

УДК 622.245.422

**ОСОБЕННОСТИ СУХИХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**FEATURES OF DRY MIXTURES FOR OIL AND GAS WELLS  
CEMENTING**

Иванова И.С., Пустовгар А.П., Ганиев С.Р.

НИИ «Строительных материалов и технологий»,

г. Москва, Российская Федерация

Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН,

г. Москва, Российская Федерация

I.S. Ivanova, A.P. Pustovgar, S.R. Ganiev

Research Institute of Building Materials and Technologies,

Moscow, the Russian Federation

Nonlinear wave mechanics and technology center of Russian Academy of

Sciences, Moscow, the Russian Federation

e-mail: [pustovgar@mtu-net.ru](mailto:pustovgar@mtu-net.ru)

**Аннотация.** В статье описывается относительно новое перспективное направление на рынке сухих строительных смесей – применение сухих тампонажных смесей при строительстве нефтегазовых скважин. Залогом успешного проведения цементирования является качественная и правильно подобранная для конкретных условий тампонажная смесь. До недавнего времени тампонажные смеси было принято готовить непосредственно на месторождении с использованием мобильных цехов, оборудованных, как правило, пневматическими системами подачи и смешивания компонентов с последующей загрузкой готовой смеси в цементовозы. Однако, в последние годы хорошо зарекомендовал себя способ производства тампонажных смесей в заводских условиях, при котором смеси готовят в районах с более

развитой инфраструктурой, а затем поставляют их на месторождение. Авторы обосновывают возможность применения сухих тампонажных смесей при различных внутрискважинных условиях при добавлении в смесь соответствующих добавок, а также описывают влияние добавок на параметры тампонажного раствора. Несмотря на ряд особенностей, отличающих тампонажные смеси от традиционных строительных, в их рецептурах преимущественно применяют аналогичные добавки: водоудерживающие, пластифицирующие, ускорители, замедлители, волокна, полимерные порошки. Широко распространены добавки с особыми свойствами (материалы, предотвращающие потери раствора, утяжелители, облегчители), что вызвано спецификой внутрискважинных условий. Особые условия применения тампонажных растворов подразумевают и особые требования к применяемым в нефтегазовой отрасли традиционным добавкам для сухих строительных смесей. Так, полимерные порошки для тампонажных материалов должны состоять из полимеров с короткими цепями и быть термостойкими при применении в условиях повышенных температур. Многие из применяемых в нефтегазовой отрасли добавок обладают комплексным воздействием на тампонажный раствор. Грамотный подбор добавок, основанный на данных о геолого-технических условиях на конкретном месторождении, позволяет получать качественные сухие тампонажные смеси, применение которых является залогом успешного проведения цементировочных работ.

**Abstract.** The article describes a relatively new and promising direction – the usage of dry cement mixtures in oil and gas wells construction. The key to the success of the cementing quality and is correctly selected for the specific conditions of tampon mixture. Until recently, the grouting mixture was made to cook directly in the field using mobile workshops, equipped, usually pneumatic supply and mixing of the components and then loads of ready mix in cement. In recent years, the method of producing cement mixtures in the factory, where the mixture is prepared in areas with better infrastructure and then delivered to the field, well established itself. The authors substantiate the possibility of dry ce-

ment mixtures at various downhole conditions using a mixture of appropriate additives, and describe the effect of additives on the parameters of the cement slurry. Despite a number of features that distinguish grouting mixture of traditional building, in their formulations, mainly used similar additives: water retention, plasticizers, accelerators, retarders, fiber, polymer powders. Widespread additives with special properties (materials, to prevent fluid loss, weights, oblegchiteli) due to the specific nature of downhole conditions. Special conditions of application of cement slurries and imply specific requirements applicable to the oil and gas industry in the traditional additives for dry construction mixtures. So, for polymer powders backfill material should consist of polymers with short chains and to be thermally stable when used at elevated temperatures. Many of the used oil and gas additives have complex effects on the backfill solution. Competent selection of additives, based on data about the geotechnical conditions at a specific field, provide qualitative dry grouting mixture, the use of which is the key to successful cementing operations.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, сухие тампонажные смеси, добавки, строительство скважин.

**Key words:** grouting mortar, dry grouting mixtures, additives, well construction.

В настоящее время на рынке сухих строительных смесей (ССС) начинает развиваться новое перспективное направление – сухие тампонажные смеси. Данный вид смесей применяется при строительстве нефтегазовых скважин на этапе цементирования (тампонирования) затрубного пространства, производимого с целью разобщения пластов и предохранения обсадной колонны от коррозии. При правильном проведении первичного цементирования, затраты на тампонажные работы составляют 2-4% от общих расходов на строительство скважины, однако эти расходы заметно увели-

чиваются при необходимости проведения ремонтных работ. Залогом успешного проведения первичного цементирования является качественная и правильно подобранная для конкретных условий тампонажная смесь.

До недавнего времени тампонажные смеси было принято готовить непосредственно на месторождении с использованием мобильных цехов, оборудованных, как правило, пневматическими системами подачи и смешивания компонентов с последующей загрузкой готовой смеси в цементовозы. Однако в последние годы хорошо зарекомендовал себя способ производства тампонажных смесей в заводских условиях, при котором смеси готовят в районах с более развитой инфраструктурой, а затем поставляют их на месторождение – к месту проведения буровых работ [1].

Особенности внутрискважинных условий и технологии применения тампонажных материалов обуславливают особые требования к их характеристикам. Вследствие этого состав и методы испытаний тампонажных смесей значительно отличаются от методов, применяемых для ССС, и требуют создания повышенных температур и давлений. Задача любого метода заключается в определении свойств тампонажного раствора в условиях, максимально приближенным к внутрискважинным.

При производстве тампонажных работ используются как добавки и составы вяжущих, характерные для строительной отрасли, так и особые материалы для контроля свойств тампонажного раствора.

Обязательные задачи и соответствующие им параметры тампонажного раствора, а также методы испытаний и особенности состава приведены в таблице 1.

Таблица 1. Обязательные задачи и параметры тампонажного раствора

Задача тампонажного раствора	Параметр тампонажного раствора	Метод испытания	Прибор	Особенности состава и/или применяемые добавки
Контроль пластового давления	Плотность	Определение плотности под давлением	Плотномер	Утяжелители Облегчители Пластификаторы
Тщательное заполнение затрубного пространства	Вязкость	Определение зависимости вязкости от напряжения и скорости сдвига	Ротационный вискозиметр	Пластификаторы
	Консистенция	Определение динамики изменения консистенции	Атмосферный или термобарический консистометр	
	Водоотделение	Определение водоотделения (90° и 45°)	Мерный цилиндр	Эфиры целлюлозы
Сохранение жизнеспособности на время закачивания	Время загустевания	Определение времени загустевания	Атмосферный или термобарический консистометр	Ускорители Замедлители
Быстрый набор прочности после схватывания	Прочность при изгибе или сжатии	Неразрушающий метод определения прочности	Ультразвуковой анализатор прочности	Ускорители Кремнезем
		Разрушающий метод определения прочности	Автоклав и испытательная машина	

Контроль пластового давления в скважине осуществляется за счет подбора тампонажного раствора такой плотности, чтобы давление, оказываемое им на разобщаемые пласты, было не ниже порового давления, но не превышало давления гидроразрыва пласта. Общее правило также заключается в том, что плотность тампонажного раствора должна превышать плотность бурового на 100-200 кг/м<sup>3</sup>, чтобы предотвратить их смешивание в процессе цементирования [2].

Для определения плотности тампонажного материала в лабораторных условиях применяют плотномер с плунжером для создания давления на раствор, что позволяет минимизировать объем вовлеченного в него воздуха. Для повышения плотности используются добавки-утяжелители, включающие гематит, барит, кварцевый песок, гаусманит, ильменит. Данные

добавки позволяют добиться значений плотности вплоть до  $3000 \text{ кг/м}^3$ . Для небольшого повышения плотности в сравнении с бездобавочным цементом возможно добавление пластификаторов. Для снижения плотности тампонажного раствора вплоть до  $840 \text{ кг/м}^3$  применяют добавки-облегчители, такие как перлит, гильсонит, силикат натрия, стеклянные микросферы, золы уноса, а также, в редких случаях, алюминиевую пудру для образования аэрированного раствора [3].

Для качественного разобщения пластов необходимо тщательное заполнение затрубного пространства, которое достигается за счет способности цементного раствора низкой вязкости переходить в турбулентный поток. Тампонажный раствор является неньютоновской жидкостью и обладает тиксотропными свойствами, поэтому для определения его реологических параметров применяют ротационные вискозиметры и консистометры, атмосферные либо термобарические, в зависимости от условий на конкретном участке скважины. Оптимальным интервалом консистенции тампонажного раствора принято считать 11-20 Вс. Контроль реологии осуществляется путем введения в состав добавок-пластификаторов, таких как сульфонаты и поликарбоксилаты, в дозировках 0,2 – 4% от массы вяжущего [2,3].

Также важно контролировать водоотделение тампонажного раствора, высокие значения которого приводят к образованию каналов и микрозазоров. Для понижения водоотделения применяют эфиры целлюлозы [3,4].

Тампонажный раствор также должен сохранять необходимую подвижность на все время, необходимое для его закачивания в затрубное пространство. Идеальной является ситуация, в которой раствор, сохраняя оптимальное значение консистенции в течение всего времени закачивания, затем резко схватывается. Добиться подобного поведения тампонажного раствора позволяет применение ускоряющих и замедляющих добавок.

В качестве ускорителей для тампонажных цементов применяют хлориды натрия и кальция, формиат и нитрит кальция, а также комплексные ус-

корители, например, смесь нитрата кальция и триэтанолamina. Несмотря на то, что применение хлоридных ускорителей в традиционных бетонах строго ограничено, в скважине они не вызывают коррозии стали обсадной колонны вследствие ограниченного доступа кислорода. Стандартные дозировки ускорителей составляют 1-4% для хлорида кальция и 3-6% для хлорида натрия [5,6].

Наиболее распространенными замедлителями являются лигносульфонаты, также применяются винная и глюконовая кислоты [2,3].

Необходимо помнить, что хлорид натрия может служить как ускорителем, так и замедлителем, в зависимости от его концентрации в цементном растворе. Он обеспечивает ускоряющее действие при концентрациях до 10% от массы цемента, не оказывает заметного влияния на время загустевания при дозировках 10-18% и замедляет сроки схватывания цементного раствора в дозировках свыше 18% [3].

Время загустевания тампонажного раствора определяется как время от момента затворения до достижения цементным тестом заданной консистенции, значение которой зависит от страны, выпустившей соответствующий нормативный документ [7,8].

После схватывания цементного раствора в затрубном пространстве основным фактором, влияющим на время ожидания, является динамика набора тампонажным цементом прочности. При температурах выше 105 °С обязательной добавкой, входящей в состав тампонажного раствора, является тонкомолотый кремнезем, предохраняющий цементный камень от потери прочности. Его стандартная дозировка составляет 35% от массы цемента [9,10]. Прочность затвердевшего тампонажного раствора измеряется после его выдержки в условиях внутрискважинных температуры и давления либо стандартным разрушающим методом, аппаратное оформление которого включает автоклав и испытательную машину, либо неразрушающим методом в ультразвуковом анализаторе, который позволяет производить непрерывное измерение прочности твердеющего раствора сразу после

помещения его в ячейку и выполняет функцию автоклава. Рекомендуется применять оба метода испытаний [8].

Помимо обязательных параметров, измерение которых производится для всех тампонажных материалов, существуют и дополнительные параметры, необходимость контроля которых связана с особыми внутрискважинными условиями на конкретном участке скважины (таблица 2).

Таблица 2. Особые внутрискважинные условия и параметры тампонажного раствора

Проблема	Параметр тампонажного раствора	Метод испытания	Лабораторное оборудование	Особенности состава и/или применяемые добавки
<i>1. Высокопроницаемые пласты</i>				
Обезвоживание тампонажного раствора, образование пробок	Водоотдача	Определение водоотдачи (в статических или динамических условиях) в конкретных температурных условиях	Прибор для определения водоотдачи	Бентониты Эфиры целлюлозы Полимерные порошки
<i>2. Рыхлые, трещиноватые, кавернозные пласты. Низкие давления гидроразрыва.</i>				
Частичное или полное поглощение тампонажного раствора	-	-	-	Гранулы Волокна Целлофановые пластины
<i>3. Солевые пласты, сланцевые и бентонитовые глинистые пласты</i>				
Повреждение породы пресной водой затворения	-	Определение стойкости породы методом погружения в раствор	-	Хлорид натрия Эфиры целлюлозы
<i>4. Миграция газа</i>				
Образование каналов и микрозазоров в тампонажном камне	Критический период гидратации	Определение динамики изменения статического напряжения сдвига (СНС)	Модуль для определения СНС	Тиксотропные цементы Пластификаторы
	Количество мигрировавшего газа	Определение объема прошедшего через образец раствора газа	Анализатор миграции газа	

Продолжение таблицы 2

Проблема	Параметр тампонажного раствора	Метод испытания	Лабораторное оборудование	Особенности состава и/или применяемые добавки
<i>5. Вечномерзлые грунты</i>				
Замедленное твердение либо отсутствие твердения тампонажного раствора. Медленный набор прочности. Расширение ствола скважины.	Время загустевания	Определение времени загустевания	Консисометр + чиллер	Шлаки Алюминатные цементы Смеси гипса и портландцемента Микроцементы Противоморозные добавки
	Динамика набора прочности,	Определение динамики набора прочности	Ультразвуковой анализатор прочности + чиллер Климатическая камера и испытательная машина	
	Тепловыделение при гидратации	Определение тепловыделения при гидратации	Изотермический калориметр	
<i>6. Плохое сцепление тампонажного раствора с пластом</i>				
Образование микрозазоров	Объемные деформации усадки или расширения	Определение объемных деформаций расширения-усадки	Модуль для определения объемного расширения или усадки в условиях повышенных давлений и температур	Расширяющиеся цементы Хлорид натрия Сульфат натрия Оксид магния
<i>7. Дополнительные нагрузки на обсадную колонну (перфорация, бурение через обсадную трубу)</i>				
Разрушение тампонажного камня под действием ударной нагрузки	Адгезия	Определение адгезионной прочности на отрыв и сдвиг	Адгезиметр	Полимерные порошки Упругие частицы Волокна
	Ударная прочность	Определение ударной прочности	Перфотест	
<i>8. Агрессивные среды</i>				
Коррозия тампонажного камня	Проницаемость тампонажного камня	Определение проницаемости по газу или жидкости	Пермеаметр	Шлакопортландцементы Пуццолановые добавки Микроцемент Полимерные порошки
	Содержание свободного портландита	РФА	Рентгеновский дифрактометр	

Такие условия создаются как за счет особенностей разобщаемых пластов, которые могут обладать высокой проницаемостью, низкой прочностью, низкой стойкостью к пресной воде, содержать газы и агрессивные

жидкости, а также находится районах вечной мерзлоты, так и за счет особо интенсивных нагрузок, оказываемых на цементное кольцо в местах стыков обсадных труб и в эксплуатационной колонне при ее перфорации [2,3].

Для контроля водоотдачи в высокопроницаемых пластах применяют такие добавки, как бентониты, эфиры целлюлозы и полимерные порошки [11, 12]. Механизм действия полимерных порошков заключается в забивании полимерными частицами пор в пластах, что снижает их проницаемость для тампонажного раствора [2]. Наиболее современным и репрезентативным методом определения водоотдачи является ее измерение в динамических условиях, при которых раствор кондиционируют в ячейке при перемешивании [8].

В случаях, когда существует риск значительных потерь тампонажного раствора, в его состав включают закупоривающие добавки, закрывающие трещины в пласте и препятствующие проникновению в них раствора. К таким добавкам, подбор которых зависит от размера трещин в породе, относят гранулированные материалы (гильсонит, уголь, перлит и т.д.), волокна (нейлон, полипропилен) и целлофановые пластины [13, 14, 15].

Миграция газа, вызывающая появление в твердеющем цементном кольце микрозазоров и каналов, может быть предотвращена за счет применения пластификаторов уплотняющих тампонажный раствор, либо за счет применения тиксотропных цементов, которые, оказавшись в неподвижном состоянии, быстро набирают структурную плотность и, как следствие, имеют сокращенный критический период гидратации [2]. Продолжительность критического периода гидратации определяют по изменению статического напряжения сдвига с применением специальных измерительных модулей [16]. Также существует оборудование, позволяющее непосредственно моделировать условия прохождения газа через образец тампонажного раствора и определять объем мигрировавшего газа за установленный период времени [17].

В российских климатических условиях очень важным является успешное проведение цементировочных работ в районах с вечномерзлыми грунтами. С условиями вечной мерзлоты связан целый ряд проблем, включающий в себя расширение ствола скважины из-за тепла, выделяющегося цементным раствором при гидратации, его замедленное твердение и набор прочности, воздействие на затвердевший цементный камень знакопеременных нагрузок. Решением обозначенных проблем является применение вяжущих с пониженным тепловыделением: цементов с высоким содержанием шлаков, алюминатных цементов, смесей портландцемента и гипса, микроцементов. Понижение температуры замерзания воды в растворе достигается за счет использования противоморозных добавок, например, хлорида натрия [2,3]. Для испытания тампонажных растворов в условиях пониженных температур применяют обычное оборудование, но с подключенным к контуру охлаждения чиллером, содержащим хладагент. Для определения тепловыделения при гидратации используют изотермический калориметр [18].

В случае необходимости объемного расширения цемента в затрубном пространстве используют специальные расширяющиеся цементы (системы с образованием первичного этtringита), соли (хлорид и сульфат натрия) и оксид магния [3, 19]. Данные вяжущие и добавки имеют температурные ограничения в применении. Расширяющиеся цементы эффективны до 75 °С вследствие неустойчивости этtringита при более высоких температурах и могут создавать расширение до 0,25% [20]. Хлорид и сульфат натрия при высоких концентрациях дают расширение до 0,35% за счет образования кристаллов солей в порах и эффективны до 200 °С [21]. Оксид магния в концентрациях 0,25-1,00% от массы цемента вызывает расширение тампонажного раствора вплоть до 1,5% за счет своей реакции с водой, сопровождающейся образованием брусита; температурные ограничения его применения составляют 60-288 °С [22]. Определение деформаций усадки рекомендуется осуществлять в специальном модуле, позволяющем

производить измерения в условиях повышенных температур и давлений [16].

Разрушающее воздействие на затвердевший цементный камень оказывают такие нагрузки, как бурение через обсадную трубу и ее перфорация. Тампонажные растворы в участках колонны, подверженных подобному воздействию, должны обладать повышенной адгезией и ударной прочностью, что достигается за счет применения полимерных порошков, упругих частиц и волокон [2, 3, 23].

Полимерные порошки используют в концентрациях от 2,5 до 25%; наиболее распространенным полимером вследствие его температурной стойкости является стирол-бутадиен (он применим при статических температурах на забое до 175 °С). Необходимо отметить, что для цементирования нефтегазовых скважин, как правило, не рекомендуется применять строительные полимеры с длинными цепями, так как их наличие в тампонажном растворе отрицательно сказывается на его реологических свойствах, создавая резкие перепады консистенции и, соответственно, давления при закачивании [2].

## **Выводы**

Таким образом, сухие тампонажные смеси – это новое перспективное направление на рынке ССС. Несмотря на ряд особенностей, отличающих тампонажные смеси от традиционных строительных, в их рецептурах преимущественно применяют аналогичные добавки: водоудерживающие, пластифицирующие, ускорители, замедлители, волокна, полимерные порошки. Широко распространены добавки с особыми свойствами (материалы, предотвращающие потери раствора, утяжелители, облегчители), что вызвано спецификой внутрискважинных условий.

Особые условия применения тампонажных растворов подразумевают и особые требования к применяемым в нефтегазовой отрасли традиционным добавкам для ССС. Так, полимерные порошки для тампонажных материа-

лов должны состоять из полимеров с короткими цепями и быть термостойкими при применении в условиях повышенных температур.

Многие из применяемых в нефтегазовой отрасли добавок обладают комплексным воздействием на тампонажный раствор. Хлорид натрия может выступать в роли ускорителя, замедлителя, расширяющей и противоморозной добавки, а также предотвращать повреждение солевых и глинистых пластов. Нитрит натрия, помимо ускоряющего действия, также является ингибитором коррозии стали. Полимерные порошки снижают водоотдачу, проницаемость, повышают стойкость к агрессивным средам, ударную прочность, адгезию, эластичность.

Необходимо отметить, что в тампонажных смесях активно применяют добавки, считающиеся устаревшими на рынке ССС: лигносульфонаты, хлориды.

Также важно учитывать, что характеристики тампонажных материалов и методы их испытаний значительно отличаются от характеристик и методов испытаний ССС и требуют применения специального лабораторного оборудования.

Грамотный подбор добавок, основанный на данных о геолого-технических условиях на конкретном месторождении, позволяет получать качественные сухие тампонажные смеси, применение которых является залогом успешного проведения цементировочных работ.

### **Список используемых источников**

1 Новые решения в области разработки составов тампонажных смесей для цементирования обсадных колонн при различных температурах/ Белей И.И. [и др.] // Бурение и нефть. 2013. № 03. С. 44-48.

2 Erik B. Nelson, D. Guillot. Well Cementing. 2<sup>nd</sup> edition. – Schlumberger: 2006. p. 7-248.

3 D.G. Calvert. Primary Cementing. Original manuscript. - Society of Petroleum Engineers: 2007. С. 33-94.

- 4 G. Abbas, S. Irawan, S. Kumar, A.A.I. Elrayah. Improving Oil Well Cement Slurry Performance Using Hydroxypropylmethylcellulose Polymer // Advanced Materials Research. Volume 787. p. 222-227.
- 5 M. Pauri. Effect of triethanolamine on the tricalcium silicate hydration // Proceedings of the 8<sup>th</sup> International Symposium on the Chemistry of Cement. - 1986. p. 125-129.
- 6 V.S. Ramachandran. Concrete admixtures handbook, 2<sup>nd</sup> Ed.: Properties, Science and Technology. - 1996. - 1183 pages.
- 7 ГОСТ 26798.1-96. Цементы тампонажные. Методы испытаний. С. 1-10.
- 8 API RP 10B-2. Recommended Practice for Testing Well Cements // American Petroleum Institute. 2005. p. 1-146.
- 9 N. Gaurina-Medimurec, D. Matanovic, G. Krklec. Cement slurries for geothermal wells cementing // Rudarsko-geolosko-naftni zbornik. – Zagreb, 1994. p. 127-134.
- 10 Baris Alp, Serhat Akin. Utilization of supplementary cementitious materials in geothermal well cementing // Proceedings “Utilization of supplementary”. 38 workshop on Geothermal Reservoir Engineering. - USA, February 2013. p. 1687-1694.
- 11 Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. М.: Недра, 1996. 320 с.
- 12 Петров В.С. Регулирование свойств тампонажного раствора камня с помощью добавок аминотилефосфоновых комплексонов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн.. 2012. No 6. <http://www.ogbus.ru>
- 13 Mr. Effendhy, H. Junaidi, R. Abbas, B. Zia Malik. Fibers in cement form network to cure lost circulation // World oil. June 2003. p. 45-51.
- 14 N. Low, G. Daccord, J.F. Bedel. Designing Fibered Cement Slurries for lost circulation applications: Case histories // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. USA, October 2003. p. 20-27.

15 H.I. El-Hassan. Using a novel fiber cement system to control lost circulation: Case histories from the Middle East and the Far East // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition. UAE, October 2003. p. 20-207.

16 Чжу Д.П. Системы измерения расширения/усадки и СНС тампонажных цементов на базе ультразвукового анализатора цемента производства компании OFI TESTING EQUIPMENT, INC. // Бурение и нефть. Январь 2010. №01. С. 20-34.

17 Чжу Д.П. Анализатор миграции газа производства компании OFI Testing Equipment, Inc. // Бурение и нефть. Март 2008. №03. С. 25-29.

18 Адамцевич А.О., Использование калориметрии для прогнозирования роста прочности цементных систем ускоренного твердения // Инженерно-строительный журн. 2013. №3. С. 36-42.

19 R. A. Rahman, A.H. Zulkafly, Issues and solutions for cementing expandable liners: a case history // IADC/SPE Drilling Conference. USA, March 2004. p. 119-158.

20 D.L. Bour, New expansive cement system for high temperature // Proceedings of the 1988 Southwestern Petroleum Short Course. - Southwestern Petroleum №31988. USA. P. 1-9.

21 D.K. Smith, Cementing, Monograph No. 4 in Henry L. Doherty Series. USA, 1976. p. 348-358.

22 R.S. Rubidiani. New additive for improving shearbond strength in high temperature and pressure cement // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology. – Malaysia, September 2000. p. 1112-1121.

23 S. Le Roy-Delage. New cement systems for durable zonal isolation // IADC/SPE Drilling Conference. USA, February 2000. p. 18-31.

## References

- 1 Novyye resheniya v oblasti razrabotki sostavov tamponazhnykh smesey dlya tsementirovaniya obsadnykh kolonn pri razlichnykh temperaturakh/ Beley I.I.[i dr.] // Bureniye i nef't'. 2013. №03. S. 44-48. [in Russian].
- 2 Erik B. Nelson, D. Guillot. Well Cementing. 2nd edition. – Schlumberger: 2006. p. 7-248.
- 3 D.G. Calvert. Primary Cementing. Original manuscript. - Society of Petroleum Engineers: 2007. S. 33-94.
- 4 G. Abbas, S. Irawan, S. Kumar, A.A.I. Elrayah. Improving Oil Well Cement Slurry Performance Using Hydroxypropylmethylcellulose Polymer // Advanced Materials Research. - Volume 787. - p. 222-227.
- 5 M. Pauri. Effect of triethanolamine on the tricalcium silicate hydration // Proceedings of the 8th International Symposium on the Chemistry of Cement. - 1986. p. 125-129.
- 6 V.S. Ramachandran. Concrete admixtures handbook, 2nd Ed.: Properties, Science and Technology. 1996. 1183 pages.
- 7 GOST 26798.1-96. Tsementy tamponazhnyye. Metody ispytaniy. S. 1-10. [in Russian].
- 8 API RP 10B-2. Recommended Practice for Testing Well Cements // American Petroleum Institute. 2005. p. 1-146.
- 9 N. Gaurina-Medimurec, D. Matanovic, G. Krklec. Cement slurries for geothermal wells cementing // Rudarsko-geolosko-naftni zbornik. Zagreb, 1994. p. 127-134.
- 10 Baris Alp, Serhat Akin. Utilization of supplementary cementitious materials in geothermal well cementing // Proceedings “Utilization of supplementary”. 38 workshop on Geothermal Reservoir Engineering. USA, February 2013. p. 1687-1694.
- 11 Makarenko P.P. Kompleksnoye resheniye problem razvitiya gazodobyvayushchego regiona. M.: Nedra, 1996. 320 s. [in Russian].

12 Petrov V.S. Regulirovaniye svoystv tamponazhnogo rastvora kamnya s pomoshch'yu dobavok aminometilenfosfonovykh kompleksonov // Elektronnyy nauchnyy zhurnal «Neftegazovoye delo». 2012. No 6. Elektron. dan. : <http://www.ogbus.ru>[in Russian].

13 Mr. Effendhy, H. Junaidi, R. Abbas, B. Zia Malik. Fibers in cement form network to cure lost circulation // World oil. June 2003. p. 45-51.

14 N. Low, G. Daccord, J.F. Bedel. Designing Fibered Cement Slurries for lost circulation applications: Case histories // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA, October 2003. p. 20-27.

15 H.I. El-Hassan. Using a novel fiber cement system to control lost circulation: Case histories from the Middle East and the Far East // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition. UAE, October 2003. p. 20-207.

16 Chzhu D.P. Sistemy izmereniya rasshireniya/usadki i SNS tampozhnykh tsementov na baze ul'trazvukovogo analizatora tsementa proizvodstva kompanii OFI TESTING EQUIPMENT, INC. // Bureniye i nef't'. Yanvar' 2010. №01. S. 20-34[in Russian].

17 Chzhu D.P. Analizator migratsii gaza proizvodstva kompanii OFI Testing Equipment, Inc. // Bureniye i nef't'. Mart 2008. №03. S. 25-29[in Russian].

18 Adamtsevich. A.O. Ispol'zovaniye kalorimetrii dlya prognozirovaniya rosta prochnosti tsementnykh sistem uskorennoogo tverdeniya // Inzhenerno-stroitel'nyy zhurnal. 2013. №3. S. 36-42.[in Russian].

19 R. A. Rahman, A.H. Zulkafly. Issues and solutions for cementing expandable liners: a case history // IADC/SPE Drilling Conference. USA, March 2004. p. 119-158.

20 D.L. Bour. New expansive cement system for high temperature // Proceedings of the 1988 Southwestern Petroleum Short Course. Southwestern Petroleum №31988. USA. P. 1-9.

21 D.K. Smith. Cementing, Monograph No. 4 in Henry L. Doherty Series. USA, 1976. p. 348-358.

22 R.S. Rubidiani. New additive for improving shearbond strength in high temperature and pressure cement // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology. Malaysia, September 2000. p. 1112-1121.

23 S. Le Roy-Delage. New cement systems for durable zonal isolation // IADC/SPE Drilling Conference. USA, February 2000. p. 18-31.

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Иванова И.С., аспирант, младший научный сотрудник НИИ «Строительных материалов и технологий», ФГБОУ ВПО «Московский государственный строительный университет», г. Москва, Российская Федерация

I.S. Ivanova, Postgraduate Student, Junior Researcher, Research Institute of «Building Materials and Technologies», FSBEI HPE «Moscow State University of Civil Engineering», Moscow, the Russian Federation

Пустовгар А.П., канд. техн. наук, профессор, директор НИИ «Строительных материалов и технологий», ФГБОУ ВПО «Московский государственный строительный университет», г. Москва, Российская Федерация

A.P. Pustovgar, Candidate of Engineering Sciences, Professor, Director Research Institute of Building Materials and Technologies, FSBEI HPE «Moscow State University of Civil Engineering», Moscow, the Russian Federation

Ганиев С.Р., канд. техн. наук, ст. научный сотрудник Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН, г. Москва, Российская Федерация

S.R. Ganiev, Candidate of Engineering Sciences, Senior Researcher, Nonlinear Wave Mechanics and Technology Center of Russian Academy of Sciences, Moscow, the Russian Federation

e-mail: bonovox2000@mail.ru