

УДК 622

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Получена: 02.10.2024.

Одобрена: 20.12.2024.

Опубликована: 31.12.2024.

Оригинальное исследование

Полимеркатионные буровые растворы для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях

А.В. Яремко¹, У.С. Карабалин², Р. Юсубалиев³, А.М. Гайдаров¹

¹Asia Petro Service, г. Актау, Казахстан

²Kazenergy, г. Астана, Казахстан

³КазНИГРИ, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Бурение скважин на нефть и газ проводится с промывкой буровыми растворами на водной и углеводородной основе. Несмотря на положительные свойства углеводородных растворов – предотвращение разупрочнения горных пород на стенках ствола скважин, снижение кавернообразований за счёт потери устойчивости глинистых пород и растворения солей (галита, сильвинита и бишофита), сохранение естественных коллекторских свойств продуктивных пластов и т. д., они имеют ряд недостатков, связанных со свойствами дисперсионной среды, что обуславливает малый объём их применения. Дисперсионная среда углеводородных растворов представлена экологически и пожароопасными соединениями: керосином, дизельным топливом, олефинами, различными маслами и др. Возрастающее беспокойство правительственных и экологических организаций по поводу экологического воздействия буровых растворов с углеводородной дисперсионной средой на окружающую среду привело к значительной ориентации промышленности на растворы с водной основой. Несмотря на ряд существенных недостатков, буровые растворы на водной основе, в настоящее время, остаются более востребованными, чем углеводородные. Несмотря на предпочтительность углеводородных систем, в действительности, около 85 % всех используемых сегодня буровых растворов в мире являются системами на водной основе. Данная работа посвящена новому направлению в области буровых растворов на водной основе – разработке, созданию и внедрению полимеркатионных систем. Идея разработки новых водных систем включает создание полимеркатионных рабочих жидкостей, сочетающих полезные свойства углеводородных и водных растворов.

Цель. Исследование и разработка современных полимеркатионных буровых растворов для строительства скважин в Республике Казахстан.

Материалы и методы. В качестве объектов исследования выбраны полимеркатионные буровые растворы. Для решения поставленных задач исследования проводились в лабораторных и промысловых условиях.

Результаты. В данной статье приведены результаты лабораторных и промысловых испытаний на месторождениях РФ и Республики Казахстан.

Заключение. Впервые в мировой практике разработаны и успешно апробированы стабильные полимеркатионные буровые растворы, сочетающие в себе положительные свойства водных и углеводородных систем. Разработаны теоретические и практические основы по управлению свойствами полимеркатионных растворов. Применение модификаций полимеркатионных буровых растворов при строительстве скважин на Астраханском месторождении и месторождении Узень подтвердило его высокие технологические свойства и позволило предотвратить наработку, увеличить механическую скорость, улучшить состояние ствола скважины, снизить кавернозность, успешно завершить строительство более 20 скважин, реализовать высокоплотные растворы для глушения рапы и т.д.

Ключевые слова: буровой раствор, кавернозность, набухание, вскрытие продуктивного пласта.

Как цитировать:

Яремко А.В., Карабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М. Полимеркатионные буровые растворы для строительства скважин в сложных горно-геологических условиях // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №4. С. 87–97. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

UDC 622

CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Received: 02.10.2024.

Accepted: 20.12.2024.

Published: 31.12.2024.

Original article**Polymercationic Drilling Fluids for Well Construction in Challenging Mining and Geological Conditions**Artem V. Yaremko¹, Uzakbay S. Karabalin², Renat Yussubaliyev³,Azamat M. Gaydarov¹¹Asia Petro Service, Aktau, Kazakhstan²Kazenergy, Astana, Kazakhstan³KazNIGRI, Atyrau, Kazakhstan**ABSTRACT**

Background: Oil and gas well drilling involves the use water- and hydrocarbon-based drilling fluids for flushing. While hydrocarbon solutions offer several advantages—such as preventing rock softening on the wellbore walls, reducing the formation of caverns due to instability in clay rocks, and dissolving salts (like halite, sylvinite, and bischofite), and preserving the natural reservoir properties of productive formations—they also have significant drawbacks. These disadvantages are related to the properties of the dispersion medium, which limits their overall application. The dispersion medium in hydrocarbon solutions consist of compounds that are both environmentally and flammable, such as kerosene, diesel fuel, olefins, various oils, etc. Increasing concern from government and environmental organizations regarding the environmental impact of drilling fluids using hydrocarbon dispersion medium have prompted the industry to focus on water-based solutions. Despite several significant disadvantages, water-based drilling fluids are still more in demand than hydrocarbon ones. Although there is a preference for hydrocarbon systems, approximately 85% of all drilling fluids used worldwide today are water-based. This study focuses on a new approach in the field of water-based drilling fluids: the development, creation and implementation of polymer cationic systems. The idea of developing new water systems involves creating polymer cationic working fluids that combine the beneficial properties of hydrocarbon and aqueous solutions.

Aim: To research and develop modern polymer cationic drilling fluids for well construction in the Republic of Kazakhstan.

Materials and methods: Polymer cationic drilling fluids were selected as the objects of study. To address the research objectives, experiments were conducted under both laboratory and field conditions.

Results: This article presents the findings of laboratory tests and field trials conducted in the fields of the Russian Federation and the Republic of Kazakhstan.

Conclusion: For the first time in global practice, stable polymer cationic drilling fluids have been developed and successfully tested, combining the advantages of aqueous and hydrocarbon systems. Both theoretical and practical principles for managing the properties of polymer cationic solutions have been established. The application of modified polymer cationic drilling fluids in well construction at the Astrakhan field and the Uzen field has demonstrated their high performance. This innovation has enabled the prevention of production issues, increased mechanical speed of drilling, improved wellbore condition, reduced cavern porosity, and successfully completed the construction of over 20 wells. Additionally, it facilitated implementation of high-density solutions for killing brine and other related tasks.

Keywords: drilling fluid; cavern porosity; swelling; opening of a productive formation.

To cite this article:

Yaremko AV, Karabalin US, Yussubaliyev R, Gaydarov AM. Polymercationic Drilling Fluids for Well Construction in Challenging Mining and Geological Conditions. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(4):87–97. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

ӨОЖ 622

ГТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>

Қабылданды: 02.10.2024.

Мақұлданды: 20.12.2024.

Жарияланды: 31.12.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Күрделі тау-кен геологиялық жағдайларда ұңғымаларды салуға арналған полимеркатионды бұрғылау ерітінділері

А.В. Яремко¹, У.С. Карабалин², Р. Юсубалиев³, А.М. Гайдаров¹

¹Asia Petro Service, Ақтау қаласы, Қазақстан

²Kazenergy, Астана қаласы, Қазақстан

³ҚазҒЗГБМИ, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай мен газға арналған ұңғымаларды бұрғылау су және көмірсутек негізінде бұрғылау ерітінділерімен жуу арқылы жүргізіледі. Көмірсутекті ерітінділердің оң қасиеттеріне қарамастан – ұңғыма оқпанының қабырғаларындағы тау жыныстарының бұзылуын болдырмау, сазды жыныстардың орнықтылығын жоғалту және тұздардың (галит, сильвинит және бишофит) еруі есебінен қуыс түзілімдерінің төмендеуі, өнімді қабаттардың табиғи коллекторлық қасиеттерінің сақталуы және т.б., оларда дисперсиялық ортаның қасиеттерімен байланысты бірқатар кемшіліктер бар, бұл оларды аз көлемде қолдануын білдіреді. Көмірсутекті ерітінділердің дисперсиялық ортасы экологиялық және өртке қауіпті қосылыстармен ұсынылған: керосинмен, дизель отынымен, олефиндермен, өртүрлі майлармен және т.б. Үкіметтік және экологиялық ұйымдардың көмірсутекті дисперсиялы ортасы бар бұрғылау ерітінділерінің қоршаған ортаға экологиялық әсері жөнінде үдемелі алаңдаушылығы өнеркәсіптің су негізіндегі ерітінділерге едәуір бағдарлануына әкеп соқты. Бірқатар елеулі кемшіліктерге қарамастан, қазіргі уақытта су негізіндегі бұрғылау ерітінділері көмірсутекті ерітінділерге қарағанда неғұрлым сұранысқа ие болып отыр. Көмірсутек жүйелерінің артықшылығына қарамастан, шын мәнінде, бүгінгі күні әлемде пайдаланылатын барлық бұрғылау ерітінділерінің шамамен 85% су негізіндегі жүйелер болып табылады. Бұл жұмыс су негізіндегі бұрғылау ерітінділері саласындағы жаңа бағытқа – полимеркатионды жүйелерді әзірлеуге, жасауға және енгізуге арналған. Жаңа су жүйелерін әзірлеу идеясы көмірсутекті және су ерітінділерінің пайдалы қасиеттерін үйлестіретін полимеркатионды жұмыс сұйықтықтарының жасауды қамтиды.

Мақсаты. Қазақстан Республикасында ұңғымаларды салу үшін заманауи полимеркатионды бұрғылау ерітінділерін зерттеу және әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде полимеркатионды бұрғылау ерітінділері таңдалды. Қойылған міндеттерді шешу үшін зерттеулер зертханалық және кәсіпшілік жағдайларда жүргізілді.

Нәтижелері. Бұл мақалада РФ және Қазақстан Республикасының кен орындарындағы зертханалық және кәсіпшілік сынақтардың нәтижелері келтірілген.

Қорытынды. Әлемдік тәжірибеде алғаш рет су және көмірсутек жүйелерінің оң қасиеттерін үйлестіретін тұрақты полимер катионды бұрғылау ерітінділері әзірленді және табысты сынақтан өткізілді. Полимерлі катионды ерітінділердің қасиеттерін басқару бойынша теориялық және практикалық негіздер әзірленді.

Астрахан кен орны мен Өзен кен орнында ұңғымаларды салу кезінде полимеркатионды бұрғылау ерітінділерінің түрлендірулерін қолдану оның жоғары пайдалану қасиеттерін растады және мыналарға мүмкіндік берді: жұмыс істеудің алдын алу, механикалық жылдамдықты арттыру, ұңғыма оқпанының жай-күйін жақсарту, қуыстылықты төмендету, 20-дан астам ұңғымалардың құрылысын табысты аяқтау, рапаны бітеуге арналған жоғары тығыздықты ерітінділерді сату және т.б.

Негізгі сөздер: бұрғылау ерітіндісі, қуыстылық, ісіну, өнімді қабатты ашу.

Дәйексөз келтіру үшін:

Яремко А.В., Карабалин У.С., Юсубалиев Р., Гайдаров А.М. Күрделі тау-кен геологиялық жағдайларда ұңғымаларды салуға арналған полимеркатионды бұрғылау ерітінділері // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №4. 87–97 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108787>.

Введение

В настоящее время разработанные полимеркатионные буровые растворы (далее – ПБР) активно применяются в России и Беларуси. Практический опыт применения ПБР при строительстве скважин в глинистых и солевых отложениях показал их достоинства перед известными технологическими жидкостями с водной дисперсионной средой [1–5]:

- исключительная стабильность технологических показателей раствора в течение длительного времени;
- качественное вскрытие продуктивных терригенных пластов;
- ферментативная устойчивость;
- превосходная ингибирующая способность.

Ферментативная устойчивость обеспечивает многократное применение ПБР и позволяет таким образом предотвратить утилизацию и снизить экологическую нагрузку на окружающую среду.

Несомненно, важнейшим достоинством ПБР является более качественное вскрытие терригенного коллектора в сравнении растворами с водной дисперсионной средой. Высокая ингибирующая способность ПБР вносит свой положительный вклад в улучшение качества вскрытия терригенного коллектора и повышение ферментативной устойчивости раствора.

Низкая ферментативная устойчивость бурового раствора является одной из причин инфекционного заражения микроорганизмами продуктивного пласта и ферментативного разложения продуктов из состава бурового раствора.

Для предотвращения рисков заражения микроорганизмами продуктивных нефтяных и газовых пластов необходимо применение ферментативно устойчивых буровых растворов. В последнее время количество месторождений с биогенным сероводородом продолжает неуклонно расти. Причиной выработки биогенного сероводорода является внесение микроорганизмов в нефтегазовую залежь жидкостью заводнения или буровым раствором. В настоящее время в силу вышеуказанных причин нефтяные пласты месторождения Узень содержат до 4–5% биогенного сероводорода. Сохранение экологической безопасности нефтегазовых регионов Западного Казахстана со скудным растительным покровом является важнейшей задачей, которая решается за счёт предотвращения бактерицидного заражения нефтяных месторождений и снижения экологической нагрузки путём предотвращения утилизации отработанных буровых растворов благодаря повторному и многократному их применению.

Глинистая фаза (коллоидная фракция, или метод метиленового синего (далее – MBT)),

содержащаяся в буровом растворе, существенно ухудшает качество вскрытия продуктивного пласта. Глинистая фаза, проникая в поровые каналы, кольматирует их и снижает проницаемость коллектора. До настоящего времени в промышленной практике нет химических реагентов направленного действия для регулирования или снижения концентрации глинистой фазы в буровом растворе. Поэтому для снижения концентрации MBT в рабочей жидкости применяют способ разбавления раствора или отделение глинистой фазы центрифугированием. Оба указанных способа регулирования глинистой фазы в буровом растворе малоэффективны [3, 5].

Экспериментальная часть

ПБР марки POLYCAT был специально разработан специалистами ТОО «Asia Petro Service» с учетом геологических условий месторождения Узень. На ПБР POLYCAT получен патент на полезную модель №9157. Разработанный раствор POLYCAT включает катионный полиэлектролит MAX H1B, который также разработан специалистами ТОО «Asia Petro Service». Продукт сертифицирован, выпускается в жидком и сухом виде в зависимости от требований заказчика. Перед проведением опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ) ПБР POLYCAT были обозначены следующие основные решаемые задачи:

- улучшение качества первичного вскрытия продуктивного горизонта;
- предотвращение утилизации раствора с целью снижения экологической нагрузки на окружающую среду.

Перед проведением ОПИ ПБР POLYCAT прошел все необходимые лабораторные испытания:

- на ферментативную устойчивость с целью повторного использования на очередных строящихся скважинах и предотвращения утилизации;
- по загрязняющему воздействию на натурные керны терригенного коллектора;
- на ингибирующую способность с целью предотвращения наработки объемов раствора и утилизации.

Исследование на ингибирующую способность осуществлялось в соответствии с рекомендациями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1, 4], согласно которым ингибирующая способность раствора оценивается по изменению показателя коллоидной фракции, или MBT. Показатель коллоидной фракции ΔC_k , или показатель изменения MBT, представляет собой разность между концентрациями коллоидной фракции в растворе после добавления $C_{k(0)}$ и до добавления 6% бентонитового глинопоршка $C_{k(n)}$ и при оценке ингибирующих свойств буровых растворов определяется так (1):

$$\Delta C_k = C_{k(o)} - C_{k(u)} \quad (1)$$

где $C_{k(u)}$ – концентрация МВТ в исходном буровом растворе, %; $C_{k(o)}$ – концентрация МВТ после ввода бентонитового глинопоршка.

Концентрация МВТ в исходном буровом $C_{k(u)}$ растворе зависит от содержания катионного полиэлектролита (рис. 1). При увеличении содержания катионного реагента МАХ НІВ до 2% происходит интенсивное снижение концентрации МВТ; в последующем при увеличении содержания катионного реагента до 5% происходит плавное, с меньшей интенсивностью снижение концентрации МВТ, а при содержании реагента 5% величина МВТ принимает значения $\approx 3,56-7,1$ кг/м³. При дальнейшем увеличении концентрации катионного реагента выше 5% снижения $C_{k(u)}$ не происходит. Следовательно, минимальное значение концентрации МВТ составляет $3,56-7,1$ кг/м³, что объясняется недостатками самой методики определения концентрации МВТ (погрешность величин, входящих в формулу), а также стерическими или геометрическими особенностями рельефа поверхности глинистой фазы и размерами макромолекул полимера. Как видно из рис. 1, с увеличением концентрации катионного полиэлектролита наблюдается тенденция снижения концентрации МВТ, но при этом $C_{k(u)}$ остаётся всегда выше нуля по вышеуказанным причинам.

Отметим, что некоторые методики [2, 6] рекомендуют увеличить добавку бентонитового глинопоршка до 15–20% и более. Такая постановка задачи и её решение, на наш взгляд, некорректны, т.к. это противоречит критерию Пигота [6].

Критерий Пигота регламентирует содержание шлама в буровом растворе по мере увеличения плотности, согласно которого максимально допустимая концентрация глинистого шлама составляет не более 6%. Определение ингибирующей способности раствора производится в следующей последовательности:

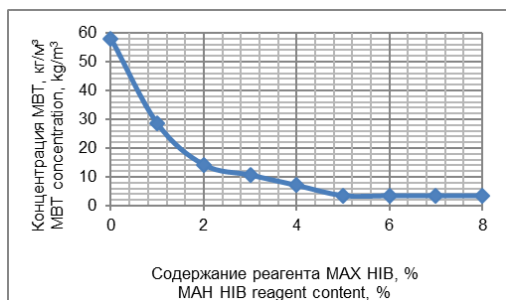


Рисунок 1. Зависимость МВТ от концентрации катионного полимера

Figure 1. Dependence of MBT on the concentration of cationic polymer

– определение концентрации коллоидной фракции в исходном растворе $C_{k(u)}$ (табл. 1);
 – добавление 6% бентонитового порошка марки В (далее – ПБМВ) и через 2 ч перемешивания определение $C_{k(o)}$ (табл. 1);
 – рекомендуется повторить замер через одни сутки. При несовпадении значений $C_{k(o)}$ за 2 ч и одни сутки выбирают максимальное значение.

При концентрации свободного катионного полиэлектролита 0,5–1,0%, или 5–10 кг/м³, значение ΔC_k находится в диапазоне 3,6–7,1 кг/м³ после добавки 6% бентонитового глинопоршка ПБМВ (табл. 2), который, с точки зрения управляемости раствора, соответствует диапазону достаточной, или безопасной, концентрации свободного катионного полиэлектролита. Управление свойствами ПБР при данной концентрации свободного катионного полиэлектролита в составе рабочей жидкости существенно упрощается, а технологические показатели проявляют высокую стабильность в течение длительного времени. Если при концентрации свободного катионного полиэлектролита добавка 6% бентонитового глинопоршка ПБМВ приводит к увеличению значения ΔC_k свыше 7,1 кг/м³ (табл. 1), то раствор содержит недостаточную, или опасную, концентрацию катионного полиэлектролита для дезактивации 6% бентонитового глинопоршка. Недостаточная, или опасная, концентрация свободного катионного полиэлектролита указывает на возможные риски, связанные с управлением параметров ПБР, а технологические показатели характеризуются низкой стабильностью во времени.

Максимальной ингибирующей способностью раствор обладает при концентрации катионного полиэлектролита $\geq 0,5\%$, или ≥ 5 кг/м³, и, соответственно, при показателе $\Delta C_k = 3,56-7,1$ кг/м³ (табл. 1). Причём если показатель МВТ в исходном растворе $C_{k(u)}$ принимает значение более 17 кг/м³, то это указывает на недостаточную, или опасную, концентрацию свободного катионного полиэлектролита в составе рабочей жидкости без предварительного проведения испытаний.

Увеличение концентрации глинистых частиц коллоидных размеров, или показателя ΔC_k , интенсивнее происходит в растворе, способствующем набуханию и диспергированию глин, т.е. в растворе с низкими ингибирующими свойствами.

Показатель коллоидной фракции ΔC_k позволяет оценить и нормировать ингибирующую способность любого бурового раствора. Следовательно, показатель коллоидной фракции позволяет все известные буровые растворы ранжировать по их ингибирующей способности конкретными численными значениями (рис. 2).

Из рис. 2 следует, что исследованные растворы по ингибирующей способности

располагаются в ряд в порядке возрастания: раствор №1 ≈ раствор №5 < раствор №4 = раствор №3 < раствор №2 = раствор №8 < раствор №6 = раствор №7.

Испытания на ферментативную устойчивость проводились с полисахаридными растворами (рис. 1) и ПБР (рис. 2), которые также содержали полисахариды (крахмал, полианионная целлюлоза (далее – ПАЦ Н) и биополимер) в таком же количестве. Для ускорения испытаний и ужесточения условий для ПБР методики усовершенствовали: в испытуемый ПБР POLYCAT преднамеренно вводили микроорганизмы в виде закваски из ферментативно разлагающегося полисахаридного бурового раствора до 10% по объёму.

По результатам исследований технологических показателей полисахаридных буровых растворов можно сделать вывод об их низкой ферментативной устойчивости (рис. 1). Показатель фильтрации (далее – ПФ) полисахаридного бурового раствора с 3,5 см³/30 мин на 21-е сутки увеличился до 21 см³/30 мин, а на 90-е сутки – до 30 см³/30 мин, что значительно превышает допустимое значение (рис. 3). Пластическая вязкость (далее – ПВ) и динамическое напряжение сдвига (далее – ДНС) через 90 сут также изменились до технологически неприемлемых значений: ПВ снизилась с 22 до 2 мПа*с, а ДНС – с 15,5 до 1,5 Па (рис. 3).

Исследования ПБР с содержанием полисахаридов и полисахаридного бурового раствора на ферментативную устойчивость проводились в одинаковых условиях. Однако, как показывает практический опыт применения ПБР, признаки ферментативного разложения – завоздушенности и неприятного запаха – у ПБР отсутствуют через 180–365 сут даже после внесения закваски микроорганизмов, что свидетельствует об исключительной ферментативной устойчивости POLYCAT (рис. 4). Отметим также возможность реанимации бурового раствора, находящегося на стадии биоразложения, добавкой свойствоопределяющего компонента – катионного полиэлектролита. Такой способ реанимации восстанавливает исходные технологические показатели испорченного бурового раствора. При этом повторного заражения микроорганизмами с течением времени не происходит [7, 8]. Такой способ реанимации раствора, как правило, успешно применялся на Астраханском газоконденсатном месторождении и в Республике Беларусь [4].

По результатам исследований технологических показателей ПБР с содержанием полисахаридов можно сделать вывод о весьма высокой их ферментативной устойчивости (рис. 4). Показатель фильтрации по АНИ ПБР POLYCAT увеличился через 180 сут с 2,8 до 3,2 см³/30 мин, а через один год (365 сут) –

до 4,0 см³/30 мин, что убедительно доказывает высокую ферментативную стабильность системы.

ПВ и ДНС POLYCAT также проявляют высокую стабильность: через 365 сут ПВ уменьшилась с 80 до 65 мПа*с, а ДНС – с 25 до 10 Па (рис. 4). Это опять же подчеркивает уникальную для водных систем, исключительную высокую стабильность технологических показателей за столь продолжительный период времени.

Что касается реологических характеристик, можно в некоторой степени констатировать улучшение ПВ и ДНС при длительном хранении.

С учётом полученных результатов испытаний ПБР POLYCAT с содержанием полисахаридов были рекомендованы для бурения скважин на месторождении Узень, и руководством АО НК «КазМунайГаз» было принято решение о проведении ОПИ ПБР POLYCAT при бурении эксплуатационных скважин.

Продуктивный пласт месторождения Узень представлен терригенными коллекторами с содержанием набухающих глинистых минералов. В настоящее время строительство эксплуатационных скважин на месторождении осуществляется на лигносульфонатно-полимерном буровом растворе. Как правило, вскрытие продуктивного горизонта лигносульфонатно-полимерным буровым раствором на водной основе приводит к набуханию глинистых частиц, кольматирующих околоскважинное поровое пространство, существенно ухудшая коллекторские свойства продуктивного горизонта. Практический опыт применения лигносульфонатно-полимерного бурового раствора при строительстве скважин на месторождении Узень в терригенных коллекторах показал, что в большинстве случаев загрязнение продуктивного горизонта настолько высоко, что вызов притока нефти существенно затрудняется. В связи с этим для интенсификации притока нефти после окончания бурения лигносульфонатно-полимерным буровым раствором в большинстве случаев производят гидроразрыв продуктивного пласта (далее – ГРП). Лабораторные исследования показывают, что коэффициент восстановления терригенного коллектора после вскрытия лигносульфонатно-полимерным буровым раствором составляет около 6–10%. Известно, что ПБР существенно повышает качество вскрытия терригенных коллекторов в сравнении с другими растворами с водной дисперсионной средой; коэффициент восстановления проницаемости после загрязнения ПБР колеблется в пределах 60–80%.

Специалистами ТОО «Asia Petro Service» проведены совместные с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» исследования по оценке качества вскрытия терригенного коллектора после загрязнения натуральных кернов различными буровыми растворами. Результаты сравнительных иссле-

Таблица 1. Зависимость показателя ΔC_k от добавки бентонитового глинопорошка
Table 1. Dependence of the ΔC_k indicator on the addition of bentonite clay powder

№	Концентрация катионного полиэлектролита в переводе на сухое вещество Concentration of cationic polyelectrolyte reduced to dry matter	Добавка глинопорошка ПБМВ Addition of PBMW clay powder		Показатель ΔC_k эталонной жидкости, кг/м ³ ΔC_k index of reference liquid, kg/m ³	
		гидратированный hydrated	сухой dry	гидратированный hydrated	сухой dry
1	MAX HIB 1%	3%	3%	3,56	1,78
2	MAX HIB 1%	6%	6%	7,12	3,56
3	MAX HIB 0,5%	3%	3%	3,56	1,78
4	MAX HIB 0,5%	6%	6%	7,12	3,56
5	MAX HIB 0,3%	3%	3%	4,98	1,78
6	MAX HIB 0,3%	6%	6%	14,24	7,12
7	MAX HIB 0,2%	3%	3%	7,12	3,56
	MAX HIB 0,2%	6%	6%	17,80	14,24
8	MAX HIB 0,1%	3%	3%	21,36	7,12
	MAX HIB 0,1%	6%	6%	28,48	17,8
9	MAX HIB 0,05%	3%	3%	21,36	10,68

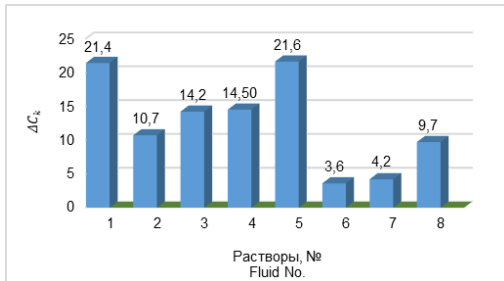


Рисунок 2. Ранжирование буровых растворов по ингибирующей способности C_k коллоидной фракции

Figure 2. Ranking of drilling fluids by the inhibitory capacity of the C_k colloidal fraction

Раствор №1 – полисахаридный раствор с ПАЦ Н и 10% хлорида натрия; раствор №2 – полисахаридный раствор с ПАЦ Н и 10% хлорида калия; раствор №3 – полимерно-лигносульфонатный раствор с крахмалом, КССБ и 5% хлорида кальция; раствор №4 – полимерно-лигносульфонатно-гипсовый раствор с крахмалом, КССБ и 3% гипса; раствор №5 – полимерный буровой раствор с крахмалом, ПАЦ Н и 10% соли; раствор №6 – ПБР с 1% MAX HIB; раствор №7 – ПБР с 0,5% MAX HIB; раствор №8 – ПБР с 0,2% MAX HIB (содержание катионного полиэлектролита указано в переводе на свободную концентрацию в сухом виде)

Solution No. 1 is a polysaccharide solution with PAC L and 10% sodium chloride; Solution No. 2 is a polysaccharide solution with PAC L and 10% potassium chloride; Solution No. 3 is a polymer-lignosulfonate solution with starch, CSAS and 5% calcium chloride; Solution No. 4 is a polymer-lignosulfonate-gypsum solution with starch, CSAS and 3% gypsum; Solution No. 5 is a polymer drilling mud with starch, PAC N and 10% salt; Solution No. 6 is PDF with 1% MAX HIB; Solution No. 7 is PBR with 0.5% MAX HIB; Solution No. 8 is PDF with 0.2% MAX HIB (the content of cationic polyelectrolyte reduced to free concentration in dry form)

КССБ – конденсированная сульфит-спиртовая барда
 CSAS – condensed sulfite-alcohol stillage

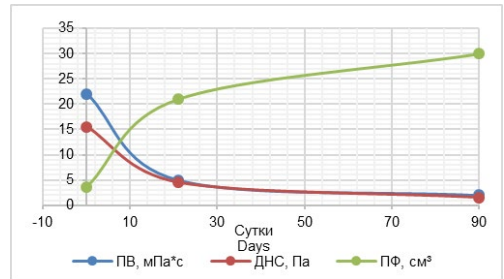


Рисунок 3. Изменение реологии и показателя фильтрации полисахаридного бурового раствора в течение 90 сут при хранении
Figure 3. Changes in rheology and filtration index of polysaccharide drilling mud during 90 days of storage

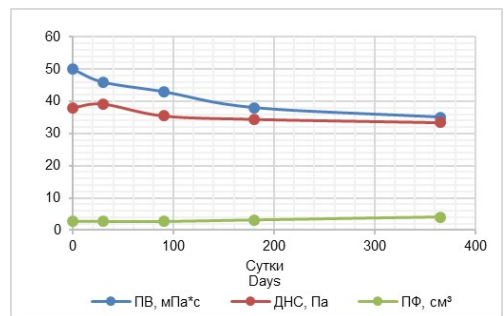


Рисунок 4. Изменение реологии и показателя фильтрации ПБР с содержанием полисахаридов с течением времени 365 сут при хранении
Figure 4. Changes in rheology and filtration index of PDF containing polysaccharides over 365 days storage time

дований по восстановлению проницаемости терригенных коллекторов с применением различных буровых растворов, включая ПБР POLYCAT, приведены в табл. 2.

Исследования по влиянию различных составов буровых растворов, в сравнении с POLYCAT, на восстановление проницаемости терригенного коллектора проводились на установке FDES-645 в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (табл. 2). Оценка качества вскрытия продуктивного горизонта производилась при помощи коэффициента восстановления проницаемости натуральных кернов (β), который определяется отношением фактической проницаемости после воздействия технологической жидкости к первоначальной проницаемости (K_n) (2):

$$\beta = (K_\phi / K_n) * 100 \quad (2)$$

где K_ϕ – фактическая проницаемость после воздействия технологической жидкости, Д; K_n – первоначальная проницаемость, Д.

В качестве терригенного коллектора использовался терригенный натуральный керн с Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. В ходе исследований было установлено, что с увеличением концентрации катионного полиэлектrolита MAX H1B повышается коэффициент восстановления проницаемости натурального керна β с 73% до 84% при 5% и 15% катионного полиэлектrolита MAX H1B, соответственно. Это происходит из-за снижения гидратации и набухания глинистых минералов, находящихся в составе коллектора, т.е. чем больше концентрация катионного полиэлектrolита в составе бурового раствора, тем меньше гидратируют и набухают глинистые минералы. Поскольку проникновение глинистой фазы бурового раствора в коллектор, как правило, приводит к кольматации каналов и снижению скин-фактора, на практике положительный результат при вскрытии продуктивного горизонта от применения ПБР будет более ощутимым за счёт поддержания минимальных значений концентрации глинистой фазы, или МВТ, в составе рабочей жидкости [9, 10].

В Казахстане первые ОПИ ПБР POLYCAT были запланированы на трех скважинах на сентябрь – ноябрь 2023 г. В отличие от ранее применяемых составов полимеркатионных систем, в составе которых используется Силфок2540С, в ПБР POLYCAT в качестве катионного полимера используется реагент марки MAX H1B казахстанского производства ТОО «WestCom Plus», г. Актау. Катионный полимер марки MAX H1B выпускается в жидком и сухом виде. ПБР POLYCAT в процессе строительства трех эксплуатационных скважин проявил исключительную стабильность техно-

логических показателей: традиционно проблемные для всех предыдущих систем буровых растворов водоносные интервалы в отложениях валанжина, а также обводнённые юрские продуктивные пласты и пропластки пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения параметров POLYCAT (прежде всего, повышения вязкостно-реологических показателей и водоотдачи). При строительстве скважин на месторождении Узень ранее применялись полимерглинистые буровые растворы (оптитрол), стабилизированные низковязкой ПАЦ Н. В процессе углубления по мере накопления глинистой фазы происходит рост МВТ, приводящий к увеличению реологических характеристик оптитрола. Периодическое снижение реологических характеристик и МВТ осуществляется классическим способом, заключающимся в разбавлении рабочей жидкости (оптитрола) водными растворами лигносульфонатов. Применение оптитрола в отложениях валанжина, где залегают обводнённые, с содержанием катионов кальция и магния юрские продуктивные пласты и пропластки, как правило, проходило с ростом реологии и показателя фильтрации.

Для восстановления показателей оптитрола затрачивалось значительное количество химических реагентов и времени. При применении ПБР POLYCAT отложения валанжина пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения свойств раствора. По завершении строительства практически каждой скважины накапливается 150 м³ наработанного объёма бурового раствора под утилизацию. К тому же надо отметить способность оптитрола к ферментационному разложению при хранении, когда в ёмкостях во время ферментационного разложения повышается коррозионная активность раствора и происходит коррозия металла ёмкостного парка. Применение лигносульфонатных буровых растворов типа оптитрол на месторождении Узень привело к накоплению значительных объёмов бурового раствора, находящегося в стадии разложения, и активной коррозии ёмкостного парка, требующего срочной утилизации. В отличие от оптитрола, ПБР не только предотвращает наработку, но и является раствором многоразового использования, т.е. нет необходимости в утилизации раствора после окончания стройки скважины. После перевозки и хранения ПБР по необходимости реанимируется и используется на очередных скважинах. ПБР не имеет срока давности и может после реанимации использоваться многократно – до сотни и более раз.

В процессе углубления до проектной глубины концентрация МВТ и технологические показатели ПБР POLYCAT проявили исключительную стабильность. Так, плотность раствора плавно

Таблица 2. Влияние различных составов буровых растворов на проницаемость терригенного коллектора**Table 2. Influence of different drilling fluid compositions on the permeability of a terrigenous reservoir**

Испытуемый раствор Test fluid	Проницаемость по керосину, мД Kerosene permeability, mD			
	K_n	K_o	K_p	β
Безглинистый биополимерный / Clay-free biopolymer $T = 32$; $\eta_{пл} = 16$; $\tau_0 = 7$; $\Phi = 8$	17,0	17,3	1,52	8
Меловой биополимерный / Chalk biopolymer $T = 42$; $\eta_{пл} = 19$; $\tau_0 = 8$; $\Phi = 6$	29,15	29,63	4,23	14
Меловой биополимерный с ПАВ / Chalk biopolymer with surfactants $T = 41$; $\eta_{пл} = 17$; $\tau_0 = 6$; $\Phi = 5$	26,44	25,92	6,62	25
Крахмальный / Starch $T = 38$; $\eta_{пл} = 20$; $\tau_0 = 10$; $\Phi = 6$	38,74	38,74	1,36	3
Меловой крахмально-лигносульфонатный / Chalk starch lignosulfonate $T = 45$; $\eta_{пл} = 22$; $\tau_0 = 12$; $\Phi = 5$	37,69	36,75	2,47	6
Буровой раствор с углеводородной средой / Hydrocarbon-based drilling fluid	42,2	40,0	29,1	69
POLYCAT, 5% MAX HIB $T = 32$; $\eta_{пл} = 20$; $\tau_0 = 6$; $\Phi = 8$	38,55	38,92	28,4	73
POLYCAT, 10% MAX HIB $T = 36$; $\eta_{пл} = 24$; $\tau_0 = 11$; $\Phi = 6$	6,32	6,25	5,1	81
POLYCAT, 15% MAX HIB $T = 44$; $\eta_{пл} = 32$; $\tau_0 = 14$; $\Phi = 5$	64,13	64,23	54,13	84

K_n – прямая проницаемость / direct permeability; K_o – обратная проницаемость / reverse permeability; K_p – проницаемость после воздействия технологической жидкости / permeability after exposure to process fluid; β – коэффициент восстановления / coefficient of restitution; T – условная вязкость / funnel viscosity; $\eta_{пл}$ – пластическая вязкость / plastic viscosity; τ_0 – динамическое напряжение сдвига / dynamic strength; Φ – фильтрация бурового раствора / filtration of drilling fluid.

увеличили, согласно проекту, от 1,20 до 1,40 г/см³ в процессе углубления. Условная вязкость поддерживалась в диапазоне 56–100 сек/кварта, пластическая вязкость – 20–53 мПа*с, ДНС – 8–45 Па, ПФ – 2,5–3,4 мл/30 мин, СНС1 – 30–70 дПа, СНС10 – 50–120 дПа. Таким образом, все основные технологические показатели соответствовали программным значениям. Поскольку бурение глинистых пород первой группы осуществляется долотами большого диаметра (т.к. они залегают на небольшой глубине), то существуют риски, связанные с неудовлетворительной транспортировкой шлама на поверхность, и для решения этой проблемы производят увеличение реологических показателей раствора. Неудовлетворительная транспортировка обвального и выбуренного шлама приводит к зашламлению ствола, периодическим накоплениям «шламовых пробок» в стволе скважины. Следовательно, для безопасного бурения интервалов глинистых пород с коагуляционными контактами целесообразнее обеспечивать достаточное гидростатическое давление на стенки скважины для предотвращения течения глинистых пород в ствол скважины.

ОПИ ПБР POLYCAT на месторождении Узень прошли успешно. Наряду со снижением экологической нагрузки на окружающую среду за счёт повторного использования ПБР POLYCAT, стоит отметить такой важный факт, как самоизлив нефти на пробуренных эксплуатационных скважинах 8295 и 8272 без проведения операции по интенсификации притока нефти – ГРП.

На ранее пробуренных эксплуатационных скважинах на лигносульфонатно-полимерном растворе были определены проблемы с вызовом притока нефти, в связи с чем проводили ГРП.

Результаты и обсуждение

Анализируя полученные результаты по исследованию ПБР, можно сделать ряд выводов:

1. ПБР POLYCAT в процессе строительства трех эксплуатационных скважин проявил исключительную стабильность технологических показателей: традиционно проблемные для всех предыдущих систем буровых растворов водоносные интервалы в отложениях валанжина, а также обводненные юрские продуктивные пласты и пропластки пройдены без характерного для этих интервалов существенного ухудшения параметров POLYCAT (прежде всего, повышения вязкостно-реологических показателей и водоотдачи).

2. Применение ПБР POLYCAT предотвращает наработку раствора и снижает экологическую угрозу окружающей среде.

3. По результатам бурения трех скважин на месторождении Узень принято решение продолжить ОПИ еще на трех скважинах месторождения Жетыбай.

Полученные результаты имеют практический интерес. Широкомасштабное применение ПБР позволит недропользователю значительно снизить экологическую нагрузку и повысить экономическую эффективность

при строительстве скважин в сложных геолого-технических условиях.

ПБР по эффективности применения в глинистых, солевых и подсолевых отложениях, а также при воздействии агрессивных факторов не имеют аналогов – они значительно превосходят все известные типы буровых

растворов, поэтому наиболее перспективным в средне- и долгосрочном периоде является дальнейшее развитие и продвижение полимеркатионной системы на рынке буровых растворов, что приведёт к укреплению научно-технического авторитета Казахстана в этой области на международной арене.

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 соответствие 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: Яремко А.В. – анализ и проверка результатов исследования, написание редактирование рукописи; Карабалин У.С. – детальный анализ, проведение исследований, интерпретация и систематизация результатов, написание рукописи; Юсубалиев Р. – анализ и проверка результатов исследования, редактирование рукописи; Гайдаров А.М. – генерация идеи исследования, постановка задач, написание и редактирование рукописи, разработка полимеркатионной системы.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

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 greatest contribution is distributed as follows: Artem V. Yaremko – analysis and verification of the research results, writing and editing the manuscript; Uzakbay S. Karabalin – detailed analysis, conducting research, interpreting and systematizing the results, writing the manuscript; Renat Yussubaliyev – analysis and verification of the research results, editing the manuscript; Azamat M. Gaydarov – generating the idea of the study, setting the tasks, writing and editing the manuscript manuscript, developing the polymer cation system.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., и др. Рекомендации по оценке ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора // Нефтяное хозяйство. 2019. №2 (114). С. 33–38. doi: [10.24887/0028-2448-2019-2-33-38](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-33-38).
2. Златина В.Ю. Анализ эффективности применения современных буровых растворов для повышения качества бурения надсолевого комплекса в структурной зоне Припятского прогиба // МИТПо 2022 – Машиностроение. Инновации. Технологии. Робототехника; Декабрь 1, 2022; Гомель. Режим доступа: <https://elib.gstu.by/handle/220612/29444?locale-attribute=en>. Дата обращения: 09.09.2024.
3. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р. К вопросу об устойчивости глинистых пород // Территория Нефтегаз. 2014. № 5. С.22–32.
4. Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., и др. Поликатионные системы Катбурр – новое направление в области буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. №7. С. 36–49.
5. Маковей Н. Гидравлика бурения / пер. с рум. В.И. Балабана, под ред. А.И. Литвинова. Москва : Недра, 1986. 536 с.
6. Иванов Д.Ю., Марусов М.А., Мойса Ю.Н., и др. Ингибирование глин при строительстве скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. №3 (364). С. 28–34.
7. Гайдаров А.М., Кадыров Н.Т., Хуббатов А.А., и др. Исследование реологических показателей поликатионных буровых растворов // Научно-технический сборник вестей газовой науки. 2021. №2(47). С. 138–148.
8. Гайдаров М.М.-Р., Киришин В.И., Кулигин А.В., и др. Катионные буровые растворы для бурения глинистых отложений // Газовая промышленность. 2014. №9. С. 114–119.
9. Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород / под ред. академика Е.М. Сергеева. Москва : Недра, 1989. 211 с.
10. Приведенный М.В., Бекетов С.Б., Яремко А.В., и др. Буровые растворы на основе нитрата кальция с добавками асфальтенов и ингибиторов ХБН // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. №3(375). С. 41–46.
11. Трофимов В.Т., Королев В.А., Вознесенский Е.А., и др. Грунтоведение. / под редакцией В.Т. Трофимова. 6-е изд., переработ. и доп. Москва : Изд-во МГУ, 2005. 1024 с.

REFERENCES

1. Gaydarov MMR, Khubbatov AA, Gaydarov AM, et al. Recommendations for evaluation of inhibiting and strengthening (casing) properties of the drilling fluid. *Oil Industry Journal*. 2019;2(114):33–38. doi: [10.24887/0028-2448-2019-2-33-38](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-33-38).
2. Zlatina VY. Analiz effektivnosti primeneniya sovremennykh burovyyh rastvorov dlya povysheniya kachestva bureniya nadsolevogo kompleksa v strukturnoy zone Pripyatskogo progiba. MITRo 2022 – Mashinostroenie. Innovacii. Tekhnologii. Robototekhnika; 2022 Dec 1; Gome!'. Available from: <https://elib.gstu.by/handle/220612/29444?locale-attribute=en>. (In Russ).
3. Khubbatov AA, Gaydarov AM, Norov AD, Gaydarov MMR. K voprosu ob ustojchivosti glinistykh porod. *Territoriya Neftegaz*. 2014;5:22–32. (In Russ).
4. Gaydarov AM, Hubbatov AA, Hrabrov DV, et al. Polikationnye sistemy Katburr – novoe napravleniye v oblasti burovyykh rastvorov. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2017;7:36–49. (In Russ).
5. Macovei N. *Hidraulica Forajului*. 1982. București: TEHNICA; 495 p.
6. Ivanov DY, Marusov MA, Moysa YN, et al. Ingibirovaniye glin pri stroitel'stve skvazhin. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2023;3(364):28–34. (In Russ).
7. Gaydarov AM, Kadyrov NT, Khubbatov AA, et al. Applying rheological indicators of polycationic muds. *Scientific and technical collection of gas science news*. 2021;2(47):138–148. (In Russ).
8. Gaydarov MMR, Kirshin VI, Kuligin AV, et al. Kationnye burovye rastvory dlya bureniya glinistykh otlozheniy. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014;9:114–119. (In Russ).
9. Osipov VI, Sokolov VH, Rumyantseva NA. Mikrostruktura glinistykh porod. Sergeev EM, editor. Moscow: Nedra; 1989. 211 p. (In Russ).
10. Privedenny MV, Beketov SB, Yaremko AV, et al. Burovye rastvory na osnove nitrata kal'tsiya s dobavkami asfal'tenov i ingibitorov HBN. *Onshore and offshore oil and gas well construction*. 2024;3(375):41–46.
11. Trofimov VT, Korolev VA, Voznesenskiy EA, et al. *Gruntovedeniye*. 6th edition. Trofimov VT, editor. Moscow: MSU publisher; 2005. 1024 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Яремко Артем Владимирович

ORCID [0009-0009-3842-6000](https://orcid.org/0009-0009-3842-6000)

e-mail: a.yaremko@asiapetroservice.kz.

Карабалин Узакбай Сулейменович

докт. техн. наук

ORCID [0000-0002-7471-7851](https://orcid.org/0000-0002-7471-7851)

e-mail: u.karabalin@kazenergy.com.

Ренат Юсубалиев

ORCID [0009-0003-7029-5537](https://orcid.org/0009-0003-7029-5537)

e-mail: yussubaliev.r@kaznigri.kz.

Гайдаров Азамат Миталимович

кандидат технических наук

ORCID [0009-0008-0298-0133](https://orcid.org/0009-0008-0298-0133)

e-mail: a.gaidarov@asiapetroservice.kz.

AUTHORS' INFO

*Artem V. Yaremko

ORCID [0009-0009-3842-6000](https://orcid.org/0009-0009-3842-6000)

e-mail: a.yaremko@asiapetroservice.kz.

Uzakbay S. Karabalin

Doct. Sc. (Engineering)

ORCID [0000-0002-7471-7851](https://orcid.org/0000-0002-7471-7851)

e-mail: u.karabalin@kazenergy.com.

Renat Yussubaliyev

ORCID [0009-0003-7029-5537](https://orcid.org/0009-0003-7029-5537)

e-mail: yussubaliev.r@kaznigri.kz.

Azamat M. Gaydarov

PhD

ORCID [0009-0008-0298-0133](https://orcid.org/0009-0008-0298-0133)

e-mail: a.gaidarov@asiapetroservice.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author