

УДК 622.245.67; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-2.13>
<https://orcid.org/0000-0002-6485-9477>
<https://orcid.org/0000-0002-5610-6774>
<https://orcid.org/0000-0003-2763-6001>
<https://orcid.org/0000-0003-2236-0333>
<https://orcid.org/0009-0003-7838-7217>

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК



Л.А. ЧУРИКОВА,
кандидат технических наук,
koaff@mail.ru



С.З. АХМЕТЖАН,
кандидат технических наук,
samal.zakey@mail.ru



Е.Д. ЭШИМОВА,
магистр технических наук,
ashimovayerkezhan@gmail.com



А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА,
магистр технических наук,
ainash_m_89@mail.ru



Л.Т. ШУЛАНБАЕВА,
кандидат технических наук,
Sh.laura@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н. Назарбаева, 208

Рассмотрена оценка эффективности выбора рецептур безглинистых ингибированных солевых растворов, рекомендуемых для промывки при бурении боковых стволов и горизонтальных участков, основанные на исследовании биополимеров, в условиях Карачаганакского месторождения.

Продолжительность времени фонтанирования добывающих скважин на месторождении Карачаганак зависит как от применяемых методов по повышению нефтеотдачи пластов (первичных и вторичных), так и от размерных характеристик фонтанной системы подъема скважинной продукции. В результате постепенного снижения пластового давления и поступления воды в призабойную зону скважины, значительно снижается ее устойчивость, ухудшаются фильтрационные характеристики пласта, усиливается образование минеральных отложений, песчаных и газогидратных пробок, повышается коррозионная активность продукции. И как следствие, производственная мощность добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин значительно снижается.

Характер состава коллекторов залежей Карачаганакского месторождения в преобладающем большинстве содержат глинистый цемент. В то же время существенной причиной снижения продуктивности добывающих скважин является «набухание» глинистых пород. Особенно чувствительны к этому эффекту коллекторы с низкой проницаемостью с практически необратимым «внутренним засорением».

Применение технологических жидкостей выявлено, что максимально эффективны – растворы, содержащие в своем составе основным компонентом биополимер, обладающие псевдопластичностью и способствующие качественной очистке забоя от шлама, а также максимальному выводу остатков шлама из скважинной системы, оказывающие минимальное загрязняющее действие на коллекторные системы пласта, поскольку биополимерное вещество, поступающее в коллектор, через определенное время ферментативно разлагается. Использование композиции раствора ингибирующей биополимерной соли на основе комплексной соли KCl (хлорид калия-электролит), позволит полностью сохранить свойства продуктивного пласта.

Для максимальной изоляции, обводненной призабойной зоны пласта, авторами предлагается использовать тампонажный раствор на клеевой основе со свойствами, достаточными для надежной изоляции. Закачка тампонажного раствора под давлением в пласт повысит прочность цементного камня в среднем в 1,5 раза.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: добывающие скважины, изолирующий состав, обводненность, биополимерный раствор, тампонажный раствор.

ҚАРАШАҒАНАҚ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ЖӨНДЕУДІҢ ТИІМДІЛІГІН ЗЕРТТЕУ

Л.А. ЧУРИКОВА, техника ғылымдарының кандидаты, koaffL@mail.ru

С.З. АХМЕТЖАН, техника ғылымдарының кандидаты, samal.zakey@mail.ru

Е.Д. ӘШІМОВА, техника ғылымдарының магистрі, ashimovayerkezhan@gmail.com

А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, ainash_m_89@mail.ru

Л.Т. ШУЛАНБАЕВА, техника ғылымдарының кандидаты, Sh.laura@mail.ru

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н. Назарбаев даңғылы, 208

Қарашығанақ кен орны жағдайында биополимерлерді зерттеу негізінде бүйірлік оқпандар мен көлденең учаскелерді бұрғылау кезінде жууға ұсынылатын сазсыз ингибирленген тұз ерітінділерінің құрамдарын таңдаудың тиімділігін бағалау қарастырылған.

Қарашығанақ кен орнындағы пайдалану ұңғымаларының фонтандау ұзақтығы қабаттардың мұнай өнімділігін арттыру үшін қолданылатын әдістерге де (бастапқы және қайталама), ұңғыманы көтеруге арналған фонтандық жүйенің өлшемдік сипаттамаларына да байланысты. Қабат қысымының бірте-бірте төмендеуі және ұңғыманың ұңғыма түп маңы аймағына судың түсуі нәтижесінде оның тұрақтылығы айтарлықтай төмендейді, қабаттың сүзілу сипаттамалары нашарлайды, минералды шөгінділердің, құм және газ гидраттарының тығыздарының түзілуі артады, ал өндірістің коррозиялық белсенділігі артады. Соның салдарынан мұнай және газ конденсатты ұңғымаларды өндірудің өндірістік қуаты айтарлықтай төмендейді.

Қарашығанақ кен орнының су қоймаларының құрамының сипаты басым көпшілігінде сазды цементтен тұрады. Сонымен қатар, сазды жыныстардың «ісінуі» өндіру ұңғымаларының өнімділігінің төмендеуіне елеулі себеп болып табылады. Іс жүзінде қайтымсыз «ішкі бітелуі» бар төмен өткізгіштігі бар коллекторлар бұл әсерге анағұрлым сезімтал.

Технологиялық сұйықтықтарды қолдану барынша тиімді екендігі анықталды – құрамында негізгі компоненті бар биополимер бар, псевдопластикалық және ұңғыма түбінің шламнан сапалы тазартуға, сондай-ақ шлам қалдықтарын ұңғыма жүйесінен максималды шығаруға ықпал ететін, қабаттың коллекторлық жүйелеріне минималды ластаушы әсер ететін ерітінділер, өйткені коллекторға енетін биополимерлі зат белгілі бір уақыттан кейін ферментативті ыдырайды. Кешенді KCl тұзы (калий хлориді-электролит) негізінде ингибиторлық биополимер тұзы ерітіндісінің құрамын пайдалану өнімді қабаттың қасиеттерін толық сақтауға мүмкіндік береді.

Қабаттың суланған ұңғыма түп маңы аймағын максималды оқшаулау үшін авторлар сенімді оқшаулау үшін жеткілікті қасиеттері бар жабысқақ негізде тампонажды ерітіндіні пайдалануды ұсынады. Қабатқа қысыммен тампонаж ерітіндісін енгізу цемент тасының беріктігін орта есеппен 1,5 есе арттырады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: өндіру ұңғымалары, оқшаулағыш құрамы, сулану, биополимер ерітіндісі, тампонаж ерітіндісі.

STUDY OF THE EFFICIENCY OF WELL REPAIR AT THE KARACHAGANAK FIELD

L. CHURIKOVA, Candidate of Technical Sciences, koaffl@mail.ru

S. AKHMETZHAN, Candidate of Technical Sciences, samal.zakey@mail.ru

Y. ASHIMOVA, Master Degree of Technical Sciences, ashimovayerkezhan@gmail.com

A. MUKHAMBETKALIEVA, Master of Technical Sciences, ainash_m_89@mail.ru

L. SHULANBAYEVA, Candidate of Technical Sciences, Sh.laura@mail.ru

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY

Republic of Kazakhstan, 090001, Uralsk, N.Nazarbayev Ave., 208

The assessment of the effectiveness of the choice of formulations of clay-free inhibited salt solutions, recommended for washing when drilling side shafts and horizontal sections, based on the study of biopolymers, in the conditions of the Karachaganak deposit, is considered.

The duration of the fountaining of production wells at the Karachaganak field depends both on the methods used to increase the oil yield of layers (primary and secondary) and on the dimensional characteristics of the fountain system for lifting well production. As a result of a gradual decrease in reservoir pressure and water inflow into the downhole zone of the well, its stability is significantly reduced, the filtration characteristics of the reservoir deteriorate, the formation of mineral deposits, sand and gas hydrate plugs increases, and the corrosion activity of production increases. And as a result, the production capacity of producing oil and gas condensate wells is significantly reduced.

The character of the composition of the reservoirs of the deposits of the Karachaganak deposit, in the overwhelming majority, contain clayey cement. At the same time, the "swelling" of clay rocks

is a significant reason for the decrease in productivity of production wells. Collectors with low permeability with practically irreversible "internal clogging" are especially sensitive to this effect.

The use of technological fluids has been found to be the most effective – solutions containing a biopolymer as the main component, possessing pseudo-plasticity and contributing to high-quality cleaning of the bottom hole from mud, as well as the maximum removal of mud residues from the well system, which have a minimal polluting effect on reservoir reservoir systems, since biopolymer the substance entering the collector is enzymatically decomposed after a certain time. The use of the composition of the inhibitory biopolymer salt solution based on the KCl complex salt (potassium chloride-electrolyte) will allow to fully preserve the properties of the productive layer.

For maximum isolation of the watered downhole zone of the formation, the authors propose to use a tamping solution on an adhesive basis with properties sufficient for reliable isolation. Injection of tamping solution under pressure into the layer will increase the strength of the cement stone by an average of 1.5 times.

KEY WORDS: production wells, insulating composition, water-logging, biopolymer solution, tamponade solution.

Введение. Перспективы развития западного региона Казахстана тесно связаны с разработкой Карачаганакского нефтегазового месторождения (КНГКМ). По состоянию на 1 января 2024 года оставшиеся извлекаемые запасы нефти и конденсата на Карачаганаке (одном из трех крупнейших нефтегазовых месторождений Казахстана) составляют 253 млн. тонн и 791,7 млрд куб. м газа.

При разработке этого уникального нефтегазоконденсатного месторождения были выделены три объекта разработки: объект I - газоконденсатная часть нижнепермских отложений, объект II - газоконденсатная часть каменноугольных отложений и объект III - нефтяная часть каменноугольных и верхнедевонских отложений [1].

Исходя из геолого-геофизических характеристик объектов газоконденсатной добычи (I и II) и физико-химических свойств флюидов, добываемых из этих объектов, метод фонтанирования может быть обоснован за счет пластовой и газовой энергетики (высокое пластовое давление, большое содержание газа, легкий пластовый флюид (конденсат)) без расчета и определения условий фонтанирования. Продолжительность фонтанирования из ствола скважины на нефтяных месторождениях зависит не только от применяемых методов по повышению нефтеотдачи пласта (первичных и вторичных), но и от размеров фонтанного подъёмника. Неизбежное постепенное снижение пластового давления и попадание воды на забой скважины значительно снижает ее устойчивость, ухудшает фильтрационно-емкостные характеристики пласта, интенсифицирует образование минеральных отложений, песчаных и газогидратных пробок, повышает коррозионную активность продукции. В результате значительно снижается производительность эксплуатационных скважин по добыче нефти и газового конденсата [2].

Наиболее важными факторами при эксплуатации добывающих скважин Карачаганакского месторождения являются повышенная коррозионная активность продукции скважин, выпадение неорганических солей в виде осадков, осаждение асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) на скважинном оборудовании, а также образование водонефтяных эмульсий из-за быстрого увеличения обводненности, которые трудно разрушить в процессе эксплуатации.

Как следствие, увеличивается себестоимость добычи углеводородов, что сказывается на рентабельности эксплуатации скважин. Следовательно, для оптимизации

ции работы фонда скважин и устранения осложнений в работе скважин необходим комплексный подход, позволяющий максимально увеличить межремонтный период (МРП) работы скважин, снизить эксплуатационные затраты и повысить эффективность разработки в низкорентабельных зонах месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

Материалы и методы исследования. Раствор приготавливали путем поочередного введения и смешивания компонентов до полного растворения. В лабораторных условиях с использованием стандартных методик и оборудования исследовали следующие параметры биополимерного раствора: рычажные весы - плотность, кг/м³; вискозиметр ВБР-1 - условная вязкость, с; ротационный вискозиметр - пластическую вязкость, мПа·с, динамическое напряжение сдвига, дПа, статическое напряжение сдвига, дПа; фильтр-пресс - показатель фильтрации, см³/30 мин; рН-метр - кислотность среды; прибор КТК-2 - коэффициент трения корки; электронный штангенциркуль - толщину корки, мм; цилиндр стабильности ЦС-2 - стабильность раствора; термометр.

Результаты и обсуждение. Общий фонд скважин по состоянию на конец 2022 г. на Карачаганакском месторождении составил 471 скважины, из них 117 добывающих скважин и 20 нагнетательных скважин обратной закачки сырого газа. В 2022 г. компания КПО б.в. добыла 128,5 млн баррелей нефтяного эквивалента (БНЭ) в виде стабильных и нестабильных жидких углеводородов, и газа. Объем добычи газа в 2022 г. достиг ~ 19,4 млрд м³.

Для поддержания пластового давления в течение 2022 г. КПО повторно закачала в пласт ~ 11,1 млрд м³ газа, что эквивалентно ~ 57,3 % от общего объема добытого газа [3].

Таблица 1 – Основные показатели добычи скважинной продукции с 2018 по 2022 годы

Показатель	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Общий объем добычи (не включает объем закачанного газа в пласт)	млн. БНЭ	147,5	137,9	143,9	134,1	128,5
Общий объем нефти в стабилизированном эквиваленте	тыс. тонн	10 953	10 147	10 941	10 338	10 134
Общий объем добычи газа	млн. м ³	18 913	18 614	20 214	18 980	19 442
Закачка газа в пласт	млн. м ³	8 589	8 710	10 362	9 998	11 131
Очищенный газ для нужд месторождения	млн. м ³	723,6	685,4	761	789	843

Динамика фонда действующих добывающих скважин в период эксплуатации до 2017 г., распределённых в соответствии с приуроченностью их интервалов перфорации/открытых стволов к объектам разработки, а также их средних дебитов по газу сепарации и жидких углеводородов (ЖУВ), показала, что с 2011 г. количество скважин, вскрывших совместно II и III объекты, а также фонд II объекта, практически не меняется. Наблюдается увеличение скважин III объекта разработки за счёт бурения.

Длительное время добывающие скважины эксплуатировались без обводненности. Обводненность более 1 % впервые была отмечена на месторождении в 2008 г.

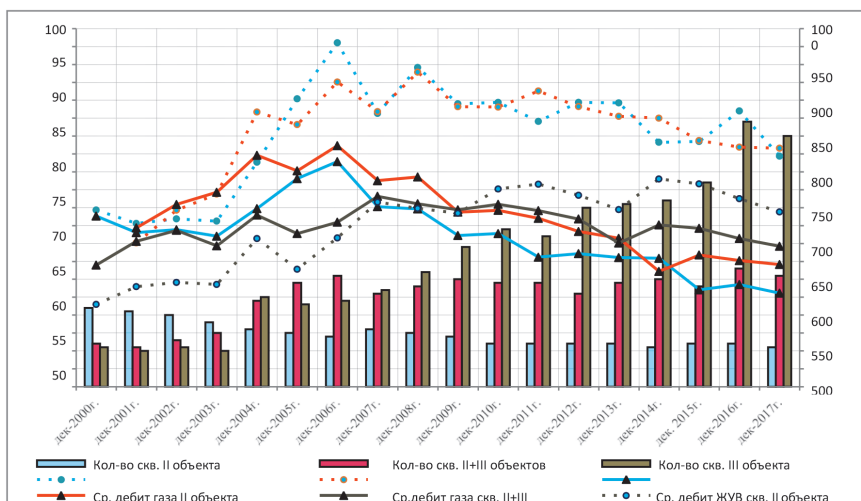


Рисунок 1 – Динамика фонда действующих добывающих скважин и их средних дебитов с 2000 по 2017 г.г.

в продукции добывающей скважины III объекта 6394. По состоянию на 01.01.2018 пластовая вода присутствует в 21 добывающей скважине III объекта с обводненностью 1-25 %. Данные скважины эксплуатировались на оптимальных режимах, чтобы свести к минимуму рост обводненности продукции, а также с учетом имеющихся мощностей по водоочистке, или же они были остановлены. Так как планируется, что эксплуатация скважин с обводненностью продукции, превышающей 10 %, предусмотрены мероприятия в системе коррозионного мониторинга выкидных линий (коррозийные зонды) и системе контроля (ингибирования) для предотвращения коррозии [4].

Важная технико-технологическая задача была решена в сфере энергетической политики КПО б.в., которая направлена на разработку площади месторождения целью является максимальное достижение нефтегазоотдачи, при всем необходимо поддерживать темпа добычи, а также технико- экономические результаты предприятия [5].

Решить такую задачу достаточно сложно из-за сложностей, возникающих в процессе эксплуатации скважинного фонда и приводящие к снижению их продуктивности. Основные причины, приводящие к понижению производительности скважинного фонда [6,7]:

- обводненность скважинного фонда;
- кольматационные проявления ПЗП из-за прохождения фильтрата жидкостей технологического характера в результате строительства, а также ремонта скважинного фонда;
- явление при эксплуатации в виде поступления песка и образования пробок из глины и песка.

Проблема получения высоких уровней добычи углеводородов связана с обеспечением эффективности работы скважинного фонда при сохранении их продуктивности на максимальном уровне.

Применение текущих методов уменьшения обводненности, а также применение новых изолирующих составов и технологий позволили бы снизить негативное влияние осложнений с подтвержденной эффективностью.

Условия разработки месторождения Карачаганак обуславливают преждевременное обводнение, которые не связаны с выработкой пласта и зависят от ряда факторов (рисунок 2) [3].



Рисунок 2 – Факторы, влияющие на преждевременное обводнение пласта

Существующие методы направлены в первую очередь на ограничение притока воды в добывающие скважины. Применение гидроизоляционных составов, состоящих из различных химических продуктов, выполняющих определенную функцию [8].

Гидроизоляционные материалы играют важную роль в формировании гидроизоляционного состава. В зависимости от физико-химического принципа действия гидроизолирующего вещества все гидроизоляционные составы можно разделить на три класса: осадкообразующие, гелеобразующие и отверждающиеся.

В гидроизоляции наибольший приоритет следует отдавать материалам и методам с избирательным действием. К селективным методам относятся методы, которые избирательно снижают проницаемость только в водонасыщенной зоне пласта при закачивании изолирующих реагентов по всей толщине пластовой системы.

Нефтесернокислотные смеси (НСКС), а также тяжелые нефтепродукты (гудрон, битум) часто применяют для селективной изоляции [9]. Однако характеристики продуктивного пласта, минерализация пластовых вод и температура на Карачаганакском нефтегазоконденсатном месторождении не дают оснований для широкой рекомендации вышеперечисленных методов ограничения проникновения пластовых вод.

До недавнего времени для работ по водоизоляции пласта использовались преимущественно цементные растворы.

Характер состава коллекторов залежей Карачаганакского месторождения в преобладающем большинстве содержат глинистый цемент.

В то же время существенной причиной снижения продуктивности добывающих скважин является «набухание» глинистых пород. Особенно чувствительны к этому эффекту коллекторы с низкой проницаемостью с практически необратимым «внутренним засорением».

Анализируя практическую сторону применения технологических жидкостей выявлено, что максимально эффективны – растворы, содержащие в своем составе основным компонентом биополимер, обладающие псевдопластичностью и способствующие качественной очистке забоя от шлама, а также максимальному выводу остатков шлама из скважинной системы [10]. В то же время они оказывают минимальное загрязняющее действие на коллекторные системы пласта, поскольку биополимерное вещество, поступающее в коллектор, через определенное время ферментативно разлагается.

В то же время они оказывают минимальное загрязняющее действие на коллекторные системы пласта, поскольку биополимерное вещество, поступающее в коллектор, через определенное время ферментативно разлагается. Основным технологическим признаком биополимеров – это способность такой смеси на их платформе уменьшать гидравлическое сопротивление, а следовательно, падение давления при циркуляции буровой жидкости. При выполнении ремонтных работ для горизонтальных скважинных систем с небольшим диаметром ствола скважины, а также при буровых работах боковых отводов такое условие имеет важное значение [11].

Для улучшения контроля свойств биополимеров в водные растворы необходимо введение солей, действие которых определяется их способностью образовывать ингибирующие комплексные соединения.

Для обоснования выбора типа солевого биополимерного бурового раствора и сравнительного анализа действия различных солей (NaCl, KCl) предлагается использовать комплексные соли на основе KCl.

Солевые биополимерные буровые растворы таких рецептур обеспечивают максимальную очистку забоя и ствола скважины от выбуренной породы, минимизируют загрязнение продуктивного пласта, обладают достаточным ингибирующим профилактическим действием на глинистые породы и хорошими смазывающими свойствами (таблица 2).

Таблица 2 – Рекомендуемые составы солевых биополимерных растворов

Состав раствора	T, c	ρ , кг/м ³	$\eta_{эф'}$, мПа·с	$\eta_{пл'}$, мПа·с	$\tau_{о'}$, дПа	$K_{тр}$	K , мм	P_n	n
КетХ (полианионный гетерополисахарид) – 0,8– 0,6%; KCl – комплексная соль (хлоркалий-электролит) – 10 – 19%; вода - остальное	19-20	1060-1110	15-19	11-13	2,7-3,3	0,13-0,18	1	7-8	0,6-0,7
XCD-POLYMER (однокомпонентная ксантовая смола) - 0,8-1%; KCl – комплексная соль (хлоркалий-электролит) -10-19%; вода - остальное	20-42	1060-1110	20-31	12-19	4,8-6,3	0,06-0,07	1	7-8	0,5-0,8

Тампонажный раствор на клеевой основе со свойствами, достаточными для надежной изоляции обводненного пласта наиболее подходящий материал для максимальной изоляции, обводненной призабойной зоны пласта.

В условиях Карачаганакского месторождения наиболее приемлемыми являются тампонажные растворы с широким диапазоном реологических и структурных свойств.

Посредством поисковых исследований пришли к выводу, что в цементный раствор необходимо добавить техническую воду, содержащую растворенный CaCl_2 - 4% от массы сухого цемента (плотность смешанного раствора – 1048 кг/м^3), фурфуроловый спирт - 2-3% от массы сухого цемента и клей на гелевой основе – 2% от массы сухого цемента.

Используя только тампонажные растворы, невозможно решить проблему успешного проведения гидроизоляции работ. В соответствии с "Правилами производства ремонтных работ", ремонтно-изоляционные работы должны включать комплекс различные операции, таких как определение участка негерметичности, приемистости интервала негерметичности, применение тампонажных работ под давлением и опрессовки колонны (рисунок 3).



Рисунок 3 – Основные методы ликвидации негерметичности обсадных колонн – тампонирующее под давлением

Использование такой технологии для изоляции водопритоков, имеют следующие преимущества:


1) тампонажный раствор, закаченный в нижнюю секцию пакера позволяет сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта;

2) возможность проводить спускоподъемные операции во время схватывания цемента;

3) метод прост в использовании;

4) технологию можно применять в наклонных и горизонтальных скважинах, что очень важно в условиях Карачаганакского месторождения.

Заключение и выводы. Таким образом, на месторождении Карачаганак предложенная к использованию композиция раствора ингибирующей биополимерной соли на основе комплексной соли КСl (хлорид калия-электролит), позволит полностью сохранить свойства продуктивного пласта.

Комбинированное использование технологии для изоляции водопритоков и предлагаемого состава цементного раствора избирательного действия с требуемым диапазоном регулирования реологических и структурных свойств, даст возможность увеличить проницаемость пласта. Закачка тампонажного раствора под давлением в пласт повысит прочность цементного камня в среднем в 1,5 раза. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Апакаев Ж.А. Авторский надзор за разработкой месторождения Карачаганак по состоянию на 1 января 2019 года. - Аксай/Актау: НИПИнефтегаз, 2019. [Аракаев Ж.А. Avtorskij nadzor za razrabotkoj mestorozhdeniya Karachaganak po sostoyaniyu na 1 yanvarya 2019 goda. - Aksaj/Aktau: NIPIneftegaz, 2019.]
- 2 Чурикова Л.А. Анализ состояния вопроса по проблемам эксплуатации и ремонта газовых и газоконденсатных скважин // Инженерные технологии: химия, биология, медицина и информационные технологии в промышленности. Сборник научных статей международной научной конференции. 22-23 октября 2020 г. - Волгоград: ООО «Конверт», - 2020. – С. 65 – 68. [Churikova L.A. Analiz sostoyaniya voprosa po problemam ekspluatatsii i remonta gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin // Inzhenernyye tekhnologii: himiya, biologiya, medicina i informacionnyye tekhnologii v promyshlennosti. Sbornik nauchnyh statej mezhdunarodnoj nauchnoj konferencii. 22-23 oktyabrya 2020 g. - Volgograd: ООО «Конверт», - 2020. – S. 65 – 68.]
- 3 Ахметжан С.З. Современное состояние вопросов нагнетания газа обратной закачки на месторождении Карачаганак // Устойчивое инновационное развитие: проектирование и управление. – 2022. – Т. 18, № . – С. 7 -15. [Ahmetzhan S.Z. Sovremennoe sostoyanie voprosov nagnetaniya gaza obratnoj zakachki na mestorozhdenii Karachaganak // Ustojchivoe innovacionnoe razvitie: proektirovanie i upravlenie. – 2022. – Т. 18, № . – S. 7 -15.]
- 4 Ахметжан С.З. Интенсификация нагнетательных скважин для увеличения добычи жидких углеводородов на месторождении Карачаганак // Нефть и газ. – 2024. – №1. – С. 80-90. [Ahmetzhan S.Z. Intensifikaciya nagnetatel'nyh skvazhin dlya uvelicheniya dobychi zhidkih uglevodorodov na mestorozhdenii Karachaganak // Neft' i gaz. – 2024. – №1. – S. 80-90.]
- 5 Aldamzharov N. Analysis of Horizontal Well Operation at the Zhanazhol Deposit // Journal of Ecological Engineering. – 2018. – Vol. 19. I. – P. 25 – 32.
- 6 Ahmetzhan S. A review study on an integrated method for solving problems associated with the re-development of waterflooded // International Journal of GEOMATE. – 2023. – Vol. 25. – I. 109. – P. 85-92.
- 7 Петров Н.А. Механизмы формирования технологии ограничения водопритоков. – М.: Химия, 2005. – 172 с. [Petrov N.A. Mekhanizmy formirovaniyai tekhnologii ogranicheniya vodopritokov. – М.: Himiya, 2005. – 172 s.]
- 8 Клещенко И.И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра, 1998. – 267 с. [Kleshchenko I.I. Izolyacionnyye raboty pri zakanchivanii i ekspluatatsii neftyanyh skvazhin. – М.: Nedra, 1998. – 267 s.]

- 9 Зозуля Е.К. Разработка биополимерных солевых растворов для бурения боковых стволов из эксплуатируемых скважин. Сб. тр. Института нефти и газа. Нефтегазовое направление. – Тюмень: Вектор Бук, 2004. – С 115-118. [Zozulya E.K. Razrabotka biopolimernyh solevykh rastvorov dlya bureniya bokovykh stvolov iz ekspluatiruemykh skvazhin. Sb. tr. Instituta nefiti i gaza. Neftegazovoe napravlenie. – Tyumen': Vektor Buk, 2004. – S 115-118.]
- 10 Кисев С.В. Комплексная технология водоизоляционных работ для восстановления бездействующего фонда скважин на Талинском месторождении. Сб. научн. тр. 1-ой Всерос. науч.-практ. конф. Западно-Сибирского общества молодых инженеров нефтяников при ТюмГНГУ. – Тюмень: Печатник 2007. – С. 117-122. [Kisev S.V. Kompleksnaya tekhnologiya vodoizolyacionnykh rabot dlya vosstanovleniya bezdeystvuyushchego fonda skvazhin na Talinskom mestorozhdenii. Sb. nauchn. tr. 1-oj Vseros. nauch.-prakt. konf. Zapadno-Sibirskogo obshchestva molodyh inzhenerov neftyanikov pri TyumGNGU. – Tyumen': Pечатnik 2007. – S. 117-122.]