

УДК 622.257.12:519.24

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСШИРЯЮЩЕГОСЯ ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА

В.И. Галкин, А.А. Куницких

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

STATISTICAL MODELLING OF EXPANDING CEMENT SLURRY

Vladislav I. Galkin, Artem A. Kunitskikh

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 28.06.2017. Принята / Accepted: 10.07.2017. Опубликовано / Published: 15.09.2017

Ключевые слова:

расширяющийся тампонажный состав, регрессионный анализ, корреляционный анализ, математическая модель, скважина, расширяющие добавки.

Рассмотрены вопросы статистической обработки результатов лабораторных исследований расширяющегося тампонажного состава. В качестве расширяющей добавки использовался оксид кальция с ингибиторами реакции гидратации и оксид кальция с двухкальциевым ферритом. Всего испытано шесть вариантов расширяющих добавок. Исследования проводились при двух температурных режимах: 22 и 75 °С. В результате получили выборку результатов. На первом этапе математической обработки данных произведена оценка различий средних значений величин линейного расширения по критерию Стьюдента. Сравнение средних значений по отдельным вариантам показало, что максимальное влияние температуры по изучаемым показателям получено для CaO + феррохромлигносульфонат (ФХЛС) (99/1), минимальное – по CaCO₃ + FeSO₄ (2:1). Для учета совместного влияния концентрации расширяющей добавки и температуры на величину линейного расширения построены многомерные модели. По многомерным моделям были вычислены модельные значения линейного расширения, и далее они были сопоставлены с экспериментальными значениями. Сопоставления выполнены по двум вариантам: первый вариант – по совокупности всех данных, второй вариант – по шести моделям, построенным по разным добавкам. В результате получены два корреляционных поля, на каждом из которых выделяются три подполя (класса). С помощью линейного дискриминантного анализа выделенные классы описываются линейными дискриминантными функциями. Анализ полученных дискриминантных функций показал, что процессы формирования значений линейного расширения в классах происходят по различным механизмам, поэтому построены уточненные многомерные модели и линейные дискриминантные функции для вычисления значений линейного расширения с учетом выделенных трех классов. Выполненный анализ показал, что формирование значений линейного расширения в диапазоне 1–6 % происходит в зависимости от концентрации добавки и температуры, далее в интервале 6–10 % процесс протекает за счет синергетического эффекта совместного влияния концентрации добавки и температуры.

Key words:

expanding cement slurry, regression analysis, correlation analysis, mathematical model, well, expanding additives.

Questions of statistical processing of results of laboratory studies of expanding cement slurry are considered. Calcium oxide with inhibitors of a hydration reaction and calcium oxide with dicalcium ferrite are used as expansion additives. Six types of expansion additives are tested. Studies are performed at the two temperature regimes such as 22 and 75 °C. Series of results is obtained. At the first stage of mathematical processing of data evaluation of differences in mean values of linear expansion values by the Student's criterion were estimated. Comparison of mean values by certain options showed that maximum influence of temperature among studied parameters belongs to CaO + ferrochrome lignosulfonate (FCLS) (99/1), minimum influence belongs to CaCO₃ + FeSO₄ (2:1). To consider joint influence of concentration of the expanding additive and temperature on the value of linear expansion multidimensional models are built. Model values of linear expansion were calculated from multidimensional models and then compared with experimental values. Comparisons are made in two ways. The first way is based on the total number of all the data. The second way is based on six models built on different additives. As a result, two correlation fields are obtained. Each field has three subfields (classes). Distinguished classes are described by linear discriminant functions with help of linear discriminant analysis. An analysis of obtained discriminant functions showed that values of linear expansion in classes are formed in accordance with different mechanisms. Therefore, refined multidimensional models and linear discriminant functions are built to calculate the values of linear expansion with three distinguished classes considered. A performed analysis showed that values of linear expansion in the range of 1-6 % are formed depending on concentration of the additive and temperature. Then in the range of 6-10 % the process proceeds due to a synergistic effect of the joint influence of concentration of an additive and temperature.

Галкин Владислав Игнатьевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Куницких Артем Александрович – кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 07, e-mail: artem_kunitskikh@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 342 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).

Artem A. Kunitskikh – PhD in Engineering, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 07, e-mail: artem_kunitskikh@mail.ru). The contact person.

Введение

На сегодняшний день в мире в добываемой скважинной продукции попутная вода составляет две трети, а нефть только одну треть, что обуславливает необходимость дополнительных затрат на эксплуатацию скважины и утилизацию пластовой воды [1].

Одним из факторов, обуславливающих обводнение продукции, является нарушение герметичности крепи скважины [2, 3]. Низкое качество крепи скважины также приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам [4–6].

При существующей технологии цементирования скважины нет универсального комплекса методов обеспечения высокой герметичности крепи скважины [7]. Немалую роль отводят тампонажному материалу, заполняющему затрубное пространство скважины [8, 9].

Плотность контакта цементного камня с обсадной колонной и горными породами в значительной степени зависит от его объемных изменений в процессе твердения [10, 11]. С целью повышения эксплуатационных характеристик тампонажных составов производят их модифицирование минеральными и полимерными добавками, среди которых важную роль играют расширяющие [12]. Объемное расширение цементного камня значительно повышает герметичность контакта цементного камня с сопредельными средами.

Аналитический обзор расширяющих добавок

В настоящее время на заводах, производящих тампонажный портландцемент, не выпускаются готовые расширяющиеся составы. Вследствие этого получение расширяющихся цементов возможно только путем приготовления сухих смесей непосредственно на месторождении.

Разработка расширяющегося тампонажного состава для существующих горно-геологических условий предусматривает выбор оптимального механизма расширения, типа основы расширяющей добавки, требуемой величины расширения и согласования динамики расширения с динамикой набора прочности цементного камня [13, 14].

Основных способов получения расширяющегося тампонажного состава два. По первому способу внутри образующейся структуры цементного камня возникает соединение, имеющее объем больше первоначального. Второй способ заключается в увеличении объема тампонажного цемента за счет газообразования [15].

Кинетика газообразования в большинстве случаев сложно поддается регулированию. Выделение газа происходит до момента размещения тампонажного раствора в заданном интервале затрубного пространства. Кроме того, при достаточно высоких давлениях газ перейдет из свободного состояния в растворенное. Данные факторы сдерживают применение расширяющихся тампонажных составов по этому способу при цементировании скважин [16].

Расширяющийся тампонажный состав по первому способу получают путем ввода в тампонажный состав следующих добавок [17–19]:

- хроматный шлам, концентрация добавки 25–30 %;
- каустический магнезит, концентрация добавки 10–15 %;
- бишофит, раствор бишофита плотностью 1320 кг/м³;
- хлористый натрий и хлористый кальций, концентрация добавки 5–15 %;
- смесь гипса и глиноземистого цемента в соотношении гипс : глинозем = 1:2, использование готового гипсоглиноземистого цемента, концентрация добавки 20–30 %;
- сульфат натрия, концентрация добавки 5 %;
- высококальциевые золы ТЭЦ, концентрация добавки 20–30 %;
- оксид алюминия, концентрация добавки 1–3 %;
- полиоксихлорид алюминия (ПОХА), концентрация добавки 1–3 %;
- негашеная известь, концентрация добавки 3–10 %;
- алунитовая руда, концентрация добавки 10–30 %;
- смесь оксида и феррита кальция, концентрация добавки 3–10 %.

Наиболее широко в качестве расширяющей добавки применяется негашеная известь (оксид кальция). Введение оксида кальция в количестве 2–10 % по отношению к цементу позволяет получать объемное расширение до 20 % и более [20–22]. Однако процесс гидратации оксида кальция в большинстве случаев заканчивается до момента образования цементного камня, т.е. энергия расширения не приводит к увеличению внутренних напряжений [23].

Выделяются следующие ингибиторы гидратации оксида кальция: конденсированная сульфит-спиртовая барда марки КССБ-2М, медный купорос, стекло натриево-жидкое, феррохромлигносульфонат марки ФХЛС-МН, силикат натрия марки Atrem Light, ангидрит, гипс марки Г-5, триполифосфат натрия, нафталин

формальдегидный пластификатор [24]. Произведена выборка результатов экспериментальных исследований по влиянию указанных реагентов на время гидратации оксида кальция, по результатам которой наиболее перспективными оказались КССБ-2М, ФХЛС-МН, Atren Light.

Альтернативой ингибиторам гидратации кальция может быть связывание оксида кальция в минералах. Установлено положительное влияние на величину расширения одновременного введения в состав тампонажного раствора оксида кальция и двухкальцевого феррита [25]. При гидратации образуются гидроксид кальция и гидроферрит кальция, которые совместно образуют четырехкальцевый гидроферрит.

Анализ влияния оксида и феррита кальция на цементный камень

Для сравнения влияния добавки оксида кальция с модифицирующими компонентами и оксида кальция с двухкальцевым ферритом на объемные деформации цементного камня в лаборатории буровых и тампонажных растворов были проведены соответствующие исследования (табл. 1 и 2). Добавку оксида кальция с двухкальцевым ферритом получали путем совместного обжига при температуре 1100 °С известняка и сульфата железа при различных массовых соотношениях [24–26].

Изучение формирования и количественной оценки величины линейного расширения в зависимости от содержания оксида кальция с ингибиторами (варианты 1–3) и с двухкальцевым ферритом (варианты 4–6) через 48 ч при температурах 22 и 75 °С выполним с помощью статистических методов. Для сравнения величины линейного расширения для этих вариантов проведем оценку различий средних значений по критерию t для них с учетом концентраций (табл. 3). Для этого вычислим значение критерия t по следующей формуле:

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left(\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}$$

где X_1, X_2 – соответственно средние значения показателей выборки; S_1^2, S_2^2 – дисперсии показателей выборки. Различие в средних значениях считается статистически значимым, если $t_p > t_t$, где t_p – это расчетное значение критерия, а t_t – табличное значение критерия t . Значения t_t определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ($\alpha = 0,05$). Сравнение изучаемых показателей приведено в табл. 3.

Таблица 1
Зависимость величины линейного расширения от содержания оксида кальция с ингибиторами (через 48 ч при температурах 22 и 75 °С)

Концентрация, %	CaO + КССБ (97/3)		CaO + ФХЛС (99/1)		CaO + Atren Light (98/2)	
	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч
0	0	0	0	0	0	0
3	4,6	1,8	3,2	1	5,2	2
5	9,3	2,8	8,8	1,8	7,5	3,3
8	23,2	4,5	15,5	2,2	19,5	5,5

Примечание. КССБ – конденсированная сульфит-спиртовая барда; ФХЛС – феррохромлигносульфонат; Atren Light – метасиликат натрия.

Таблица 2
Зависимость величины линейного расширения от содержания оксида кальция с двухкальцевым ферритом (через 48 ч при температурах 22 и 75 °С)

Концентрация, %	CaCO ₃ + FeSO ₄ (2:1)		CaCO ₃ + FeSO ₄ (4:1)		CaCO ₃ + FeSO ₄ (8:1)	
	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч	22 °С/ 48 ч	75 °С/ 48 ч
0	0	0	0	0	0	0
1	0,2	0,06	1,1	0,1	1,4	0,1
3	2,9	1,3	3,1	1	4,3	0,6
5	6,3	3,3	6,7	3,1	8,5	2,6
8	14,3	6,2	15,5	5,9	16,6	5

Таблица 3
Сравнение средних значений величины линейного расширения

Показатели	Средние значения показателей, %		Статистические оценки Стьюдента t_p
	22 °С	75 °С	
Все данные	6,58 ± 6,75	2,006 ± 2,01	$\frac{3,375113}{0,001402}$
CaO + КССБ (97/3)	9,27 ± 10,02	2,27 ± 1,88	$\frac{1,371901}{0,219178}$
CaO + ФХЛС (99/1)	6,87 ± 6,80	1,25 ± 0,97	$\frac{1,636937}{0,152758}$
CaO + Atren light (98/2)	8,05 ± 8,25	1,24 ± 2,31	$\frac{1,248611}{0,258317}$
CaCO ₃ + FeSO ₄ (2:1)	4,74 ± 5,92	2,17 ± 2,61	$\frac{0,886763}{0,401077}$
CaCO ₃ + FeSO ₄ (4:1)	5,28 ± 6,25	2,02 ± 2,50	$\frac{1,081881}{0,310835}$
CaCO ₃ + FeSO ₄ (8:1)	6,16 ± 6,68	1,66 ± 2,14	$\frac{1,434242}{0,189413}$

Отсюда видно, что при температуре 22 °С средние значения линейного расширения (P_i) значительно выше, чем при температуре 75 °С по всем вариантам. При этом необходимо отметить, что только при использовании данных по совокупности всех изучаемых вариантов средние значения P_i статистически различаются. Сравнение средних значений по отдельным вариантам показало, что максимальное влияние температуры по изучаемым показателям получено для CaO + ФХЛС (99/1), минимальное –

по $\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (2:1). Изменения линейного расширения (P_l) для изучаемых вариантов в зависимости от температуры t и концентрации C приведены на рис. 1.

Отсюда видно, что при $t = 22^\circ\text{C}$ при изменении значений C величина P_l повышается более интенсивно, чем при $t = 75^\circ\text{C}$. Для учета совместного влияния значений C и t на величину P_l построим многомерные модели. Это позволит оценить «вклад» влияния показателей по рассматриваемым вариантам на P_l . Многомерные модели построены с помощью пошагового регрессионного анализа. Расчет регрессионных

коэффициентов в разрабатываемых моделях выполняется при помощи метода наименьших квадратов. Под регрессионным анализом понимается статистический метод исследования зависимостей между зависимой переменной Y и одной или несколькими независимыми переменными X_1, X_2, \dots, X_p . Зависимый признак в регрессионном анализе называется результирующим, независимый – факторным. Обычно на зависимую переменную действуют сразу несколько факторов. Совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную учитывается благодаря множественной регрессии.

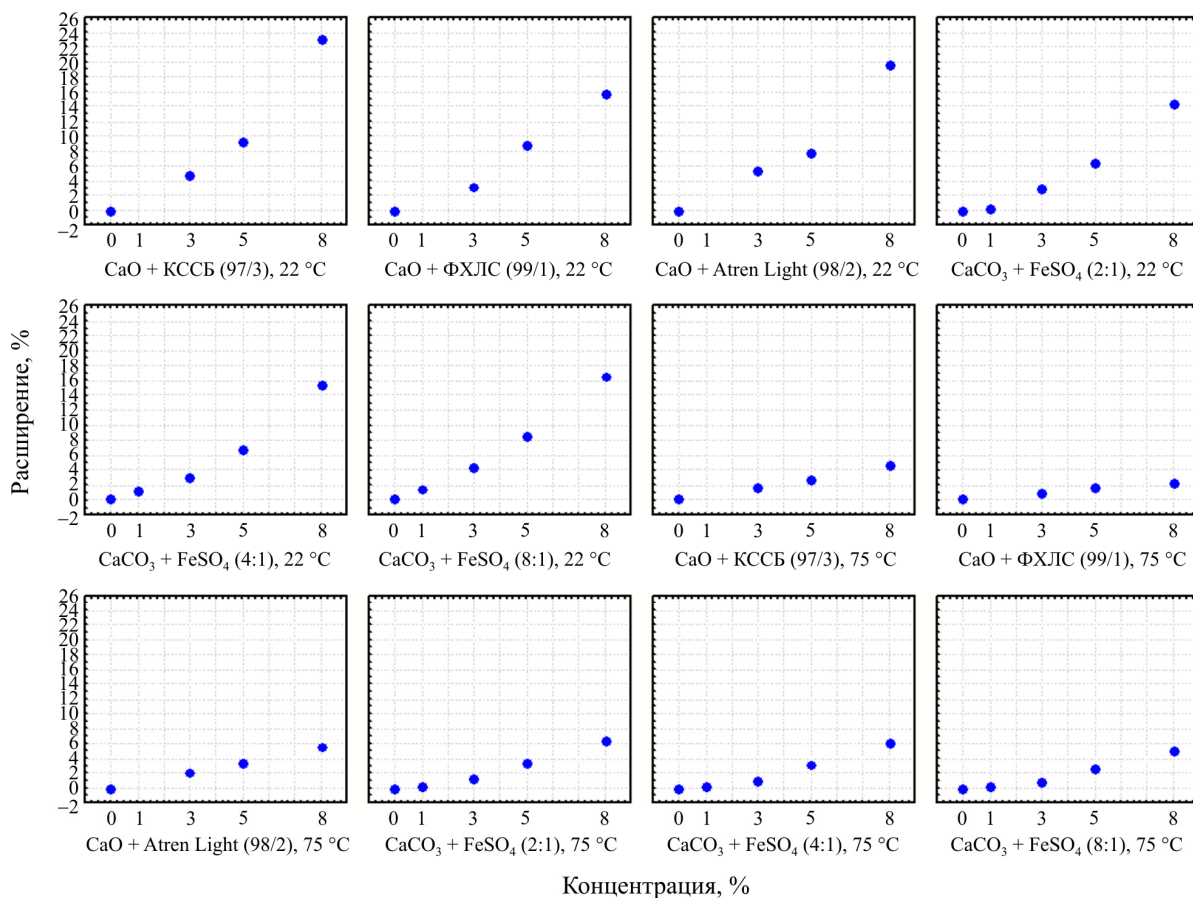


Рис. 1. Зависимости P_l от t и C

В общем случае множественную регрессию оценивают параметры линейного уравнения вида

$$Y = a + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_pX_p.$$

В данном уравнении регрессионные коэффициенты (b -коэффициенты) представляют независимые вклады каждой независимой переменной в предсказание зависимой переменной. Линия регрессии выражает наилучшее предсказание зависимой переменной (Y) по независимым переменным (X).

В нашем случае в качестве зависимого признака выступает P_l , а в качестве независимых факторов – значения t и C .

Построение многомерных моделей произведем по семи вариантам (табл. 4). Первую многомерную модель построим по данным, учитывающим разные значения как по t , так и C . Остальные шесть моделей были построены индивидуально по исследуемым добавкам.

Анализ данных уравнений показывает, что величина P_{lm} формируется для всех моделей по достаточно близкому механизму. Во всех случаях на первом этапе формирования модели в нее включается C , на втором этапе – t . Графическое изображение формирования модели значений P_{lm} по всем данным в

зависимости от t и C приведено на рис. 2. Отсюда видно, что при построении модели по всем данным статистически значимыми являются значения как свободного члена, так и регрессионных коэффициентов при C и t . Здесь отметим, что «вклад» влияния показателя C больше, чем t . Для остальных моделей также отмечается данная тенденция большего влияния на P_{lm} величины C по сравнению с t . Отметим, что для двух вариантов коэффициенты при C и t являются статистически значимыми: для $\text{CaO} + \text{ФХЛС}$ (99/1) и $\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (8:1).

Таблица 4

Многомерные модели для вычисления модельных значений линейного расширения (P_{lm})

Модели	Свободный член – числитель, p – знаменатель	Коэффициенты при показателях – числитель, p – знаменатель		R – числитель, p – знаменатель
		C	t	
Все данные	$\frac{3,358639}{0,000689}$	$\frac{1,396944}{0,000000}$	$\frac{-0,08633}{0,000000}$	$\frac{0,863}{< 0,000000}$
$\text{CaO} + \text{КССБ}$ (97/3)	$\frac{5,3277}{0,257719}$	$\frac{1,713235}{0,031010}$	$\frac{-0,13207}{0,091594}$	$\frac{0,851}{< 0,03962}$
$\text{CaO} + \text{ФХЛС}$ (99/1)	$\frac{4,6687}{0,168569}$	$\frac{1,135294}{0,035936}$	$\frac{-0,10613}{0,001606}$	$\frac{0,858}{< 0,03571}$
$\text{CaO} + \text{Атрэн light}$ (98/2)	$\frac{4,176637}{0,238292}$	$\frac{1,523529}{0,016314}$	$\frac{-0,10094}{0,085266}$	$\frac{0,880}{< 0,02404}$
$\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (2:1)	$\frac{1,376224}{0,393286}$	$\frac{1,302864}{0,000583}$	$\frac{-0,04845}{0,081266}$	$\frac{0,921}{< 0,00134}$
$\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (8:1)	$\frac{2,110877}{0,258296}$	$\frac{1,330097}{0,001078}$	$\frac{-0,06150}{0,056744}$	$\frac{0,909}{< 0,00211}$
$\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (8:1)	$\frac{3,424721}{0,121019}$	$\frac{1,353883}{0,001961}$	$\frac{-0,08491}{0,027288}$	$\frac{0,909}{< 0,00211}$

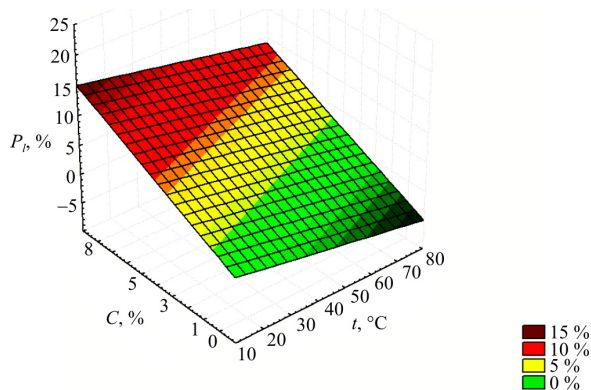


Рис. 2. Зависимость P_l от t и C

По вышеприведенным моделям были вычислены модельные значения P_{lm} , и далее они были сопоставлены с экспериментальными значениями P_l . Отметим, что сравнения выполним по двум вариантам: первый вариант по совокупности всех данных – P_{lm1} , второй вариант по шести моделям, построенным по разным добавкам, P_{lm2} . Корреляционные поля между P_l и P_{lm1} , P_l и P_{lm2} приведены на рис. 3.

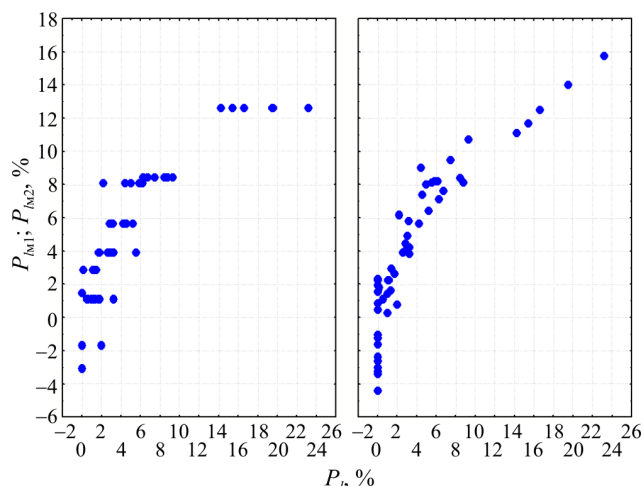


Рис. 3. Поля корреляции между P_l и P_{lm1} , P_{lm2}

Отсюда видно, что для соотношения P_l и P_{lm1} поле корреляции состоит из трех частей: первое подполе при значениях $P_{lm1} < 0\%$, второе при $0 < P_{lm1} < 10\%$, третье подполе при $P_{lm1} > 10\%$. Для первого и третьего подполей отсутствует корреляция между P_l и P_{lm1} , для второго наблюдается значимая корреляционная связь. Здесь необходимо отметить, что для третьего подполя изменения значений P_{lm1} остаются постоянными. Это свидетельствует о том, что эти значения не зависят от величин t и C . Фактические значения P_l в данном случае больше, чем модельные значения, вычисленные по вышеприведенной модели. Поле корреляции между P_l и P_{lm2} также состоит из трех частей: первое подполе при значениях $P_{lm2} < 0\%$, второе при $0 < P_{lm2} < 10\%$, третье подполе при $P_{lm2} > 10\%$. Для первого подполя отсутствует корреляция между P_l и P_{lm1} , для второго и третьего подполей наблюдаются значимые корреляционные связи. При этом, если для второго подполя связь является корреляционной, то для третьего подполя связь практически функциональна. Визуальное разделение корреляционного поля на вышеперечисленные классы подтвердим статистическими расчетами. Для этого будем использовать линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Нередко ученые используют ЛДА в своих работах для описания процессов, происходящих в скважинах и пластах [27–30].

С использованием выделенных визуально участков корреляционного поля вычисляются линейные дискриминантные функции (ЛДФ). Возможность построения линейной дискриминантной функции сводится к следующему. Если обозначить через X_{ij} значения P_l , P_{lm1} с номером i в точке наблюдения с номером j , полученных в первой части корреляционного поля (группа 1), то в

результате может быть получена матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений над этой выборкой:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}$$

Обозначим через X_{ij}^1 значения P_i, P_{lm1} с номером i в точке с номером j из выборки во второй части корреляционного поля (группа 2), получим матрицу W_2 порядка $m \times n_2$:

$$W_2 = \begin{bmatrix} X_{11}^1 & X_{12}^1 & \dots & X_{1n_2}^1 \\ X_{21}^1 & X_{22}^1 & \dots & X_{2n_2}^1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^1 & X_{m2}^1 & \dots & X_{mn_2}^1 \end{bmatrix}$$

Обозначим через X_{ij}^2 значения P_i, P_{lm1} с номером i в точке с номером j , взятой из выборки в третьей части корреляционного поля, получим матрицу W_3 порядка $m \times n_2$:

$$W_3 = \begin{bmatrix} X_{11}^2 & X_{12}^2 & \dots & X_{1n_2}^2 \\ X_{21}^2 & X_{22}^2 & \dots & X_{2n_2}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^2 & X_{m2}^2 & \dots & X_{mn_2}^2 \end{bmatrix},$$

где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок.

Для построения ЛДФ составляются матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по ним вычисляется выборочная матрица. Далее для определения коэффициентов линейной дискриминантной функции находится обратная выборочная ковариационная матрица – матрица C . Затем вычисляют граничные значения дискриминантных функций (R_0), которые делят выборку на три подмножества. Надежность классификации вычисляют с помощью критерия Пирсона χ^2 .

В результате расчетов получены следующие линейные дискриминантные функции, по которым выборка полностью разделяется на три класса:

$$Z_1 = -0,385196 \cdot P_l - 0,017049 \cdot P_{lm1} + 1,724032$$

$$\text{при } R = 0,891, \chi^2 = 122,4797, p = 0,000000;$$

$$Z_2 = 0,464922 \cdot P_l - 0,614475 \cdot P_{lm1} + 0,530864$$

$$\text{при } R = 0,432, \chi^2 = 42,3717, p = 0,000000.$$

По данным формулам были вычислены значения Z_1 и Z_2 (рис. 4).

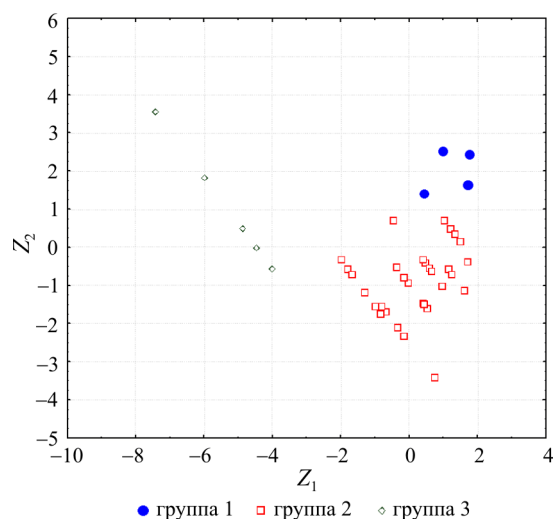


Рис. 4. Значения Z_1 и Z_2 по группам

Отсюда видно, что при использовании значений P_l и P_{lm1} построенные ЛДФ делят выборку на три непересекающихся группы. Средние значения Z_1 и Z_2 по выделенным классам приведены в табл. 5.

Таблица 5

Статистические характеристики значений Z_1 и Z_2

Показатели	Средние значения показателей		
	Группа 1	Группа 2	Группа 3
Z_1	1,682	0,344	-5,206
Z_2	-1,993	-0,728	0,872

Анализ распределения значений по добавкам показывает, что для добавки CaO + КССБ (97/3) при $t = 22$ °С расширение в диапазоне 0–9,3 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 23,2 % – к третьей группе, при $t = 75$ °С при концентрации 0 % – к первой группе, все остальные – во второй группе. Для добавки CaO + ФХЛС (99/1) при $t = 22$ °С расширение в диапазоне 0–8,8 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 15,5 % – к третьей группе, при $t = 75$ °С при концентрации 0 % – к первой группе, все остальные – во второй группе. Для добавки CaO + Atren Light (98/2) при $t = 22$ °С расширение в диапазоне 0–7,5 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 19,5 % – к третьей группе, при $t = 75$ °С при концентрации 0–3,3 % – к первой группе, при 5,5 % – ко второй группе. Для добавки CaCO₃ + FeSO₄ (2:1) при $t = 22$ °С расширение в диапазоне 0–6,3 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 14,3 % – к третьей группе, при $t = 75$ °С при 0–0,06 % –

к первой группе, все остальные – ко второй группе. Для добавки $\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (4:1) расширение в диапазоне 0–6,7 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 15,5 % – к третьей группе, при $t = 75^\circ\text{C}$ расширение в диапазоне 0–0,1 % – к первой группе, все остальные – во второй группе. Для $\text{CaCO}_3 + \text{FeSO}_4$ (8:1) при $t = 22^\circ\text{C}$ расширение в диапазоне 0–8,5 % происходит по модели, относящейся ко второй группе, при 16,6 % – к третьей группе, при $t = 75^\circ\text{C}$ расширение в диапазоне 0–0,1 % – к первой группе, все остальные – во второй группе. Всё это показывает, что процессы формирования расширения за счет C и t имеют как общие тенденции, так и определенные отклонения от них. Отклонения от закономерных значений P_l в зависимости от C и t в большей степени наблюдаются для первой и третьей групп. Доля встречаемости групп следующие: первая группа – 20,4 %, всё относится к данным при $t = 75^\circ\text{C}$, вторая группа – 68,5 %, третья группа – 11,1 %. Всё это указывает на то, что процессы формирования значений P_{lm} в группах происходят по различным механизмам, поэтому построим уточненные многомерные модели для вычисления значений P_{lm1} с учетом выделенных трех классов (табл. 6).

Таблица 6

Многомерные модели для вычисления P_{lm1}

Модели	Свободный член – числитель, p – знаменатель	Коэффициенты при показателях – числитель, p – знаменатель		R – числитель, p – знаменатель
		C	t	
Группа 1	$\frac{-0,465385}{0,122060}$	$\frac{0,728846}{0,000000}$	–	$\frac{0,964}{<0,000000}$
Группа 2	$\frac{2,392259}{0,000052}$	$\frac{1,288030}{0,000000}$	$\frac{-0,09269}{0,000000}$	$\frac{0,897}{<0,000000}$
Группа 3	$\frac{16,54219}{0,000000}$	$\frac{0,73848}{0,000270}$	$\frac{-0,22803}{0,000000}$	$\frac{0,858}{<0,03571}$

Анализ данных уравнений показывает, что величина P_{lm1} формируется для всех моделей индивидуально. Для первой группы значение P_{lm1} формируется только в зависимости от C , так как значение t во всех случаях 75°C . Для второй группы формирование модели начинается с C , на втором шаге – t . Для третьей группы наблюдается инверсия по отношению ко второй группе, так как формирование модели начинается с t , на втором шаге – C . По вышеприведенным формулам были вычислены модельные значения P_{lm1} , затем они были сопоставлены с фактическими (рис. 5, а).

Аналогичный анализ выполним и с использованием величины P_{lm2} . В результате

расчетов получены следующие линейные дискриминантные функции, по которым выборка полностью разделяется на три класса:

$$Z_{11} = 0,1351291 \cdot P_l - 0,630147 \cdot P_{lm2} + 2,105323$$

$$\text{при } R = 0,927, \chi^2 = 102,6903, p = 0,000000;$$

$$Z_{22} = 0,711738 \cdot P_l - 0,694227 \cdot P_{lm2} - 0,096605$$

$$\text{при } R = 0,249, \chi^2 = 3,2346, p = 0,072098.$$

По данным формулам были вычислены значения Z_1 и определены вероятности принадлежности к группе Z_2 , зависимость между которыми приведена на рис. 6.

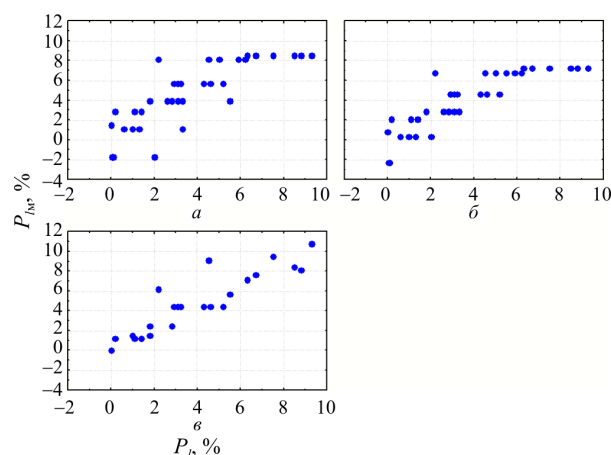


Рис. 5. Поля корреляции между P_l и $P_{lm1}, P_{lm2}, P_{lm22}$

Отсюда видно, что при использовании значений P_l и P_{lm2} построенные ЛДФ делят выборку на три непересекающихся группы. Средние значения Z_1 и Z_2 по выделенным классам приведены в табл. 7.

Таблица 7

Статистические характеристики значений Z_{11} и Z_{22}

Показатели	Средние значения показателей		
	Группа 1	Группа 2	Группа 3
Z_{11}	2,504	0,477	-6,521
Z_{22}	0,540	-0,139	0,208

Всё это позволяет считать, что можно построить уточненные многомерные модели для вычисления значений P_{lm2} с учетом выделенных трех групп (табл. 8). Здесь необходимо отметить, что сравнение модельных и фактических значений можно произвести только по группе 2. По группам 1, 3 модели построить не представляется возможным, так как величина t не изменяется.

Анализ данных уравнений показывает, что величина P_{lm2} формируется следующим образом: на первом шаге в модель включается C , на втором шаге – t . По данной формуле были вычислены значения P_{lm2} и сопоставлены с P_l (рис. 5, б).

Таблица 8
Многомерные модели для вычисления $P_{I_{M2}}$

Модели	Свободный член – числитель, p – знаменатель	Коэффициенты при показателях – числитель, p – знаменатель		R – числитель, p – знаменатель
		C	t	
		Группа 2	$\frac{2,553451}{0,000507}$	

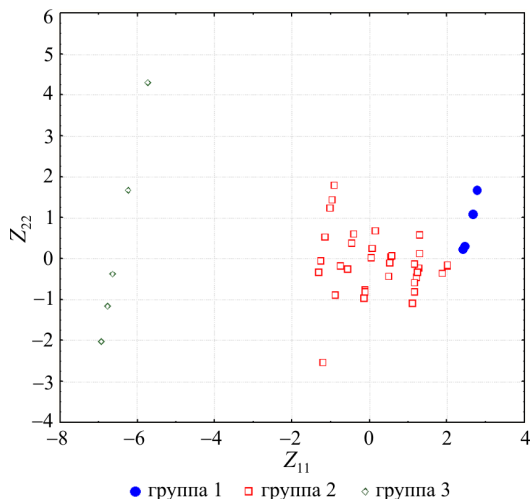


Рис. 6. Значения Z_{11} и Z_{22} по группам

Отсюда видно, что для соотношения P_I и $P_{I_{M1}}$ корреляционная связь ($r = 0,84$) менее тесная, чем для P_I и $P_{I_{M2}}$ ($r = 0,88$).

Таким образом, выполненный анализ показывает, во-первых, то, что формирование значений $P_{I_{M1}}$ в диапазоне 1–6 % действительно происходит в зависимости от C и t , далее в интервале 6–10 % процесс протекает за счет синергетического эффекта совместного влияния C и t . Для вычисления совместного влияния

Библиографический список

1. Мазурок П.С. Влияние цементирования нефтяных и газовых скважин на экономику // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 32–35.
2. Evaluation of cement systems for oil- and gas-well zonal isolation in a full-scale annular geometry / L. Boukhelifa, N. Moroni, S.G. James, S. Le Roy-Delage, M.J. Thiercelin, G. Lemaire // SPE Drilling and Completion. – 2005. – № 20 (1). – P. 44–53. DOI: 10.2118/87195-PA
3. Application of engineered cementing solution to solve long-term cement integrity issues in Tunisia / K. Krusche, C.R. Johnson, N.Y. Braud, H.B. Ghazi // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Paper presented at the Proceedings. – San Antonio, 2006. – P. 77–85. DOI: 10.2118/100390-MS
4. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин: монография. – 3-е изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 934 с.
5. Булатов А.И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 15–19.
6. Булатов А.И. О качестве пробуренной скважины и ее крепи // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 10–12.

построим более сложную статистическую модель, которая, по нашему мнению, опишет не только влияние C и t в отдельности на P_I , но и их совместное влияние в диапазоне значений 0–10 %. Предлагаемая модель имеет следующий вид:

$$P_{I_{M2}} = 0,0728 + 1,7485 \cdot C - 0,0143 \cdot t + 0,1207 \cdot C^2 - 0,0297 \cdot C \cdot t + 0,0005 \cdot t^2$$

$$\text{при } R^2 = 0,975.$$

По данной зависимости были вычислены значения $P_{I_{M2}}$ и сопоставлены со значениями P_I . Поле корреляции между P_I и $P_{I_{M2}}$ приведено на рис. 5, в. Отсюда видно, что данная зависимость описывает влияние C и t на P_I значительно лучше, чем в первых двух случаях ($r = 0,97$).

Во-вторых, несмотря на общность протекания процессов, что было доказано выше, для каждого из рассмотренных случаев имеются специфические отклонения, что должно быть использовано в практических целях при выборе расширяющей добавки для тампонажных составов.

Заключение

В условиях умеренных температур наибольшее расширение получено при использовании двухкальциевого феррита с оксидом кальция, в условиях нормальных температур – оксида кальция с ингибитором.

Использование математического аппарата и статистической обработки данных позволило создать математическую модель влияния температуры и концентрации расширяющей добавки на величину расширения тампонажного состава.

7. Булатов А.И. Что представляет собой зацементированное заколонное пространство // Бурение и нефть. – 2016. – № 6. – С. 30–34.
8. Чернышов С.Е., Крапивина Г.Н. Влияние расширяющих добавок на свойства цементного раствора-камня // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 31–33.
9. Кожевников Е.В. Исследование свойств тампонажных растворов для крепления скважин и боковых стволов с наклонными и горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 24–31. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.3
10. Mangadlao J.D., Cao P., Advincula R.C. Smart cements and cement additives for oil and gas operations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – № 129. – P. 63–76. DOI:10.1016/j.petrol.2015.02.009
11. Cement and concrete nanoscience and nanotechnology / L. Raki, J. Beaudoin, R. Alizadeh, J. Makar, T. Sato // Materials. – 2010. – № 3 (2). – P. 918–942. DOI: 10.3390/ma3020918

12. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 11. – С. 29–37. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.3

13. Cheung P.S. Expanding additive for cement composition: patent no. 5.942.031. – 1999. – 24 Aug.

14. Expanding cement for improved wellbore sealing: Prestress development, physical properties, and logging response / J. Thomas, S. Musso, S. Catheline, A. Chougnet-Sirapian, M. Allouche // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference: paper presented at the Society of Petroleum Engineers. – 2014. – P. 506–515. DOI: 10.2118/170306-MS

15. Кривошей А.В. Разработка расширяющихся тампонажных смесей для низких и умеренных температур // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 36–37.

16. Куницких А.А. Исследование модифицирующих добавок к тампонажным растворам // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 46–50.

17. Анализ качества крепления второй ступени по опытным скважинам. Разработка рецептуры расширяющегося тампонажного цемента для крепления продуктивной части скважин: отчет о НИР по договору № 63.01.150.22/17-364 / ООО «КогалымНИПИнефть». – Когалым, 2002.

18. Odler I., Colán-Subauste J. Investigations on cement expansion associated with ettringite formation // Cement and Concrete Research. – 1999. – № 29 (5). – P. 731–735. DOI: 10.1016/S0008-8846(99)00048-4

19. Effect of MgO expanding agent on early performance of oil well cement under three dimensional constraint. Zhongguo Shiyou Daxue Xuebao (Ziran Kexue Ban) / H.J. Zhu, S.D. Hua, Q.S. Wu, C.S. Zhang, T. Yang // Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science). – 2013. – № 37 (6). – P. 153–158. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2013.06.025

20. Исследование расширяющей способности тампонажных составов на основе портландцементов / С.Е. Чернышов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 104–106.

21. Dulu A., Peter R. Practical improvements in CaO-swelling cements // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2002. – № 36. – P. 61–70. DOI: 10.1016/S0920-4105(02)00251-6

22. Chatterji S. Mechanism of expansion of concrete due to the presence of dead-burnt CaO and MgO // Cement

and Concrete Research. – 1995. – № 25 (1). – P. 51–56. DOI:10.1016/0008-8846(94)00111-B

23. Агзамов Ф.А., Бабков В.В., Каримов И.Н. О необходимости величины расширения тампонажных материалов // Территория нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 14–15.

24. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 46–53. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.5

25. Сорокин Л.А. Разработка расширяющихся тампонажных цементов для повышения качества цементирования скважин в интервале температур 60–120 °С: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Моск. гос. геологоразвед. ун-т. – М., 2005. – 20 с.

26. Куницких А.А., Чернышов С.Е., Вотинов М.В. Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 42–44.

27. Аветисов А.Г., Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 239 с.

28. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

29. Андрейко С.С. Разработка математической модели метода прогнозирования газодинамических явлений по геологическим данным для условий Верхнекамского месторождения калийных солей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 21. – С. 345–353. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.6

30. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта ГЛ–ББ Юрчукского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 21. – С. 320–328. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.3

References

1. Mazurok P.S. Vliianie tsementirovaniia nef'tianykh i gazovykh skvazhin na ekonomiku [The influence of cementing oil and gas wells on the economy]. *Burenie i nef't'*, 2015, no.12, pp.32-35.

2. Boukhelifa L., Moroni N., James S.G., Le Roy-Delage S., Thiercelin M.J., Lemaire G. Evaluation of cement systems for oil- and gas-well zonal isolation in a full-scale annular geometry. *SPE Drilling and Completion*, 2005, 20(1), pp.44-53. DOI: 10.2118/87195-PA

3. Krusche K., Johnson C.R., Braud N.Y., Ghazi H.B. Application of engineered cementing solution to solve long-term cement integrity issues in Tunisia. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Paper presented at the Proceedings*. San Antonio, 2006, pp.77-85. DOI: 10.2118/100390-MS

4. Bulatov A.I. Detektivnaia biografiia germetichnosti krepki nef'tianykh i gazovykh skvazhin [Detective biography of hermetic sealing of oil and gas wells]. Krasnodar, Prosveshchenie-Iug, 2009, 934 p.

5. Bulatov A.I. Kontsepsiia kachestva proburennykh nef'tianykh i gazovykh skvazhin [The concept of quality of oil and gas wells drilled]. *Burenie i nef't'*, 2015, no.12, pp.15-19.

6. Bulatov A.I. O kachestve proburennoi skvazhiny i ee krepki [Regarding the quality of a drilled well and its lining]. *Burenie i nef't'*, 2015, no.10, pp.10-12.

7. Bulatov A.I. Chto predstavliaet soboi zatsementirovannoe zakolonnnoe prostranstvo [What is cemented over the columned space]. *Burenie i nef't'*, 2016, no.6, pp.30-34.

8. Chernyshev S.E., Krapivina T.N. Influence of expansion agent on properties of cement slurry-stone. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2010, no.5, pp.31-33.

9. Kozhevnikov E.V. Study of properties of cement slurries for horizontal well and sidetrack cementing. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology*.

Oil & Gas Engineering & Mining, 2015, no.17, pp.24-31. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.3

10. Mangadlao J.D., Cao P., Advincula R. C. Smart cements and cement additives for oil and gas operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 129, pp.63-76. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.02.009

11. Raki L., Beaudoin J., Alizadeh R., Makar J., Sato T. Cement and concrete nanoscience and nanotechnology. *Materials*, 2010, 3(2), pp.918-942. DOI: 10.3390/ma3020918

12. Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Enhancing the cementing quality of the well with horizontal profile. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no.11, pp.29-37. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.11.3

13. Cheung P.S. Expanding additive for cement composition. Patent no. 5,942,031.

14. Thomas J., Musso S., Catheline S., Chougnat-Sirapian A., Allouche M. Expanding cement for improved wellbore sealing: Prestress development, physical properties, and logging response. *SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers*, 2014, pp.506-515. DOI: 10.2118/170306-MS.

15. Krivoshei A.V. Razrabotka rasshiriaushchikhsia tamponazhnykh smesei dlia nizkikh i umerennykh temperatur [Development of expanding grouting mixtures for low and moderate temperatures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no.4, pp.36-37.

16. Kunitskikh A.A. Issledovanie modifitsiruiushchikh dobavok k tamponazhnym rastvoram [Investigation of modifying additives to grouting mortars]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no.5, pp.46-50.

17. Analiz kachestva krepnenii vtoroi stupeni po opytным skvazhinam. Razrabotka retseptury rasshiriaushchegosia tamponazhnogo tsementa dlia krepnenii produktivnoi chasti skvazhin [Analysis of the quality of fastening of the second stage on the experimental wells. Development of a recipe for expanding oil well cement for fixing the productive part of wells]. *Otchet o NIR po dogovoru №63.01.150.22/17-364. Kogalym, KogalymNIPneft'*, 2002.

18. Odler I., Colán-Subauste J. Investigations on cement expansion associated with ettringite formation. *Cement and Concrete Research*, 1999, 29(5), pp.731-735. DOI: 10.1016/S0008-8846(99)00048-4

19. Zhu H.J., Hua S.D., Wu Q.S., Zhang C.S., Yang T. Effect of MgO expanding agent on early performance of oil well cement under three dimensional constraint. *Zhongguo Shiyou Daxue Xuebao (Ziran Kexue Ban). Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2013, 37(6), pp.153-158. DOI: 10.3969/j.issn.1673-5005.2013.06.025

20. Chernyshchov S.E. et al. Issledovanie rasshiriaushchei sposobnosti tamponazhnykh sostavov na osnove portlandtsementov [Study of the expanding ability of oil-based compositions based on Portland cement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no.11, pp.104-106.

21. Dulu A., Peter R. Practical improvements in CaO-swelling cements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 36, pp.61-70. DOI: 10.1016/S0920-4105(02)00251-6

22. Chatterji S. Mechanism of expansion of concrete due to the presence of dead-burnt CaO and MgO. *Cement and Concrete Research*, 1995, 25(1), pp.51-56. DOI: 10.1016/0008-8846(94)00111-B

23. Agzamov F.A., Babkov V.V., Karimov I.N. O neobkhodimoi velichine rasshirenii tamponazhnykh materialov [About the required amount of expansion of plugging materials]. *Territoriia neftegaz*, 2011, no.8, pp.14-15.

24. Kunitskikh A.A. Research and development of expansion agents for grouting mortars. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no.16, pp.46-53. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.5

25. Sorokin L.A. Razrabotka rasshiriaushchikhsia tamponazhnykh tsementov dlia povysheniia kachestva tsementirovaniia skvazhin v intervale temperatur 60-120 °C [Development of expanding oil-well cement to improve the quality of well cementing in the temperature range 60-120 °C]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, 2005, 20 p.

26. Kunitskikh A.A., Chernyshov S.E., Votinov M.V. Issledovanie dinamiki gidratatsii i razrabotka sostavov rasshiriaushchikh dobavok k tamponazhnym rastvoram [The study of the dynamics of hydration and the development of formulations of expanding additives to grouting mortars]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no.8, pp.42-44.

27. Avetisov A.G., Bulatov A.I., Shamanov S.A. Metody prikladnoi matematiki v inzhenernom dele pri stroitel'stve neftiannykh i gazovyykh skvazhin [Methods of applied mathematics in engineering for the construction of oil and gas wells]. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2003, 239 p.

28. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, no.19, pp.145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

29. Andreiko S.S. Development of mathematical model of gas-dynamic phenomena forecasting method according to geological data in conditions of Verkhnekamskoie potash salt deposit. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, no.21, pp.345-353. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.6

30. Chernykh I.A. Determination of bottomhole pressure by using multivariate estimation models (on example of formation TL-BB Yurchukskoie field). *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, no.21, pp.320-328. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.3

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Галкин В.И., Кунитских А.А. Статистическое моделирование расширяющегося тампонажного состава // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №3. – С.215–224. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2

Please cite this article in English as:

Galkin V.I., Kunitskikh A.A. Statistical modelling of expanding cement slurry. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.3, pp.215-224. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.2