



УДК 622.324.5

МЕЧТА А.И. БУЛАТОВА

A.I. BULATOV'S DREAM

Григулецкий В.Г.

д-р техн. наук, профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Griguletsky V.G.

Doctor of Engineering, Professor,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NRU)

Введение. В автобиографической монографии «*Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин*» (Краснодар : Просвещение – Юг, 2009 г. 3-е издание) заключительная девятая глава (С. 886–892) названа «*VereDictum*», что означает «*верно сказано*» (лат.) проф. А.И. Булатов специально отмечает следующее.

«*Моя мечта – составить уравнение, описывающее функциональную зависимость герметичности от ряда факторов, выстроенных по росту; вначале от нескольких групп факторов, также выстроенных по росту, и в каждой группе произвести такую же расстановку приоритетов.*

Но пространство герметичность может быть, или она не обеспечена, т.е. зацементированное за колонное пространство либо герметичное, либо негерметичное.

Не может же оно быть «*немножко герметичным*» или «*немножко негерметичным*». Следовательно, *господа будущие исследователи*, можно говорить о *степени герметичности*, точнее, о *мере герметичности*, зависящей от ряда непостоянных (с переменной судьбой) факторов, которые в большей или меньшей степени влияют на процесс» (Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2009. – 934 с.).

Следуя А.И. Булатову отметим, что *изучение процессов и явлений, происходящих в скважине в процессе вытеснения одного раствора другим, изучить механизм и влияние факторов на этот процесс, разобраться в сути явлений, происходящих при твердении тампонажного раствора, разделить факторы на значащие и придуманные – это сложно, а иногда опасно, – затрагиваются чьи-то интересы. Это работы, требующие глубоких знаний, владения историей изучаемого во-проса (а это, ох, как нелегко!), желанья и настойчивости добраться до истины и, наконец, любви к процессу изучения.*

Цементирование обсадных и эксплуатационных колонн является одним из важнейших этапов строительства нефтяных и газовых скважин на суше и на море [1–3]. Плохое качество цементирования обсадных и эксплуатационных колонн является основной причиной нефтяных и газовых выбросов после крепления скважин, межколонных и заколонных перетоков и давлений [4, 5]. Неудовлетворительное качество крепления нефтяных и газовых скважин отмечалось в статье [6], где предложено для повышения качества цементирования обсадных колонн проводить *прокачку специальной порции буферной жидкости между глинистым и цементным растворами, которая снижала структурно-механические свойства растворов* [6, с. 19]. Лабораторными исследованиями доказано отрицательное действие резкого уменьшения давления на сроки загустевания цементных растворов [7]. В.Г. Цейтлин в работе [8] отмечает большое количество газовых скважин с затрубными газопроявлениями после цементирования: на Нефтяных Камнях в Азербайджане из 34 случаев грифообразования 23 произошли после цементирования обсадных колонн; на Юго-Западе Узбекистана из-за плохого крепления обсадных колонн в 6 скважинах произошли открытые газовые фонтаны и т.д. Для предотвращения затрубных газопроявлений и межколонных перетоков газа рекомендовано применение гидрофилизующих добавок (тип ГИФ-1), или гифит-цементов [8, с. 18]. Возможный механизм возникновения газо-водо-газопроявлений из-за плохого качества цементирования обсадных колонн подробно описан в статье В.К. Коморина [9]. Авторы статьи [10] специально отмечают, что сроки проведения термокаротажа должны определяться температурными условиями в скважинах, а сроки проведения необходимо определять с учетом времени максимального тепловыделения. А.А. Гайворонский [11] подробно описал основные причины возникновения газопроявлений в газовых скважинах в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). В работах [12–14] (особенно в монографии [13]) рассмотрены многие вопросы технологии предупреждения нефте-газопроявлений в процессе крепления нефтяных и газовых скважин.

А.И. Булатов, О.Н. Обозин, А.К. Куксов [14] отмечают следующие основные причины газо-водо-нефтепроявлений по затрубному пространству после цементирования:

– контракционный эффект при загустевании, схватывании и твердении тампонажного раствора и камня;



- образование каналов в тампонажном камне;
- образование «водяных поясов» в затрубном пространстве;
- «зависание» тампонажного раствора и цементного камня в стволе скважины;
- *седиментационная неустойчивость тампонажного раствора* и т.д.

В статье [14] описаны результаты лабораторных исследований влияния седиментации на формирование структуры тампонажного камня. Исследования седиментационных явлений в тампонажных смесях проводились на установке, где в гладкостенные стеклянные цилиндры высотой 1–3 м и диаметром 50 мм, заполненные тампонажными смесями с водоцементным соотношением от 0,45 до 0,6, помещали сеточный диск диаметром 35 мм (сетка 4900 отв/см²). Диск соединялся со стрелкой-указателем при помощи гибкой проволоки, перекинутой через блочек. Диск-сетка, хорошо проницаемый для воды затворения, непроницаем для цементных зерен. Он практически не оказывал экранирующего действия на седиментационные процессы. Наблюдениями отмечено перемещение вниз диска из любого его исходного положения по высоте столба раствора. Это свидетельствует о том, что седиментация происходит по всем объемам смеси. Величина перемещения диска и интенсивность развития процесса седиментации возрастают с увеличением водоцементного отношения и удельного веса твердой составляющей смеси. Добавки ССБ интенсифицировали, а добавки гипана и бентонита снижали скорость и конечную величину седиментации (рис. 1).

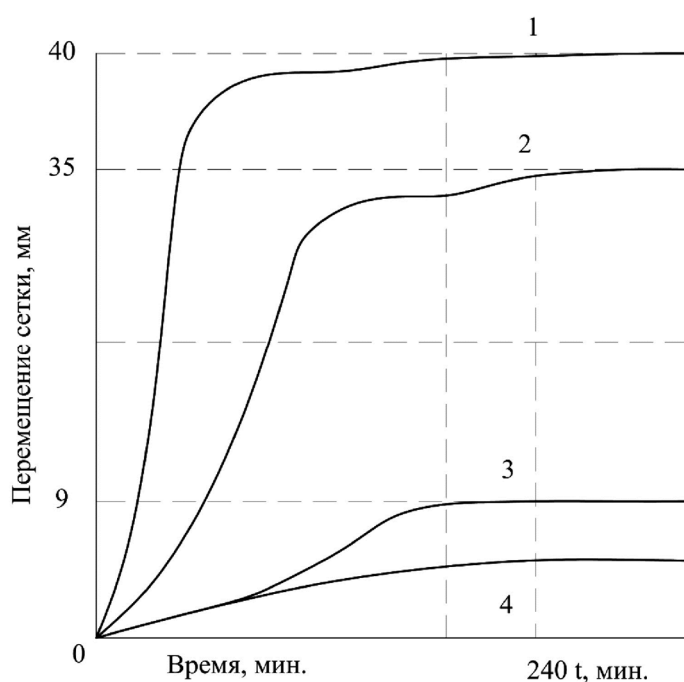


Рисунок 1 – Зависимость перемещения диска-сетки во времени при седиментации тампонажных смесей: 1 – ССБ; 2 – чистый цемент; 3 – гипан (5 %); 4 – бентонит

Из рисунка 1 видно, что перемещение сетки происходит, во-первых, неравномерно по длине цилиндра; подобным образом, можно предположить, происходит седиментация тампонажного раствора при загустевании, схватывании и твердении цементного камня. Во-вторых, разные кривые (т.е. разные составы тампонажного раствора) имеют *определенное максимальное значение пути перемещения сетки*, что определяется количеством специальных добавок в тампонажном растворе (ССБ, гипан, бентонит и т.д.).

В статье [15] отмечается, что при перфорации с плотностью зарядов до 30 отверстий на 1 метр длины интервала не вызывает больших нарушений цементного кольца; если качество цементирования колонн является плохим, то ухудшение цементного кольца при перфорации происходит не только на интервале перфорации, но и в прилегающих участках ствола скважины. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной при перфорации и разными технологическими операциями описаны в статьях [16–18]. Авторы статьи [17] отмечают дополнительные нарушения контактов цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины, которые возникают после разбуривания цементного стакана с использованием турбобура [17, с. 35]. Анализ фактических данных о качестве крепления скважин в объединении «Мангышлакнефть» позволил установить, что нарушение контакта цементного камня с колоннами в результате опрессовки и перфорации возникают против проницаемых пластов и каверн [18, с. 33]. В статье [19] изучены многие вопросы контракции цементного рас-



твора-камня, как основной причины плохого качества крепления скважин. А.К. Куксов, С.Г. Морозов [20, 21] для оценки качества строительства скважин впервые предложил использовать следующий показатель:

$$K_0 = \left(\frac{P_D}{P_{ДБ}} \right) \left(\frac{ОП}{ОП_Б} \right) \left(\frac{T_\Gamma}{\psi(T_\Gamma)} \right) \left[\frac{K(\Pi_i)}{K(\Pi_{iБ})} \right] \left[\frac{F_R(R, T_\Gamma)}{F_R(R_B, T_\Gamma)} \right] \quad (\text{формула (2), с. 14 [21]},) \quad (1)$$

где P_D – допустимая депрессия на пласт, определяемая с учетом допустимого градиента давления ($P_{ДБ}$) на заколонное пространство в интервале изоляции продуктивного пласта;
 $ОП$ – показатель вскрытия и освоения скважины, определяемый как отношение коэффициентов фактической и потенциальной продуктивности скважин;
 $K(\Pi_i)$ – коэффициент эксплуатации скважины, учитывающий простой из-за отказов работы внутрискважинного оборудования;
 $F_R(R, T_\Gamma)$ – отношение коэффициентов нефтеизвлечения за период T_Γ , при отходах от центра круга допуска, который равен R ;
 $Б$ – индекс обозначает «базовое» значение показателя качества;
 $\psi(T_\Gamma)$ – функция, определяющая снижение средней добычи нефти из-за отказов крепи за период времени (T_Γ), по скважинам, построенным в соблюдением проектной технологии.

Показатель $K_0 > 1$ показывает, что фактические показатели добычи нефти по конкретной скважине выше «базового» уровня; если $K_0 < 1$, то можно определить уровень снижения фактических показателей работы скважины относительно «базового» уровня.

А.И. Булатов, В.В. Гольштейн, В.И. Гусев опубликовали важную работу [22], в которой изложены результаты экспериментального изучения новых тампонажных материалов на основе фенолоспиртов. Особое внимание уделено синтезу полимерного фенолформальдегидного связующего для высокотемпературных тампонажных материалов; рассмотрены основные факторы, влияющие на скорость отверждения (схватывания и твердения) тампонажных материалов и фенолформальдегидных олигомеров.

На рисунках 2, 3, в частности, приведены опытные значения плотности фенолформальдегидного связующего во времени при температуре 40 °С (рис. 2) и температуре 60 °С (рис. 3).

Кривые на рисунках 2, 3 показывают, что изменение плотности раствора резольной смолы происходит непрерывно и неравномерно во времени; для разных концентраций едкого натра в опытах установлено определенное максимальное значение плотности раствора в зависимости от температуры и концентрации едкого натра.

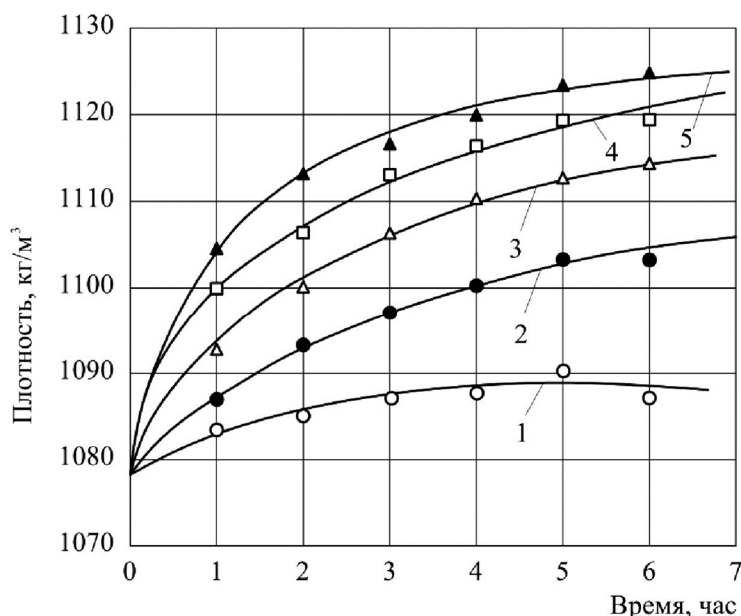


Рисунок 2 – Изменение плотности раствора резольной смолы от времени при разной концентрации едкого натра и температуре 40 °С: 1, 2, 3, 4, 5 – кривые соответствуют концентрации едкого натра 1,0; 2,0; 3,0; 4,5 % соответственно

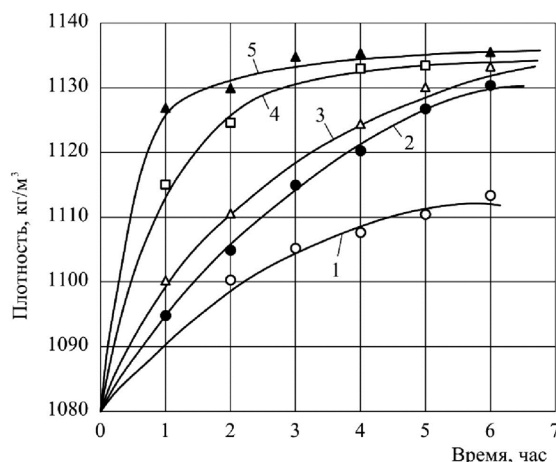


Рисунок 3 – Изменение плотности раствора резольной смолы от времени при разной концентрации едкого натра и температуре 60 °С: 1, 2, 3, 4, 5 – кривые соответствуют концентрации едкого натра 1,0; 2,0; 3,0; 4,5 % соответственно

Авторы работы [22] выполнили специальные эксперименты по исследованию коррозионной устойчивости полимерного тампонажного материала на основе фенолоформальдегидного олигомера; изучали изменение прочности образцов, отверженных при температуре 120 °С в течение 24 час в автоклаве; образцы хранились в минерализованной воде (1 литр содержит 100 г хлористого кальция, 180 г хлористого натрия, 20 г хлористого магния, 1 г сульфата натрия), насыщенном растворе хлористого магния и водопроводной воде при температуре 75 °С; предел прочности при сжатии определяли через каждые три месяца (рис. 4).

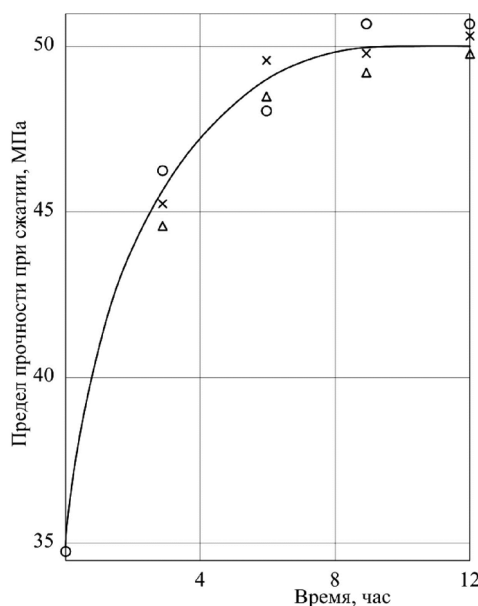


Рисунок 4 – Изменение предела прочности тампонажного камня (ФС-Т5-150А) от времени в разных коррозионных средах (o – пресная вода, x – минерализованная вода, Δ – насыщенный раствор) по данным экспериментов авторов работы [22] (рис. 9, с. 35 [22])

Из рисунка 4 видно, что изменение предела прочности тампонажного камня при сжатии возрастает во времени в разных коррозионных средах и, кроме того, *опытами установлено определенное максимальное значение прочности при сжатии.*

С.Б. Трусов в 1990 г. опубликовал краткий обзор известных работ по применению облегченных тампонажных цементов при цементировании скважин в разных геолого-технических и климатических условиях [23]. Характеризуя основные свойства облегченных и легких тампонажных цементов в работе [23] специально отмечают материалы для снижения водоотдачи. В частности, рекомендуется использовать поливиниловый спирт (ПВС-ТР). Практика строительства нефтяных и газовых скважин в разных районах СССР показала, что наиболее оптимальной концентрацией поливинилового спирта



являются значения 1,0; 1,2 ... 1,4 % от общей массы цемента. На рисунке 5 показана динамика изменения водоотдачи легкого тампонажного раствора-камня, обработанного поливиниловым спиртом разной концентрации.

Кривые на рисунке 5 показывают, что водоотдача тампонажного цемента изменяется непрерывно и неравномерно во времени, зависит от концентрации понизителей водоотдачи, температуры и др. факторов; разные кривые изменения водоотдачи тампонажного цемента подобны и имеют определенные максимальные значения водоотдачи для конкретных горно-геологических условий бурения скважин.

С.А. Рябоконе, А.И. Овечкин, А.Н. Гноевых кратко описали результаты крепления газовых скважин и отметили основные направления совершенствования техники и технологии цементирования обсадных и эксплуатационных колонн при бурении скважин на месторождениях ОАО «Газпром» [24]. Л.И. Рябова, Д.С. Шляховой, Е.В. Тимофеева в 2008 г. опубликовал важную работу [26] по изучению контракции цементного раствора и камня с добавкой структурообразующей добавки «Креп». Опытами установлено, что реагенты серии «Креп» позволяют снижать интенсивность контракционных эффектов и проницаемость тампонажного камня. На рисунке 6 показаны кривые изменения контракции цементного раствора ПЦТ при твердении, в зависимости от дозировки реагентов серии «Креп».

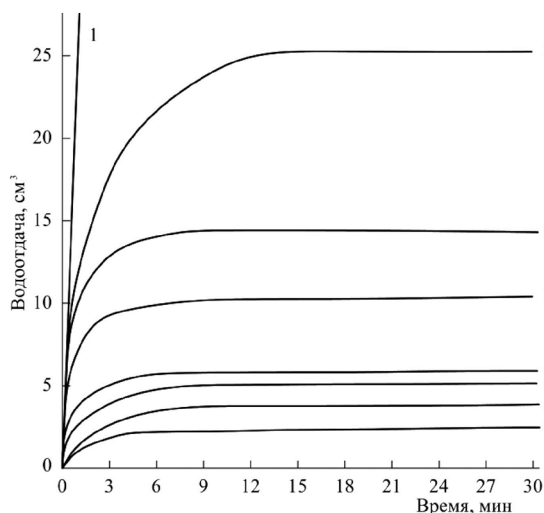


Рисунок 5 – Изменение водоотдачи легкого тампонажного раствора, обработанного понизителем водоотдачи ПВС-ТР разной дозировки:
 1 – кривая – 0 %; 2 – кривая – 0,8 %; 3 – 1,0 % (при 25 °С); 4 – 1,0 % (при 50 °С);
 5 – 1,2 %; 6 – 1,4 % (при 50 °С); 7 – 1,4 % (при 50 °С); 8 – 2,0 % (при 25 °С)

Из данных, представленных на рисунке 6 видно, что если тампонажный раствор без обработки реагентом «Креп» имеет контракцию 0,45 см³/100 г, то при обработке реагентами серии «Креп» контракция может уменьшиться до значения 0,06 см³/100 г, что приводит к снижению проницаемости и отсутствию объемных изменений при гидратации.

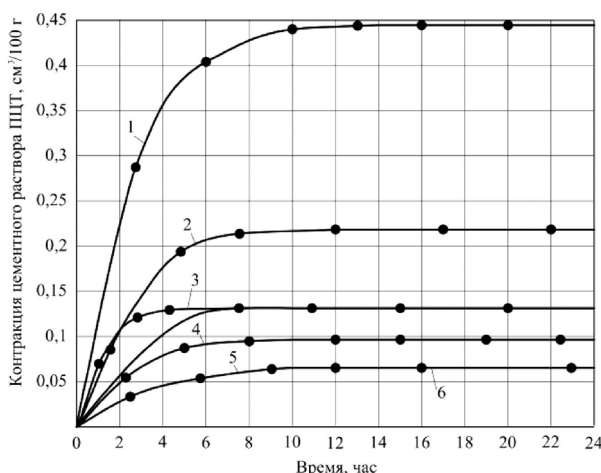


Рисунок 6 – Зависимость контракции цементного раствора ПЦТ при его твердении от дозировки реагентов серии «Креп» (В/Т = 0,44): 1 – ПЦТ; 2 – ПЦТ + 1 % «Креп +»;
 3 – ПЦТ + 1 % «Креп +» с аморфным Al; 4 – ПЦТ + 1 % «Креп 2»;
 5 – ПЦТ + 1,0 % «Креп 4»; 6 – ПЦТ + 1,0 % «Креп 1»



Кривые изменения контракции цементного раствора марки ПЦТ на рисунке 6 показывают, что *уменьшение суммарного объема твердой и жидкой фаз (контракция) происходит непрерывно и неравномерно во времени, а разные кривые подобны и имеют определенные максимальные значения объема контракции цементного камня*. Авторы статьи [26] специально отмечают, что *«объемные изменения цементного камня являются одним из основных факторов, определяющих герметичность заколонного пространства скважины; процессы контракции и изменения скелетного объема при затворении тампонажных суспензий до настоящего времени недостаточно изучены»* [26, с. 40].

Можно отметить, что представленный краткий анализ результатов опубликованных работ по изучению разных механизмов и процессов, влияющих на качество цементирования обсадных и эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин свидетельствует об их подобии, общности и единстве. Например, установлено, что *контракционный эффект* при загустевании, схватывании и твердении тампонажного раствора и камня, определяемый в опытах А.И. Булатова, О.Н. Обозина, А.К. Куксова [14] через перемещение диска-сетки (рис. 1) происходит *непрерывно, неравномерно и достигает определенное максимальное значение*, которое зависит от количества и свойств специальных добавок. При опытном изучении свойств новых облегченных тампонажных материалов установлено, что *плотность растворов* в процессе схватывания и твердения, а также *предел прочности тампонажного камня* при разной концентрации едкого натра в опытах А.И. Булатова, В.В. Гольштейна, В.И. Гусева [22] происходит *непрерывно и неравномерно, достигая определенного максимального значения* (рис. 2, 3, 4), которое зависит от температуры и концентрации едкого натра.

Опытами С.Б. Трусова [23] установлено, что изменение *водоотдачи* легкого тампонажного раствора, обработанного разными специальными составами понизителей водоотдачи происходит *непрерывно и неравномерно* и имеют (рис. 5) *определенное максимальное значение* водоотдачи.

В опытах Л.И. Рябовой, Д.С. Шляхового, Е.В. Тимофеевой [26] установлено, что *контракция* цементного раствора ПЦТ при твердении происходит *непрерывно и неравномерно*, достигая *определенного максимального значения* (рис. 6), которое зависит от свойств тампонажного раствора и концентрации реагентов серии «Крепь».

Таким образом, эффект *контракции* [14, 19], изменения *прочности и плотности* [14], *водоотдачи* [23], *объемные изменения* [25, 26] имеют *общий характер*, что позволяет установить *общую методику оценки их влияния на качество крепления скважин*.

Новая методика оценки водоотдачи, контракции и объемных изменений цементного раствора и камня на качество крепления скважин. По существу в технической литературе по бурению нефтяных и газовых скважин известны только работы А.К. Куксова, С.Г. Морозова [20, 21], в которых на основе формулы (1) рекомендуется проводить оценку качества строительства скважин. Рекомендации авторов [20, 21] не используются на практике, потому что практически невозможно установить значения показателей, входящих в формулу (1) на стадии разработки проектов на строительство (бурение) нефтяных и газовых скважин. *Актуальность* разработки методики оценки влияния основных факторов, действующих при креплении скважин обусловлена *плохим качеством цементирования обсадных и эксплуатационных колонн на практике* [3, 5, 6, 8, 12, 24].

О.П. Андреев отмечает [27], что *подавляющее большинство газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях ООО «Ямбурггаздобыча» простаивает из-за некачественного цементации эксплуатационных колонн в продуктивной части разреза*.

А.А. Ключов, И.А. Ключов утверждают [28], что *использование традиционных способов цементирования в условиях ММП, АВГД, слабосвязанных и склонных к гидроразрыву пород не может обеспечить надлежащего качества крепления* ввиду недостаточно эффективного управления процессами формирования структуры и регулирования свойств тампонажных материалов (плотности, прочности, расширения, тепло- и электропроводности и др.).

С.И. Райкевич в фундаментальной монографии [29] подробно отмечает плохое качество крепления скважин на Ямбургском ГКМ: из 446 скважин, пробуренных на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении в 206 скважинах (46,2 %) выявлены межколонные давления (МКД); эти давления свидетельствуют о наличии заколонных перетоков и утечек газа из газовой залежи по заколонному пространству. На газовом промысле № 1 (УКПГ-1С) МКД в начальный период разработки наблюдались в 37 скважинах (55 %) из 67 скважин, введенных в разработку в 2001 г. К 2004 г. уже в 86 скважинах из 121, введенных в разработку, т.е. 47 % скважин. В дальнейшем количество скважин с МКД достигло 90 скважин (56,6 %) из 159, введенных в разработку, или 56,6 % от всего действующего фонда добывающих скважин. На газовом промысле № 3 (УКПГ-3С) в пусковой период МКД выявлены в 15 скважинах из 27 скважин, введенных в разработку, или 55 % от всего действующего фонда через один месяц после начала эксплуатации месторождения; в настоящее время межколонные давления наблюдаются в 30 скважинах из 159 скважин, введенных в разработку, или 18,9 % от всего действующего фонда [29].



Учитывая экспериментально установленные особенности изменения контракции, водоотдачи тампонажного раствора, а также, прочности и объемных изменений цементного камня [14, 22, 26] принимаем справедливость следующего утверждения: скорость изменения определенного показателя (Π) изменяется пропорционально текущему значению этого показателя (Π), выше некоторого начального (минимального) количества (Π_{\min}) и разности ($\Pi_{\max} - \Pi$) между максимальным (Π_{\max}) и текущим (Π) значениями, поэтому можно записать основное дифференциальное уравнение:

$$\frac{d\Pi}{dt} = k(\Pi_{\min} + \Pi)(\Pi_{\max} - \Pi), \tag{2}$$

где k – постоянный коэффициент, определяющий характер изменения конкретного показателя; Π_{\min} , Π_{\max} – минимальное (Π_{\min}) и максимальное (Π_{\max}) значения конкретного показателя (Π).

Для решения уравнения (2) назовем «начальные» условия:

$$\Pi(t_0) = \Pi_0, \tag{3}$$

где t_0 , Π_0 – постоянные, определяющие «начальные» значения фактора ($t = t_0$) и показателя ($\Pi_0 = \Pi(t_0)$).

Решение уравнения (2), удовлетворяющее начальным условиям (3) можно записать в виде:

$$\Pi(t) = \frac{\Pi_{\max} (\Pi_{\min} + \Pi_0) \exp[k(\Pi_{\min} + \Pi_{\max})(t - t_0)] - \Pi_{\min} (\Pi_{\max} - \Pi_0)}{(\Pi_{\min} + \Pi_0) \exp[k(\Pi_{\min} + \Pi_{\max})(t - t_0)] + (\Pi_{\max} - \Pi_0)}. \tag{4}$$

Значение коэффициента (k) можно находить по фактическим данным по формуле:

$$k = \frac{\ln[(\Pi_{\max} - \Pi_0)(\Pi_{\min} + \Pi)] - \ln[(\Pi_{\min} + \Pi_0)(\Pi_{\max} - \Pi)]}{(\Pi_{\min} + \Pi_{\max})(t - t_0)}. \tag{5}$$

Максимальное значение показателя (Π_{\max}) можно находить по фактическим данным по следующей приближенной формуле:

$$\Pi_{\min} + \Pi_{\max} = \frac{2(\Pi_{\min} + \Pi_1)(\Pi_{\min} + \Pi_2)(\Pi_{\min} + \Pi_3) - (\Pi_{\min} + \Pi_2)^2(\Pi_1 + \Pi_2 + 2\Pi_{\min})}{(\Pi_{\min} + \Pi_1)(\Pi_{\min} + \Pi_3) - (\Pi_{\min} + \Pi_2)^2}, \tag{6}$$

Π_1 , Π_2 , Π_3 – значения показателя (Π_i), определенное через равные интервалы изменения фактора, т.е. $t_3 - t_2 = t_2 - t_1$ и соответственно: $\Pi_1 = \Pi(t_1)$, $\Pi_2 = \Pi(t_2)$, $\Pi_3 = \Pi(t_3)$. В практических расчетах целесообразно использовать формулы (4)–(6) для определенных интервалов изменения факторов (t) от значения $t = t_i - 1$ до значения $t = t_i$ (i – индекс интервала, $i = 1, 2, 3, \dots$); значения $t = t_0$ и $\Pi_0 = \Pi(t_0) = \Pi_{\min}$ соответствуют «начальным» количествам фактора ($t = t_0$) и показателя ($\Pi_0 = \Pi(t_0)$).

Примеры расчетов. *Пример 1.* Рассмотрим экспериментальные данные, полученные в опытах А.И. Булатова, В.В. Гольштейна, В.И. Гусева [22], на основе которых построены кривые изменения механической прочности (G) тампонажного камня (рис. 4) во времени (t) в насыщенном растворе хлористого магния (табл. 1).

Предел прочности при сжатии тампонажного камня (G) согласно (4) можно записать в виде:

$$G(t) = \frac{G_{\max} (G_{\min} + G_0) \exp[k(G_{\min} + G_{\max})(t - t_0)] - G_{\min} (G_{\max} - G_0)}{(G_{\min} + G_0) \exp[k(G_{\min} + G_{\max})(t - t_0)] + (G_{\max} - G_0)}.$$

Таблица 1 – Прочность при сжатии тампонажного камня ФС-Т5-1500А от времени нахождения образцов в насыщенном растворе хлористого магния (табл. 15, с. 34 [22])

№ № п.п.	Время, сут.	Предел прочности (опыт), МПа	Предел прочности (расчет), МПа	Константа k_i	Скорость изменения прочности G' (t)
1	2	3	4	5	6
1	0	34,9	34,90	–	–
2	90	44,7	44,70	0,000144	0,0678
3	180	48,5	48,57	0,000140	0,0246
4	270	49,3	49,88	0,000063	0,0069
5	360	49,8	49,80	–	–



Из данных таблицы 1 используем значения:

$$t_0 = 0; G_0 = G(0) = 34,9 = G_{\min};$$

$$t_1 = 180; G_1 = G(180) = 48,5;$$

$$t_2 = 270; G_2 = G(270) = 49,3;$$

$$t_3 = 360; G_3 = G(360) = 49,8.$$

По формуле (6) находим максимальное значение предела прочности (G_{\max}) тампонажного камня:

$$G_{\max} + 34,9 = \frac{2(34,9 + 48,5)(34,9 + 49,3)(34,9 + 49,8) - (84,2)^2(168,1)}{(83,4)(84,7) - (84,5)^2} = 85,51,$$

или

$$G_{\max} = 50,61.$$

По формуле (5) найдем значение коэффициента (k_1) на интервале от $t_0 = 0$, когда $G_0 = 34,9$, до значения $t_1 = 90$, когда $G = G(90) = 44,7$:

$$k_1 = \frac{\ln[(50,61 - 34,9)(34,9 + 34,9)] - \ln[(34,9 + 34,9)(50,61 - 44,7)]}{(34,9 + 50,61)(90 - 0)} = 0,000144,$$

и найдем значение:

$$k_1(G_{\min} + G_{\max}) = 0,012313.$$

Предел прочности (G) тампонажного камня на интервале от $t = t_0 = 0$ до $t = t_1 = 90$ определяется по формуле (4) в виде:

$$G(t) = \frac{50,61(69,8)\exp(0,012313t) - 548,279}{(69,8)\exp(0,012313t) + 15,71},$$

по этой формуле найдем значения:

$$G(0) = \frac{2984,299}{85,51} = 34,900,$$

$$G(90) = \frac{10151,23068}{227,120980} = 44,699,$$

и прогнозное (расчетное) значение:

$$G(180) = \frac{31858,50929}{6560,338153} = 48,568.$$

По формуле (5) найдем значение коэффициента (k_2) на интервале от $t_1 = 90$, когда $G = G(90) = 44,7$, до значения $t_2 = 180$, когда $G = G(180) = 48,5$:

$$k_2 = \frac{\ln[(50,61 - 44,7)(34,9 + 48,5)] - \ln[(34,9 + 44,7)(50,61 - 48,5)]}{(34,9 + 50,61)(180 - 90)} = 0,000140,$$

и найдем значение:

$$k_2(G_{\min} + G_{\max}) = 0,011971.$$

Предел прочности (G) тампонажного камня на интервале от $t = t_1 = 90$ до $t = t_2 = 180$ определяется по формуле (4) в виде:

$$G(t) = \frac{50,61(79,6)\exp[0,011971(t - 90)] - 205,077}{(79,6)\exp[0,011971(t - 90)] + 5,91},$$

по этой формуле найдем значения:

$$G(90) = \frac{3823,479}{85,51} = 44,710,$$

$$G(180) = \frac{11626,80792}{239,695515} = 48,501,$$



и прогнозное (расчетное) значение:

$$G(270) = \frac{34246,11074}{692,538983} = 49,880, \text{ и т.д.}$$

Все результаты расчетов приведены в таблице 1 и хорошо соответствуют опытным данным.

Пример 2. Рассмотрим экспериментальные данные, полученные в работе [22] при исследовании механической прочности (G) тампонажного камня (рис. 4) во времени (t) в минерализованной воде (табл. 2).

Таблица 2 – Прочность при сжатии тампонажного камня ФС-Т5-150 ОА от времени нахождения образцов в минерализованной воде (табл. 15, с. 34 [22])

№ № п.п.	Время, сут.	Предел прочности (опыт), МПа	Предел прочности (расчет), МПа	Константа k_i	Скорость изменения прочности $G'(t)$
1	2	3	4	5	6
1	0	34,9	34,90	–	–
2	90	45,2	45,20	0,000160	0,0667
3	180	49,6	48,81	0,00251	0,0169
4	270	49,8	50,28	0,000038	0,0019
5	360	50,2	49,95	–	–

В таблице 2 приведены расчетные (прогнозные) значения прочности при сжатии тампонажного камня в зависимости от времени нахождения образцов в минерализованной воде; расчеты проведены по формулам (4)–(6) и хорошо соответствуют опытным данным; значения коэффициентов (k_i) из таблиц 1, 2 можно использовать для оценки действия конкретного коррозионного раствора на величину предела прочности при сжатии образцов тампонажного камня: значения постоянных коэффициентов (k_i) при нахождении образцов в минерализованной воде при $t = 90$ сут. и $t = 180$ сут. больше, чем соответствующие значения коэффициентов (k_i) при нахождении образцов в насыщенном растворе хлористого магния, но при $t = 270$ сут. это соотношение изменяется и коэффициент (k_i) при нахождении образцов в насыщенном растворе хлористого магния становится больше, чем соответствующее значение коэффициента (k_i) при нахождении образцов в минерализованной воде; такие закономерности коэффициентов (k_i) в разных коррозионных растворах могут свидетельствовать об изменении механизма взаимодействия тампонажного камня и растворов во времени.

Пример 3. Рассмотрим экспериментальные данные, полученные в опытах Л.И. Рябовой, Д.С. Шляхового, Е.В. Тимофеевой [26], на основе которых построены кривые изменения контракции (V) (относительное изменение объема образца на 100 г массы) в зависимости от дозировки (x) реагентов серии «Крепь» (рис. 6), таблица 3 (данные таблицы 3 относятся к варианту чистого портландцемента (ПЦТ) при водоцементном отношении В : Ц = 0,44, кривая 1 на рисунке 6).

Таблица 3 – Контракция цементного раствора (ПЦТ) во времени (рис. 2, с. 42 [26])

№ № п.п.	Время, час.	Изменение объема (опыт), см ³ /100 г	Изменение объема (расчет), см ³ /100 г	Константа k_i	Скорость изменения объема $V'(t)$
1	2	3	4	5	6
1	2,5	0,280	0,2800	–	–
2	6,0	0,405	0,4050	0,5919	0,0186
3	8,0	0,430	0,4309	0,5609	0,0084
4	10,0	0,443	0,4416	0,6725	0,0039
5	12,0	0,447	0,4479	0,4779	0,0014
6	20,0	0,449	0,4507	0,1190	0,0001
7	24,0	0,4495	0,4496	–	–

Согласно формуле (4) можно записать фундаментальную зависимость изменения объема образца на массу 100 г в виде:

$$V = \frac{V_{\max} (V_{\min} + V_0) \exp[k(V_{\min} + V_{\max})(x - x_0)] - V_{\min} (V_{\max} - V_0)}{(V_{\min} + V_0) \exp[k(V_{\min} + V_{\max})(x - x_0)] + (V_{\max} - V_0)}$$

Из данных таблицы 3 используем значения:

$$x_0 = 2,5; V_0 = V(2,5) = 0,280 = V_{\min};$$



$$x_1 = 10,0; V_0 = V(10,0) = 0,443;$$

$$x_2 = 12,0; V_0 = V(12,0) = 0,447;$$

$$x_3 = 20,0; V_0 = V(20,0) = 0,449.$$

По формуле (6) находим максимальное значение относительного изменения объема (V_{max}) при контракции:

$$V_{max} + 0,280 = \frac{2(0,28 + 0,443)(0,28 + 0,447)(0,28 + 0,449) - (0,727)^2(1,452)}{(0,723)(0,729) - (0,727)^2} = 0,7310,$$

или

$$V_{max} = 0,4510.$$

Результаты расчетов приведены в таблице 3, результаты расчетов хорошо соответствуют опытным данным.

Результаты новой методики использовались при разработке основных параметров технологии и выборе специальных материалов при цементировании обсадных колонн на скважинах Уренгойского ГКМ [30–33].

В качестве основных выводов по работе можно отметить следующие положения.

1. Представлен краткий обзор результатов экспериментального изучения влияния разных факторов на показатели качества тампонажного раствора и камня, и установлено, что разные процессы растворения, схватывания и твердения тампонажных растворов и камня являются подобными, обладают общностью.

2. Предложена новая методика оценки влияния разных факторов на процессы растворения, схватывания и твердения тампонажных растворов и камня, в основе которой находится утверждение: *скорость изменения определенного показателя изменяется пропорционально текущему значению этого показателя, выше некоторого начального (минимального) количества и разности между максимальным и текущим значениями этого показателя.*

3. Проведены примеры расчетов, показывающие эффективность новой методики оценки разных факторов на разные показатели качества тампонажного раствора и камня; результаты расчетов хорошо соответствуют опытным данным.

Закончить работу можно словами А. Эйнштейна: *как прекрасно почувствовать единство целого комплекса явлений, которые при непосредственном восприятии казались разрозненными*, которые приводит А.И. Булатов в заключение девятой главы своей книги (с. 892).

Представляется, что изложенные выше результаты направлены (в первом приближении) на осуществление мечты проф. А.И. Булатова.



Делегация ВНИИРнефть в Китайской Народной Республике.

На фото среди китайских товарищей руководитель делегации профессор Булатов Анатолий Иванович (второй слева в нижнем ряду), далее Гарьян Самвел Амбарцумович, Крезуб Анатолий Пантелеймонович, Григулецкий Владимир Георгиевич, Рябоконт Сергей Александрович

**Литература:**

1. Булатов А.И. Цементы для цементирования глубоких скважин. – М. : Гостоптехиздат, 1962.
2. Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. – М. : Недра, 1964.
3. Булатов А.И., Сидоров Н.А. Осложнения при креплении глубоких скважин. – М. : Недра, 1966.
4. Летченко В.К. Затрубные выбросы после цементировки обсадных колонн // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1954. – № 8.
5. Сургучев М.Л. О причинах нефтегазопроявлений продуктивных пластов при бурении // Труды ГИПРО-ВОСТОКНЕФТЬ «Геология и разработка нефтяных месторождений». – 1961. – № 3.
6. Малеванский В.Д. О повышении качества цементирования нефтяных и газовых скважин // Нефтяное хозяйство, 1962. – № 10.
7. Булатов А.И., Волошин В.А. Исследование влияния резкого снижения давления на загустевание цементного раствора // НТС «Бурение», 1963. – № 9.
8. Цейтлин В.Г. Причины затрубных газопроявлений после цементирования обсадных колонн в газовых скважинах и методы их предотвращения // НТС «Бурение», 1964. – № 2.
9. Коморин В.К. О природе межтрубных газо-водо-нефтепроявлений // Газовая промышленность, 1966. – № 7.
10. Карманов И.А., Кибалка М.Ф., Озерков С.А. Экспериментальное исследование процессов тепловыделения при твердении цементных растворов в условиях повышенных температур и давлений // НТС «Бурение», 1966. – № 8.
11. Гайворонский А.А. Исследование причин возникновения затрубных газопроявлений в период ожидания затвердевания цемента // Труды ВНИИБТ «Крепление скважин», 1968. – № XXIII.
12. Булатов А.И., Сибирко И.А. О причинах газопроявлений при креплении скважин // Газовая промышленность, 1968. – № 8.
13. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов [и др.]. – М. : Недра, 1969.
14. Булатов А.И., Обозин О.Н., Куксов А.К. Возникновение каналов в затрубном пространстве скважин после цементирования // Газовая промышленность, 1970. – № 2.
15. Изучение влияния перфорации на колонну и цементное кольцо акустическими и радиометрическими методами / В.Д. Кучернюк [и др.] // НТС «Бурение», 1970. – № 10.
16. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при перфорации / В.Г. Смолянинов [и др.] // НТС «Бурение», 1975. – № 1.
17. Мельников Ю.В., Утробин А.С., Смолянинов В.Г. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при проведении технологических операций в этой колонне // НТС «Бурение», 1977. – № 4.
18. Шишин К.А., Рустамбеков Т.Ф., Крылов Д.А. Влияние опрессовки и перфорации скважин на качество разобщения пластов // НТС «Бурение», 1977. – № 4.
19. Аракелян А.А. О контракции тампонажного раствора-камня // Труды ВНИИКРнефть, 1983.
20. Куксов А.К., Морозов С.Г. Общий метод к оценке качества скважин // Нефтяное хозяйство, 1989. – № 11.
21. Куксов А.К., Морозов С.Г. Методы оценки и повышения качества строительства скважин // Нефтяное хозяйство, 1990. – № 7.
22. Булатов А.И., Гольштейн В.В., Гусев В.И. Тампонажные материалы на основе фенолоспиртов // Обзорная информация. Серия «Строительство скважин». – М. : ВНИИОЭНГ, 1989.
23. Трусов С.Б. Легкие и облегченные тампонажные цементы // Обзорная информация. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 1990.
24. Рябоконь С.А., Овечкин А.И., Гноевых А.Н. О необходимости совершенствования техники и технологии крепления скважин // Нефтяное хозяйство, 2001. – № 11. – С. 60–63.
25. Рябова Л.И. Тампонажные растворы повышенного качества // НТС «Бурение и нефть», 2003. – № 2.
26. Рябова Л.И., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин // Нефтяное хозяйство, 2008. – № 2.
27. Андреев О.П. Пути решения проблемы обеспечения оптимальных объемов добычи углеводородного сырья и максимальной загрузки существующих производственных мощностей ООО «Ямбурггаздобыча» // Материалы международной конференции «Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождений природных газов в XXI веке» (Ямбург, июнь 2002 г.). – М. : ООО «ИРЦ «Газпром», 2004.
28. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. – М. : ООО «ИРЦ «Газпром», 2007.
29. Григулецкий В.Г. Опыт-промышленные работы по цементированию обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения // НТС «Нефтегазовые технологии», 2007. – № 11.
30. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть 1) // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», 2008. – № 1.
31. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть 2) // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», 2008. – № 2.
32. Григулецкий В.Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн // Бурение и нефть, 2009. – № 4.

References:

1. Bulatov A.I. Cements for deep well cementing. – M. : Gostoptekhizdat, 1962.
2. Bulatov A.I. Cementation of deep wells. – M. : Nedra, 1964.
3. Bulatov A.I., Sidorov N.A. Complications of deep well cementing. – M. : Nedra, 1966.



4. Letchenko V.K. Pipe blowouts after casing string cementing // Azerbaijan Oil Industry. – 1954. – № 8.
5. Surguchev M.L. On causes of oil and gas seepage of productive formations during drilling // Proceedings of Giprovostokneft «Geology and development of oil fields». – 1961. – № 3.
6. Malevanskiy V.D. About increase of cementing quality of oil and gas wells // Oil economy, 1962. – № 10.
7. Bulatov A.I., Voloshin V.A. Study of influence of sharp pressure drop on cement slurry thickening // NTS «Burenie», 1963. – № 9.
8. Tseytlin V.G. Reasons of gas occurrences after cementing of casing in gas wells and methods of their prevention // STS «Burenie», 1964. – № 2.
9. Komorin V.K. About nature of interpipe gas-water-oil leakages // Gas Industry, 1966. – № 7.
10. Karmanov I.A., Kibalka M.F., Ozerkov S.A. Experimental study of heat release processes during hardening of cement mortars at increased temperatures and pressures // NTS «Burenie», 1966. – № 8.
11. Gaivoronsky A.A. Research of reasons of appearance of overhole gas occurrences in the period of expectation of cement hardening // VNIIBT Proceedings «Well fastening», 1968. – № XXIII.
12. Bulatov A.I., Sibirko I.A. About the reasons of gas appearing during fastening of wells // Gas Industry, 1968. – № 8.
13. Gas-emergency in chinks and struggle against them / A.I. Bulatov [et al.]. – M. : Nedra, 1969.
14. Bulatov A.I., Obozin O.N., Kuxov A.K. Occurrence of channels in annular space of chinks after cementing // Gas Industry, 1970. – № 2.
15. Impact of Perforating on a String and a Cement Ring by Acoustic and Radiometric Methods / V.D. Kucherniuk [et al.] // NTS «Burenie», 1970. – № 10.
16. Violation of contacts of cement ring with casing and walls of well at perforating / V.G. Smolyaninov [et al.] // NTS «Burenie», 1975. – № 1.
17. Melnikov Y.V., Utrobin A.S., Smolyaninov V.G. Violation of cement ring contacts with casing and well walls during technological operations in this casing // NTS «Drilling», 1977. – № 4.
18. Shishin K.A., Rustambekov T.F., Krylov D.A. Influence of pressure and perforation of wells on quality of separation of layers // NTS «Burenie», 1977. – № 4.
19. Arakelyan A.A. On contracting of plugging solution-stone // VNIIKRneft Proceedings, 1983.
20. Kuksov A.K., Morozov S.G. The general method to an estimation of quality of wells // Oil economy, 1989. – № 11.
21. Kuksov A.K., Morozov S.G. Methods of evaluation and increasing of well construction quality // Oil economy, 1990. – № 7.
22. Bulatov A.I., Golshtein V.V., Gusev V.I. Tamponage materials on the basis of phenol alcohols // Review information. Series «Construction of Wells». – M. : VNIOENG, 1989.
23. Trusov S.B. Light-weight and light-weight plugging cements. Series «Construction of Oil and Gas Wells on Land and on Sea». – M. : VNIOENG, 1990.
24. Ryabokon S.A., Ovechkin A.I., Gnoevykh A.N. About the improvement of technics and technology of well support // Oil economy, 2001. – № 11. – P. 60–63.
25. Ryabova L.I. Tamponazhniye solutions of the increased quality // STS «Burenie i neft», 2003. – № 2.
26. Ryabova L.I., Shlyakhovoy D.S., Timofeeva E.V. Volumetric changes of cement slurry and stone, influencing on the quality of well cementing // Oil Farming, 2008. – № 2.
27. Andreev O.P. Ways to address the problem of ensuring optimal volumes of hydrocarbon raw materials production and maximum load of the existing production capacities of Yamburggazdobycha // Materials of the International Conference «Actual problems and new technologies of natural gas fields development in the XXI century» (Yamburg, June 2002). – M. : «IRC «Gazprom» Ltd, 2004.
28. Raikevich S.I. Maintenance of reliability and high productivity of gas wells. – M. : «IRTs GAZPROM» Ltd, 2007.
29. Griguletsky V.G. Experimental-Production works on cementing of casing strings of gas wells at the Pestsovaya area of the Urengoi field // SPC «Neftegazovye tekhnologii», 2007. – № 11.
30. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing Cementing Efficiency of Casing String Cementing in Gas Wells of Pestsovaya Area of Urengoy Field (part 1) // STS «Construction of Oil and Gas Wells onshore and offshore», 2008. – № 1.
31. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing Cementing Efficiency of Casing String Cementing of Gas Wells of Pestsovaya Area of Urengoy Field (part 2) // «Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea» Newspaper, 2008. – № 2.
32. Griguletsky V.G. Increasing Cementing Efficiency of Casing Stemming // Drilling and Oil, 2009. – № 4.