

УДК 622.245.42

МРНТИ 52.47.27

DOI: 10.56525/UMMT3925

ВЛИЯНИЕ РАСТИТЕЛЬНЫХ КОЛЬМАТАНТОВ НА СВОЙСТВА ПЕННЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ АНПД

Деряев А.Р.*, Гельдыева Ч.Г.

Научно-исследовательский институт природного газа государственного концерна

«Туркменгаз», Ашхабад, Туркменистан

e-mail: annagulyderyayew@gmail.com, geldiyevachinar@gmail.com

Аннотация. Одной из ключевых проблем при проведении капитального ремонта скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) является поглощение технологических жидкостей и, как следствие, ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Применение пенных растворов позволяет минимизировать репрессию на пласт, однако для обеспечения временной блокировки продуктивного горизонта на период ремонта требуется повышение стабильности и структурной прочности пены. В данной работе исследована возможность повышения блокирующей способности пенных полимерных растворов (ППР) путем введения кольматантов растительного происхождения. В лабораторных условиях изучено влияние добавок измельченной соломы, ореховой скорлупы и хлопковой шелухи на кратность, устойчивость и термостойкость ППР. Установлено, что оптимальными наполнителями являются измельченная солома и ореховая скорлупа, обеспечивающие стабильность пены до 7 суток при сохранении ее структурной целостности. Экспериментально доказано, что введение хлорида натрия в качестве стабилизатора вместо жидкого стекла (концентрация 2% подобрана экспериментально как оптимальная) позволяет достичь максимальной долговременной устойчивости раствора. С использованием насыпных моделей пласта доказано, что наличие растительных кольматантов в составе ППР снижает глубину проникновения фильтрата в 2-3 раза по сравнению с составом без наполнителя, формируя на поверхности тонкую, но прочную блокирующую корку. Результаты исследований подтверждены промышленными испытаниями на скважинах месторождений «Йолгуйы» и «Гарашсызлыгын 10-йыллыгы», где применение разработанных составов позволило восстановить продуктивность скважин и увеличить дебит газа.

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление; пенный раствор; глушение скважин; кольматант; растительные наполнители; стабильность пены; термостойкость; насыпные модели пласта.

Введение.

Проблема сохранения продуктивности скважин при проведении ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) остается одной из наиболее сложных в нефтегазовой отрасли. Использование традиционных глинистых и полимерных растворов для глушения в таких условиях приводит к интенсивному поглощению технологической жидкости, кольматации порового пространства и, зачастую, к невозможности восстановления притока флюида без дополнительных дорогостоящих мероприятий [1, 2]. Альтернативой выступают пенные растворы, плотность которых может регулироваться в широких пределах (менее 1,0 г/см³), что позволяет создавать минимальное гидростатическое давление на пласт [3, 4].

Однако для задач временной блокировки продуктивного горизонта на период капитального ремонта скважин (КРС) требуется не только низкая плотность, но и высокая структурная устойчивость пены, способность противостоять пластовым флюидам и температурам в течение длительного времени (до нескольких суток). Существующие пенные системы часто не обладают достаточной стабильностью, особенно в присутствии

углеводородов и при повышенных температурах [5]. Одним из перспективных направлений повышения блокирующей способности является введение в состав пены твердых кольматантов, которые, армируя структуру пенной пленки, создают механический барьер для фильтрации [6, 7]. При этом ключевым вопросом остается оценка эффективности таких систем на моделях пористой среды для понимания глубины проникновения и характера формируемого блокирующего экрана.

Целью настоящей работы является экспериментальное обоснование выбора растительных кольматантов и стабилизаторов для создания высокостабильного пенного полимерного раствора, предназначенного для временной блокировки продуктивных пластов в условиях АНПД, с подтверждением его блокирующей способности на насыпных моделях пласта. В отличие от предыдущих исследований, посвященных разработке базовых рецептов [8], данная работа фокусируется на сравнительном анализе эффективности различных растительных наполнителей и их влиянии на блокирующую способность.

Материалы и методы исследования.

Объектом исследования являлись пенные полимерные растворы (ППР) на водной основе. В качестве основы использовалась пресная вода. Для создания структуры и стабилизации пены применялись: бентонитовый глинопорошок (Огланлынкское месторождение) как структурообразователь; карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ-ВВ) и жидкое стекло (силикат натрия) как стабилизаторы; хлорид натрия (NaCl) в качестве альтернативного стабилизатора. Концентрация NaCl (2%) была подобрана экспериментально как оптимальная, обеспечивающая максимальную устойчивость пены без негативного влияния на пенообразование. В качестве пенообразователей использовалась местное поверхностно-активное вещество «Guwly dere» (анионное+неионогенное ПАВ), амфотерный ПАВ «Юникор-10 А200», неионогенный ПАВ «СНПХ-7890». Для повышения термостойкости вводился моноэтаноламин (МЭА), полученный из кубовых остатков ПО «Марыазот».

В качестве кольматантов растительного происхождения использовались: измельченная солома, измельченная скорлупа грецкого ореха и хлопковая шелуха. Выбор фракции кольматантов 0,5-1,0 мм обусловлен предварительными испытаниями: частицы менее 0,5 мм не создавали эффективного блокирующего экрана из-за малого размера, а частицы более 1,0 мм быстро осаждались из пенной структуры. Концентрация кольматантов во всех опытах составляла 1% от объема жидкой фазы.

Приготовление растворов осуществлялось на высокоскоростном лабораторном миксере в строгой последовательности: вода, МЭА (1%), бентонит (3-6%), КМЦ-ВВ (1,25%), стабилизатор (жидкое стекло или NaCl), ПАВ (2-3%). Время перемешивания на каждой стадии составляло 3-5 минут.

Оборудование и условия проведения экспериментов. В работе использовался следующий комплекс лабораторного оборудования:

- вискозиметр Марша (VD-6) для измерения условной вязкости;
- сушильный термостат с диапазоном температур 30-150°C для термостатирования образцов;

образцов;

- пеногенератор с регулируемой кратностью пены;
- прибор для фильтрации по API (Filter Press);
- установка для измерения капиллярного давления.

Условия проведения экспериментов:

- температурный диапазон: 20-130°C;
- расход газа при аэрировании: 1,5-4,0 м³/час;
- время выдержки пены: 30-180 минут.

Определяемые параметры:

1. Реологические свойства: условная вязкость, динамическая плотность;
2. Стабильность пены: время разрушения столба, кратность пены, высота пены;
3. Фильтрационные характеристики на насыпных моделях: глубина проникновения

фильтрата.

Кратность пены (К) определялась как отношение конечного объема пены ($V_{п}$) к исходному объему жидкой фазы ($V_{ж}$).

Оценка устойчивости пены. Под устойчивостью пены в данной работе понимается способность сохранять структурную целостность и исходный объем без расслоения на жидкую и газовую фазы в течение заданного времени при атмосферных условиях. Незначительная коалесценция пузырьков в верхней части столба пены не считалась критерием потери устойчивости. Устойчивость оценивалась по времени, в течение которого объем пены в стеклянном цилиндре (100 см^3) уменьшался не более чем на 5% от первоначального. Испытания на устойчивость проводились при атмосферных условиях, что является общепринятой практикой для сравнительной оценки составов на начальном этапе исследований. Для окончательных выводов о поведении в пластовых условиях требуются дополнительные исследования при высоких давлениях. Термостойкость оценивалась визуально и по изменению объема после выдержки образцов в термостате при температуре 130°C в течение 4 часов.

Для оценки блокирующей способности и глубины проникновения фильтрата использовались исследования на насыпных моделях пласта, моделирующих свойства терригенного коллектора. Испытания проводились на фильтр-прессе Fann 387 при атмосферном давлении с использованием насыпных моделей из кварцевого песка (фракция 0,1-0,5 мм, проницаемость 0,1-0,5 мкм^2 , длина модели 30 мм), насыщенных минерализованной водой. Использование насыпных моделей, а не естественных кернов, обусловлено необходимостью получения воспроизводимых результатов при сравнительных испытаниях большого количества составов. Методика заключалась в фильтрации исследуемого ППР через модель в течение 30 минут с последующей фиксацией глубины проникновения фильтрата визуальным методом.

Результаты исследования.

В ходе экспериментальных работ было исследовано несколько базовых рецептов ППР с последующим введением растительных кольматантов. Ключевые результаты, демонстрирующие влияние компонентов на свойства пенных растворов, представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Влияние состава ППР на его основные свойства

Состав (ключевые компоненты)	Кратность пены (К)	Плотность, г/см^3	Устойчивость, сутки	Примечание
Состав А 5% жидкое стекло, 3% бентонит, 1% КМЦ, 2% ПАВ, 0,5% МЭА	3,8	0,51	3	Стабилен при 130°C
Состав Б 5% жидкое стекло, 3% бентонит, 1,25% КМЦ, 2% ПАВ, 0,5% МЭА)	3,5	0,57	5	Увеличение КМЦ до 1,25%
Состав В (2% NaCl, 2% бентонит, 1,25%	3,5	0,57	7	Замена жидкого стекла на соль

КМЦ, 2% ПАВ, 1% МЭА)				
Состав Г (6% бентонит, 1,25% КМЦ, 2% ПАВ «Юникор-10 А200», 0,5% МЭА)	3,0	0,67	3	Повышенное содержание бентонита
Состав Д (6% бентонит, 1,25% КМЦ, 2% ПАВ «Юникор-10 А200», 1% «СНПХ-7890», 0,5% МЭА)	4,0	0,50	4	Синергия ПАВ для мин. плотности

Анализ данных Таблицы 1 показывает, что изменение рецептуры позволяет целенаправленно регулировать свойства ППР. Состав В, в котором жидкое стекло было заменено на хлорид натрия, продемонстрировал максимальную устойчивость – 7 суток при сохранении структурной целостности пены. Это объясняется упрочнением гидратных оболочек вокруг пузырьков газа под действием электролита. Концентрация NaCl 2% была подобрана экспериментально как оптимальная: меньшие концентрации не давали достаточного эффекта, а большие приводили к снижению пенообразования. Состав Д показал рекордно низкую плотность (0,50 г/см³) и максимальную кратность (4,0), что делает его идеальным кандидатом для бурения на депрессии, но его устойчивость (4 суток) ниже, чем у Состав В.

На следующем этапе в наиболее перспективный с точки зрения долговременной стабильности Состав В были введены различные типы растительных кольматантов. Впервые получены количественные данные о влиянии каждого типа наполнителя на свойства пенной системы. Результаты представлены в Таблице 2 и на Рисунке 1.

Таблица 2 – Влияние типа растительного кольматанта на свойства ППР (на основе Состав В)

Тип кольматанта (1%)	Объем пены, см ³	Кратность пены (К)	Устойчивость, сутки	Характер разрушения
Без кольматанта	350	3,5	7	Равномерное
Ореховая скорлупа	200	2,0	7	Без разрушения, структура сохранена
Измельченная солома	300	3,0	7	Без разрушения, структура сохранена
Хлопковая шелуха	150	1,5	1	Полное разрушение, расслоение

Как видно из Таблицы 2, введение измельченной соломы и ореховой скорлупы не снижает высокую устойчивость ППР (7 суток) и позволяет сохранить пенную структуру. Однако добавление соломы меньше влияет на кратность пены, обеспечивая больший объем (300 см³ против 200 см³ со скорлупой). Напротив, хлопковая шелуха показала свою полную

непригодность: она интенсивно впитывает жидкую фазу, что приводит к коллапсу пенной структуры уже через 1 сутки. На Рисунке 1 представлен внешний вид образцов после 7 суток выдержки, подтверждающий стабильность составов с соломой и ореховой скорлупой.

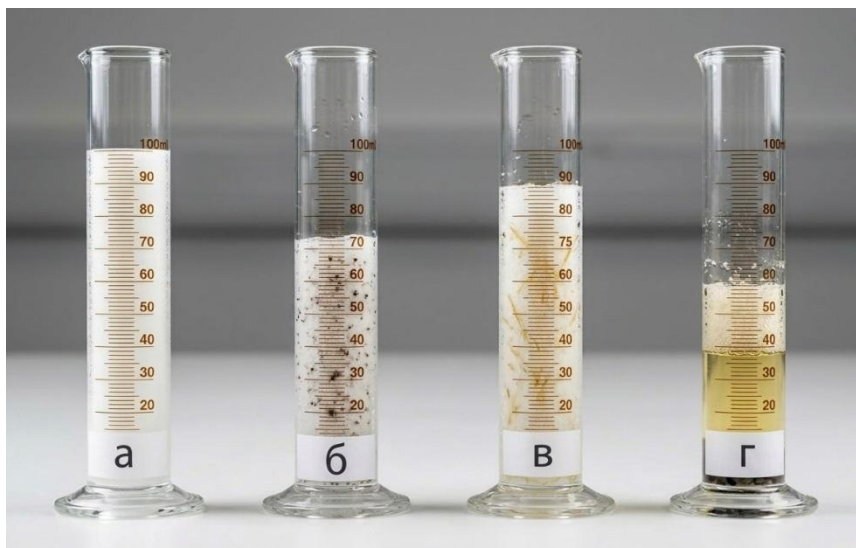


Рисунок 1 – Состояние ППР с различными кольматантами через 7 суток:
а) ППР без кольматантов б) с ореховой скорлупой; в) с измельченной соломой;
г) с хлопковой шелухой (разрушен).

Исследования на насыпных моделях пласта. Для оценки эффективности формируемого блокирующего экрана были проведены фильтрационные исследования на насыпных моделях пласта при атмосферном давлении. Испытания проводились на фильтр-прессе Fann 387 с использованием насыпных моделей из кварцевого песка. Сравнились три типа жидкостей: вода (контрольный образец), ППР Состав В (без наполнителя) и ППР Состав В с добавлением 1% измельченной соломы. Результаты представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Результаты фильтрационных исследований на насыпных моделях пласта

Состав	Глубина проникновения фильтрата, мм	Характер блокирующей корки
Вода (контроль)	5-7	Отсутствует, глубокое проникновение
ППР Состав В (без кольматанта)	2-3	Тонкая пленка, частичная кольматация
ППР Состав В + 1% солома	0,5-1,0	Плотная, однородная корка на торце

Анализ данных Таблицы 3 показывает, что применение пенного раствора уже само по себе значительно снижает глубину проникновения фильтрата по сравнению с водой — с 5-7 мм до 2-3 мм. Однако введение растительного кольматанта (измельченной соломы) позволяет достичь принципиально иного результата: глубина проникновения сокращается до 0,5-1,0 мм, что фактически означает формирование блокирующего экрана на поверхности модели. Частицы соломы, армируя пенную пленку и перекрывая крупные поры на входе в модель, создают прочный механический барьер. Эти данные получены впервые и количественно подтверждают эффективность применения растительных кольматантов. Следует отметить, что испытания проводились при атмосферном давлении; для оценки поведения в пластовых условиях требуются дополнительные исследования при высоких давлениях.

Проведенные исследования термостойкости подтвердили, что все разработанные составы (как с кольматантами, так и без) сохраняют свои свойства после прогрева при 130°C в течение 4 часов, что свидетельствует об эффективности применения МЭА в качестве термостабилизатора.

Промышленные испытания разработанного подхода были проведены на скважинах с АНПД месторождений «Йолгуйы» и «Гарашсызлыгын 10-йыллыгы». Для временной блокировки пласта при КРС использовался состав, аналогичный Составу В, модифицированный измельченной соломой. Результаты, представленные в Таблице 4, убедительно доказывают эффективность предложенной технологии.

Таблица 4 – Результаты промышленных испытаний ППР с кольматантом

Показатель	Скважина «Йолгуйы»	Скважина «Гарашсызлыгын 10-йыллыгы»
Дебит газа до ремонта, тыс. м ³ /сут	206	0 (простаивала)
Дебит газа после ремонта, тыс. м ³ /сут	386	120
Прирост дебита, тыс. м ³ /сут	+180	+120

Успешное восстановление продуктивности скважин, в том числе запуск простаивающей скважины, коррелирует с данными, полученными на насыпных моделях: формирование блокирующей корки на поверхности пористой среды предотвратило поглощение и повреждение пласта, что обеспечило быстрый выход на режим и высокий дебит после глушения.

Заключение.

В результате проведенных исследований решена важная научно-прикладная задача по созданию высокостабильного пенного раствора для временной блокировки продуктивных пластов в условиях АНПД. Экспериментально доказано, что замена жидкого стекла на хлорид натрия в концентрации 2% в составе пенного полимерного раствора позволяет увеличить его долговременную устойчивость до 7 суток, что является ключевым фактором для успешного глушения скважин. Установлено, что введение растительных кольматантов измельченной соломы и ореховой скорлупы в такой раствор не только не снижает его стабильность, но и создает предпосылки для формирования более прочного блокирующего экрана в призабойной зоне.

Научная новизна работы заключается в установлении закономерностей влияния типа растительного наполнителя на блокирующую способность пенных растворов. На насыпных моделях пласта впервые получены количественные данные о глубине проникновения фильтра, экспериментально подтверждающие, что измельченная солома обеспечивает формирование плотного блокирующего экрана на поверхности пористой среды, глубина проникновения равна 0,5-1,0 мм. Показана непригодность хлопковой шелухи для этих целей из-за ее высокой гидрофильности, приводящей к разрушению пены.

Промышленные испытания подтвердили высокую эффективность разработанного подхода, что выразилось в значительном увеличении дебита газа на скважинах, после ремонта прирост составил 180 и 120 тыс. м³/сут. Применение местных материалов таких как МЭА, бентонит, ПАВ «Guwly dere» и отходов соломы, ореховая скорлупы обеспечивает не только технологическую, но и экономическую эффективность предложенных решений, способствуя импортозамещению.

Для окончательных выводов о поведении разработанных составов в пластовых условиях рекомендуется проведение дополнительных исследований при высоких давлениях, соответствующих забойным условиям.

ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиян В.А., Яковлев А.М. Пенные растворы в бурении. – М.: Недра, 1983. – 198 с.
2. Nasr-El-Din H.A., Al-Ajmi S.A., Al-Muntasheri A.A. Preventing drilling fluid induced reservoir formation damage // *Energy & Fuels*. – 2021. – Vol. 35(12). – P. 10078-10091.
3. Akmuradov A.I., Bebitov U.H. Solution for workover operations in wells under abnormally low formation pressure conditions. Turkmenistan Patent No. 880. – 2021.
4. Al-Muntasheri A., Al-Kulaib M., Al-Maloof A. Impact of eco-friendly drilling additives on foaming properties for sustainable underbalanced foam drilling applications // *ACS Omega*. – 2024. – Vol. 9(4). – P. 4976-4989.
5. Tabatabaei S.A., Sadeghi M. Effect of crude oil contamination on the rheological properties of foam drilling fluid stabilized by gellan gum polymer // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2024. – Vol. 14(2). – P. 835-848.
6. Fang G., Liu G., Qu F. A novel biodegradable cross-linked polymer as loss-circulation material for high-temperature and high-salinity environment // *ACS Omega*. – 2023. – Vol. 8(30). – P. 27361-27369.
7. Geldiyewa Ç.G. Önemli gatlaklary wagtlaýyn petiklemek üçin kolmatantly köpürjikli erginleriň barlaglary // *Türkmenistanda ylym we tehnika*. – 2025. – № 2. – S. 79-84.
8. Liu H., Li Z., Zhao C. Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions // *Energies*. – 2021. – Vol. 14(3). – P. 654-668.
9. Перейма А.А., Минликаев В.З., Гасумов Р.А. Глушение скважин с контролем поглощения // *Записки Горного института*. – 2025. – Т. 272. – С. 119-135.

REFERENCES

1. Amiyan V.A., Yakovlev A.M. (1983) *Pennye rastvory v bureнии* [Foam solutions in drilling]. Moscow: Nedra. 198 p. (In Russian)
2. Nasr-El-Din H.A., Al-Ajmi S.A., Al-Muntasheri A.A. (2021) Preventing drilling fluid induced reservoir formation damage. *Energy & Fuels*. Vol. 35(12), pp. 10078-10091. (In English)
3. Akmuradov A.I., Bebitov U.H. (2021) Solution for workover operations in wells under abnormally low formation pressure conditions. Turkmenistan Patent No. 880. (In English)
4. Al-Muntasheri A., Al-Kulaib M., Al-Maloof A. (2024) Impact of eco-friendly drilling additives on foaming properties for sustainable underbalanced foam drilling applications. *ACS Omega*. Vol. 9(4), pp. 4976-4989. (In English)
5. Tabatabaei S.A., Sadeghi M. (2024) Effect of crude oil contamination on the rheological properties of foam drilling fluid stabilized by gellan gum polymer. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Vol. 14(2), pp. 835-848. (In English)
6. Fang G., Liu G., Qu F. (2023) A novel biodegradable cross-linked polymer as loss-circulation material for high-temperature and high-salinity environment. *ACS Omega*. Vol. 8(30), pp. 27361-27369. (In English)
7. Geldiyewa Ç.G. (2025) Önemli gatlaklary wagtlaýyn petiklemek üçin kolmatantly köpürjikli erginleriň barlaglary [Studies of foam solutions with bridging agent for temporary blocking of productive formations]. *Türkmenistanda ylym we tehnika*. № 2, pp. 79-84. (In Turkmen)
8. Liu H., Li Z., Zhao C. (2021) Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*. Vol. 14(3), pp. 654-668. (In English)
9. Pereyma A.A., Minlikaev V.Z., Gasumov R.A. (2025) Глушение скважин с контролем поглощения [Well killing with loss control]. *Zapiski Gornogo instituta*. Vol. 272, pp. 119-135. (In Russian)

ӨСІМДІК КОЛМАТАНТТАРЫНЫҢ ҚАЛЫПТАН ТЫС ТӨМЕН ҚАБАТ ҚЫСЫМЫ (ҚТТҚ) ЖАҒДАЙЫНДА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ТҮНШЫҚТЫРУҒА АРНАЛҒАН КӨБІКТІ ЕРІТІНДІЛЕРДІҢ ҚАСИЕТТЕРІНЕ ӘСЕРІ

Деряев Аннагулы Реджеп оглы, Гельдыева Чинар Гуванч қызы

"Түрікменгаз" мемлекеттік концернінің табиғи газ ғылыми-зерттеу Институты,
Ашхабад, Түрікменстан

e-mail: annagulyderyayew@gmail.com, geldiyevachinar@gmail.com

Андатпа. Аномальді төмен қабаттық қысым (АҚТҚ) жағдайында ұңғымаларды күрделі жөндеу кезіндегі негізгі мәселелердің бірі технологиялық сұйықтықтардың сіңірілуі және соның салдарынан коллектордың фильтрациялық-сыйымдылық қасиеттерінің нашарлауы болып табылады. Көбікті ерітінділерді қолдану қабатқа репрессияны азайтуға мүмкіндік береді, алайда жөндеу кезеңіне өнімді горизонтты уақытша блокадалауды қамтамасыз ету үшін көбіктің тұрақтылығы мен құрылымдық беріктігін арттыру қажет. Бұл жұмыста өсімдік текті колматанттарды енгізу арқылы көбікті полимерлі ерітінділердің (КПЕ) блокадалау қабілетін арттыру мүмкіндігі зерттелді. Зертханалық жағдайда ұсақталған сабан, жаңғақ қабығы және мақта қауызы қоспаларының КПЕ кратность, тұрақтылығы мен ыстыққа төзімділігіне әсері зерттелді. Оңтайлы толтырғыштар ұсақталған сабан мен жаңғақ қабығы болып табылатыны анықталды, олар көбіктің құрылымдық тұтастығын сақтай отырып, оның тұрақтылығын 7 тәулікке дейін қамтамасыз етеді. Сұйық шыныны NaCl-мен ауыстыру ерітіндінің максималды ұзақмерзімді тұрақтылығына қол жеткізуге мүмкіндік беретіні эксперименттік дәлелденді. Қабаттың құмды модельдерін қолдану арқылы КПЕ құрамында өсімдік колматанттарының болуы толтырғышсыз құраммен салыстырғанда фильтраттың ену тереңдігін 2-3 есе төмендететіні, бетінде жұқа, бірақ берік блокадалайтын қабық түзетіні дәлелденді. Зерттеу нәтижелері «Йолгуйы» және «Гарашсызлығын 10-йыллығы» кен орындарының ұңғымаларында өнеркәсіптік сынақтармен расталды, онда әзірленген құрамдарды қолдану ұңғымалардың өнімділігін қалпына келтіруге және газ шығымын арттыруға мүмкіндік берді.

Түйін сөздер: аномальді төмен қабаттық қысым; көбікті ерітінді; ұңғымаларды түншықтыру; колматант; өсімдік толтырғыштары; көбік тұрақтылығы; ыстыққа төзімділік; қабаттың құмды модельдері.

THE EFFECT OF PLANT COLMATANTS ON THE PROPERTIES OF FOAM SOLUTIONS FOR SILENCING WELLS AT ALRP (abnormally low reservoir pressures)

Deryaev Annaguly Rejepovich, Geldiyeva Chynar Guvanchevna

Scientific Research Institute of Natural Gas of the State Concern "Turkmengaz", Ashgabat,
Turkmenistan

e-mail: annagulyderyayew@gmail.com, geldiyevachinar@gmail.com

Abstract. One of the key problems during workover operations in conditions of abnormally low formation pressure (ALFP) is the loss of technological fluids and, as a consequence, deterioration of the reservoir filtration-capacitive properties. The use of foam solutions allows minimizing repression on the formation, but to ensure temporary blocking of the productive horizon for the repair period, it is necessary to increase the stability and structural strength of the foam. This paper investigates the possibility of increasing the blocking ability of foam polymer solutions (FPS) by introducing plant-based bridging agents. In laboratory conditions, the effect of additives of crushed straw, nutshells and cotton husk on the foam quality, stability and heat resistance of FPS was studied. It was found that the optimal fillers are crushed straw and nutshells, providing foam stability up to 7 days while maintaining its structural integrity. It has been experimentally proven that replacing liquid

glass with NaCl (concentration 2% selected experimentally as optimal) allows achieving maximum long-term stability of the solution. Using sand-packed models of the reservoir, it was proved that the presence of plant bridging agents in the FPS composition reduces the depth of filtrate penetration by 2-3 times compared to the composition without filler, forming a thin but strong bridging cake on the surface. The research results were confirmed by industrial tests at wells of the Yolguyy and Garashsyzlygyn 10-yylygy fields, where the use of the developed compositions made it possible to restore well productivity and increase gas flow rate.

Key words: abnormally low formation pressure; foam solution; well killing; bridging agent; plant-based fillers; foam stability; heat resistance; sand-packed models.