоконт С.А. Седиментационно устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин / С.А. Рябоконт, М.О. Ашрафьян, Ю.В. Гринько // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – с.98-101. [Ryabokon` S.A. Sedimenta

- cionnoustojchivy`etamponazhny`esostavy` dlya cementirovaniya gorizontal`ny`x i pologix skvazhin / S.A. Ryabokon`, M.O. Ashraf`yan, Yu.V. Grin`ko // Neftyanoexozyajstvo. – 2003. – №4. – s.98-101. (In Russ).]
- 13 Темиров Э. Повышение качества крепления направленных стволов скважин на месторождениях республики Саха (Якутия) // Бурение и Нефть. – 2005. – №10. – с.34-35. [Temirov E`. Povy`shenie kachestva krepneniya napravlenny`x stvolov skvazhin na mestorozhdeniyax respubliky Saxa (Yakutiya) // Bureniei Neft`. – 2005. – №10. – s.34-35. (In Russ).]
 - 14 Рябоконт С.А. Седиментационно устойчивые тампонажные составы для цементирования горизонтальных и пологих скважин / С.А. Рябоконт, М.О. Ашрафьян, Ю.В. Гринько // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – с.98-101. [Ryabokon` S.A. Sedimentacionno ustojchivy`e tamponazhny`e sostavy` dlya cementirovaniya gorizontal`ny`x ipologix skvazhin / S.A. Ryabokon`, M.O. Ashraf`yan, Yu.V. Grin`ko // Neftyanoe hozyajstvo. – 2003. – №4. – s.98-101. (In Russ).]
 - 15 Горонович С.Н. Тампонажные растворы для крепления наклонно-направленных и горизонтальных скважин / С.Н. Горонович, П.Ф. Цыцымушкин, Е.А. Коновалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – №2. – с.31-32. [Goronovich S.N. Tamponazhny`e rastvory` dlya krepneniya naklonno napravlenny`x i gorizontal`ny`x skvazhin / S.N. Goronovich, P.F. Cysymushkin, E.A. Konovalov // Geologiya, geofizikairazbotkaneftyany`xmestorozhdenij. – 2001. – №2. – s.31-32. (In Russ)].
 - 16 Сторчак А.В. Тампонажные смеси для крепления скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Научные исследования и инновации. – Пермь: ПГТУ. – 2011. – №1. – с.40-44. [Storchak A.V. Tamponazhny`esmesidlyakrepneniyaskvazhinvu sloviyaxanomal`nonizkixplastovy`xdavlenij // Nauchny`eissledovaniyaiinnovacii. – Perm`: PGTU. – 2011. – №1. – s.40-44. (In Russ).]
 - 17 Kinik K, Wojtanowicz AK. 2011. Identifying environmental risk of sustained casing pressure. Society of Petroleum Engineers Conference Paper, SPE-143713-MS, 10.2118/143713-MS.
 - 18 Газизов Х.В. Опыт применения тампонажных материалов с расширяющимися свойствами при цементировании боковых стволов / Х.В. Газизов, Е.Л. Маликов, К.А. Перескоков // Бурение и нефть. – 2012. – №1. – с. 38-39. [Gazizov X.V. Opy`tprimeneniya atamponazhny`xmaterialovsrashiryayushhimisyasvojtstvamipricementirovaniibokovy`xstvolov / X.V. Gazizov, E.L. Malikov, K.A. Pereskokov // Burenieineft`. – 2012. – №1. – s. 38-39. (In Russ).]
 - 19 Мелехин А.А. Моделирование изоляции поглощающего пласта расширяющимися тампонажными смесями / А.А. Мелехин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – с. 114-117. [Melexin A.A. Modelirovanie i zolyacii pogloshhayushhegoplastarashiriyayushhimisyatamponazhny`mismesyami / A.A. Melexin idr. // Neftyanoe hozyajstvo. – 2012. – № 8. – s. 114-117. (In Russ).]
 - 20 Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Овчинников П.В. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозии цементного камня: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007. – 368 с. [Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A., Ovchinnikov P.V. Fiziko-ximicheskie processy` tverdeniya, rabotavskvazhineikorroziiyacementnogokamna: Ucheb. posobiedlyavuzov. – Tyumen`: Izd-vo «Neftegazovy`juniversitet», 2007. – 368 s. (In Russ).]
 - 21 Каримов Н.Х. Разработка составов и технология применения расширяющихся тампонажных материалов для цементирования глубоких скважин в сложных геологических условиях: Автореф. дис.... доктора техн. наук. – Уфа: УНИ, 1986. – 49с. [Karimov N.X. Razrabotka sostavov i texnologiya primeneniya rasshiryayushhixsya tamponazhny`x

- materialov dlya cementirovaniya glubokixskvazhinvslozhny`x geologicheskixusloviyah: Avtoref. dis.... doktora texn. nauk. – Ufa: UNI, 1986. – 49s. (In Russ).]
- 22 A.A.Kabdushev, F. A.Agzamov, D. Delikesheva, B. Manapbayev, D. Korgasbekov. Research and development of cements with differential properties for completing gas wells. Series Of Geology and technical sciences 4(460)-2023 july-august. Almaty, NAS RK, pp. 97-108, ISSN 2224-5278, [A.A.Kabdushev, F. A.Agzamov, D. Delikesheva, B. Manapbayev, D. Korgasbekov. Research and development of cements with differential properties for completing gas wells. Series Of Geology and technical sciences 4(460)-2023 july-august. Almaty, NAS RK, pp. 97-108, ISSN 2224-5278,]
 - 23 A.A.Kabdushev, F. A.Agzamov, D. Delikesheva, B. Manapbayev, D. Korgasbekov. Styding the effect of reinforcement on the properties of plugging materials with expanding additives. Satbayev University. Series Of Geology and technical sciences 2(458)-2023 march-april. Almaty, NAS RK, pp. 108-117, ISSN 2224-5278
 - 24 Kabdushev, A., D.Delikesheva, D.Korgasbekov,B.Manapbayev,M.Kalmakhanova Identifying the influence of basalt fiber reinforcement on the deformation and strength characteristics of cement stone. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 5 (6 (125)), 58–65. doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.288551>.
 - 25 Бакеев Д.В.Технология сульфатсодержащего цемента на низкоалюминатном сырье // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева. Москва, 2010. – 20 с. [BakeevD.V.Tehnologiya sul`fatsoderzhashhego cementa na nizkoaluminatnom sy`r'e // Avtoreferat dissertacii na soiskanie uchenoj stepeni kandidata texnicheskix nauk / Rossijskij ximiko-texnologicheski juniversitetim. D.I. Mendeleeva. Moskva, 2010. – 20 s. (InRuss).]
 - 26 Кембаев А.Р., Бимбетова Г.Ж., Кабдушев А.А.,Надилова Ж.К., Отарбаев Н.Ш. Тампонажный раствор для крепления обсадной колонны скважины // Нефть и газ 2023, № 4, 2023-С.49-61. [Kembaev A.R., Bimbetova G.Zh., Kabdushev A.A.,Nadirova Zh.K., Otarbaev N.Sh. Tamponazhnyj rastvor dlya krepleniya obsadnoj kolonny skvazhiny // Neft' i gaz 2023, № 4, 2023-S.49-61].
 - 27 Кембаев А.Р., Бимбетова Г.Ж., Кубелекова У.Д., Надилова Ж.К., Жантасов М.К. Кабдушев А:А. Батыр Г. Тампонажный раствор для крепления обсадной колонны скважины. Патент на полезную модель № 9340 от 05.07.2024. [Kembaev A.R., Bimbetova G.Zh., Kubelekova U.D., Nadirova Zh.K., Zhantasov M.K. Kabdushev A:A. Batyr G. Tamponazhnyj rastvor dlya krepleniya obsadnoj kolonny skvazhiny. Patent na poleznuyu model' № 9340 ot 05.07.2024]