

УДК 622.245, 533.98

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Получена: 20.09.2022.

Одобрена: 17.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

Научный обзор

Исследование факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контакты с обсадными трубами, на примере месторождений Мангистау

Б.Т. Умралиев¹, А.К. Сейтов¹, М.А. Нугиев¹, М.Б. Махмудов²

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Данная работа посвящена изучению факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контактов с обсадными трубами, разработке рекомендаций и технологических способов для повышения качества цементирования скважин. Основной задачей цементирования скважин является герметичное разобщение пород с различным характером насыщения. Решение этой задачи является довольно сложным, поскольку зависит от многих факторов.

На основе анализа результатов акустической цементометрии и промысловых исследований скважин установлено, что коэффициент качества цементирования с незначительной погрешностью может характеризовать герметичность затрубного пространства. В связи с этим при проведении опытных или экспериментальных работ коэффициент качества цементирования использовался нами как основной параметр для оценки эффективности различных технологических операций, проводимых при цементировании скважин.

Ключевые слова: цементирование, коэффициент качества цементирования, факторы, влияющие на качество цементирования, Мангистау.

Как цитировать:

Умралиев Б.Т., Сейтов А.К., Нугиев М.А., Махмудов М.Б. Исследование факторов, влияющих на процесс формирования цементного камня и его контакты с обсадными трубами, на примере месторождений Мангистау // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 96–110. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

UDC 622.245, 533.98
CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Received: 20.09.2022.

Accepted: 17.08.2023.

Published: 30.09.2023.

Review article

Investigation of factors influencing the process of cement formation and its contacts with casing pipes on the example of Mangystau region fields

**Bauyrzhan T. Umraliyev¹, Aidyngali K. Seitov¹, Maxat A. Nugiyev¹,
Maxat M. Makhmudov²**

¹*KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

²*Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan*

ABSTRACT

This work is devoted to the study of factors affecting the formation of cement stone and its contacts with casing pipes, the development of recommendations and technological methods to improve the quality of well cementing. The main task of cementing wells is hermetic separation of rocks with different saturation patterns. The solution to this problem is quite difficult, because it depends on many factors.

Based on the analysis of the results of acoustic cement bond logging and field studies of wells, it was found that the quality coefficient of cementing with a slight error can characterize the annulus integrity. In this regard, when conducting skilled or experimental work, the quality coefficient of cementing was used by us as the main parameter for evaluating the effectiveness of various technological operations carried out during well cementing.

Keywords: *cementing, cementing quality, influencing factors, Mangystau.*

To cite this article:

Umraliyev BT, Seitov AK, Nugiyev MA, Makhmudov MB. Investigation of factors influencing the process of cement formation and its contacts with casing pipes on the example of Mangystau region fields. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):96–110. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

ӨОЖ 622.245, 533.98

FTAXP 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>

Қабылданды: 20.09.2022.

Мақұлданды: 17.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

Ғылыми шолу

Цемент тасының шегендеу құбырларымен бекісуіне әсер ететін факторларды Маңғыстау кен-орындары негізінде зерттеу

Б.Т. Өмірәлиев¹, А.К. Сейтов¹, М.А. Нұғиев¹, М.Б. Махмұдов²

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Бұл жұмыс цемент тасын қалыптастыру процесіне әсер ететін факторларды және оның шегендеу құбырларымен байланысын зерттеуге, ұңғымаларды цементтеу сапасын жақсарту бойынша ұсыныстар мен технологиялық әдістерді әзірлеуге арналған. Ұңғымаларды цементтеудің негізгі міндеті – әртүрлі қанықтыру сипаты бар тау жыныстарды саңылаусыз ажырату болып табылады. Бұл мәселені шешу өте күрделі болып табылады, өйткені ол көптеген факторларға байланысты.

Акустикалық цементметрия мен ұңғымаларды өнеркәсіптік зерттеулер нәтижелерін талдау негізінде цементтеу сапасының коэффициентінің аз-мөлшерлі ауытқуларымен құбыр сырты кеңістігінің саңылаусыздығын сипаттау мүмкін болды. Осыған байланысты, тәжірибелік немесе эксперименттік жұмыстарды жүргізу барысында цементтеу сапасының коэффициенті ұңғымаларды цементтеу кезінде жүргізілетін әртүрлі технологиялық операциялардың тиімділігін бағалау үшін негізгі параметр ретінде қолданылды.

Негізгі сөздер: цементтеу, цементтеу сапасының коэффициенті, цементтеу сапасына әсер ететін факторлар, Маңғыстау.

Дәйексөз келтіру үшін:

Өмірәлиев Б.Т., Сейтов А.К., Нұғиев М.А., Махмұдов М.Б. Цемент тасының шегендеу құбырларымен бекісуіне әсер ететін факторларды Маңғыстау кен-орындары негізінде зерттеу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 96–110 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108605>.

Введение

Цементирование является одним из ключевых этапов строительства скважин, от которого зависят долговечность крепи и сроки их службы.

Качество цементирования скважин зависит от следующих факторов:

- состояния ствола скважин (геометрии, физико-химического баланса и равновесного состояния системы «скважина – пласт»;

- состава и свойств применяемых технологических жидкостей, а также их совместности с горно-техническими условиями крепления;

- реологических свойств применяемых технологических жидкостей, включая и цементные растворы;

- состава и качества цемента и материалов, применяемых при цементировании;

- качества выполнения цементировочных работ и др.

В итоге совокупность всех этих факторов определяет качество цементирования, работоспособность и сроки эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Основная часть

Первым немаловажным этапом для обеспечения качества цементирования скважин являются бурение и подготовка скважин к цементированию. При бурении скважин вскрываются породы, обладающие различными физико-механическими и фильтрационно-емкостными параметрами с различным характером насыщения. Температура и давление зависят от глубины залегания продуктивного объекта, а состояние стенок скважин – от технологии вскрытия пород. В процессе вскрытия проницаемых пластов отфильтрованная вода из бурового раствора оттесняет пластовый флюид от стенок скважины, формируется зона кольматации, а на стенках скважины образуется глинистая корка. Толщина кольматационного слоя, как правило, не превышает 10 мм, глинистой корки – 5–8 мм, и они зависят от фильтрационно-емкостных параметров и технологии вскрытия пород.

При цементировании скважин тампонажный раствор будет контактировать не со скелетом пород, а с глинистой коркой, и в скважину при снижении давления в затрубном пространстве будет мигрировать пластовый флюид из других горизонтов. Это является одной из основных причин необходимости исследования влияния состояния ствола скважин на процесс формирования цементного камня и его контактов с разделяющими границами. Отсюда следует, что подготовка скважины к цементированию, геометрия ствола скважин и сам процесс цементирования будут

оказывать существенное влияние на процесс формирования цемента и герметичность разобщения пород.

Оценка качества цементирования проводилась по коэффициенту качества цементирования обсадной колонны в заданном интервале по акустическому контролю цементирования (далее – АКЦ) по формуле:

$$K_{ц} = \frac{A + 0,7 * B + 0,3 * C + 0 * D}{A + B + C + D} \quad (1)$$

где А – интервалы с «хорошим» сцеплением, % от общей суммы интервалов; В – интервалы с «частичным» сцеплением, %; С – интервалы с «плохим» сцеплением, %; D – интервалы с «отсутствием» сцепления, %.

Тип бурового раствора. Тип бурового раствора оказывает значительное влияние на состояние ствола скважины и качество цементирования скважин. При бурении скважин на месторождении Узень были использованы различные типы буровых растворов.

В качестве экспериментов были использованы различные системы буровых растворов, такие как гипсо-известковый раствор (далее – ГИР-Alurgo), полимерный ингибированный раствор (далее – ПИР), малосиликатный раствор (далее – МСР), хлор-калиевый раствор (далее – ПХКР) и хлор-калиевый раствор с ингибитором глиен Оптитрол (далее – КР-Оптитрол).

Распределение коэффициента качества цементирования (далее – Кц) приведено на рис. 1, из которого видна существенная разница в показателях Кц. Так, например, на скважинах, пробуренных с применением МСР, ПИР, а также ПХКР, показатели Кц выше.

Применение малосиликатных растворов является более предпочтительным, поскольку на скважинах, пробуренных с их применением, доля цемента с «хорошим сцеплением» высока (64,3%), в то время как при применении хлористого калия данный показатель имеет значение 58,8%, при использовании полимерного ингибированного раствора – 55,3%. Следует отметить, что системы с хлористым калием были использованы на 85 скважинах, а малосиликатные растворы только на 4 скважинах.

Тенденция улучшения Кц при применении малосиликатного раствора вполне объяснима: применение силиката натрия влияет на снижение проницаемости поглощающих интервалов, что в конечном итоге благоприятно сказывается на качестве цементирования скважин. Примером может служить валанжинский горизонт с низким пластовым давлением (коэффициент аномальности $K_a = 0,9$), по результатам

цементирования скважин с применением силикатов наблюдается улучшение показателя качества цементирования. С другой стороны, применение силиката натрия как компонента бурового раствора нежелательно из-за угрозы ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) продуктивных пластов, поэтому применение таких буровых растворов является одним из ограничивающих факторов для использования при вскрытии продуктивных интервалов.

С учётом вышеуказанных наблюдений напрашивается вывод о том, что из числа всех использованных выше типов буровых растворов, применение именно малосиликатных и полимерных растворов благоприятно сказывается на качестве проводки скважин и способствует кольтации пластов-коллекторов, снижению объёма отфильтрованной воды затворения (цементного раствора), сохранению объёма закачанного раствора и водоцементного отношения (далее – В/Ц), тем самым предотвращает обезвоживание тампонажных смесей при их прохождении через интервалы коллекторов с низким градиентом давлений.

Наклон ствола скважин. Наклон ствола скважины является одним из факторов, определяющих качество цементирования скважин. Доля искривленных скважин на проанализированных участках месторождения Узень, не отвечающих требованиям вертикальности, составляет около 40% (табл. 1). При таких условиях полное вытеснение промывочной жидкости из затрубного пространства очень затруднительно.

Таблица 1. Отклонение ствола скважины от вертикали
Table 1. Deviation of the wellbore from the vertical

НГДУ / OGPД	Всего скважин, ед. / Total number of wells, units	Количество скважин с отклонением по инклинометрии, ед. ° / Number of wells (units) with inclinometry deviation, °			
		<3	>3	>5	>7
А / А	129	91	9	6	23
Б / В	55	20	6	9	20
Всего / Total	184	111	15	15	43
Доля, % / Percentage, %	100%	60,3%	8,2%	8,2%	23,4%

НГДУ / OGPД. – Нефтегазодобывающее управление / Oil and Gas Production Division

Согласно данным лабораторного исследования, проведенного в Уфимском государственном нефтяном техническом университете [1], установлено, что с концентричным

расположением обсадной колонны в скважине и увеличением угла наклона ствола скважины коэффициент вытеснения бурового раствора снижается, что в совокупности отрицательно повлияет на Кц.

Примером снижения качества цементирования в интервалах с низким качеством служит диаграмма скважинного гамма дефектомер-толщиномер (рис. 2) одной из горизонтальных скважин, пробуренной в 2017 г., где с увеличением угла наклона скважин увеличивается длина интервалов с меньшей плотностью цементного раствора и камня, т.е. наблюдается большее расслоение цементного раствора по плотности.

Таким образом, основными причинами низкого качества цементирования скважин в условиях наклона ствола скважин являются:

- увеличение эксцентриситета с наращиванием угла наклона и ухудшение реологических свойств технологических жидкостей, что может привести к увеличению длины «языкового» течения и в конечном итоге будет способствовать уменьшению коэффициента вытеснения бурового раствора;
- смешение технологических жидкостей при цементировании, что приводит к снижению прочностных свойств получаемого цементного камня.

В связи с этим, согласно исследованиям [1], в целях обеспечения качества цементировочных работ необходимо максимально уменьшить эксцентриситет посредством применения соответствующих условиям крепления месторождений центрирующих элементов, а также достичь максимально допустимого расхода закачки технологических жидкостей при цементировании.

Кавернозность ствола скважин. Кавернозность ствола скважин оказывает негативное влияние на качество цементирования скважин и является одной из причин межпластовых перетоков, появления давлений в межколонном пространстве (далее – МКП), а также грифонопроявлений. Многие специалисты считают, что в процессе цементирования буровой раствор не полностью вытесняется из каверн и, таким образом, способствует образованию пространств и каналов, что может отрицательно влиять на адгезию цементного камня со стенками скважины [1, 3].

Впоследствии эта зона становится причиной заколонных перетоков, появления межколонных давлений в МКП. В интервале кавернозных пород в период затвердевания цемента (ОЗЦ) чаще образуются вертикальные каналы между разнорапорными коллекторами, нежели при отсутствии каверн.

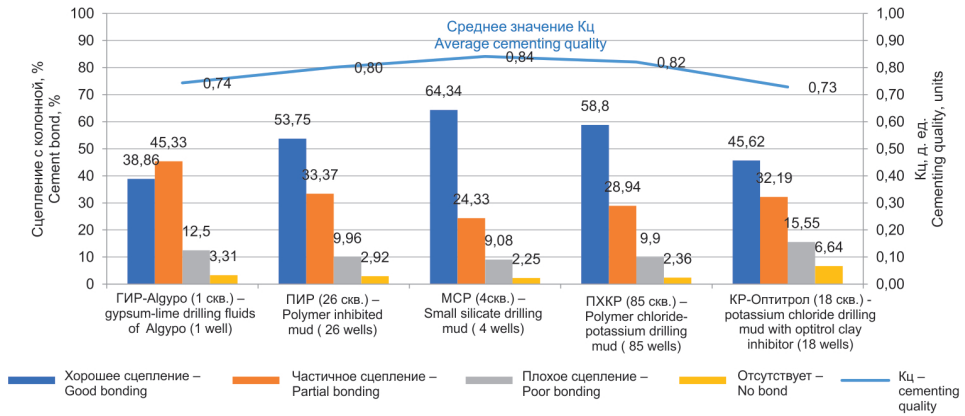


Рисунок 1. Средние показатели качества цементирования эксплуатационных колонн по всей её длине с применением различных буровых систем
Figure 1. Average cementing quality indicators for the entire length of production casing using different drilling systems

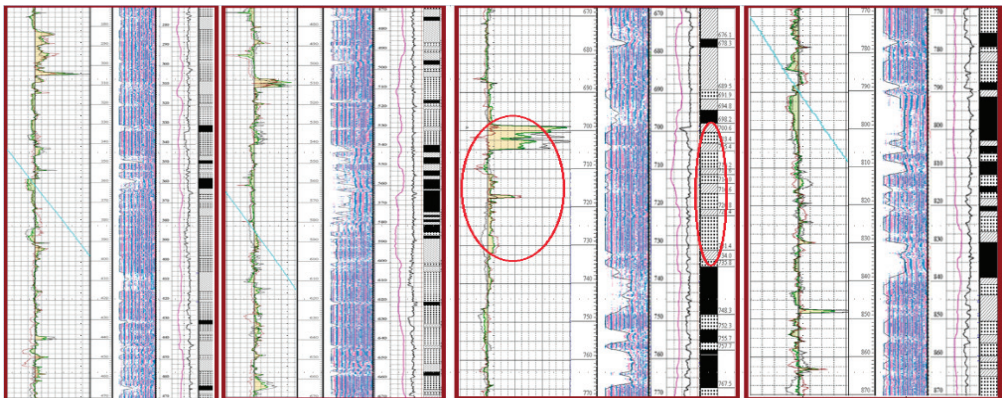


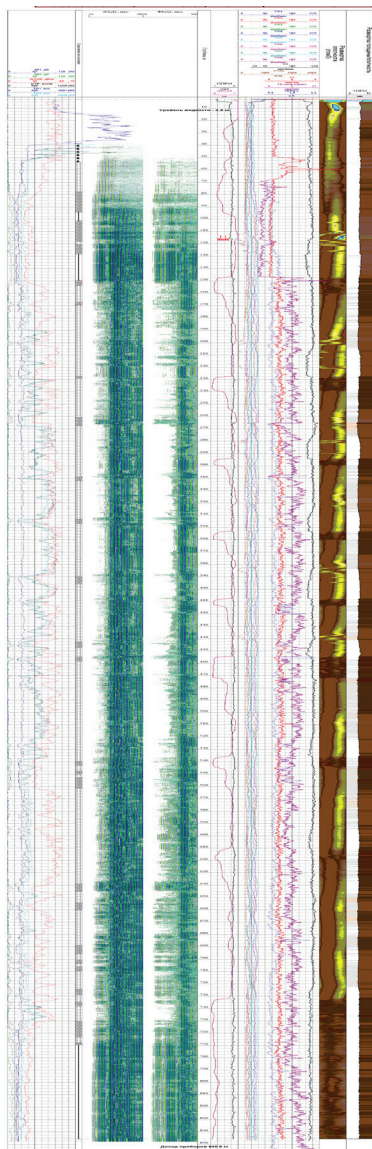
Рисунок 2. Кавернограмма по скважине 5
Figure 2. Caliper log for the well 5
Интервалы увеличения диаметров скважин обведены красной линией / Intervals of well diameter increase are circled in red line

Средние показатели Кк при применении данных типов буровых растворов получились почти одинаковыми, что затруднило определение преимуществ одного типа раствора над другим. Однако поинтервальный анализ цифровых данных из Las-файлов по скважинам, пробуренным ПГР, показал увеличение диаметра стволов от номинального до 77,8% (более чем в 1,5 раза).

В качестве примера приведены интервалы с большими кавернами на скважине 5 (рис. 2, табл. 5). Большие каверны наблюдаются в основном в интервалах 700–1300 м, где залегают проницаемые породы апт, неокомского горизонтов (песчаники и алевролиты). Чрезмерное увеличение в диаметре наблюдается на скважинах 8, 9, 11, 12 (интервалы 700–1200 м).

Из данных, представленных в табл. 3 и 5, видно, что отклонение диаметра ствола скважин от номинального при бурении ПХКР значительно меньше в сравнении со стволами, пробуренными с применением ПГР. Отклонение фактического диаметра от номинального сравнительно маленькое (не более 16,7%), сужение ствола почти не наблюдается. Так, например, на скважине 3 в интервале 700–900 м имеются некоторые участки с увеличением диаметра ствола не более 16,7% от номинального диаметра.

Ствол скважины 4, пробуренный с применением АПР, также можно охарактеризовать как удовлетворительный, однако в некоторых интервалах ствола наблюдается увеличение его диаметра до 23,9%, 7,8% и 5,9% (интервалы



Условные обозначения плотности вещества за эксплуатационной колонной

	< 1.0 г/см ³
	(1.0-1.10) г/см ³
	(1.11-1.20) г/см ³
	(1.21-1.30) г/см ³
	(1.31-1.35) г/см ³
	(1.36-1.40) г/см ³
	(1.41-1.45) г/см ³
	(1.46-1.50) г/см ³
	(1.51-1.55) г/см ³
	(1.56-1.60) г/см ³
	(1.61-1.65) г/см ³
	(1.66-1.70) г/см ³
	(1.71-1.75) г/см ³
	(1.76-1.80) г/см ³
	(1.81-1.85) г/см ³
	(1.86-1.90) г/см ³
	(1.91-1.95) г/см ³

Рисунок 3. Данные ГИС по горизонтальной скважине

Figure 3. Horizontal well log data

300–400, 1100–1200 и 1300–1310 м соответственно), что привело к ухудшению качества цементирования (табл. 4).

Размывы в интервале спуска кондуктора наблюдаются почти на всех пробуренных скважинах. Сужение ствола в основном наблюдается на глубине ниже 1000 м, где расположены продуктивные горизонты. Причиной этому может служить недостаточная плотность бурового раствора для сохранения равновесия в системе «пласт – скважина». Другой причиной этого является неконсолидированность (недостаточная прочность скелета) горных пород.

При использовании АПР наблюдается сужение ствола скважины из-за недостаточности химического ингибирования в интервале проходки от 600–900 м (табл. 4).

Таким образом, из вышеизложенного следует, что наличие больших каверн в стволах скважин при определенных условиях негативно влияет на качество сцепления цемента с породами и, как следствие, на герметичность кольцевого пространства скважины. Решение данной проблемы возможно при применении соответствующих геолого-техническим условиям бурения систем буровых растворов, которые могут сохранить запланированную геометрию ствола скважины.

Другим путём решения данной проблемы является применение расширяющихся цементов, которые обеспечивали бы хороший контакт и адгезию как с обсадными трубами, так и с горной породой.

При всех выполненных условиях необходимо правильно планировать расположение центрирующих и вспомогательных элементов (центраторов, турбулизаторов и др.) на цементируемых обсадных колоннах.

Тампонажные цементы. Выбор производителей тампонажного цемента имеет немаловажное значение в решении проблем качественного цементирования скважин. Качество цемента зависит как от исходного состава клинкерных минералов, так и технологий его производства, а также условий хранения и многих других факторов.

При проведении цементировочных работ на месторождении Узень используются сульфатостойкие цементы класса I-G различных производителей – Сухоложский, Новотроицкий и Шымкентский цементные заводы, при этом необходимо отметить, что в долевым соотношении наибольший объём поставок приходится на Сухоложский цементный завод.

Показатели качества цементирования эксплуатационных колонн при применении различных цементов приведены на рис. 4. Наилучшие показатели Кц наблюдаются

Таблица 2. Коэффициенты кавернозности ствола скважин, пробуренных различными буровыми растворами
Table 2. Wellbore cavernosity coefficients drilled with different drilling muds

Тип бурового раствора / Type of drilling mud	K_c / C_c	Кц / Cementing quality, %	Длина цемент. участка, м / Length of cement section, m	Глубина спуска кондуктора, м / Conductor lowering depth, m
Полимер-хлоркалийевый раствор / Polymer chloride-potassium drilling fluid				
Скв. 1 / Well No. 1	1,01	97,45	1087	224
Скв. 2 / Well No. 2	0,96	91,33	1064	225
Скв. 3 / Well No. 3	1,05	98,35	1062	323
Среднее по скважинам / Average for wells	1,00	95,72	3213	257,3
Амин-полимерный раствор / Amine Polymer Drilling Fluid				
Скв. 4 / Well No. 4	1,03	87,01	1072	221,2
Полимер-гуматный раствор / Polymer-Humate Drilling Fluid				
Скв. 5 / Well No. 5	1,04	91,37	1142	218
Скв. 6 / Well No. 6	1,08	82,02	1024	219
Скв. 7 / Well No. 7	1,04	72,24	1011	221
Скв. 8 / Well No. 8	1,25	81,83	1060	222
Скв. 9 / Well No. 9	1,04	89,9	1055	224
Скв. 10 / Well No. 10	1,06	93,53	1034	220
Скв. 11 / Well No. 11	1,05	91,36	1163	213
Скв. 12 / Well No. 12	1,19	43,13	1551	469,7
Среднее по скважинам / Average for wells	1,09	78,85	1130	250,8

Таблица 3. Данные по скважинам, пробуренным с применением ПХКР
Table 3. Polymer chloride-potassium drilling fluid

Интервал, м / Interval, m	$D_{факт} / D_{факт}$	K_c / C_c	$D_{макс} / D_{макс}$ мм	$D_{мин} / D_{мин}$ мм	$D_{факт} - D_{ном} / D_{факт} - D_{ном}$	Отклонение, % / Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
Скважина 1 / Well No. 1							
200–300	231,8	1,074	350,1	218,5	15,9	7,36	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 2 / Well No. 2							
900–1000	225,0	1,042	266,9	213,8	9,1	4,19	небольшое увеличение диаметра / slight diameter increase
Скважина 3 / Well No. 3							
200–300	230,8	1,069	233,4	230,1	14,9	6,88	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	248,3	1,150	367,2	173,0	32,4	14,80	увеличение диаметра / diameter increase.
800–900	252,0	1,167	381,1	213,5	36,1	16,70	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	237,2	1,099	317,1	212,0	21,3	9,80	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1300	229,8	1,064	277,6	220,6	13,9	6,04	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1400	233,28	1,080	348,0	213,8	17,4	8,05	увеличение диаметра / diameter increase
1400–1428	189,38	0,877	223,1	76,63	-26,5	12,27	сужение ствола / diameter increase

Диаметр долота 215,9 мм ($D_{факт}$) / Bit diameter 215.9 mm ($D_{факт}$) – фактический диаметр ствола скважины, мм / actual borehole diameter, mm; K_c / C_c – коэффициент кавернозности / cavernosity coefficient; $D_{макс}$ – наибольший диаметр ствола скважины, мм / the maximum wellbore diameter, mm; $D_{мин}$ – наименьший диаметр ствола скважины, мм / the minimal wellbore diameter, mm

при применении цемента Новотроицкого завода (87%), хотя необходимо отметить, что данные цементы были использованы только на 3 скважинах. Цементы Сухоложского завода использованы в 115 скважинах и Шымкентского завода – в 19 скважинах.

Таким образом, цементы Новотроицкого и Шымкентского заводов имеют лучшие показатели качества цементирования скважин по сравнению с традиционно используемыми цементами Сухоложского цементного завода.

Буферные жидкости. В целях исключения перемешивания промывочной жидкости и цементного раствора, а также цементных растворов, имеющих различную плотность, используют буферные жидкости (далее – БЖ), в качестве которых чаще всего применяют пластовую или морскую воду. Также используются вязкоупругие составы и составы, позволяющие при промывке удалять со стенок скважины глинистую корку.

Общеизвестно, при применении любых буферных жидкостей необходимо со-

блюдать иерархию по параметрам жидкостей для достаточного вытеснения буровой жидкости буферной и далее тампонажной жидкостью (2)–(4):

$$\rho_{бр} \leq \rho_{бж} \leq \rho_{тр} \quad (2)$$

$$\eta_{бр} \leq \eta_{бж} \leq \eta_{тр} \quad (3)$$

$$T_{бр} \leq T_{бж} \leq T_{тр} \quad (4)$$

где $\rho_{бр}$, $\rho_{бж}$, $\rho_{тр}$ – плотность бурового, БЖ, и тампонажного растворов соответственно; $\eta_{бр}$, $\eta_{бж}$, $\eta_{тр}$ – пластическая вязкость бурового, буферной жидкости и тампонажного растворов; $T_{бр}$, $T_{бж}$, $T_{тр}$ – динамическое напряжение сдвига бурового, буферной жидкости и тампонажного растворов.

Следующими условиями являются смывающая способность, степень вытеснения и обеспечение времени контакта буферной жидкости со стенками колонны при её прохождении по стволу от забоя к устью

Таблица 4. Данные по скважине №4, пробуренной с применением АПД
Table 4. Data for well No. 4 drilled with APDF - Amine Polymer Drilling Fluid application

Интервал, м Interval, m	Dфакт, мм Dact, mm	Dном, мм Dnom, mm	Ккав Cc	Dmax, мм Dmax, mm	Dmin, мм Dmin, mm	Dфакт – Dном, мм Dact – Dnom, mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
200–300	228,71	215,9	1,059	302,3	181,7	12,8	5,93	увеличение диаметра / diameter increase
300–400	239,84	215,9	1,111	407,0	199,4	23,9	11,08	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	232,82	215,9	1,078	332,4	191,6	16,9	7,80	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1310	228,69	215,9	1,059	290,6	213,6	12,8	5,92	увеличение диаметра / diameter increase

Таблица 5. Данные по скважинам, пробуренные с применением ПГД
Table 5. Data on wells drilled with PHDF polymer-humate drilling fluid application

Интервал, м Interval, m	Dфакт, мм Dact, mm	Dном, мм Dnom, mm	Ккав Cc	Dmax, мм Dmax, mm	Dmin, мм Dmin, mm	Dфакт – Dном, мм Dact – Dnom, mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
Скважина 5 / Well No. 5								
200–300	230,6	215,9	1,068	367,9	169,3	14,7	6,80	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	235,9	215,9	1,092	284,4	111,3	20,0	9,20	увеличение диаметра / diameter increase.
1100–1200	228,8	215,9	1,060	274,2	192,4	12,9	5,90	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1266	216,8	215,9	1,004	256,9	158,1	41	18,9	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 8 / Well No. 8								
200–300	248,0	215,9	1,149	517,9	186,5	32,1	14,86	увеличение диаметра / diameter increase
400–500	253,6	215,9	1,175	447,6	206,4	37,7	17,46	увеличение диаметра / diameter increase

Интервал, м Interval, m	$D_{\text{факт}}$, мм $D_{\text{акт}}$, mm	$D_{\text{ном}}$, мм $D_{\text{ном}'}^1$, mm	$K_{\text{нав}}$ Cc	D_{max} , мм D_{max} , mm	D_{min} , мм D_{min} , mm	$D_{\text{факт}} - D_{\text{ном}}$, мм $D_{\text{акт}} - D_{\text{ном}'}^1$, mm	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния стволва / Nature of change in wellbore condition
700–800	249,8	215,9	1,157	359,4	213,7	33,9	15,7	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	346,2	215,9	1,603	657,2	219,2	130,3	60,30	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	335,9	215,9	1,556	648,8	218,3	120,0	55,58	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	268,5	215,9	1,244	656,3	206,0	52,6	24,36	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	360,9	215,9	1,672	660,8	156,8	145,0	67,16	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1294	241,5	215,9	1,119	583,3	46,1	25,6	11,86	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 9 / Well No. 9								
200–300	231,8	215,9	1,074	267,0	209,5	15,9	7,36	увеличение диаметра / diameter increase
300–400	226,7	215,9	1,050	248,5	122,2	10,8	5,0	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	228,1	215,9	1,056	263,8	207,1	12,2	5,60	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	227,9	215,9	1,056	253,8	126,0	12,0	5,50	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	234,7	215,9	1,087	268,9	208,7	18,8	8,70	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	346,2	215,9	1,603	657,2	219,2	130,3	60,30	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	335,9	215,9	1,556	648,8	218,3	120,0	55,58	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	268,5	215,9	1,244	656,3	206,0	52,6	24,36	увеличение диаметра / diameter increase
1100–1200	360,9	215,9	1,672	660,8	156,8	145,0	67,16	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1294	241,5	215,9	1,119	583,3	46,1	25,6	11,86	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 11 / Well No. 11								
200–300	249,6	215,9	1,156	432,9	216,7	33,7	15,62	увеличение диаметра / diameter increase
600–700	226,2	215,9	1,048	277,4	211,8	10,3	4,78	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	233,0	215,9	1,079	262,4	209,8	17,1	7,89	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	228,0	215,9	1,056	255,5	210,4	12,1	5,60	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	245,6	215,9	1,137	330,6	213,0	29,7	13,74	увеличение диаметра / diameter increase
Скважина 12 / Well No. 12								
400–500	337,1	215,9	1,561	710,1	223,4	121,2	56,12	увеличение диаметра / diameter increase
500–600	291,2	215,9	1,349	438,5	214,0	75,3	34,88	увеличение диаметра / diameter increase
600–700	255,7	215,9	1,184	354,4	215,4	39,8	18,41	увеличение диаметра / diameter increase
700–800	244,7	215,9	1,134	319,2	214,2	28,8	13,35	увеличение диаметра / diameter increase
800–900	249,5	215,9	1,156	368,6	212,0	33,6	15,55	увеличение диаметра / diameter increase
900–1000	258,9	215,9	1,199	368,9	214,5	43,0	19,93	увеличение диаметра / diameter increase
1000–1100	240,4	215,9	1,113	503,9	214,0	24,5	11,33	увеличение диаметра / diameter increase

Интервал, м Interval, m	$D_{\text{факт.}}$, мм D_{act} , mm	$D_{\text{ном.}}$, мм D_{nom} , mm	$K_{\text{св}}$ C_s	$D_{\text{max.}}$, мм D_{max} , mm	$D_{\text{min.}}$, мм D_{min} , mm	$\frac{D_{\text{факт.}} - D_{\text{ном.}}}{D_{\text{факт.}}}$ $\frac{D_{\text{act}} - D_{\text{nom}}}{D_{\text{act}}}$	Отклонение, % Deviation, %	Характер изменения состояния ствола / Nature of change in wellbore condition
1100–1200	352,3	215,9	1,632	605,4	224,4	136,4	63,15	увеличение диаметра / diameter increase
1200–1300	383,9	215,9	1,778	695,0	215,9	168,0	77,80	увеличение диаметра / diameter increase
1300–1400	261,50	215,9	1,211	503,1	213,41	45,6	21,12	увеличение диаметра / diameter increase
1400–1500	232,11	215,9	1,075	323,07	210,99	16,2	7,50	увеличение диаметра / diameter increase
1900–2000	200,54	215,9	0,929	251,77	168,61	-15,4	-7,11	сужение ствола / wellbore narrowing
2000–2041	189,09	215,9	0,876	203,45	79,31	-26,8	-12,41	сужение ствола / wellbore narrowing

ПГР / PHDF – полимер-гуматный раствор / polymer-humate drilling fluid

скважины. Кроме этого, буферные жидкости должны обладать химической совместимостью с применяемыми буровыми и тампонажными растворами, а также горными породами, а компоненты, входящие в состав буферной жидкости, не должны ухудшать коллекторские свойства пород продуктивных пластов.

Для оценки повреждения пласта буровым раствором в филиале ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» проведены фильтрационные исследования образцов керны, в результате которых определена ухудшающая способность буровых растворов (ПГР и ПХКР) и мощная способность буферной жидкости определенного состава [2].

Перед началом лабораторных работ восстановлены начальные характеристики горной породы с использованием пластовых флюидов. Для насыщения образцов керны был приготовлен рассол, соответствующий компонентному составу пластовой воды месторождения Узень.

Образцы пород насыщались рассолом в вакуумном сатураторе, полнота насыщения порового пространства определялась сравнением пористости, полученной методом жидкости насыщения, и пористости, определённой газообъёмным методом по гелию.

Далее образцы керны были помещены в установку по определению степени повреждения пласта буровым раствором, где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень. Затем была закачана сырая нефть до достижения остаточной водонасыщенности. Остаточная водонасыщенность определялась методом материального баланса. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение трёх недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой сырой нефти двух поровых объёмов в неделю. После этого был определен коэффициент проницаемости по нефти.

После помещения керны в установку была определена степень повреждения пласта буровым раствором, где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень, с закачкой сырой нефти до условий достижения остаточной водонасыщенности. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение трёх недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой сырой нефти двух поровых объёмов в неделю. После этого был определен коэффициент проницаемости по нефти.

Для проведения исследований по оценке влияния бурового раствора на фильтрационные свойства пород использовали ПГР из 3 скважин НГДУ-А, 2 скважин НГДУ-Б, 2 скважин НГДУ-В, 2 скважин НГДУ-Г и ингибированный хлоркалийный буровой раствор из 1 скважины НГДУ-В. Данные буровые растворы были отобраны непосредственно во время бурения скважин. Все исследования проводились на специализированной фильтрационной установке «Программно-измерительный комплекс для исследования фильтрационно-емкостных и электрических свойств керны». Параметры применяемого бурового раствора соответствовали нормативным значениям.

После определения всех необходимых параметров буровой раствор циркулировался на торце образца керны в течение 6–12 ч с репрессией 5–10% от пластового давления. При циркуляции замерялось изменение фильтрационных характеристик породы из-за физико-химического воздействия бурового раствора. Проникновение в образец жидкости или её фильтрация вызывает ухудшение ФЕС породы. Это обусловлено избыточной репрессией на породу, при наличии которой возникает негативная роль фильтрации различных флюидов и проникновения твёрдых частей, коагулирующих проницаемый коллектор. Для определения повреждения

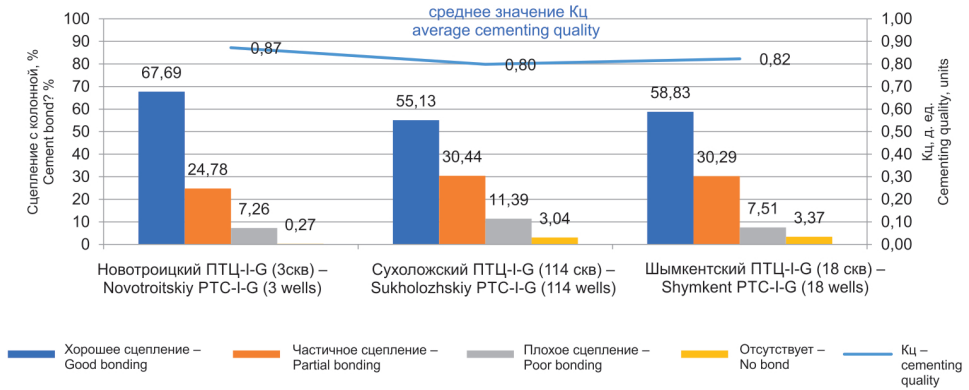


Рисунок 4. Средние показатели качества цементирования эксплуатационных колонн по всей её длине с применением цемента различных производителей
Figure 4. Average cementing quality indicators along the entire length of production casing using cement of different manufacturers

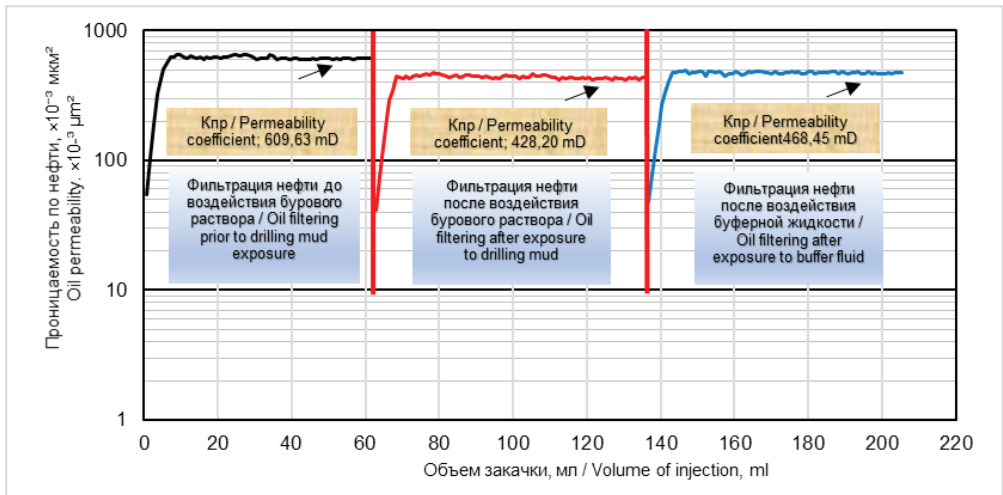


Рисунок 5. Изменение проницаемости по нефти до и после воздействия ПХКР и буферной жидкости
Figure 5. Change in oil permeability before and after exposure to PCPDF and buffer fluid

пласта буровым раствором и изменения фильтрационных характеристик породы определяется коэффициент проницаемости (табл. 6). В исследованиях использовали два типа бурового раствора: ПГР и ПХКР. Результаты исследований показали, что ПГР ухудшает проницаемость пород на 55,42%, а ПХКР всего лишь на 35,15%. Следовательно, для геологических условий месторождения Узень предпочтительнее использовать ПХКР.

Для удаления глинистой корки на практике крепления скважин и восстановления проницаемости используется буферный раствор с 10%-й концентрацией RICHMOLLE

BUFFER 500. Сухие смеси RICHMOLLE легко растворяются в воде при 14–20°C, эффективность наступает при концентрация 0,1%, термостабильна до 100°C и выше.

В результате проведенных в Филиале «КазНИПИмунайгаз» лабораторных исследований, установлено, что буферный раствор на основе RICHMOLLE эффективен для удаления глинистой корки и восстановления проницаемости пластов (рис. 5–6) и обеспечивает эффективный смыв плёнки с поверхностей стенок скважины и обсадных труб и улучшает адгезию цементного камня со стенками скважины и обсадной трубой.

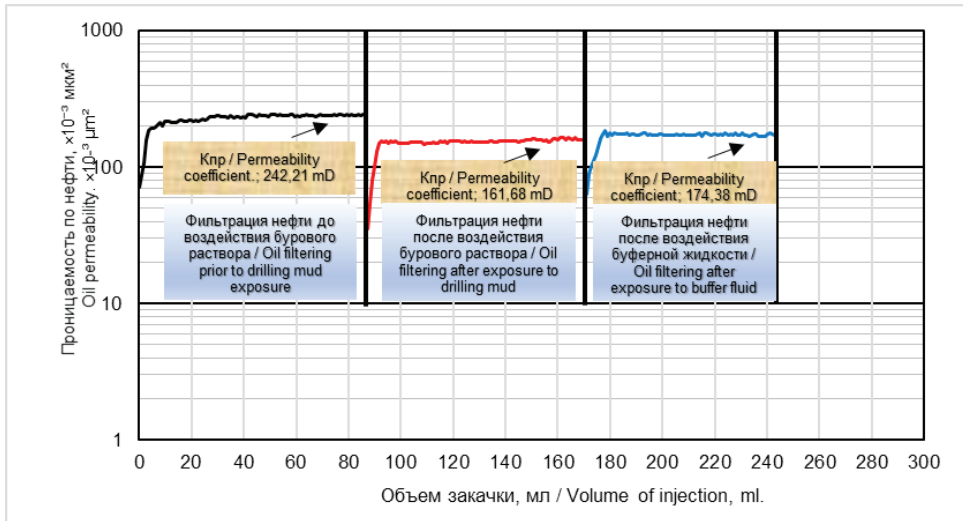


Рисунок 6. Изменение проницаемости по нефти до и после воздействия ПГР и буферной жидкости
Figure 6. Change in oil permeability before and after exposure to polymer-humate drilling fluid and buffer fluid

Таблица 6. Коэффициенты проницаемости для нефти до и после циркуляции полимер ПГР и ПХКР
Table 6. Permeability coefficients for oil before and after circulation of PHDF (polymer-humate drilling fluid) and PCPDF (polymer-chloride-potassium drilling fluid)

Количество образцов испытания The number of test samples	Глубина, м Depth, m	Проницаемость для нефти, $\times 10^{-3}$ мкм ² Oil permeability, $\times 10^{-3}$ μm^2	Тип бурового раствора Type of drilling mud	Проницаемость для нефти после циркуляции бурового раствора, $\times 10^{-3}$ мкм ² Oil permeability after circulation of drilling mud, $\times 10^{-3}$ μm^2	Изменение проницаемости Permeability change	
					$\times 10^{-3}$ мкм ² $\times 10^{-3}$ μm^2	%
8	1201,69	91,63	ПГР / PHDF	40,85	50,78	55,42%
10	1309,61	124,60	ПХКР / PCPDF	85,86	38,74	31,09%
3	427,57	26,54	ПХКР свежеприготовленный / PCPDF freshly prepared	18,13	8,41	31,68%

В качестве примера представлены изменения проницаемости образцов по нефти до и после воздействия ПГР, ПХКР и буферной жидкости (рис. 5–6).

Согласно проведенным исследованиям, предпочтение следует отдавать буферным жидкостям с повышенными моющими свойствами, т.к. данные жидкости (например, с 10%-й концентрацией RICHMOLLE BUFFER 500) имеют способность восстановления ФЕС продуктивных пластов.

Заключение

Крепление скважин является одним из сложных и ответственных этапов строительства скважин, качество их цементирования зависит от многих геолого-технических, физических и технологических процессов, происходящих в системе «скважина – пласт»: литологии при бурении

и подготовки ствола скважины (проницаемые, непроницаемые породы), типа и состава применяемого бурового раствора, равновесного состояния скважины перед цементированием (поглощение, проявление), геометрического положения ствола скважины и её элементов, показателя кавернозности ствола скважины, состояния стенки скважины (наличие и отсутствие глинистой корки), применяемых типов тампонажных материалов, типа и состава буферных жидкостей, последовательности и характера технологических операций при выполнении работ по цементированию.

В условиях месторождения Узень свою эффективность в применении показали ПХКР и малосиликатные буровые растворы, которые обеспечивают целостность, исходную геометрию ствола скважин, а также их совместимость с геолого-техническими условиями месторождения Узень.

Применение МСР обеспечивает укрепление стенок скважин, снижение её проницаемости в интервалах с низкими градиентами пластового давления, что в конечном итоге способствует увеличению градиента давления поглощения в зоне слабых горных пород и повышению качества цементирования скважин.

Применяемые тампонажные портландцементы от производителей также влияют на качество цементирования скважин. Наиболее предпочтительными являются портландцементы, выпускаемые Новотроицким и Шымкентским цементными заводами.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соотнесение своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Умралиев Б.Т. – концепция исследования, анализ и проверка данных исследования, написание рукописи, Сейтов А.К. – сбор, интерпретация данных исследования, Нугиев М.А. – проверка результатов, редактирование рукописи, Махмудов М.Б. – проведение лабораторных

В целях очистки ствола скважин перед цементированием рекомендуется применение буферных жидкостей с моющими свойствами. Для повышения плотности рекомендуется применять инертные по отношению к компонентам буферной жидкости утяжеляющие материалы.

В связи с этим, в целях обеспечения качества цементирования нефтяных и газовых скважин, в каждом случае, необходимо обращать внимание на вышеперечисленные факторы и постоянно улучшать качество выполнения технологических мероприятий.

исследований по керну, интерпретация и проверка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Bauyrzhan T. Umrallyev – conception of the study, analysis and check of data for the study, writing of the manuscript; Aidyngali K. Seitov – acquisition, interpretation of data for the study; Maxat A. Nugiyev – check of results, editing of the manuscript; Maxat M. Makhmudov – conduction of the laboratory study on core, interpretation and check of results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Нагимов И.Р., Фатихов Р. И., Агзамов Ф.А.* Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин // Булатовские чтения. Материалы II Международной научно-практической конференции; Март, 31, 2018; Краснодар, Россия. Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/3/PDF/V3-206-210.pdf>. Дата обращения: 20.07.2022. С. 206–210.

2. *Махмудов М.Б., Шиланов Н.С.* Оценка влияния буровых растворов на фильтрационные свойства пород // Материалы Международной научно-практической конференции «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти»; Апрель, 27, 2018; Актау, Казахстан. С. 336–341.

3. *Булатов А.И., Савенко О.В.* Заканчивание нефтяных и газовых скважин. Теория и практика. Краснодар : Просвещение Юг, 2010 г. 542 с.

REFERENCES

1. Nagimov IR, Fatikhov RI, Agzamov FA. Experimental assessment of efficiency of application of centralizers of an upsetting column at cementation of inclined wells. Readings of A.I. Bulatov. II International scientific and practical conference; 2018 Mar 31; Krasnodar, Russia. P. 206–210. Available from: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/3/PDF/V3-206-210.pdf>. P. 206–210.

2. Mahmudov MB, Shilanov NS. Otsenka vliyaniya burovykh rastvorov na fil'tratsionnye svoystva porod // Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Metody uvelicheniya nefteotdachi i intensifikatsii dobychi nefti»; 2018 Apr 27; Aktau, Kazakhstan. P. 336–341.

3. Bulatov AI, Savenok OV. *Zakanchivanie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Teoriya i praktika*. Krasnodar: Prosveshchenie Yug; 2010. 542 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Умралиев Бауыржан Тажикенович**

докт. техн. наук

e-mail: b.umraliyev@niikmg.kz.

Сейтов Айдынгали Кабдыгалиевич

канд. техн. наук

e-mail: a.seitov@niikmg.kz.

Нугиев Максат Амангельдыевич

e-mail: m.nugiyev@niikmg.kz.

Махмудов Манас Бауыржанович

e-mail: m.makhmudov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Bauyrzhan T. Umraliyev**

D. Sc. (Engineering)

e-mail: b.umraliyev@niikmg.kz.

Aidyngali K. Seitov

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: a.seitov@niikmg.kz.

Maxat A. Nugiyev

e-mail: m.nugiyev@niikmg.kz.

Manas B. Makhmudov

e-mail: m.makhmudov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author