

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.200-213>

EDN TDBSKE

УДК 622.245.42

Стенд для исследования вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах

¹Шафигуллин Р.И., ²Ахмадишин Ф.Ф., ²Исхаков А.Р., ²Сыркин Д.А.,
²Камашева Д.Н.

¹Исполнительный аппарат ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Альметьевск,
Россия

Study of the efficiency of displacement of drilling mud by cementing mud at various annular gaps

¹R.I. Shafigullin, ²F.F. Akhmadishin, ²A.R. Iskhakov, ²D.A. Syrkin,
²D.N. Kamasheva

¹Executive Office of PJSC Tatneft, Almetevsk, Russia

²TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Almetevsvsk, Russia

E-mail: dmsyrkin@tatnipi.ru, dmsyrkin@yandex.ru

Аннотация. Основным условием обеспечения герметичности заколонного пространства скважин – полное вытеснение бурового раствора тампонажным из интервала цементирования. Очевиден тот факт, что успех проведения цементировочных работ существенно зависит от геометрических условий ствола скважины, который может быть осложнен большой кавернозностью, искривлением ствола, желобобразованием, зашламленностью ствола, образованием на стенках скважины фильтрационной корки, наличием поглощающих горизонтов и непосредственно геометрией кольцевого пространства. В настоящей работе исследовано влияние величины кольцевого зазора на полноту вытеснения бурового раствора цементным в буровой скважине. Для проведения исследований создан стенд и использованы буровой раствор на углеводородной основе (РУО), буровой раствор на водной основе (РВО) и цементный раствор, приготовленный из тампонажного портландцемента ПЦТ-I-G-CC-1 плотностью 1900 кг/м³. Целью данного исследования является определение влияния степени вытеснения и пе-

ремешивания бурового раствора с цементным на качество получаемого цементного камня.

Ключевые слова: *качество крепления, цементный раствор, буровой раствор, вытеснение, кольцевые зазоры*

Для цитирования: Шафигуллин Р.И., Ахмадишин Ф.Ф., Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Камашева Д.Н. Стенд для исследования вытеснения бурового раствора цементным при различных кольцевых зазорах // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 200-213. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.200-213>. - EDN TDBSKE

Abstract. The main condition for ensuring the tightness of the annular space of wells is the complete displacement of the drilling mud by the cementing mud from the cementing interval. It is obvious that the success of cementing operations significantly depends on the geometric conditions of the wellbore, which can be complicated by large cavernosity, borehole curvature, channeling, borehole sludge contamination, formation of a filter cake on the wellbore walls, the presence of absorbing horizons and the geometry of the annular space itself. In this paper, the effect of the annular gap value on the completeness of drilling mud displacement by cement in a borehole is investigated. A test bench was created for the research and hydrocarbon-based drilling mud (OBM), water-based drilling mud (WBM) and cement slurry prepared from oil-well portland cement (I-G-SS-1) with a density of 1900 kg/m³ were used. The purpose of this study is to determine the effect of the degree of displacement and mixing of drilling mud with cement on the quality of the resulting cement stone.

Key words: *fastening quality, cement slurry, drilling mud, displacement, annular gaps*

For citation: R.I. Shafigullin, F.F. Akhmadishin, A.R. Iskhakov, D.A. Syrkin, D.N. Kamasheva Stend dlya issledovaniya vytesneniya burovogo rastvora tsementnym pri razlichnykh kol'tsevykh zazorakh [Study of the efficiency of displacement of drilling mud by cementing mud at various annular gaps]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 200-213. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.200-213>. EDN TDBSKE (in Russian)

Введение

Качественным цементированием считается такое цементирование, при котором цементный раствор полностью вытеснил буровой раствор из скважины, а при твердении цементный раствор создал герметичное кольцевое пространство в скважине. При полном вытеснении бурового раствора цементным будет обеспечена герметичность крепи скважины, что позволит добывать требуемую продукцию из запланированного интервала. К сожалению, достичь идеального результата практически невозможно из-за следующих факторов [1]:

1. Геологические факторы: наличие флюида (газ, нефть, вода) или его отсутствие, тектонические нарушения, литология горных пород (наличие солей и глин), давление в продуктивных пластах, степень минерализации пластовых вод, давление и температура в скважине;

2. Технологические факторы: конструкция скважины (кольцевые зазоры), состояние ствола скважины, качество бурового раствора и степень его загрязнения, применяемое оборудования при цементировании, свойства цементного раствора.

Степень изученности вопроса

Изучением течения вязкопластичных систем, к таковым системам относятся буровой и цементный растворы, занимались Царевич К.А, Шищенко Р.И., Эванс П. и Рейд А., которые применили уравнение Бингама-Шведова и заложили основы буровой гидравлики [2]. Р.И. Шищенко изучал движение бурового раствора в цилиндрическом желобе и обратил внимание на то, что ядро потока двигалось как сплошное тело, а у стенок желоба наблюдались лишь относительные сдвиги [3].

Работа Говарда и Кларка [4] посвящена изучению процесса вытеснения бурового раствора цементным. Авторами было установлено, что объем вытесненной жидкости при структурном режиме течения не превышает 50 %, при турбулентном достигает 95 %. Однако утверждение о невысокой степени вытеснения при низких скоростях опровергается исследованиями Кларка (1969 г.), в которых показано, что при низких скоростях можно достичь вытеснения до 90 %, если выдерживается определенное соотношение между значениями реологических параметров бурового и цементного раствора [5].

В исследованиях Мак-Лина (1967 г.) было доказано, что если турбулизация потока происходит за счет роста объемной скорости, то коэффициент вытеснения повышается. Основываясь на работе [4], авторы в рабо-

те [6] определили среднюю скорость потока, при которой может быть достигнуто удовлетворительное вытеснение, одновременно авторы определили существование 5 режимов течения вязкопластичных жидкостей: «пробковый», переходной от «пробкового» к структурному (ламинарному), структурный, переходной от структурного к турбулентному и турбулентный. Режим течения зависит от обобщенного критерия Рейнольдса.

Авторами вначале экспериментально [7], затем и теоретически [8,9], установлена зависимость коэффициента вытеснения глинистого бурового раствора цементным от соотношения обобщённых параметров Рейнольдса вытесняемой и вытесняющих жидкостей. Обобщенный параметр Рейнольдса определяется формулой (1):

$$Re = \frac{\rho v(D-d)}{\eta + \tau_0(D-d)/6v} \quad (1)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³, v – скорость восходящего потока, м/с, D – диаметр скважины, м, d – диаметр обсадной колонны, м, η – структурная вязкость, Па·с, τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, Па.

Экспериментальные исследования были проведены на скважине № 1 – Мартанской, в которой во внутрь 146 мм колонны длиной 748 м были спущены 73 мм компрессорные трубы, через которые закачивался цементный раствор и происходило вытеснение бурового раствора из обсадной колонны. Было установлено, что максимальное вытеснение достигается при выполнении условия (2):

$$Re_{бр}^*/Re_{ц}^* > 2, \quad (2)$$

где $Re_{бр}^*$ – обобщенный параметр Рейнольдса для бурового раствора, $Re_{ц}^*$ – обобщенный параметр Рейнольдса для цементного раствора.

В работе [10] с помощью экспериментальной установки изучены процессы смешения и вытеснения последовательно перекачиваемых жидкостей и получены следующие выводы:

1. Чем выше вязкость вытесняющей жидкости, тем менее качественно происходит процесс вытеснения при пробковом и ламинарном режимах течения, однако при турбулентном течении качество вытеснения увеличивается;

2. Чем меньше вязкость вытесняющей жидкости, при увеличении турбулентности потока качество вытеснения не возрастает. Однако при пробковом и ламинарном течении жидкости применение маловязкой вытесняющей жидкости становится эффективным;

3. Поршневой эффект вытеснения характерен для пробкового и ламинарного течения. Данный эффект усиливается при снижении вязкости вытесняемой и вытесняющей жидкости, а также при увеличении разницы плотностей вытесняющей и вытесняемой жидкости;

4. При турбулентном течении с увеличением числа Рейнольдса качество вытеснения увеличивается тем интенсивней, чем выше вязкость вытесняющей жидкости;

В работе [11] оценивается и сравнивается эффективность двух буферных жидкостей по вытеснению бурового раствора цементным при помощи стенда, состоящего из внешней поликарбонатной трубы, внутренней полипропиленовой трубы, трех емкостей (с буровым раствором, с цементным раствором, с образовавшейся смесью), насоса, расходомера и фиксирующих соединений. Модель скважины заполняется глинистым буровым раствором, далее в модель загружается буферный раствор и начинается закачка цементного раствора. Далее отбирается 1,5 л полученной смеси и по полученной плотности, рассчитывается коэффициент смешения растворов и коэффициент вытеснения.

Коэффициент вытеснения рассчитывается по формуле (3):

$$K_{\text{выт}} = V_2/V_{\text{тр}} \quad (3)$$

где V_2 – объем закаченной вытесняющей жидкости к моменту появления первой порции смеси с другого конца трубопровода, л; $V_{тр}$ – объем трубопровода, л.

В работе [11] при применении буферной жидкости, состоящей из 4 % ПАА в 0,1 % водном растворе сернокислого алюминия получен максимальный коэффициент вытеснения равный 0,796.

Проведение испытаний на разработанном стенде

Вышеприведённый обзор показал, что вопрос вытеснения бурового раствора цементным является актуальным и требует дальнейших исследований для выявления эффективных способов решения задачи. Ниже изложено о вытеснении бурового раствора цементным в зависимости от величины кольцевого зазора при прочих равных условиях.

Для оценки влияния кольцевого зазора на полноту вытеснения разных типов бурового раствора цементным раствором в лаборатории крепления скважин «ТатНИПИнефть» подготовлен стенд, представленный на рис. 1. Стенд – это система «труба в трубе» с концентричным расположением труб, с кольцевым зазором, моделирующим зазор при цементировании скважины. Высота стенда 1 м. В стенде использовались трубы, изготовленные из пластика. В качестве наружной трубы (далее скважина (поз. 1) использовались трубы с внутренними диаметрами 71,4 мм, 46,4 мм и 36,4 мм. В качестве внутренней трубы (далее колонна (поз. 2)) использовались трубы с наружными диаметрами 50 мм, 40 мм и 32 мм. На нижнем торце колонны устанавливалась мембрана (поз. 3) для предотвращения смешивания бурового (поз. 4) и цементного (поз. 5) растворов до начала эксперимента. На скважину установлен тройник (поз. 6) для отвода вытесняемого бурового раствора. Кольцевое пространство заполнялось буровым раствором (параметры и тип растворов представлены в табл. 1), а в колонну заливался цементный раствор, приготовленный из тампонажного

портландцемента ПЦТ-I-G-CC-1 плотностью 1900 кг/м³ в объеме, равном объему кольцевого пространства. В колонну устанавливалась пробка (поз. 7), которая штоком (поз. 8) выдавливала цементный раствор в кольцевое пространство со скоростью 1 м/с. Указанная скорость принята исходя из средней скорости движения цементного раствора в кольцевом пространстве при креплении обсадных колонн.

Таблица 1

Реологические характеристики РУО и РВО, применённых при проведении экспериментов на стенде

Наименование	Тип бурового раствора	
	РУО	РВО
	Значение	
Плотность, кг/м ³	1300	1155
Условная вязкость по воронке Марша, с	65	58
Пластическая вязкость, сП	15,5	18,9
ДНС, фунт/100 фут ²	12	14,8
СНС _{10/10} , фунт/100 фут ²	5/12	4,4/15,2

Эксперименты проведены с кольцевыми зазорами, которые представлены в табл. 2. При выборе кольцевых зазоров на стенде использовано отношение площади кольцевого зазора к площади забоя скважины, которое находится в диапазоне 22,7 – 52,4 %. В буровых скважинах указанный диапазон находится в диапазоне 32 – 54 % (табл. 2). Сравним геометрические размеры стенда с буровой скважиной с использованием критерия геометрического подобия, который определяется по формуле (4):

$$K_{\text{подобия}} = \frac{D_1}{D_2} \approx \frac{D_3}{D_4} \quad (4)$$

где D_1 – диаметр буровой скважины, мм, D_2 – диаметр колонны буровой скважины, мм, D_3 – диаметр скважины стенда, мм, D_4 – диаметр колонны стенда, мм.

Таблица 2

Доля площади кольцевого зазора к площади забоя скважины

Стенд				Типовые буровые скважины			
Диаметр скважины, мм	Диаметр колонны, мм	Доля площади кольцевого зазора к площади забоя скважины, %	Критерий подобия	Диаметр скважины, мм	Диаметр колонны, мм	Доля площади кольцевого зазора к площади забоя скважины, %	Критерий подобия
46,4	40	25,6	0,86	124	102	32	0,82
46,4	32	52,4	0,69	216	146	54	0,68
36,4	32	22,7	0,88	124	102	32	0,82
71	50	50,4	0,70	216	146	54	0,68

По табл. 2 видно, что подобранные типоразмеры стендовых труб по критерию подобия соответствуют типоразмерам буровой скважины, что позволяет соотнести результаты стендовых исследований со скважинными кольцевыми зазорами.

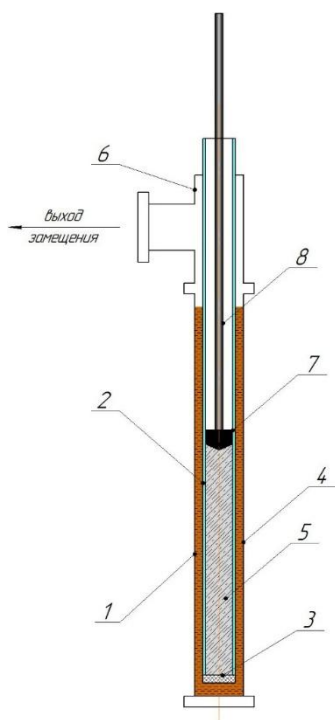


Рис. 1. Схема стенда (1 – скважина, 2 – колонна, 3 – мембрана, 4 – буровой раствор, 5 – цементный раствор, 6 – тройник, 7 – пробка, 8 – шток)

После завершения вытеснения смесь из кольцевого пространства извлекалась, замерялась ее плотность, заливалась в формы кубики с габаритами 50x50x50 мм для твердения. Кубики камни после 48 часов твердения испытывались на прочность сжатием. Т.к. плотности бурового, цементного

растворов и смеси известны, то используя систему уравнений (4), вычислялись доли бурового и цементного растворов в смеси:

$$\begin{cases} \rho_{см} = x \cdot \rho_{р-ра} + y \cdot \rho_{цем} \\ x + y = 1 \end{cases}, \quad (4)$$

где $\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м³, $\rho_{р-ра}$ – плотность бурового раствора, кг/м³, $\rho_{цем}$ – плотность цементного раствора, кг/м³, x – доля бурового раствора в полученной смеси, доля ед., y – доля цементного раствора в полученной смеси, доля ед.

В табл. 3 представлены результаты стендовых экспериментов.

Таблица 3

Результаты стендовых экспериментов

№	Диаметр колонны/скважины, мм	Зазор на сторону, мм	Доля площади кольцевого зазора к площади забоя скважины, %	Плотность раствора, кг/м³			Доли бурового/цементного раствора в смеси, д. ед.	Прочность на сжатие камня из смеси, МПа
				бурового	цементного	смесь в кольцевом пространстве		
1	32/36,4	2,2	23	1300 *	1900	1450	0,55/0,45	0,8
2	40/46,4	3,2	26			1666	0,39/0,61	3,8
3	32/46,4	7,2	52			1779	0,20/0,80	13,3
4	50/71,4	10,7	50			1822	0,13/0,87	17,9
5	32/36,4	2,2	23	1155 **		1500	0,43/0,57	***
6	40/46,4	3,2	26			1583	0,35/0,65	***
7	32/46,4	7,2	52			1799	0,14/0,86	8,95
8	50/71,4	10,7	50			1848	0,07/0,93	9,5

Примечание: * - буровой раствор РУО;

** - буровой раствор РВО;

*** - смесь на твердеет.

Из табл. 3 видно, что при кольцевом зазоре 7,2 мм и более цементный раствор в кольцевом пространстве занял долю свыше 0,8, а при кольцевом зазоре 3,2 мм и менее доля цементного раствора в кольцевом пространстве составляет 0,65 и менее.

На рис. 2 представлен график вытеснения бурового раствора цементным в зависимости от величины кольцевого зазора. При этом, вытеснение РВО незначительно выше вытеснения РУО во всех экспериментах. Наименьшее вытеснение происходит в зазоре равным 2,2 и 3,2 мм, при этом движение цементного раствора в кольцевом зазоре наглядно «языковое» (Рис. 3).

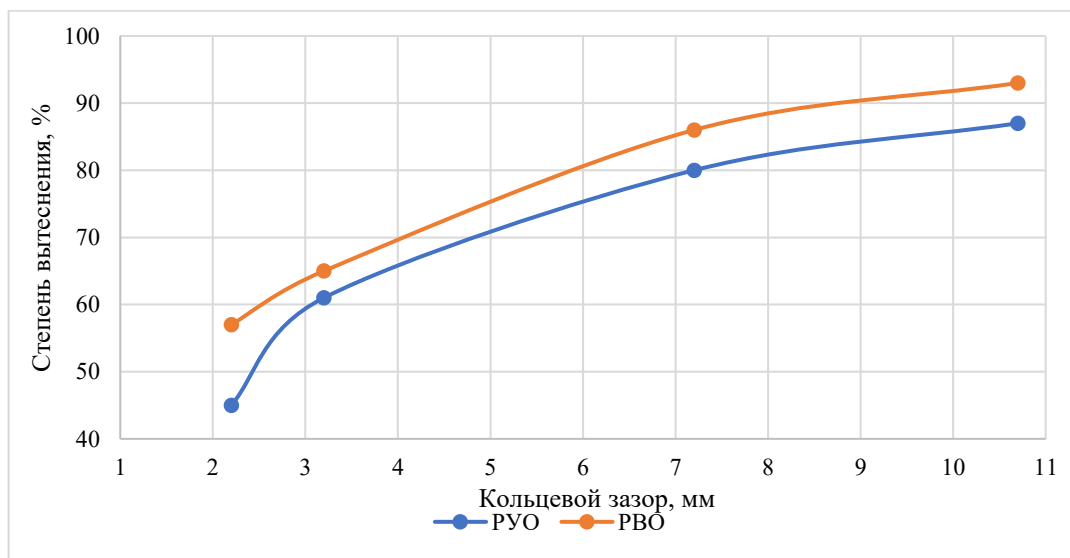


Рис. 2. График вытеснения бурового раствора цементным в зависимости от величины кольцевого зазора



Рис. 3. «Языковое» движение цементного раствора при вытеснении РУО (слева) и РВО (справа) (контур языка выделен красным цветом)

Для верификации системы уравнений 3 были подготовлены смеси цементного и бурового раствора (РУО и РВО) с аналогичным соотношением, полученных при экспериментах. Прочностные характеристики контрольных образцов «загрязненного» цементного камня представлены в табл. 4. На рис. 4 представлены прочность цементного камня в зависимости от степени вытеснения.

Таблица 4

Прочностные характеристики цементного камня при различном соотношении с буровым раствором

Соотношение бурового/ цементного растворов, %	Прочность цементного камня на сжатие через 48 ч, МПа	
	Смесь РУО и цементного раствора	Смесь РВО и цементного раствора
0/100	25	25
10/90	18,3	8,3
20/80	13,7	4,7
30/70	7,8	***
40/60	3,3	***
50/50	***	***

*** - смесь на твердеет

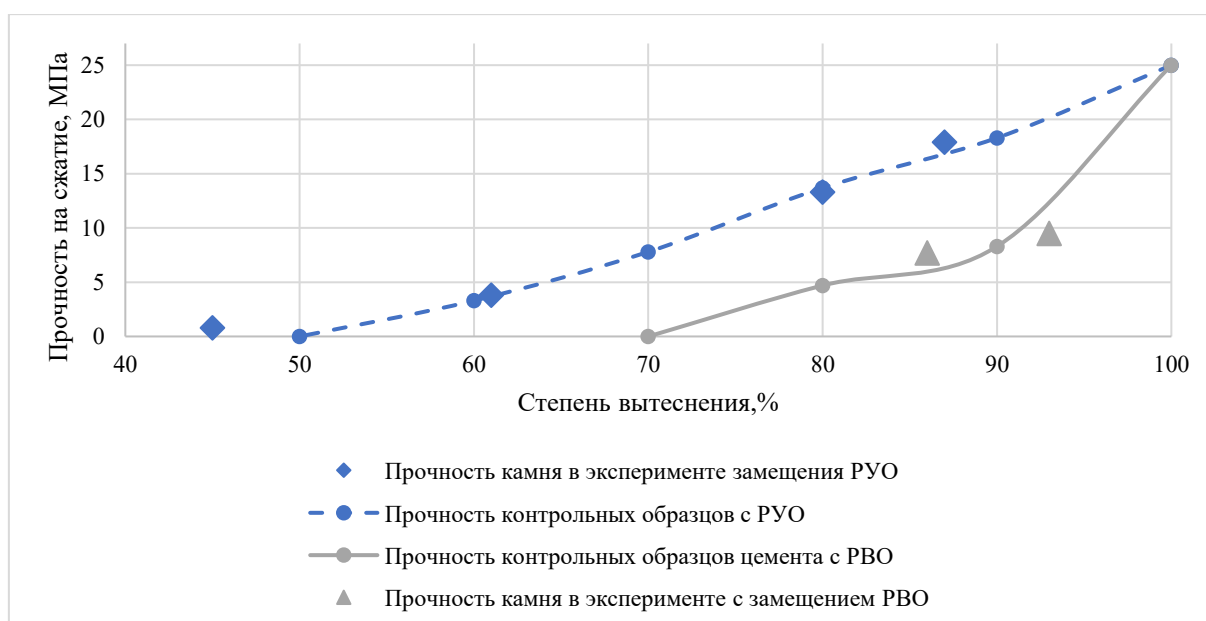


Рис. 4. График изменения прочности смеси от степени вытеснения (количества цементного раствора в смеси)

Заключение

1. Стендовыми исследованиями определено, что при соотношении площади кольцевого пространства к площади скважины менее 50 % цементный раствор в кольцевом пространстве движется «языком» и в скважине остается буровой раствор, который может занимать от 35 до 50 % кольцевого пространства.

2. Смесь цементного раствора с буровым раствором, в которой доля бурового раствора свыше 30 % теряет способность превращаться в цементный камень, что может привести к потере герметичности крепи.

3. Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным кольцевой зазор в скважине (половина разности диаметров скважины и обсадной колонны) следует обеспечивать 20 мм и более.

Список литературы

1. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1977. – 325 с.
2. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 409 с.
4. Howard G.C., Clark J.B. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing // Oil and Gas Journal. – 1948. – November. – P. 257-272.
5. Ашрафьян М.О. Вытеснение бурового раствора тампонажным и совершенствование технологии цементирования скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №1. – С. 39-43.
6. Еременко Т.Е., Мочернюк Д.Ю. Вытеснение глинистого раствора цементным при цементировании скважин // Крепление скважин и разобщение пластов: сб. – М.: Недра, 1964. – С. 40-50.
7. Ашрафьян М.О. Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 56 с.
8. Ашрафьян М.О. Формирование потока вязкопластичной жидкости в затрубном пространстве скважины // Нефтяное хозяйство. – 1970. – №11. – С. 22-28.
9. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
10. Булатов А.И., Уханов Р.Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. – М.: Недра, 1978. – 240 с.
11. Агзамов Ф.А., Фаттахов Р.И., Хузин Д.Ф. Оценка эффективности применения вязкоупругих буферных растворов при прямом одноступенчатом цементировании скважин // Нефть. Газ. Инновации. – 2019. – №4. – С. 6-7

References

1. Bulatov A.I. Tamponazhnye materialy i tekhnologiya tsementirovaniya skvazhin [Plugging materials and well cementing technology]. Moscow: Nedra Publ., 1977. 325 p. (in Russian)
2. Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A. Burovye promyvochnye zhidkosti: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Drilling muds: A textbook for universities]. Tyumen: Neftegazovyi universitet, 2008. 309 p. (in Russian)
3. Bulatov A.I. Formirovanie i rabota tsementnogo kamnya v skvazhine [Downhole formation and performance of cement sheath]. Moscow: Nedra Publ., 1990. 409 p. (in Russian)
4. Howard G.C., Clark J.B. Factors to be considered in obtaining proper cementing of casing. Oil and Gas Journal, 1948, November, pp. 257-272.
5. Ashrafyan M.O. Replacement of clay mud by cement mud and perfection of well cementing techniques. Stroitelstvo Neftnykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i Na More [Construction of Onshore and Offshore Oil and Gas Wells], 2010, No.1, pp. 39-43. (in Russian)
6. Eremenko T.E., Mochernyuk D.Yu. Vytesnenie glinistogo rastvora tsementnym pri tsementirovanii skvazhin [Displacement of clay mud by cement during well cementing]. Moscow: Nedra Publ., 1964, pp. 40-50. (in Russian)
7. Ashrafyan M.O. Vliyanie tekhnologicheskikh faktorov na kachestvo tsementirovaniya skvazhin [Effects of technology factors on well cementing quality]. Moscow: VNIIOENG, 1978. 56 p. (in Russian)
8. Ashrafyan M.O. Formirovanie potoka vyazkoplastichnoi zhidkosti v zatrubnom prostanstve skvazhiny [Establishment of a viscous-plastic fluid flow in the annular space]. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 1970, No. 11, pp. 22-28. (in Russian)
9. Ashrafyan M.O. Tekhnologiya razobshcheniya plastov v oslozhnennykh usloviyakh [Technology of zonal isolation in complex conditions]. Moscow: Nedra Publ., 1989. 228 p. (in Russian)
10. Bulatov A.I., Ukhanov R.F. Sovershenstvovanie gidravlicheskikh metodov tsementirovaniya skvazhin [Improvement of hydraulic well cementing methods]. Moscow: Nedra Publ., 1978. 240 p. (in Russian)
11. Agzamov F.A., Fattakhov R.I., Khuzin D.F. Effectiveness assessment of high vis spacers during single stage cementing job. Neft. Gas. Novatsii [Oil. Gas. Innovations], 2019, No. 4, pp. 6-7 (in Russian)

Сведения об авторах

Шафигуллин Ринат Ильдусович, заместитель генерального директора по ремонту, бурению скважин и повышению нефтеотдачи пластов, исполнительный аппарат ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 57
E-mail: shafigullin@tatneft.ru

Ахмадишин Фарит Фоатович, кандидат технических наук, начальник отдела бурения, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: ffa@tatnipi.ru

Исхаков Альберт Равилович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией крепления скважин, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: krep@tatnipi.ru

Сыркин Дмитрий Анатольевич, младший научный сотрудник, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: dmsyrkin@tatnipi.ru

Камашева Диля Наилевна, инженер, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423403, Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: KamashevaDilyaN@tatnipi.ru

Authors

R.I. Shafigullin, Deputy General Director for Repair, Well Drilling and Enhanced Oil Recovery Executive apparatus PJSC «Tatneft»
75, Lenina Str., Almetevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: shafigullin@tatneft.ru

F.F. Akhmadishin, PhD (engineering), Head of the Drilling Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., 423403, Almetevsk, Russian Federation
E-mail: ffa@tatnipi.ru

A.R. Iskhakov, PhD (engineering), Head of the Well Fastening Laboratory of the Drilling Department, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., 423403, Almetevsk, Russian Federation
E-mail: krep@tatnipi.ru

D.A. Syrkin, Junior Researcher, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., 423403, Almetevsk, Russian Federation
E-mail: dmsyrkin@tatnipi.ru

D.N. Kamasheva, Engineer, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
186A, Sovetskaya Str., 423403, Almetevsk, Russian Federation
E-mail: KamashevaDilyaN@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 10.03.2025
Принята к публикации 17.06.2025
Опубликована 30.06.2025