

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**Қазақстанның мұнай-газ
саласының хабаршысы**

Kazakhstan journal for oil & gas industry

Том 5, № 4 (2023)

Астана 2023

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 5, № 4 (2023)

Научно-практический журнал
Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и коммуникации РК
Свидетельство №17609-Ж

Учредитель
ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор
Утеев Рахим Наганалиулы,
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD
по геологии

Члены редколлегии
Карабалин У.С., докт. техн.
наук, зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт.
геол.-мин. наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., PhD по геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим.
наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., PhD по техн.
наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б., докт.
геол.-мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, PhD по физике плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

Ответственный секретарь
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:
г. Астана,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

тел. +7-7172-579-476
e-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Берсенов С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В.,
Емченко О.В., Муллагалин И.З.**

О заводнении низкопроницаемых пластов..... 5

Муратова З.М., Туяков Н.К., Таджикибаев М.О.

О подходах к решению проблем при моделировании
полимерного заводнения на месторождении Каламкас..... 24

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нугманов Ж.К.

Новые подходы для определения технологических вызовов
месторождений на поздней стадии разработки 37

**Биджиева С.Х., Нурсеитов Н.К., Калмуханова Т.Б.,
Утепов М.С.**

Повышение эффективности применения бактерицида
при использовании морской воды в системе поддержания
пластового давления 48

Альжанов Н.К., Беркуталиева С.К., Тлешев М.Т.

Увеличение эффективности применения бактерицида
на НСМ-4 АО «Озенмунайгаз» 60

НЕФТЕХИМИЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

**Чалов Т.К., ХакиMBOLАТОВА К.Х., Ковригина Т.В.,
Бектемисова А.У.**

Исследование эффективности применения блока тонкой
очистки на предприятиях нефтехимического производства ... 74

**Каирбеков Ж.К., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З.,
Каирбеков А.Ж., Суймбаева С.М., Джелдыбаева И.М.**

Получение топливных продуктов совместным
гидрированием угля и сланца 83

ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА

Болысбек Д.А., Кульджабеков А.Б., Бекбау Б.Е.

Экспериментальное изучение растворения карбонатных
образцов с применением рентгеновской микрокомпьютерной
томографии 92

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТИ

Утеев Р.Н., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж.

Комплексный методический подход к обоснованию
свойств высоковязких нефтей на примере
месторождения Каражанбас 107

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник
нефтегазовой отрасли Казахстана» 117

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли
Казахстана» 124

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2023;5(4)

Scientific and Practical Journal

The journal is registered with the Ministry of Information and Social Development of the Republic of Kazakhstan

Certificate No. 17609-Zh

Founder

KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Chief Editor

Uteyev Rakhim Nagangaliuly
Director General
KMG Engineering LLP, PhD in Geology

Members of the editorial board

Karabalin U.S., D. Sc.
(Engineering), Deputy Chief Editor
Ogay E.K., D. Sc. (Engineering), Deputy Chief Editor
Ibrashev K.N., CanD. Sc. (Engineering)
Kuandykov B.M., D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Kulekeyev Zh.A., CanD. Sc. (Economics)
Umraliyev B.T., D. Sc. (Engineering)
Munara A., Ph.D. of Geological Sciences
Sarmurzina R.G., D. Sc. (Chemistry)
Nurtayeva G.K., D. Sc. (Pedagogics), CanD. Sc. (Chemistry)
Ismailov F.S., Ph.D. of Engineering Sciences, Azerbaijan
Agzamov F.A., D. Sc. (Engineering), Russia
Abilkhasimov Kh.B., D. Sc. (Geology and Mineralogy)
Gabdullin M.T., CanD. Sc. (Physics and Mathematics), Ph.D. of Plasma Physics
Pyatibratov P.V., CanD. Sc. (Engineering), Russia

Responsible secretary
Zelenskaya D.N.

Circulation 300 copies.

Address:

Building 8, Dinmukhamed
Konayev Str., Astana

tel. +7-7172-579-476

e-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© KMG Engineering LLP
KazMunayGas NC JSC

Contents

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

- Bersenev S.F., Badamshina G.N., Evlampiev Ya.V., Emchenko O.V., Mullagalin I.Z.**
About flooding of low-permeable formations5
- Muratova Z.M., Tuyakov N.K., Tajibayev M.O.**
On approaches to solving problems when modeling polymer flooding at the Kalamkas oil field24
- Zhetruov Z.T., Khassanov B.K., Nugmanov Z.K.**
New approaches to determine the technological challenged of oil fields at the late stage of development37
- Bidzhieva S.K., Nurseitov N.K., Kalmukhanova T.B., Utegov M.S.**
Experimental study of dissolution of carbonate samples using X-ray microcomputed tomography48
- Alzhanov N.K., Berkutaliyeva S.K., Tleshev M.T.**
Increasing the efficiency of the bactericide use at PS-4 of "Ozenmunaigas" JSC60

PETROCHEMISTRY AND OIL REFINING

- Chalov T.K., Khakimbolatova K.K., Kovrigina T.V., Bektemissova A.U.**
Study of the effectiveness of using a fine wastewater treatment plant at petrochemical production enterprises74
- Kairbekov Z.K., Sarmurzina R.G., Esenalieva M.Z., Kairbekov A.Z., Suimbaeva S.M., Dzheldybaeva I.M.**
Obtaining fuel products by combined hydrogenation of coal and shale83

CORE RESEARCH

- Bolysbek D.A., Kuljabekov A.B., Bekbau B.Ye.**
Experimental study of carbonate samples dissolution using X-ray microcompur-based tomography92

OIL RESEARCH

- Uteyev R.N., Kunzharikova K.M., Bissikenova L.M., Bektas G.Z.**
An integrated methodological approach to substantiating the properties of high-viscosity oils using the example of the Karazhanbas oil field107
- Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice119
- Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry125

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

5 том, № 4 (2023)

Ғылыми-практикалық журнал
Журнал ҚР Ақпарат және
қоғамдық даму Министрлігінде
тіркелген
Күәлік № 17609-Ж

Құрылтайшы
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор
Өтеев Рақым Нағанғалиұлы
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Бас
директоры, геология жөніндегі
PhD

Редакциялық алқа мүшелері
Қарабалин Ұ.С., техн. ғылым.
докт., бас редактордың орынб.
Огай Е.К., техн. ғылым. докт.
бас редактордың орынб.
Ибрашев К.Н., техн. ғылым.
канд.

Қуандықов Б.М., геол.-мин. ғыл.
докт.

Құлекеев Ж.А., экон. ғылым.
канд.

Өмірәлиев Б.Т., техн. ғылым.
докт.

Мұнара А., геология жөніндегі
PhD

Сармурзина Р.Г., хим. ғылым.
докт.

Нұртаева Г.К., пед. ғыл, докт.
хим. ғылым. канд.

Исмаилов Ф.С., техн. ғылым.
жөніндегі PhD (Өзірбайжан)

Ағзамов Ф.А., техн. ғылым.
докт. (Ресей)

Абилхасимов Х.Б., геол.-мин.
ғыл. докт.

Габдуллин М.Т., физ.-мат.
ғылым., канд. плазма физикасы
жөніндегі PhD

Пятибратов П.В., техн. ғылым.
канд. (Ресей)

Атқарушы хатпы
Зеленская Д.Н.

Тираж 300 дана.

Почталық мекенжайы:
Астана қ-сы,
Дінмұхамед Қонаев көш., 8
ғимарат
тел.: +7-7172-579-476
e-mail: vestnik@kmg.kz.

website: vestnik-ngo.kz

© «ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Мазмұны

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

**Берсенев С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В.,
Емченко О.В., Муллағалин И.З.**
Өткізгіштігі төмен қабаттардың сулануы туралы 5

Мұратова З.М., Тұяқов Н.К., Таджибаев М.О.
Қаламқас кен орнында полимерлі суландыруды модельдеу
мәселелерін шешу тәсілдері туралы..... 24

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нұғманов Ж.К.
Игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарының
технологиялық мәселелерін анықтаудың жаңа тәсілдері 37

**Биджиева С.Х., Нұрсейітов Н.Қ., Қалмұханова Т.Б.,
Өтепов М.С.**
Қабат қысымын ұстау жүйесінде теңіз суын пайдалану
арқылы бактерицидтерді қолдану тиімділігін арттыру 48

Әлжанов Н.Қ., Бүркітәлиева С.Қ., Тлешев М.Т.
«Өзенмұнайгаз» АҚ НСМ-4-те бактерицидті
пайдаланудың тиімділігін арттыру 60

МҰНАЙ ХИМИЯСЫ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНДЕУ

**Чалов Т.К., Қакимболатова К.Қ., Ковригина Т.В.,
Бектемісова А.У.**
Мұнай-химия өндірісі кәсіпорындарында ақтап тазарту
блогын қолдану тиімділігін зерттеу 74

**Қайырбеков Ж.Қ., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З.,
Қайырбеков А.Ж., Суймбаева С.М., Джелдыбаева И.М.**
Көмір мен тақтатасты бірлесіп гидрлеу арқылы отын
өнімдерін алу 83

КЕРН ЗЕРТТЕУ

Болысбек Д.Ә., Құлжабеков Ә.Б., Бекбау Б.Е.
Рентгендік микрокомпьютерлік томография көмегімен
карбонат үлгілерінің еруін эксперименталды зерттеу 92

МҰНАЙДЫ ЗЕРТТЕУ

Өтеев Р.Н., Күнжарықова К.М., Бисекенова Л.М., Бектас Г.Ж.
Қаражанбас кен орны мысалында тұтқырлығы жоғары
мұнайдың қасиеттерін негіздеудегі кешенді әдістемелік
тәсіл 107

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
ғылыми-практикалық журналының мақалаларына
қойылатын талаптар 121

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы 126

УДК 622.276.43
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Получена: 02.10.2023.

Одобрена: 06.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Научный обзор

О заводнении низкопроницаемых пластов

С.Ф. Берсенев¹, Г.Н. Бадамшина¹, Я.В. Евлампиев¹, О.В. Емченко²,
И.З. Муллагаллин¹

¹Уфимский научно-технический центр, г. Уфа, Россия

²НГТ-Информационные технологии, г. Уфа, Россия

АННОТАЦИЯ

В связи с истощением запасов углеводородов в традиционных залежах с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами в настоящее время всё выше проявляется интерес к трудноизвлекаемым запасам, и основной сложностью при разработке таких коллекторов является эффективность систем поддержания пластового давления. При разработке низкопроницаемых коллекторов можно выделить различные механизмы вытеснения нефти при заводнении. Для коллекторов с проницаемостью менее 1 мД нет необходимости держать высокое устьевое давление, более того, при большой накопленной компенсации остановка поддержания пластового давления до полугода не приводит к падению добычи, что создаёт предпосылки для организации циклического заводнения. Это позволит решить ряд проблем, возникающих на фоне поддержания пластового давления при работе в таких условиях.

Фациальное строение коллекторов подчас оказывает решающее влияние на работу скважин и их взаимовлияние. Переход к разработке месторождений со сложным геологическим строением, низкими фильтрационными характеристиками пласта, существованием геологических тел с различными свойствами требует не только тщательности в формировании концептуального представления о месторождении, но и создания детализированных фациальных цифровых карт с учётом существования зон с различным осадконакоплением, как следствие, создающим зоны с отличающимися фильтрационно-ёмкостными свойствами, требующими различных подходов к разработке.

Ключевые слова: ачимовская толща, заводнение, циклическая закачка, фация, механизмы вытеснения нефти, компенсация.

Как цитировать:

Берсенев С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В., Емченко О.В., Муллагаллин И.З. О заводнении низкопроницаемых пластов // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 5–23.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

UDC 622.276.43
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Received: 02.10.2023.

Accepted: 06.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Review article

About flooding of low-permeable formations

Sergey F. Bersenev¹, Guzel N. Badamshina¹, Yaroslav V. Evlampiev¹,
Olga V. Emchenko², Ilyas Z. Mullagalin¹

¹Ufa Scientific and Technical Center, Ufa, Russia

²NGT-Information Technology, Ufa, Russia

ANNOTATION

Due to the depletion of hydrocarbon reserves in traditional reservoirs with good filtration and reservoir properties, there is currently increasing interest in hard-to-recover reserves, and the main difficulty in developing such reservoirs is the efficiency of reservoir pressure maintenance systems. When developing low-permeability reservoirs, various mechanisms of oil displacement during flooding can be distinguished. For reservoirs with permeability less than 1 mD, there is no need to maintain high wellhead pressure; moreover, with a large accumulated compensation, stopping the maintenance of reservoir pressure for up to six months does not lead to a drop in production, which creates the prerequisites for organizing cyclic flooding. This will solve a number of problems that arise while maintaining reservoir pressure when working in such conditions.

The facies structure of reservoirs sometimes has a decisive influence on the performance of wells and their interinfluence. The transition to the development of fields with a complex geological structure, low filtration characteristics of the formation, the existence of geological bodies with different properties requires not only careful formation of a conceptual understanding of the field, but also the creation of detailed facies digital maps taking into account the existence of zones with different sedimentation, which, as a consequence, creates zones with different filtration and capacitance properties, requiring different approaches to development.

Key words: *Achimov sequence, flooding, cyclic injection, facies, oil displacement mechanisms, compensation.*

To cite this article:

Bersenev SF, Badamshina GN, Evlampiev YV, Emchenko OV, Mullagalin IZ. About flooding of low-permeable formations. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):5–23. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

ӨЖ 622.276.43

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>

Қабылданды: 02.10.2023.

Мақұлданды: 06.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Ғылыми шолу

Өткізгіштігі төмен қабаттардың сулануы туралы

С.Ф. Берсенев¹, Г.Н. Бадамшина¹, Я.В. Евлампиев¹, О.В. Емченко²,
И.З. Муллағалин¹

¹Уфа ғылыми-техникалық орталығы, Уфа қаласы, Ресей

²МГТ-Ақпараттық технологиялар, Уфа қаласы, Ресей

ТҮЙІНДЕМЕ

Жақсы сүзу-сыйымдылық қасиеттері бар дәстүрлі кен орындарындағы көмірсутектер қорларының сарқылуына байланысты қазіргі уақытта алуы қиын қорларға қызығушылық артып келеді және мұндай коллекторларды дамытудағы негізгі қиындық – бұл қысымды ұстап тұру жүйелерінің тиімділігі. Өткізгіштігі төмен коллекторларды игеру кезінде су басу кезінде мұнайдың ығысуының әртүрлі механизмдерін ажыратуға болады. Өткізгіштігі 1 мД-ден аз коллекторлар үшін жоғары сағалық қысымды ұстап тұрудың қажеті жоқ, сонымен қатар үлкен жинақталған өтемақы кезінде қабат қысымын алты айға дейін ұстап тұруды тоқтату өндірістің төмендеуіне әкелмейді, бұл циклдік су тасқынын ұйымдастырудың алғышарттарын жасайды. Бұл осындай жағдайларда жұмыс істеу кезінде қабаттық қысымды ұстап тұру қорында туындайтын бірқатар проблемаларды шешуге мүмкіндік береді.

Коллекторлардың фашиалды құрылымы кейде ұңғымалардың жұмысына және олардың өзара әсеріне шешуші әсер етеді. Күрделі геологиялық құрылымы бар кен орындарын игеруге көшу, қабаттың фильтрациялық сипаттамалары төмен, әртүрлі қасиеттері бар геологиялық денелердің болуы кен орны туралы концептуалды түсінікті мұқият қалыптастыруды ғана емес, сонымен қатар толық фашиялық цифрлық карталарды жасауды талап етеді. Әртүрлі шөгінділері бар аймақтардың болуын ескере отырып, соның салдарынан әртүрлі фильтрациялық және сыйымдылық қасиеттері бар аймақтарды жасайды, игерудің әртүрлі тәсілдерін қажет етеді.

Негізгі сөздер: ачимов қалыңдығы, сулану, циклдік айдау, фашия, мұнайды ығыстыру механизмдері, өтемақы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Берсенев С.Ф., Бадамшина Г.Н., Евлампиев Я.В., Емченко О.В., Муллағалин И.З. Өткізгіштігі төмен қабаттардың сулануы туралы // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 5–23 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108676>.

Введение

При разработке классических коллекторов с высокой проницаемостью разделить эффекты от поддержания пластового давления (далее – ППД), один из которых связан с передачей импульса или градиента давления, второй – с процессом вытеснения нефти, проблематично, потому что скорости продвижения фронта нагнетаемых вод и передачи импульса давления сопоставимые. При аномально низких проницаемостях можно выделить оба эффекта по отдельности, а, точнее, увидеть ситуацию, когда импульс давления подошёл к зоне отбора, и наблюдается восстановление пластового давления (Рпл), но роста обводнённости при этом не происходит. В данном случае скорость фронта нагнетаемых вод (далее – ФНВ) значительно меньше, чем скорость передачи импульса. Происходит капиллярная пропитка, и вода вытесняет нефть, хотя и с малой скоростью, и в этом смысле система ППД эффективна и работает.

Поскольку продвижение фронта нагнетания идёт с низкой скоростью, вокруг нагнетательных скважин создаются зоны высокого давления. Увеличение устьевого давления для повышения закачки будет приводить к негативным эффектам в виде возникновения трещин автоматического гидравлического разрыва пласта (далее – авто-ГРП) и формированию галерей трещин. Однако этот же эффект создаёт благоприятные условия для организации циклического заводнения. За счёт созданной зоны высокого давления даже после остановки ППД окружающие добывающие скважины продолжают работать без потерь. После расформирования накачанной зоны система ППД снова запускается.

На традиционных коллекторах увеличение проницаемости на 1 мД незначительно и неощутимо, а на низкопроницаемых коллекторах подчас происходит аналогичное изменение проницаемости в два, а иногда и в три раза. В таких условиях влияние фаций сказывается сильнее. Граница разных фаций может создавать эффект непроницаемого барьера, каналы фации могут служить для быстрого продвижения закачки в совершенно неожиданном направлении. Без учёта этих явлений невозможно создать эффективную стратегию разработки пласта.

В настоящей работе на примере месторождения, скважины которого вскрывают низкопроницаемые ачимовские горизонты со средней проницаемостью ≈ 2 мД, показано влияние различий геологического строения в разных частях месторождения на выбор стратегии разработки и эффективных мероприятий по повышению нефтеотдачи и снижению операционных затрат.

Об энергетике ачимовского объекта

Разработка ачимовского объекта на рассматриваемом месторождении началась в 2003 г. Объект состоит из трёх пластов (Ач1, Ач2 и Ач3) со средней проницаемостью менее 1 мД на западе и до 10 мД на восточном крае. Система разработки площадная девятиточечная, по сетке 500x500. Средний дебит нефти скважин составляет 6 т/сут при обводнённости в 67%, темп отбора от текущих извлекаемых запасов ТИЗ 5,6%.

Погружение в анализ разработки ачимовского объекта началось с вопроса эффективности системы ППД, а именно её работоспособности как таковой. На объекте в течение длительного времени держалась компенсация в среднем выше 200%, а в некоторых областях выше 300%, но напрямую на работе добывающего фонда это не отражалось: не происходило соразмерного роста добычи жидкости, резкого роста обводнённости. Что не менее важно, согласно замерам пластового давления в зоне отбора, давление сильно снижено.

Встал вопрос, а работает ли система ППД в принципе на этом объекте? И если работает, есть ли необходимость увеличить устьевое давление для увеличения приемистости нагнетательных скважин?

Для ответа на эти вопросы был проведён анализ замеров пластового давления по данным гидродинамических исследований (далее – ГДИС). По результатам анализа построена карта изобар. Поскольку все скважины разрабатываются с гидравлическим разрывом пласта (далее – ГРП), то при построении карты изобар также были учтены трещины ГРП по скважинам.

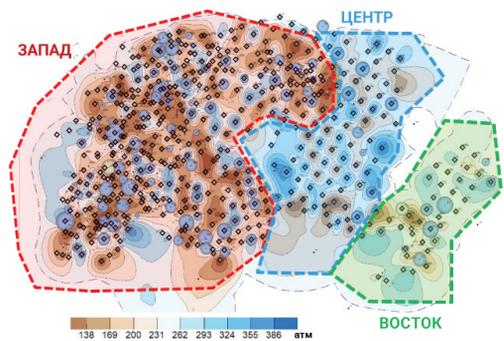


Рисунок 1. Карта изобар объекта Ач
Figure 1. Isobar chart of productive Ach formation

По темпам выравнивания давления между нагнетательными и добывающими скважинами выделяются три зоны: условно Запад, Центр и Восток (рис. 1).

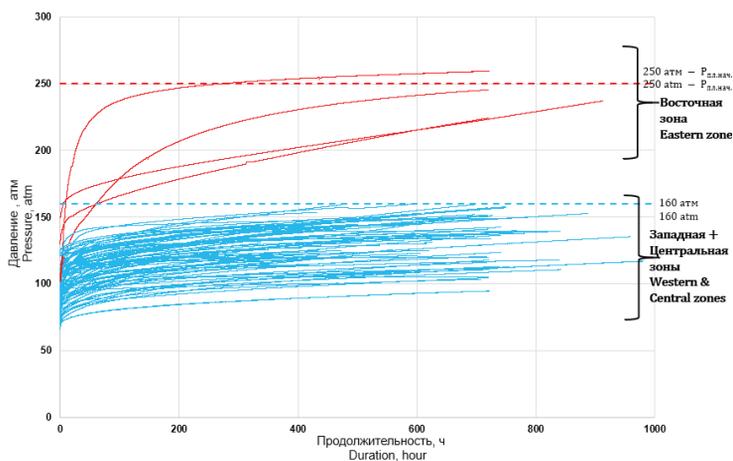


Рисунок 2. Кривые восстановления давления
Figure 2. Pressure buildup curves

Наблюдается различный характер кривых восстановления давления (далее – КВД) для Восточной и Западно-Центральной зон. По Восточной зоне значения устремляются к 250 атм, что не наблюдается в случае Западно-Центральной зоны – оценка пластового давления по последним точкам КВД не превышает значения в 160 атм (рис. 2). Скорость изменения давлений показывает различную реакцию пласта на закачку, что позволяет разделить месторождение на зоны с принципиально разными механизмами вытеснения.

Разобраться в причинах, вызывающих вышеобозначенные вопросы, используя традиционные подходы, в текущем геологическом представлении не удалось. Было принято решение углубляться в изучение геологического строения: выполнить детальную корреляцию отдельных пластов в ачимовской толще, сделать анализ фациального и литологического строения.

Характерной особенностью этого пласта является наличие скоплений нефти в линзах песчано-алевритистых пород разной протяженности. Продуктивные горизонты неокомского возраста имеют сложное клиноформное строение и состоят из частого чередования прослоев песчаников и глин преимущественно малой толщины. Формирование клиноформных тел происходило в результате сноса кластического материала в западном и северо-западном направлении.

На основании концептуальной модели месторождения выделены основные фации и построены фациальные карты по пластам. В границах месторождения выявлены:

- зона аномального бажена с естественной трещиноватостью, включенного в ачи-

мовский горизонт в восточной части месторождения;

- зоны турбидитовых каналов с повышенными фильтрационными свойствами, создающими анизотропию свойств в восточной части;

- относительно однородная по фильтрационно-ёмкостным свойствам (далее – ФЕС) западная низкопроницаемая зона (рис. 3).

Получив фациальные карты и сделав сопоставления параметров разработки по блокам, появились ответы на многие поставленные вопросы. Работа блока в схожих фациальных условиях имеет одинаковый характер (рис. 4).

Фациальное строение востока и запада объекта Ач сильно различается. Западная часть (турбидитовая лопасть) характеризуется относительной однородностью свойств. Здесь не выделено зон с улучшенными фильтрационными свойствами благодаря турбидитовым каналам или естественной трещиноватости. Соответственно, и работа скважин в этих частях очень разная.

В блоке 2, который находится на западном участке, классическое фронтальное вытеснение. В блоке 7 характер работы скважин более хаотичный, осложнён влиянием канальных фаций и аномальным баженом (рис. 5). Это говорит о том, что к различным зонам – Запад, Центр и Восток – необходимо отнести с точки зрения разработки по-разному.

О работе скважин на западном участке

Работа западного участка была рассмотрена на примере блока 1. На графике (рис. 6) представлены средние параметры работы скважин. Выделены три участка:

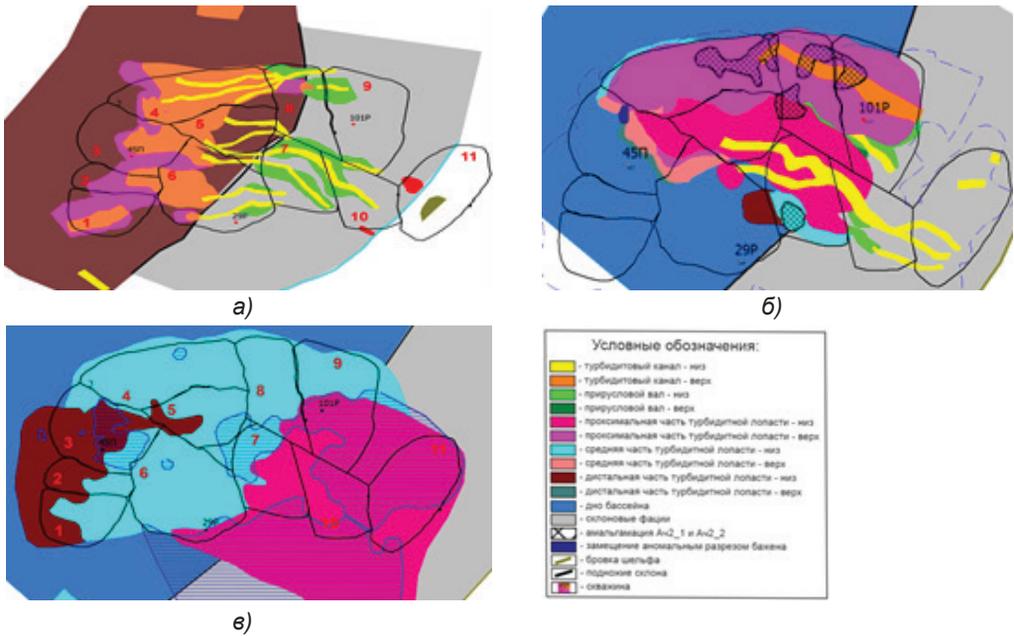


Рисунок 3. Фациальные карты по пластам

Figure 3. Facial maps of formations

a) Aч1 / Ach1; б) Aч2/1 / Ach2/1; в) Aч2/2 / Ach2/2

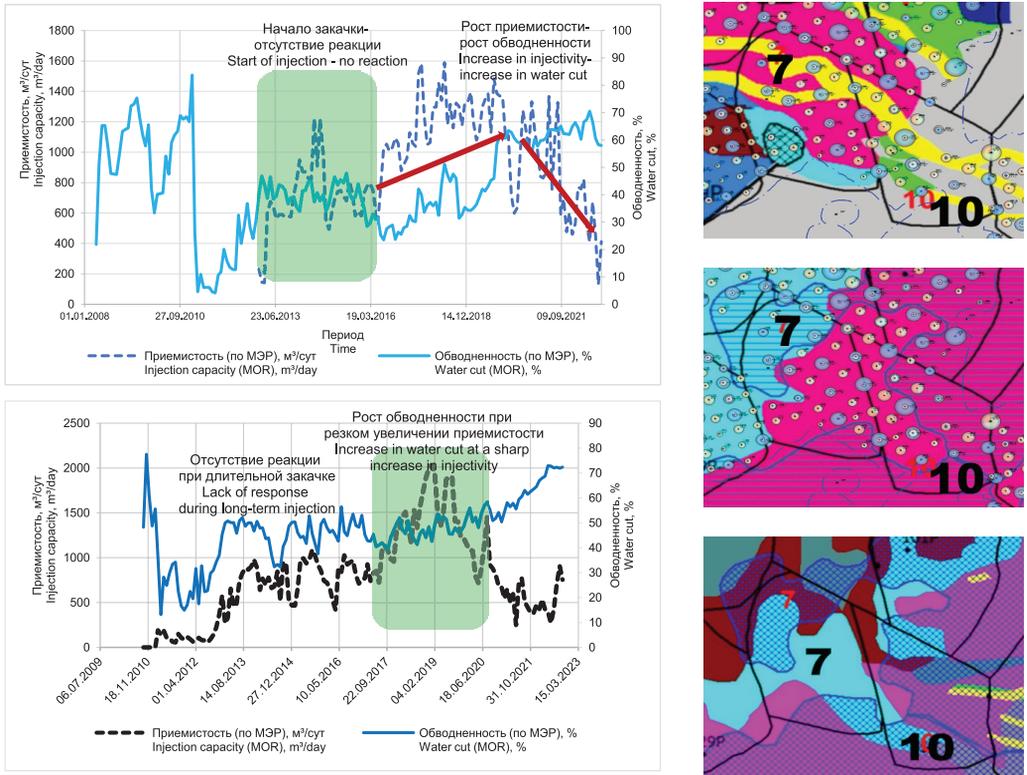


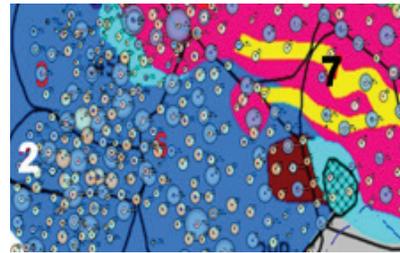
Рисунок 4. Работа блоков со схожим фациальным строением. Карты фаций пластов

Figure 4. Performance of blocks with similar facies structure. Facial maps

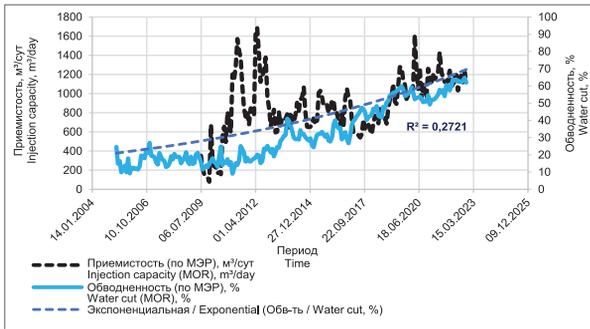
а) блок 10 / block 7; б) блок 7 / block 7; в) Aч1/2 / Ach1/2; г) Aч2/3 / Ach2/3; д) Aч3 / Ach3



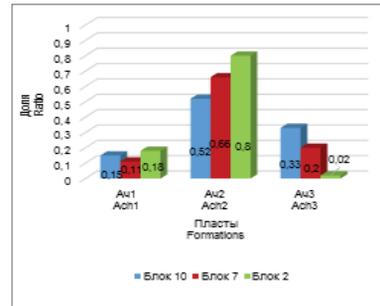
а)



б)

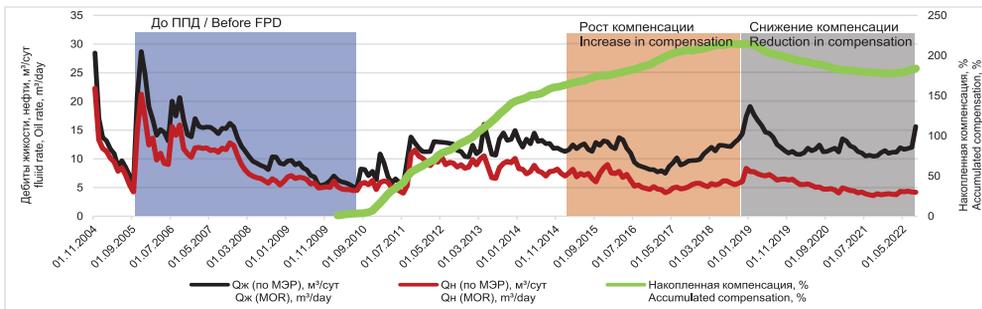


в)

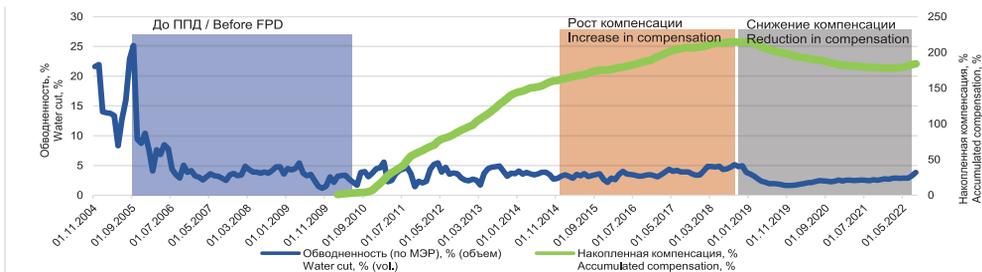


г)

Рисунок 5. Сравнение работы блоков 7 и 2 в разных фациальных условиях
Figure 5. Comparison of the operation of blocks 7 and 2 in different facial conditions
 а) блок 7 / block 7; б) фациальная карта пласта Ас2/1 / Facial map of Ach formation 2/1;
 в) блок 2 / block 2; г) доли вскрытия пластов Ас1, Ас2, Ас3 в разных блоках /
 Completion well ratio of Ach1, Ach 2, Ach 3 formations in different blocks



а)



б)

Рисунок 6. Работа скважин блока 1 на западе объекта Ас
Figure 6. Well performance diagram for block 1 to the north of Ach formation

а) дебиты жидкости, нефти / liquid rate, oil rate; б) обводненность / water cut
 Qн – накопленная добыча нефти / simulative oil production,
 Qж – накопленная добыча жидкости / accumulated fluid production

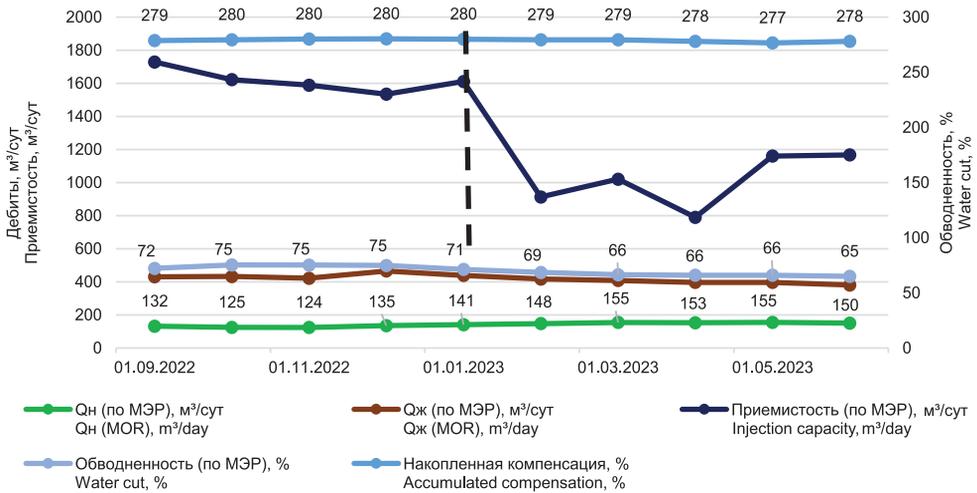


Рисунок 9. Динамика работы скважин на блоке 1

Figure 9. Well performance dynamics in block 1

МЭР/ MOR – месячный эксплуатационный рапорт / monthly operational report

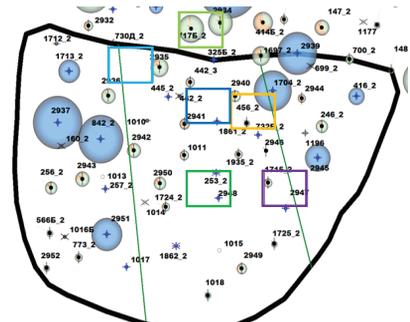
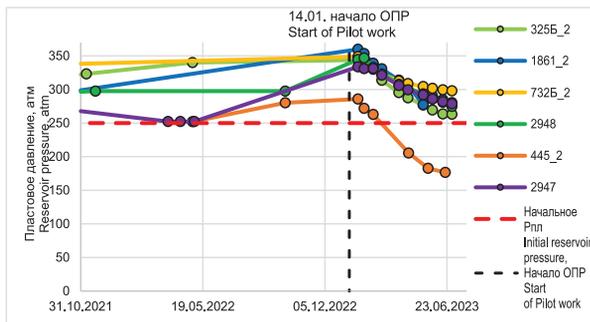


Рисунок 10. Энергетическое состояние блока 1

Figure 10. Excited energy state of block 1

а) контроль пластового давления в рамках ОПР / Reservoir pressure monitoring during pilot project;
 б) контрольные скважины на блоке 1 / Inspection wells of block 1

до ввода ППД, рост компенсации и снижение компенсации.

Для оценки динамики изменения дебитов нефти и жидкости и обводнённости на трёх участках были построены нормированные графики параметров (рис. 7). Нормирование выполнялось на каждом участке отдельно по начальным значениям параметра в периоде. Графики показывают относительное изменение параметров с начала каждого периода, что позволяет оценить динамику их изменений.

Сравнение темпов падения дебитов жидкости показывает, что до начала заводнения темп падения выше: это говорит о том, что система ППД однозначно необходима. Однако при росте и снижении компенсации темпы падения сопоставимы. Если сравнивать темпы роста обводнённости, можно

заметить, что при снижении компенсации темп роста обводнённости также снижается. Таким образом, снижение закачки при накопленной компенсации выше 200% не приводит к падению жидкости и нефти по блоку.

Во всех блоках на западе объекта Ач накопленная компенсация держится выше 200%, т.е. запас энергии в пласте достаточно большой. На западе действует одна из разновидностей вытеснения нефти при заводнении – перенос импульса давления: создание зоны высокого пластового давления, поддерживающей работу добывающей скважины при малой скорости продвижения фронта нагнетаемых вод (далее – ФНВ) (конусы выноса с низкими ФЕС). Фронт закачки в данном случае продвигается за счёт капиллярной пропитки. Как следствие, влияния ППД в виде роста

обводнённости и жидкости не наблюдается, а, точнее, имеется большая задержка (рис. 7).

Учитывая этот эффект, в данных условиях должна сработать циклическая закачка, когда группы нагнетательных скважин будут запускаться и останавливаться по очереди. В период работы будет создаваться зона с высоким пластовым давлением, а в период остановки – медленно разряжаться. Для проверки этого утверждения были запущены опытно-промышленные работы (далее – ОПР) на блоке 1.

ОПР проводится в две фазы. Блок условно разделили на три участка (рис. 8). В фазе 1 нагнетательные скважины на участке II полностью остановлены (синие ромбы), а на участках I и III – усиление закачки. Для контроля над энергетическим состоянием блока необходимо проведение регулярных замеров по остановленным ППД. В этих целях были остановлены две добывающие скважины и ещё по одной выполнен замер статического уровня (Нст) после длительной остановки.

Период остановки длится ориентировочно полгода (фаза 1). В ходе проведения ОПР осуществляется оперативный контроль и принимаются решения по управлению процессом в зависимости от реакции скважин на остановку закачки.

На момент написания статьи можно оценить полученные результаты, поскольку ОПР длится с января 2023 г. (рис. 9).

За период с начала ОПР в целом наблюдаются положительные тенденции. Дебит жидкости по блоку 1 стабилен в связи с высоким энергетическим состоянием на участке ОПР, по обводнённости снижение составляет 10%, по нефти наблюдается прирост в 11%, или 13 т/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается в районе 4,5 тыс. т. На данном участке геолого-технических мероприятий не было, вся дополнительная добыча получена за счёт циклической закачки.

В целом энергетическое состояние стабильно. По большинству остановленных скважин идёт медленное снижение пластового давления, т.е. ожидаемое расформирование зоны высокого давления, однако пока в зоне нагнетания пластовое давление выше начального уровня. Исключение составляет скважина 445_2: по ней давление снизилось ниже начального уровня, что указывает на наличие прямой связи с добывающей скважиной 2935, возможно, посредством трещины ГРП (рис. 10).

Для дополнительного контроля энергетики была остановлена низкодебитная скважина 456_2, оснащенная термоманометрической системой (далее – ТМС) (рис. 11). Непрерывные замеры с ТМС скважины 456_2

демонстрируют медленное восстановление давления со скоростью 0,1 атм/сут. Когда энергетика в залежи высокая, наблюдается рост давления, хоть и медленный. Когда начнётся спад по замерам – это однозначный сигнал, что энергетика истощена и необходимо запускать ППД. На текущий момент перелома динамики, указывающей на начало снижения пластового давления, пока нет. Тем не менее следует иметь в виду, что реакция на закачку будет небыстрой и доводить до момента начала спада нежелательно. Таким образом, замеры показывают, что за счёт накопленной энергии в течение полугода залежь может нормально функционировать.

Анализ результатов в течение 5 мес. показывает наличие положительного эффекта от ОПР1 и создает предпосылки для расширения ОПР на другие блоки. Проведя сопоставление компенсации, обводнённости, времени работы ППД, скорости роста обводнённости, а также фациальной обстановки, был сделан вывод, что под расширение ОПР подходят западная и северная части объекта Ач. Чтобы избежать рисков резкого падения добычи из-за перехода в циклический режим работы системы ППД, расширение ОПР будет проводиться в ползущем варианте от блока к блоку, с постоянным контролем эффективности и энергетики, чтобы своевременно вносить корректировки в работу скважин в блоках.

Первый шаг расширения сделан на север – на блок 2. Его также разбили на три участка согласно фациальной обстановке. В блоке 2 по краевым участкам компенсация выше, а по центральному ниже – фактически реализуется подход ОПР, хотя и не в полной мере. Ввиду особенностей распределения компенсации по участкам блоков 1 и 2 принято решение объединить их в общую схему и распределить участки с работающей системой ППД в шахматном порядке, синхронизировав запуск ППД с уже идущей ОПР на блоке 1 (рис. 12).

В фазе 1 в блоке 2 останавливаются скважины на краевых участках с высокой компенсацией, и продолжает работать ППД в центральной зоне. В фазе 2 ситуация меняется на противоположную. В случае положительного эффекта от ОПР на этих блоках будет рассматриваться дальнейшее расширение на все западные блоки объекта Ач.

Результат анализа разработки ачимовского объекта и результаты первой фазы ОПР1 на блоке 1 показали эффективность организации циклического заводнения. За счёт организации циклического заводнения могут быть получены технологические и экономические эффекты:

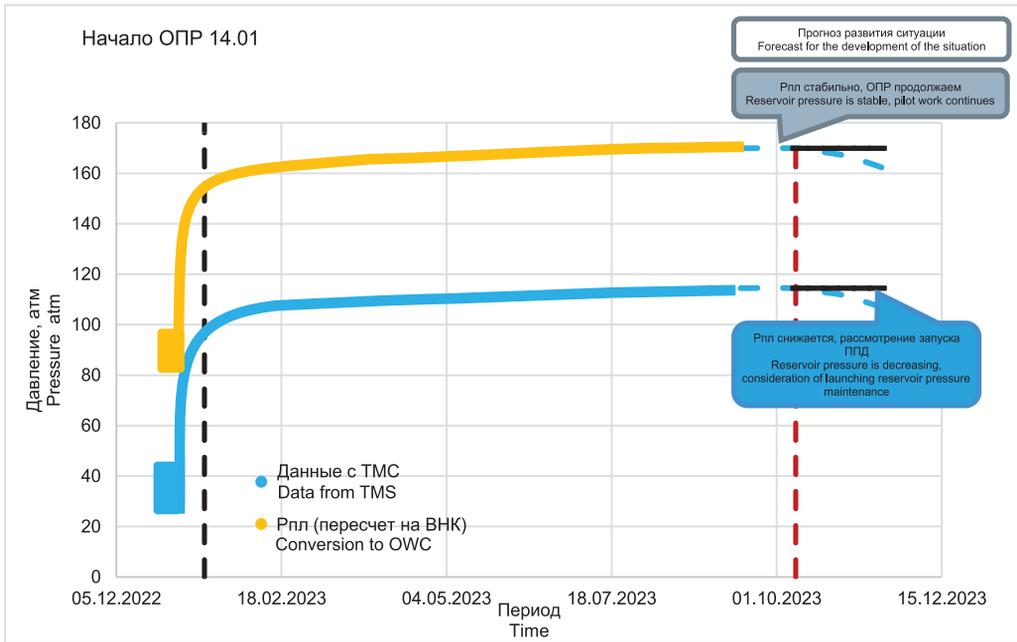


Рисунок 11. Замеры TMC по остановленной добывающей скважине
Figure 11. Telemetry measurements in shut-in oil production well

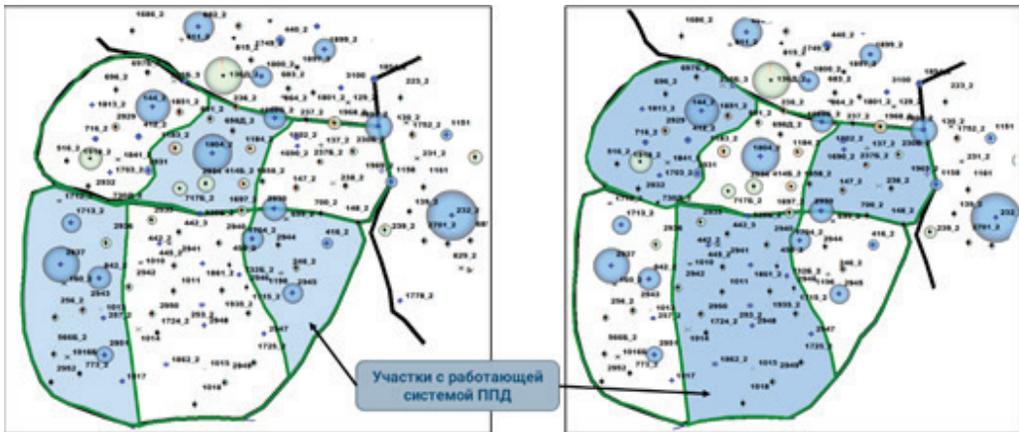


Рисунок 12. Схема ОПР по двум блокам
Figure 12. Pilot project map of two blocks
а) первая фаза / first phase; б) вторая фаза / second phase

- снижение обводнённости добываемой продукции;
- вовлечение в разработку не дренировавшихся зон пласта;
- сокращение затрат на работу скважин ППД;
- снижение попутно добываемой воды, в т.ч. за счёт уменьшения «лишней» воды от стравливания ППД на автоматизированной газо-замерной установке (далее – АГЗУ) при необходимости ремонта;

- сокращение сроков и стоимости ремонта скважин ППД.

О работе скважины на восточном участке с разработкой в зоне аномального разреза бажена

Приведенная фаціальная карта демонстрирует различия в фаціальній обстановке на западном и восточном участках. Восточный участок находится в глубоком влиянии аномального разреза бажена (далее –

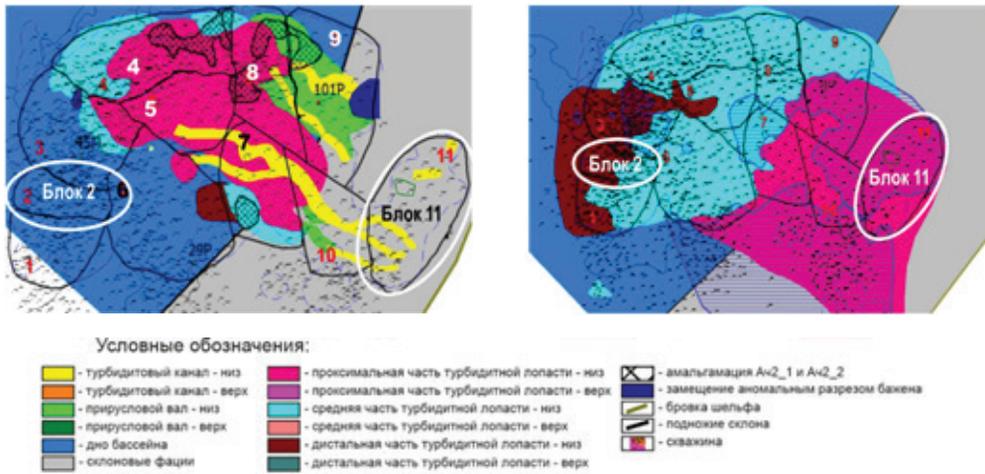


Рисунок 13. Фациальные карты объекта Ач
Figure 13. Facies maps of Achformation
 а) Ач2/1 / Ач2/1; б) Ач2/2, Ач2/3 / Ач2/2, Ач2/3

АРБ) (рис. 13). На участках АРБ битуминозные породы расколоты многочисленными трещинами, расчленены на отдельные прослои и линзы, а также встречаются в виде обломков разных размеров и степени окатанности в небитуминозных породах, по облику напоминающие неокомские отложения.

Система трещин баженовской свиты (далее – БС) является проводником за счёт относительно высокой проницаемости, ёмкость трещин и пористость незначительны, поэтому запасы флюидов в такой системе пренебрежимо малы (рис. 14).

При сравнении западного и восточного блоков видим различные характеры работы блоков: блок 2 – классическое фронтальное вытеснение, блок 11 – быстрое обводнение скважин, наличие прорывов воды с резким обводнением продукции (рис. 15–17). Характеристики вытеснения также показывают, что блок 11 работает хуже. Структура работы фонда схожая по этим блокам, соотношение добывающих и нагнетательных скважин и показатели накопленной компенсации сопоставимы.

Рассмотрим конкретный пример. Скважина 2853 работала с низкой обводнённостью, но после смены насоса произошло сильное увеличение депрессии, в результате чего скважина резко обводнилась до 80% (рис. 18). При этом увеличения дебита жидкости не наблюдается. Для сравнения, на соседней скважине 2868 увеличения депрессии не было, и она работает с низкой обводнённостью. Таким образом, создание высокой депрессии привело к тому, что вода от ППД прорвалась по трещинам ГРП через зону АРБ в добывающую скважину. Поэтому при работе

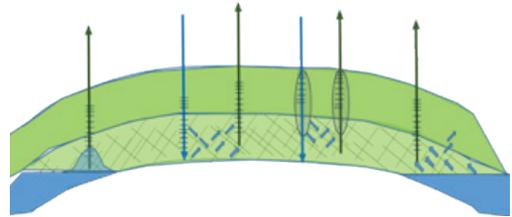
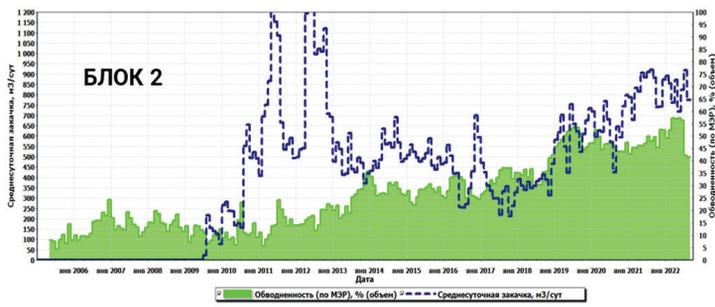


Рисунок 14. Примерная схема системы трещин пород АРБ
Figure 14. Approximate diagram of the fracture system in rocks of the anomalous section of the Bazhenov formation

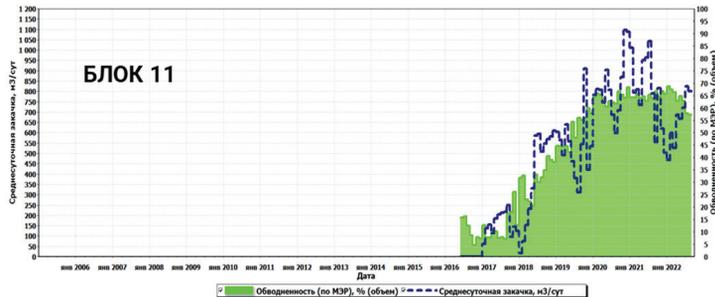
скважин в зоне распространения АРБ важно выдерживать оптимальную депрессию.

Согласно отчётам о ГРП, среднее давление раскрытия трещин составляет 350 атм, глубина залегания объекта Ач – 2500 м, гидростатическое давление 250 атм при среднем устьевом давлении 100–150 атм, забойное давление на нагнетательных скважинах колеблется в диапазоне 350–410 атм. Анализ работы скважин показывает, что высокое устьевое давление также приводит к быстрому обводнению скважин, т.к. забойное давление превышает давление раскрытия трещин, что приводит к образованию авто-ГРП и прорывам воды. Таким образом, оптимальным вариантом является устьевое давление не выше 120 атм (рис. 19).

Также необходимо отметить, что на низкопроницаемых коллекторах важную роль играют показатели накопленной компенсации. Для условий данного месторождения

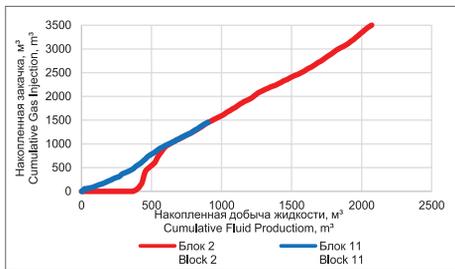


а)

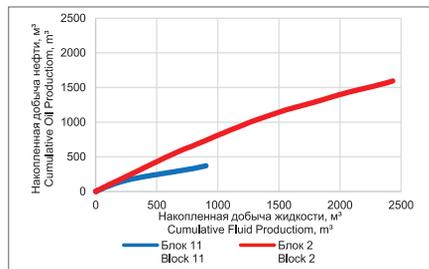


б)

Рисунок 15. Сравнение работы блоков на востоке и западе объекта Ач
Figure 15. Comparison of eastern and western blocks performance of Achformation
 а) запад / west; б) восток / east



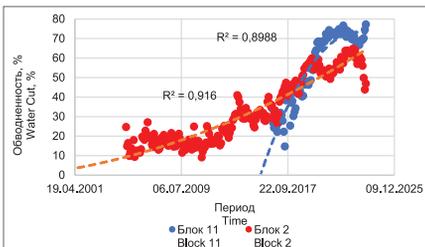
а)



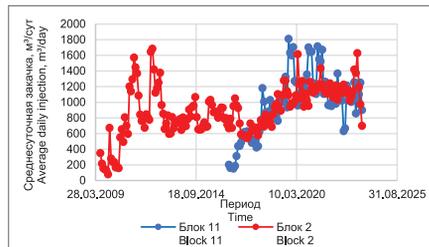
б)

Рисунок 16. Зависимость накопленной добычи жидкости от накопленной добычи нефти и от накопленной закачки
Figure 16. Dependence of accumulated fluid production on accumulated oil production and on accumulated injection

а) накопленная добыча нефти / cumulative oil production; б) накопленная закачка / accumulated injection



а)



б)

Рисунок 17. Поведение обводнённости и среднесуточной закачки в разных блоках
Figure 17. Behavior of water cut and average daily injection in different blocks
 а) обводнённость / water cut; б) среднесуточная закачка / daily average injection

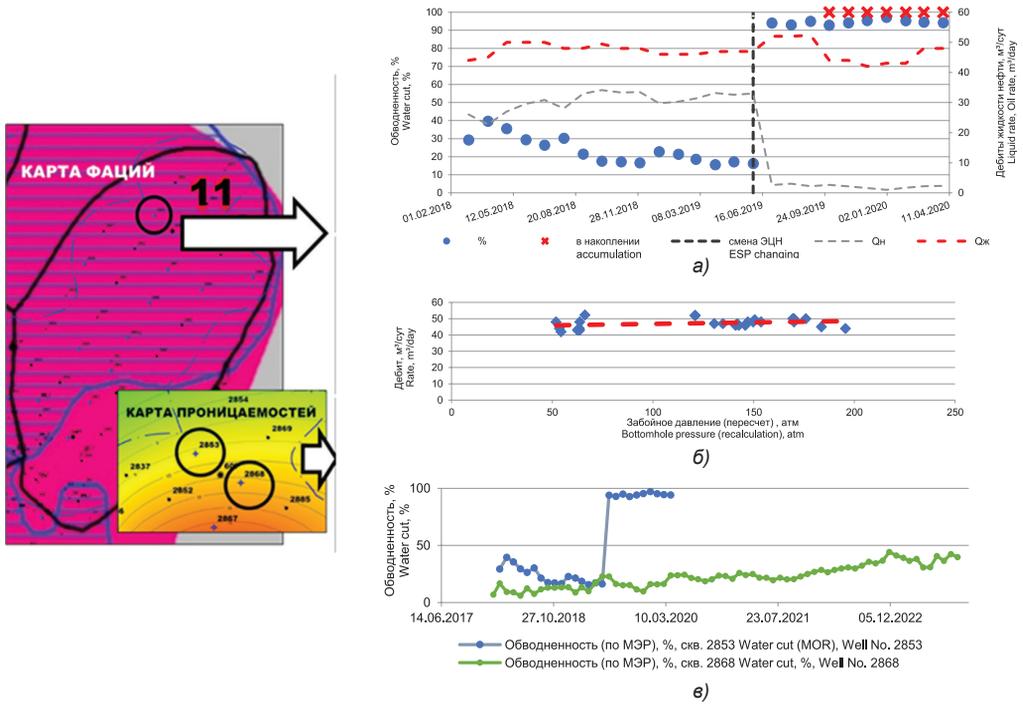


Рисунок 18. Работа скважин на восточном участке

Figure 18. Wells performance in the eastern site

а) скв. 2853 / Well No. 2853; б) Qж от Pзаб, скв. 2853 / liquid flow rate from, bottomhole pressure;

в) скв. 2853 в сравнении со скв. 2868 / well 2853 in comparison with well 2868

Qж – накопленная добыча жидкости / accumulated fluid production,

Pзаб – забойное давление / bottomhole pressure

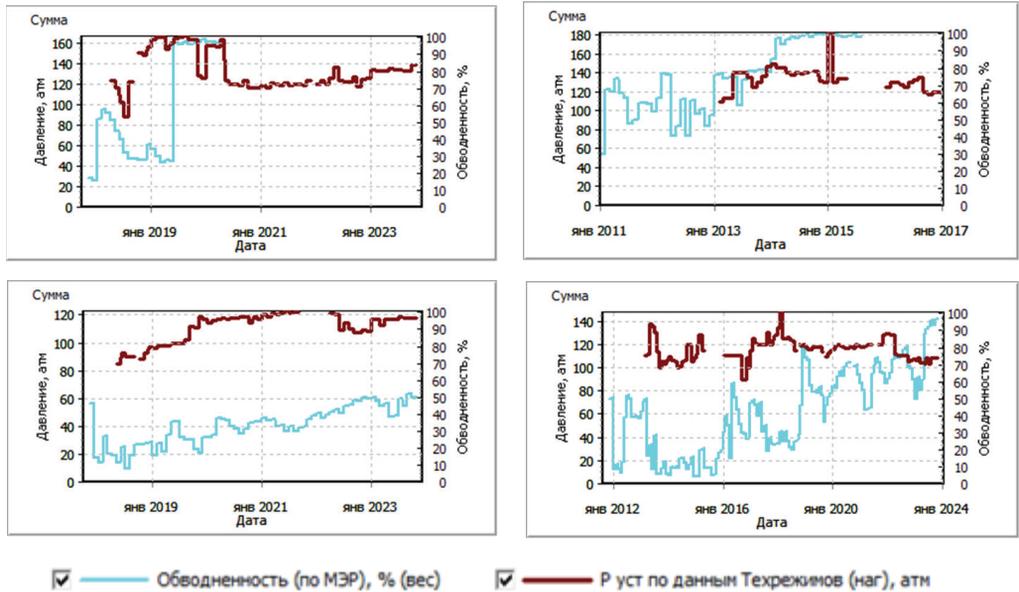


Рисунок 19. Определение оптимального давления закачки

Figure 19. Determination of the optimal injection pressure

а) скв. 2853–2867 / well No. 2853–2867; б) скв. 1382–1388 / well No. 1382–1388;

в) скв. 2884–2868 / well No. 2884–2868; г) скв. 1329–1343 / well No. 1329–1343

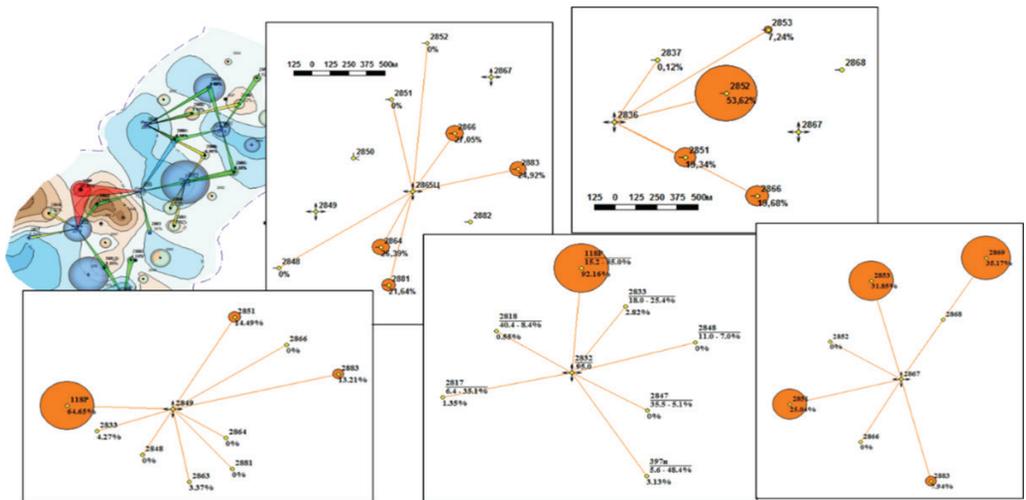


Рисунок 20. Результаты трассерных исследований
Figure 20. Results of tracer studies

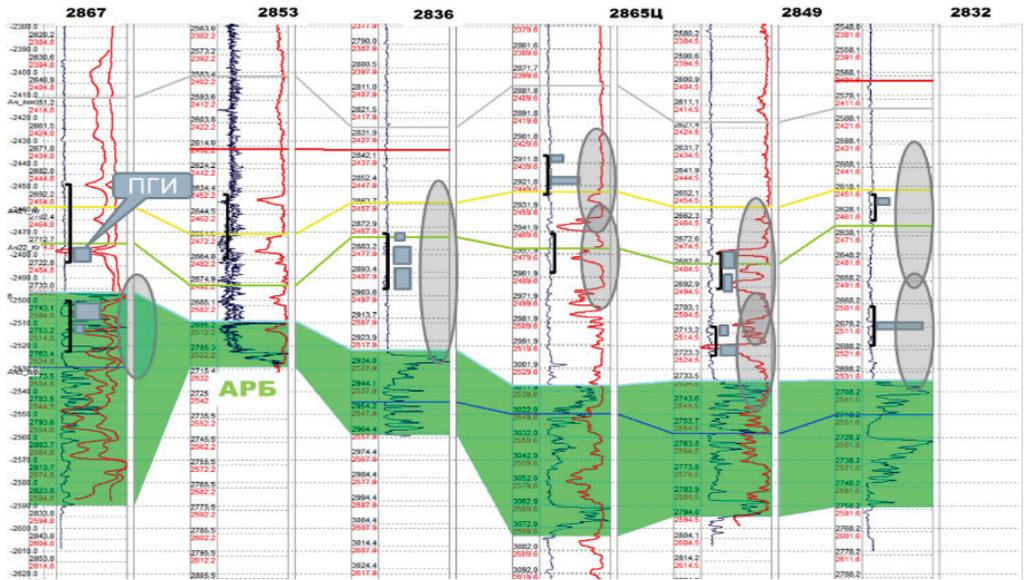


Рисунок 21. Корреляционная схема по скважинам ППД с трассерными исследованиями
Figure 21. Correlation pattern for reservoir pressure maintenance wells with tracer studies

оптимальное значение накопленной компенсации составляет 150–200%.

Результаты трассерных исследований показывают, что нет выдержанного направления реакции нагнетательных скважин на добывающие. Добывающие скважины с наибольшим выходом индикатора расположены не по стрессу, а в случайных направлениях от ППД (рис. 20). Это может указывать на влияние нагнетательных скважин на добывающие через АРБ.

Рассмотрим геологический разрез по скважинам ППД с трассерными исследованиями. Скважина 2867 вскрывает перфорацией интервалы аномального бажена и, согласно проведенному промысловому геофизическому исследованию (далее – ПГИ), 65% закачки уходит в него. Другие скважины АРБ не вскрывают перфорацией напрямую, но на всех скважинах были проведены ГРП, и трещины ГРП дотягиваются до зоны АРБ, и, по данным ПГИ, большая часть закачки

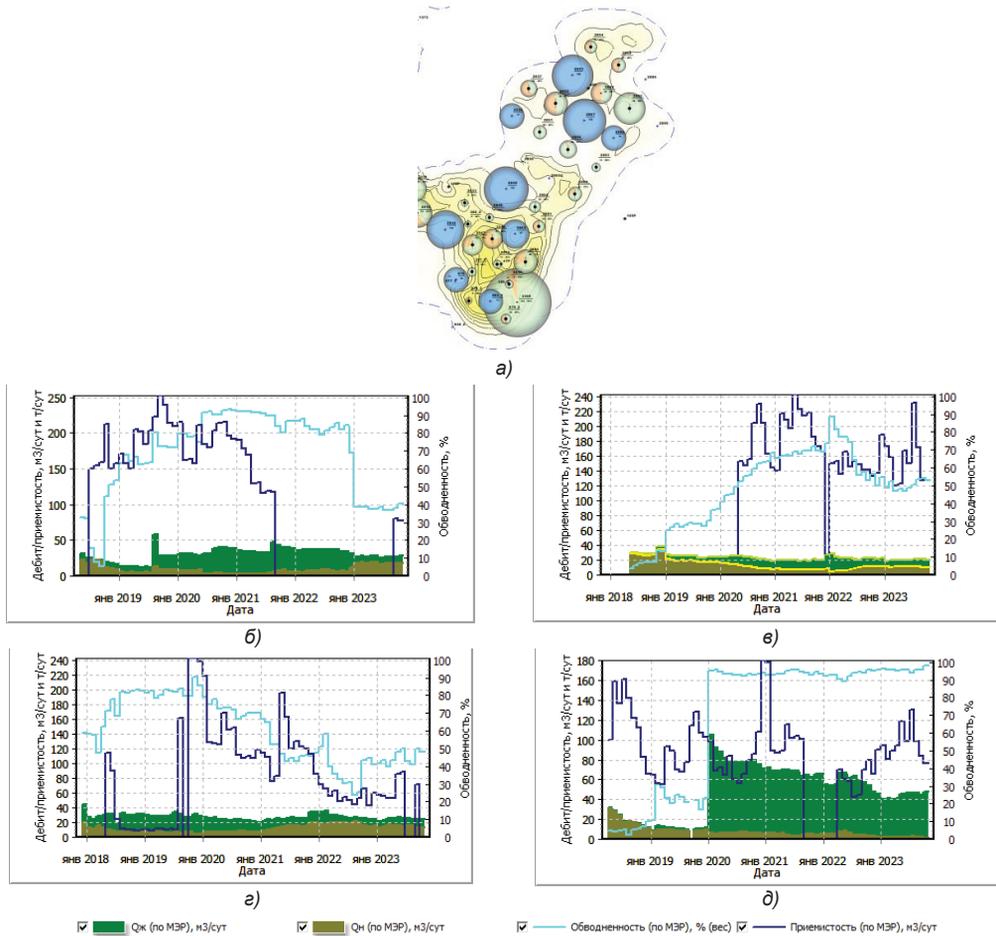


Рисунок 22. Динамика обводнения скважин восточного участка

Figure 22. Dynamics of wells' water cut in the eastern site

а) карта текущих отборов пласта Ач восточного участка / Chart of current production of the Ach formation in the eastern site; б) графики работы скв. 2837–2836 / schedules of performance of wells 2837–2836; в) графики работы скважин 2853–2854 / schedules of performance of wells 2853–2854; г) графики работы скважин 2869–2886 / schedules of performance of wells 2869–2886; д) графики работы скважин 2885–2884 / schedules of performance of wells 2885–2884

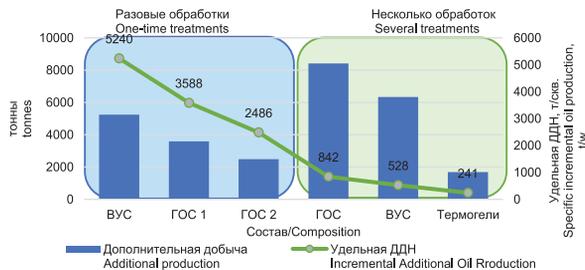


Рисунок 23. Результаты воздействия ФХМУН нагнетательных скважин восточного участка в 2017–2022 гг.

Figure 23. Results of physical and chemical methods of increasing oil recovery of injection wells in the eastern site (2017–2022)

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи / physical and chemical methods of increasing oil recovery; ДД – дополнительная добыча / additional recovery; ДДн – дополнительная добыча нефти / incremental oil production; ВУС – вязкоупругий состав /hi-vis pill; ГОС – гелеобразующий состав / gellant gelling agent

уходит в нижние интервалы, а, значит, вероятно, уходит по трещине в аномальный бажен (рис. 21).

Анализ динамики обводнения показывает, что изменение обводнённости связано с работой системы ППД (рис. 22). Не отмечается выдержанного направления влияния, нет зависимости от стресса, реакция идёт по всем направлениям. При этом есть влияние фациальной обстановки на взаимосвязь скважин.

Таким образом, прослеживается комбинированное влияние нескольких нагнетательных скважин на добывающую. В условиях наличия зоны АРБ с повышенной трещиноватостью, наличия высокопроводящих каналов и трещин ГРП и авто-ГРП эффективно применение мероприятий по выравниванию профиля приемистости (далее – ВПП).

За период 2017–2022 гг. было проведено 32 скважино-операции по ВПП. Выполненные расчеты по дифференциальным и интегральным характеристикам вытеснения показали, что эффективность ВПП достаточно высокая (рис. 23). Некоторые технологии показали высокую эффективность, однако это были разовые закачки для оценки новых технологий. С учётом полученного эффекта необходимо повторное их применение на данном участке.

Термогели показали низкую эффективность из-за сильного разбавления товарной формы реагента при обработках, в результате чего снижается прочность образовавшегося осадка. Последующая продавка большим объёмом воды разрушает тыловую часть образовавшегося неустойчивого осадка и может привести к практически полному восстановлению проницаемости водонасыщенной пористой среды по воде. Если использовать составы в концентрациях 1:3 или 1:4, прочность гелей была бы на порядок выше, и эффект, соответственно, был бы значительным, несмотря на меньший объём закачки.

Некоторые из применённых технологий не использовали поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ) в конце закачки. Как следствие, происходит кольматация призабойной зоны пласта (далее – ПЗП), что приведёт к потере приемистости и снижению дебитов жидкости и, соответственно, нефти окружающих добывающих скважин.

Как упоминалось ранее, реакция от закачки идёт по-разному в разных направлениях; аналогично и эффект от ВПП есть как по региональному стрессу, так и перпендикулярно ему, т.е. системности не наблюдается. Возможно, это связано с литолого-фациальными особенностями коллектора.

Поскольку прослеживается комбинированное влияние нескольких нагнетательных скважин, разумным выглядит проведение площадной обработки скважин участка.

Для данного участка в качестве ОПР предлагается проведение площадной обработки, т.е. одновременное проведение мероприятий по ВПП на всех нагнетательных скважинах участка. Для снижения риска и сравнения эффекта предлагается использование двух-трёх технологий, показавших наибольшую эффективность.

При обработках необходимо учесть следующие важные моменты, которые повышают эффективность работ по ВПП:

1. В технологиях, где нет закачки финальной оторочки ПАВ, для восстановления проницаемости по воде (и, соответственно, коэффициента приемистости в ПЗП) надо обязательно делать закачку ПАВ.

2. По пласту Ач минимум за 2 дня перед проведением ВПП нагнетательную скважину обязательно остановить, чтобы произошло перераспределение пластового давления в пропластках-коллекторах в ПЗП. При этом сильнее всего снизится пластовое давление именно в водопромываемых высокопроницаемых пропластках, что будет способствовать селективности закачки реагентов в эти пропластки.

Заключение

По результатам проведенных исследований получены следующие выводы:

1. Система ППД работает эффективно, результат от закачки не всегда виден явно из-за низких проницаемостей, в результате чего фронт вытеснения приходит с запозданием.

2. При остановке нагнетательных скважин в зонах с высокой накопленной компенсацией на срок до одного года не наблюдается снижения темпов падения дебитов жидкости – возможна организация периодической закачки.

3. За полугодовой период ОПР наблюдаются положительные тенденции: снижение обводнённости на 9%, прирост по дебиту нефти на 12 т/сут. Дополнительная добыча оценивается в 3,6 тыс. т.

4. За счёт организации циклического заводнения могут быть получены технологические и экономические эффекты как в виде дополнительной добычи нефти, так и в снижении операционных затрат на разработку.

5. В восточной части объект Ач сложен перемежением склоновых и канальных фаций и осложнён вклиниваниями аномального бажена с повышенной трещиноватостью. Это приводит к непредсказуемым взаимо-

влияниям нагнетательных и добывающих скважин, поэтому хороший эффект могут показать площадные обработки ВПП. В этом случае проводится ОПР для оценки эффекта.

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.

Благодарность. Авторы выражают глубокую признательность за помощь и консультации Салимгареевой Э.М., Хидиятову М.М., Мухамедьянову Ф.Ф.

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: Берсенева С.Ф. – сбор и обработка материалов, анализ данных, Бадамшина Г.Н. – анализ данных и работа с текстом рукописи, Евлампиев Я.В. – оценка результатов исследования, Емченко О.В. – концепция

и дизайн исследования, Муллагаллин И.З. – экспертная оценка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Appreciation. The authors express their deep gratitude for the help and advice of E.M. Salimgareeva, M.M. Hidiyatov, F.F. Mukhamedyanov.

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: Sergey F. Bersenev – collection and processing of materials, data analysis; Guzel N. Badamshina – data analysis and work with the text of the manuscript; Yaroslav V. Evlampiev – evaluation of research results; Olga V. Emchenko – concept and design of the study; Ilyas Z. Mullagaliln – expert evaluation of the results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лапицкий Д.Р., Фаттахова К.В., Хидиятов М.М., и др. Система заполнения межскважинных интервалов посредством применения Марковского процесса к моделированию осадконакопления. Сборник «Труды VI Балтийской научно-практической конференции «BalticPetroModel-2022». Петрофизическое моделирование осадочных пород». Тверь : ПолиПРЕСС, 2022. С. 33–35.
2. Салимгареева Э.М., Емченко О.В., Муллагаллин И.З., и др. Выявление механизмов работы системы ППД для низкопроницаемого коллектора на базе комплексного анализа данных разработки, ГДИ и литолого-фациального анализа. Сборник трудов X Международной научно-практической конференции «ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика». Тверь : ПолиПРЕСС, 2021. С. 107–111.
3. Швидлер М.И. Статистическая гидродинамика пористых сред. Москва : Недра, 1985. 288 с.
4. Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. Москва-Ижевск : ИКИ, 2003. 288 с.

REFERENCES

1. Lapitskii DR, Fattakhova KV, Khidiyatov MM. A system for filling inter-well intervals by application of a Markov process to simulation of sedimentation. *Sbornik «Trudy VI Baltiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «BalticPetroModel-2022. Petrofizicheskoye modelirovaniye osadochnykh porod»*. Tver: PolyPress; 2022. P. 33–35. (In Russ).
2. Salimgareeva EM, Emchenko OV, Mullagaliln IZ, et al. Vyyavleniye mekhanizmov raboty sistemy PPD dlya nizkopronitsaemogo kollektora na baze kompleksnogo analiza dannykh razrabotki, GDI i litologo-fatsial'nogo analiza. *Sbornik trudov X Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «GeoKalinigrad-2021. Neftegazovaya, rudnaya geologiya i geofizika»*. Tver: PolyPRESS; 2021. P. 107–111. (In Russ).
3. Shvidler MI. *Statisticheskaya gidrodinamika poristykh sred*. Moscow: Nedra; 1985. 288 p. (In Russ).

4. Kassanov MM, Bulgakova GT. *Nelineynye i neravnovesnye efekty v reologicheski slozhnykh sredakh*. Moscow-Izhevsk: IKI; 2003. 288 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Берсенеv Сергей Федорович**e-mail: bersenev@ufntc.ru.***Бадамшина Гузель Нургалеевна**

ORCID 0009-0005-5975-088X

e-mail: bapaninagn@ufntc.ru.**Евlampиеv Ярослав Вячеславович**e-mail: evlampievyav@ufntc.ru.**Емченко Ольга Владимировна**e-mail: emchenkoov@gmail.com.**Муллагалин Ильяс Захибович**e-mail: mullagaliniz@ufntc.ru.**AUTHORS' INFO****Sergey F. Bersenev**e-mail: bersenev@ufntc.ru.***Guzel N. Badamshina**

ORCID 0009-0005-5975-088X

e-mail: bapaninagn@ufntc.ru.**Yaroslav V. Evlampiev**e-mail: evlampievyav@ufntc.ru.**Olga V. Emchenko**e-mail: emchenkoov@gmail.com.**Ilyas Z. Mullagalin**e-mail: mullagaliniz@ufntc.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>

Получена: 08.09.2023.

Одобрена: 06.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023

Оригинальное исследование

О подходах к решению проблем при моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас

З.М. Муратова¹, Н.К. Туяков², М.О. Таджибаев¹

¹Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В настоящее время полимерное заводнение является одним из наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов, и моделирование данного процесса приобретает особую актуальность.

Цель. Целью гидродинамического моделирования является прогноз распространения параметров, технологических показателей, моделирование всевозможных сценариев разработки. Основываясь на результатах моделирования, принимаются решения о рентабельности проектов.

Материалы и методы. В процессе гидродинамического моделирования существует ряд значимых проблем, одной из которых является адаптация. Сложности с адаптацией в основном связаны с некорректностью определения фильтрационно-ёмкостных свойств, что непосредственно обуславливается нехваткой данных керновых исследований. Основными физическими параметрами, определяющими фильтрационно-ёмкостные свойства пород-коллекторов, являются пористость, проницаемость, относительные фазовые проницаемости, насыщенность. Эти свойства критически важны для точного моделирования потока флюидов и прогнозирования добычи. Однако нехватка данных керновых исследований ограничивает наше понимание этих свойств и влияет на качество адаптации модели.

В связи с недостаточностью данных по месторождению на данном участке Восток горизонта Ю-1 месторождения Каламкас утвержденные начальные геологические запасы разнятся с запасами по модели примерно на 20%. Для более точной адаптации гидродинамической модели наличие текущих начальных геологических запасов существенно недостаточно.

Результаты. В данной статье был применен ряд подходов к решению вышеупомянутой проблемы при гидродинамическом моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас, как итог, продемонстрированы полученные результаты.

Заключение. Гидродинамическое моделирование позволяет проводить численные эксперименты для оптимизации параметров полимерного заводнения, помогает исследовать их влияние и выбрать оптимальное соотношение для повышения эффективности процесса заводнения.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, полимерное заводнение, адаптация, авто-ГРП, свойства полимера.

Как цитировать:

Муратова З.М., Туяков Н.К., Таджибаев М.О. О подходах к решению проблем при моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, № 4. С. 24–36. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>

Received: 08.09.2023.

Accepted: 06.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Original article

On approaches to solving problems when modeling polymer flooding at the Kalamkas oil field

Zarina M. Muratova¹, Nauryzbek K. Tuyakov², Maksat O. Tajibayev¹

¹Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: Currently, polymer flooding is one of the most effective methods for increasing reservoir recovery, accordingly and modeling this process is of particular relevance.

Aim: The purpose of hydrodynamic modeling is to predict the distribution of parameters, technological indicators, and simulate all possible development scenarios. Based on the simulation results, decisions are made on the profitability of projects.

Materials and methods: There are a number of significant problems in the process of hydrodynamic modeling, one of which is adaptation. Difficulties with adaptation are mainly associated with the incorrect determination of filtration – capacitive properties, which is directly caused by the lack of core research data. The main physical parameters that determine the filtration-capacitive properties of reservoir rocks are porosity, permeability, relative phase permeabilities, and saturation. These properties are critical for accurate fluid flow modeling and production forecasting. However, the lack of core data limits our understanding of these properties and affects the quality of model fit.

Due to the insufficient data on the oil field in this Vostok site of horizon Ю-1 of the Kalamkas field, the approved initial geological reserves differ from the reserves according to the model by approximately 20%. For a more accurate adaptation of the hydrodynamic model, the availability of current initial geological reserves is significantly insufficient.

Results: In this article, a number of approaches were applied to solve the above-mentioned problem in the hydrodynamic modeling of polymer flooding in the Kalamkas oil field, and as a result, the results obtained were demonstrated.

Conclusion: Hydrodynamic modeling allows us to conduct numerical experiments to optimize the parameters of polymer flooding, helps to study their influence and select the optimal ratio to improve the efficiency of the flooding process.

Keywords: *hydrodynamic modeling, polymer flooding, adaptation, auto-fracturing, polymer properties.*

To cite this article:

Muratova ZM, Tuyakov NK, Tajibayev MO. On the approaches to solving problems of modeling polymer flooding at the Kalamkas oil field. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2023;5(4):24–36. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>.

ӨЖ 622.276
ГТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>

Қабылданды: 08.09.2023.

Мақұлданды: 06.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпұнсақ зерттеу

Қаламқас кен орнында полимерлі суландыруды модельдеу мәселелерін шешу тәсілдері туралы

З.М. Мұратова¹, Н.К. Тұяқов², М.О. Таджибаев¹

¹ҚМГ Инжиниринг-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қазіргі уақытта полимерді суландыру мұнай беруді арттырудың ең тиімді әдістерінің бірі болып табылады, сәйкесінше бұл процесті модельдеу ерекше өзектілікке ие.

Мақсаты. Гидродинамикалық модельдеудің мақсаты – параметрлердің, технологиялық көрсеткіштердің таралуын болжау және дамудың барлық мүмкін сценарийлерін модельдеу. Модельдеу нәтижелері бойынша жобалардың табыстылығы туралы шешімдер қабылданады.

Материалдар мен әдістер. Гидродинамикалық модельдеу процесінде бірқатар маңызды проблемалар бар, олардың бірі – бейімделу. Бейімделу қиындықтары негізінен сүзу – сыйымдылық қасиеттерінің дұрыс анықталмауына байланысты, бұл тікелей керн зерттеу деректерінің жетіспеушілігінен туындайды. Коллекторлық жыныстардың сүзу-сыйымдылық қасиеттерін анықтайтын негізгі физикалық параметрлер кеуектілік, өткізгіштік, салыстырмалы фазалық өткізгіштік, қанықтылық болып табылады. Бұл қасиеттер сұйықтық ағынын дәл модельдеу және өндіруді болжау үшін өте маңызды. Алайда, керн зерттеу деректерінің жетіспеушілігі біздің осы қасиеттер туралы түсінігімізді шектейді және модельдің бейімделу сапасына әсер етеді.

Қаламқас кен орнының Ю-1 горизонтының осы Шығыс учаскесіндегі кен орны бойынша деректердің жеткіліксіздігіне байланысты бекітілген бастапқы геологиялық қорлар модель бойынша қорлардан шамамен 20%-ға әр түрлі болады. Гидродинамикалық модельді дәлірек бейімдеу үшін ағымдағы бастапқы геологиялық қорлардың болуы айтарлықтай жеткіліксіз.

Нәтижелері. Бұл мақалада Қаламқас кен орнында полимерлі суландыруды гидродинамикалық модельдеу кезінде жоғарыда аталған мәселені шешудің бірқатар тәсілдері қолданылды, қорытынды ретінде алынған нәтижелер көрсетілді.

Қорытынды. Гидродинамикалық модельдеу полимерді суландырудың параметрлерін оңтайландыру үшін сандық тәжірибелер жүргізуге мүмкіндік береді, олардың әсерін зерттеуге және су басу процесінің тиімділігін арттыру үшін оңтайлы қатынасты таңдауға көмектеседі.

Негізгі сөздер: гидродинамикалық модельдеу, полимерлі суландыру, бейімделу, авто-ГРП, полимер қасиеттері.

Дәйексөз келтіру үшін:

Мұратова З.М., Тұяқов Н.К., Таджибаев М.О. Қаламқас кен орнында полимерлі суландыруды модельдеу мәселелерін шешу тәсілдері туралы // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 4, 24–36 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>.

Введение

В процессе гидродинамического моделирования полимерного заводнения (далее – ПЗ) на месторождении Каламкас возникли сложности при адаптации модели. За весь период работы с моделью «Восток» горизонта Ю-1 месторождения Каламкас было применено множество различных методов для улучшения адаптации при наличии существующих проблем с геологией. В результате выделены два подхода, позволившие существенно улучшить качество адаптации модели.

Первым подходом является процесс задания автогидроразрыва пласта (далее – авто-ГРП) на нагнетательных скважинах. Авто-ГРП представляет собой метод формирования и распространения трещин в пласте под воздействием давления, создаваемого нагнетательными скважинами. Этот процесс позволяет улучшить проницаемость пласта и снизить обводненность добываемой продукции. Процесс задания авто-ГРП в нагнетательных скважинах применялся в симуляторе tNavigator компании Rock Flow Dynamics, что позволило получить детальное представление о процессе и его эффективности.

Второй подход заключается в работе со свойствами полимера. В период ПЗ по историческим данным разработки наблюдается хорошая добыча нефти, которую модель не повторяет; для этого была рассмотрена зависимость вязкости от концентрации, занесенная в секцию PROPS¹ в симуляторе tNavigator.

Вязкость полимера является важным параметром при рассмотрении его применения в ПЗ для повышения эффективности добычи нефти. Концентрация полимера в растворе играет существенную роль в определении его вязкости. При увеличении концентрации полимера происходит формирование длинных полимерных цепей, которые препятствуют текучести и повышают вязкость флюида. Это происходит благодаря образованию полимерной сети, которая является препятствием для движения молекул и вызывает сдвиговые напряжения внутри раствора. С увеличением концентрации полимера увеличивается количество полимерных цепей и, следовательно, вязкость растёт. Гидродинамическое моделирование позволяет проводить численные эксперименты для оптимизации параметров ПЗ, помогает исследовать влияние различных концентраций полимера на вязкость и выбирать оптимальное

соотношение для повышения эффективности процесса заводнения.

Основная часть

После построения геологической модели и проведения необходимого анализа геолого-промысловой информации и данных геофизического контроля об объектах разработки месторождения выполняется построение цифровой гидродинамической модели.

Построение гидродинамической модели (далее – ГДМ) проводилось в программном продукте tNavigator компании Rock Flow Dynamics. Программный продукт Petrel Reservoir Engineering компании Schlumberger использовался как предпроцессор, т.е. программа для обработки и подготовки исходных данных для симулятора (строение и свойства пласта, свойства флюидов, задание скважин, настройки симулятора) (рис. 1).

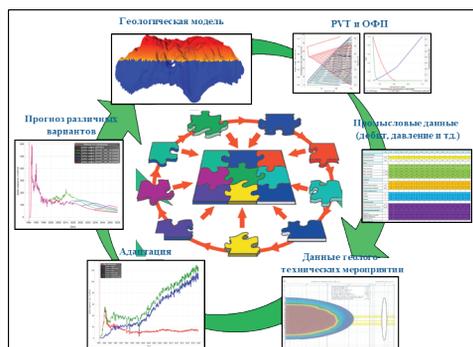


Рисунок 1. Общий подход к построению модели месторождения для ПЗ

Figure 1. General approach to constructing an oil field model for PF

Геологическое моделирование состоит из структурного моделирования, создания 3D сетки, моделирования литологии и фаций, петрофизического моделирования, оценки запасов нефти и, наконец, инициализации модели коллектора. Размеры сетки составили 25 м в длину, 25 м в ширину и 0,4 м в высоту. Модель сектора блока IV (красный полигон) включала всего 7890168 ячеек (429 x 242 x 76), активных – 1416963 (рис. 2).

Результаты лабораторных экспериментов (PVT, SCAL²) были систематически проанализированы, существующие модели обновлены (рис. 4–6).

Были проведены специальные эксперименты для оценки реологии полимера,

¹ Секция PROPS содержит PVT свойства (сокр. от англ. Pressure (давление), Volume (объём), Temperature (температура)) флюидов и данные относительных проницаемостей и капиллярного давления.

² SCAL (Special Core Analysis) – специальные исследования ядра, под которыми обычно понимаются функции относительных фазовых проницаемостей.

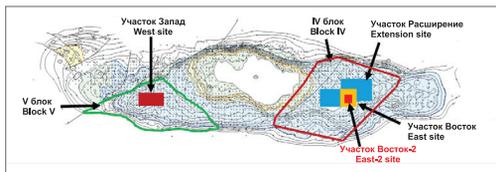


Рисунок 2. Участок Восток горизонта Ю-1 месторождения Каламкас
Figure 2. East site of U-1 horizon of the Kalamkas oil field

удерживания, химической и механической деструкции, что обеспечивает ключевые свойства ПЗ (рис. 7–9).

Геологическая модель. Объектом гидродинамического моделирования является нефтяная залежь месторождения Каламкас. Была создана фильтрационная модель по объекту разработки Ю-1 (восточный блок).

Участки Восток, Восток-2 и Расширение расположены на IV блоке горизонта Ю-1 (рис. 2). Адаптация периода до ПЗ была проведена поэтапно, т.к. в модели Восток присутствуют сразу три полимерных участка: участок Восток, где ПЗ проводилось в период с 01.03.2015 г. по 01.07.2017 г., участок Восток-2 (01.03.2018–01.07.2022 гг.) и участок Расширение (с 01.06.2019 г. до конца периода моделирования). По блоку имеются данные разработки по 285 скважинам. На участке Восток 12 скважин, из них на 4 скважинах велась закачка полимера, на участке Восток-2 – 31 скважина, из них также на 4 скважинах ведётся заводнение полимером, на участке Расширение – 94 скважины, из них на 7 скважинах ведётся заводнение полимером.

Для моделирования ПЗ данных участков была построена секторная геологическая модель с учётом трассерных исследований, седиментологического анализа и результатов последних сейсмических исследований по участку Восток горизонт Ю-1 (рис. 3).

Относительные фазовые проницаемости. По историческим данным разработки и лабораторным данным керновых исследований были построены функции Баклея-Левретта. Для лучшей корреляции данные керновых исследований были аппроксимированы (рис. 4). Имеющиеся образцы керна были распределены по фациальным принадлежностям – русло и пойма.

Физико-химические свойства флюидов. После детального анализа всех глубинных проб исследуемого горизонта, используя данные компонентного состава, была построена PVT модель в программном продукте PVTi (Schlumberger) (рис. 5).

На рис. 6 приведены кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности, полученные методом полупроницаемой мембраны.

Функции полимера. Свойства полимера такие, как зависимость вязкости от концентрации и скорости сдвига, адсорбция были получены из результатов лабораторных исследований. Лабораторные и промысловые исследования свидетельствуют о химической деструкции полимерного раствора при комбинации «железо-кислород». На участке Расширение применялась станция закачки полимера (производство Франция), где предусмотрена изоляция системы от воз

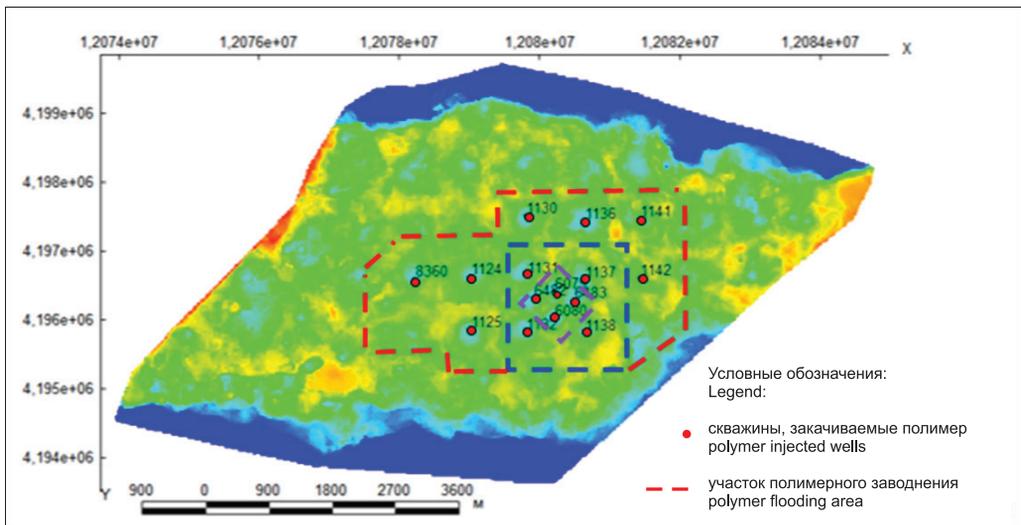


Рисунок 3. Участки реализации проекта ПЗ на месторождении Каламкас
Figure 3. Polymer flood project locations at the Kalamkas field

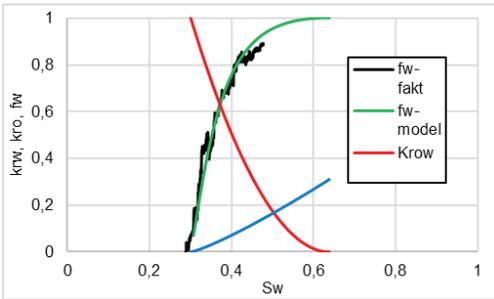


Рисунок 4. Кривые относительных фазовых проницаемостей и функция Баклея-Леверетта
Figure 4. Relative phase permeability curves and the Buckley-Leverett function

k_{rw} (K_{rw}) – относительная фазовая проницаемость по воде в присутствии нефти / relative phase permeability to water in the presence of oil; kro (K_{row}) – относительная фазовая проницаемость по воде в присутствии воды / relative phase permeability to water in the presence of water; fw – фракционный поток / fractional flow; Sw – водонасыщенность / water saturation

духа за счет азота. В полевых условиях изоляция воздуха обеспечивает химическую стабильность полимерного раствора, за счет чего на станциях закачки участка Расширение химическая деструкция отсутствует. На участках Восток, Восток-2 работы проводились на специализированной установке (производство Китай), где отсутствует изоляция системы от воздуха и подача

сухого порошка полимера из бункера в емкость диспергирования осуществляется за счет напора воздуха. При таких условиях полимерный раствор подвергается химической деструкции. С учетом вышеизложенного для участков Восток, Восток-2 (рис. 7, а) были заданы значения вязкости в 2 раза меньше, чем на участке Расширение (рис. 7, б). Графики зависимостей представлены на рис. 7–9.

Адаптация динамической модели. Поскольку целью построения ГДМ является возможность планирования разработки и прогнозирования результатов геологических мероприятий, модель должна адекватно описывать процесс разработки. Результаты гидродинамических расчетов, выдаваемые симулятором, должны быть близки к фактической истории разработки.

Как видно на рис. 10, полученная адаптация характеризуется плохой сходимостью, что стало причиной рассмотрения и в дальнейшем применения дополнительных подходов для улучшения качества адаптации модели. Было выделено два подхода, существенно изменивших качество адаптации модели:

1. Применение авто-ГРП.
2. Модификация зависимости вязкости от концентрации полимера.

Авто-ГРП. Месторождение Каламкас разрабатывалось системой площадного девятиточечного расположения скважин.

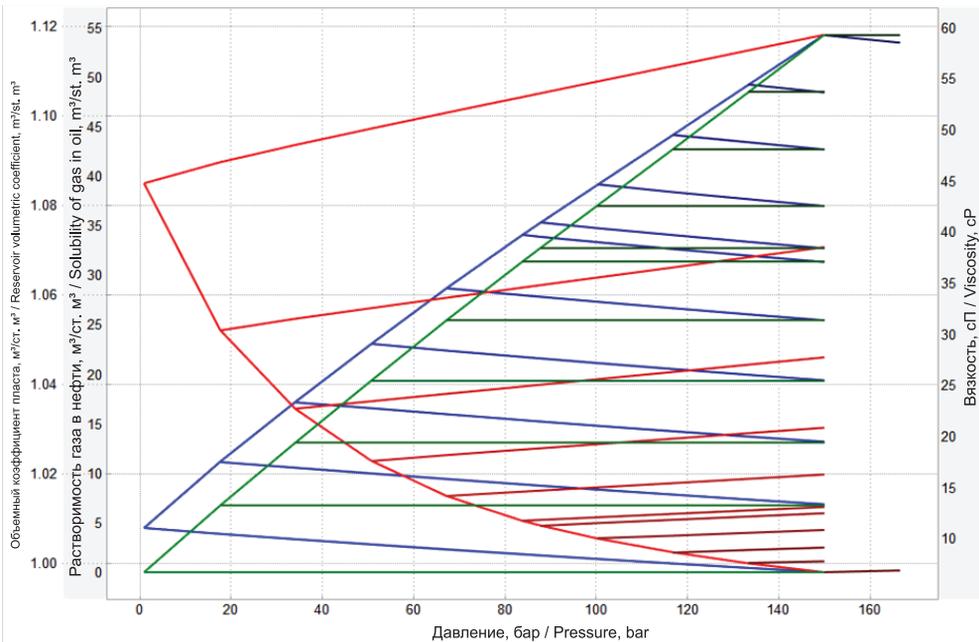


Рисунок 5. График зависимости PVT свойств флюида от давления
Figure 5. Graph of PVT fluid properties versus pressure

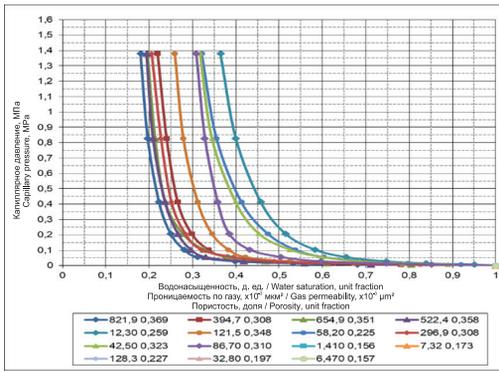


Рисунок 6. Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности
Figure 6. Curves of capillary pressure and residual water saturation

В ходе наблюдений с начала 1983 г. было отмечено увеличение интенсивности системы поддержания пластового давления (далее – ППД), что сопровождалось резким ростом обводнённости добываемой продукции с 10% до 22% в короткий срок, после резко снизившимся до 10%. В 1986 г. обводнённость интенсивно увеличивается, в 1990 г. наблюдалось резкое увеличение с 30% до 40%. Интересно отметить, что в гидродинамическом симуляторе модель не повторяла исторические прорывы воды в указанных периодах (рис. 11).

При анализе установлены добывающие скважины, отреагировавшие на заводнение резким ростом обводнённости. Однако, как было сказано выше, в симуляторе исторические прорывы воды в этот период обводнённости не повторяет, а постепенно увеличивается (красная линия) и начинает реагировать только через несколько лет (рис. 12).

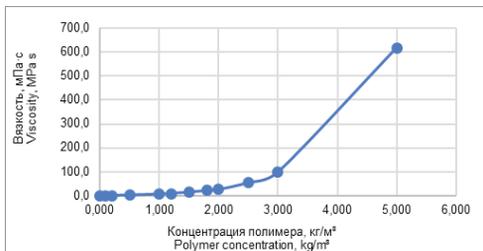
В результате анализа было принято решение использовать в симуляторе авто-ГРП для нагнетательных скважин. Для оценки влияния эффекта авто-ГРП на показатели разработки задается трещина, характеризующаяся такими параметрами, как указанная полудлина, азимутный и зенитный углы. Параметры трещины заданы исходя из фактических данных ГРП.

Для симуляции процесса авто-ГРП, учитывая геологические условия залежей, рассчитано предельное давление разрыва пласта. Расчет производился по упрощенной формуле:

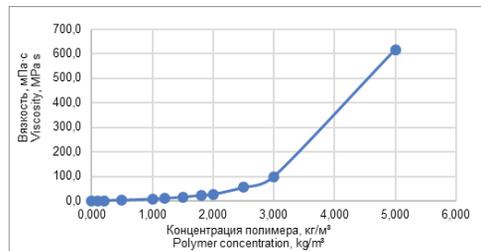
$$P_{рп} = P_{в.г.} - P_{гд} + \sigma_p \tag{1}$$

где:

- $P_{рп}$ – давление разрыва пласта;
- $P_{в.г.}$ – вертикальное горное давление;
- $P_{гд}$ – гидродинамическое давление;
- σ_p – предел прочности породы на разрыв.



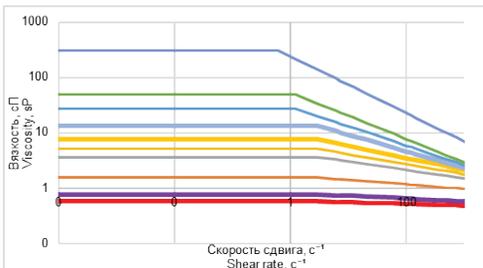
а)



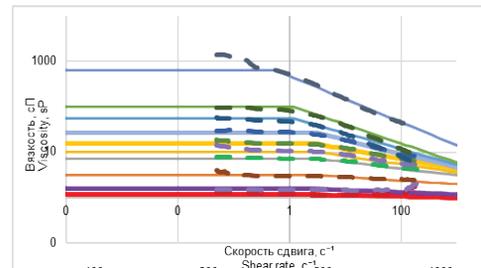
б)

Рисунок 7. Зависимость вязкости от концентрации полимера
Figure 7. Dependence of viscosity on polymer concentration

а) участка Восток, Восток-2 / East site, East-2 site; б) участок Расширение / Extension site



а)



б)

Рисунок 8. Зависимость вязкости от скорости сдвига
Figure 8. Dependence of viscosity on shear rate

а) участка Восток, Восток-2 / East site, East-2 site; б) участок Расширение / Extension site

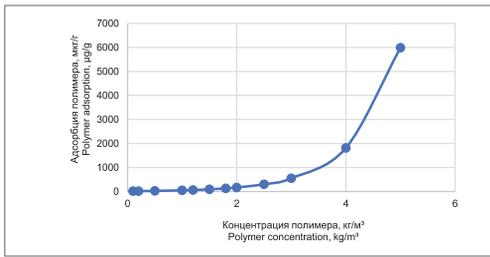


Рисунок 9. Зависимость адсорбции от концентрации полимера
Figure 9. Dependence of adsorption on polymer concentration

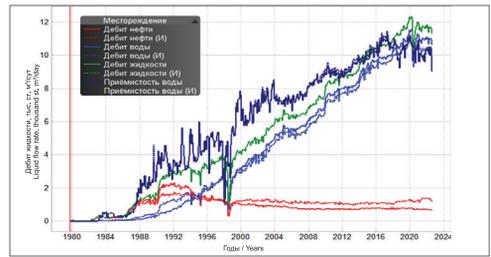
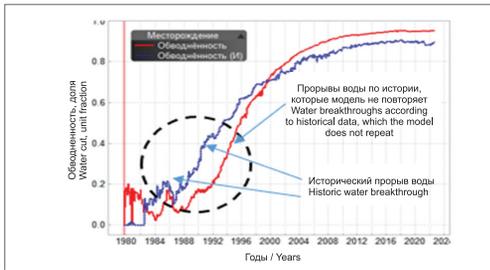
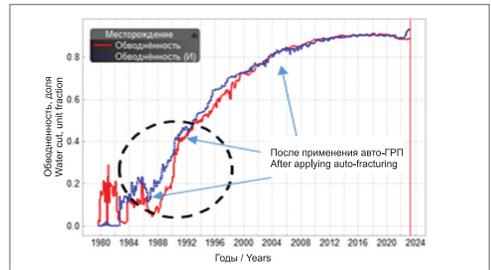


Рисунок 10. Общая исходная адаптация в целом блоке IV по динамическим показателям
Figure 10. General initial adaptation of the whole block IV by dynamic indicators



а)



б)

Рисунок 11. Сравнение адаптации параметра по обводненности до/после авто-ГРП
Figure 11. Comparison of adaptation of water cut parameter before/after auto-fracturing

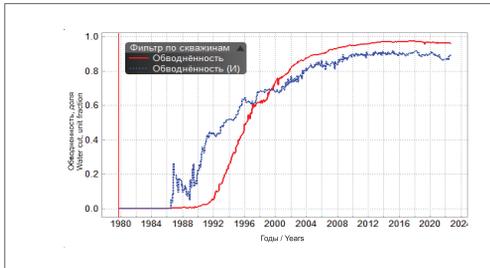


Рисунок 12. Параметры участка по обводненности
Figure 12. Parameters of the sectors by water cut

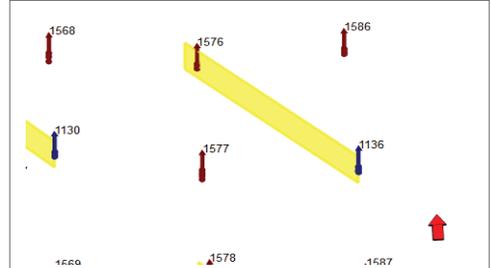


Рисунок 13. 3D визуализация задания трещины авто-ГРП
Figure 13. 3D visualization of the auto-fracturing

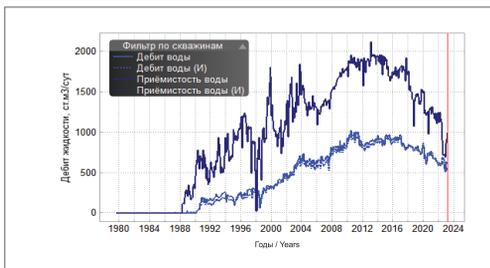


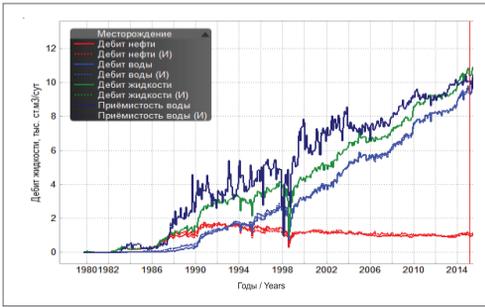
Рисунок 14. Параметры участка по проницаемости и добыче воды
Figure 14. Parameters of the site for injectivity and water production

Результаты адаптации в целом по IV блоку на дату 01.03.2015 г. до закачки полимерного раствора представлены в табл. 1 и на рис. 15–16.

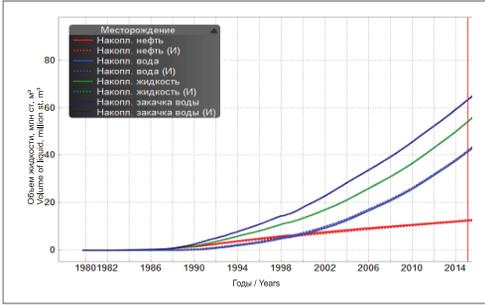
По результатам, представленным на рис. 14–16, наблюдается положительный эффект применения авто-ГРП по участку.

Для адаптации периода ПЗ были загружены результаты лабораторных и промышленных исследований, такие как зависимость вязкости от концентрации, адсорбция полимера, вязкость полимера от скорости сдвига и концентрация закачки.

Зависимость вязкости от концентрации полимера. На рис. 7 представлены исходные



а)



б)

Рисунок 15. Результаты адаптации в целом блока IV по динамическим и накопленным показателям
Figure 15. Results of adaptation as a whole of block IV according to dynamic and cumulative indicators

а) динамические показатели / dynamic indicators;
 б) накопленные показатели / cumulative indicators

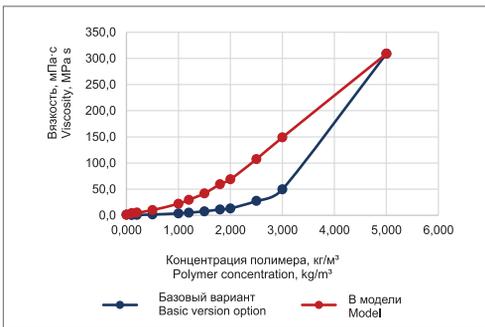


Рисунок 18. Зависимость вязкости от концентрации полимера

Figure 18. Dependence of viscosity on polymer concentration

а) участка Восток, Восток-2 / East site, East-2 site; б) участок Расширение / Extension site

зависимости вязкости от концентрации полимера для полимерных участков Восток, Восток-2 и Расширение, полученные из результатов лабораторных исследований. Рассмотрев имеющиеся зависимости, было предложено при той же концентрации полимера определить коэффициент, увеличивающий множитель вязкости раствора.

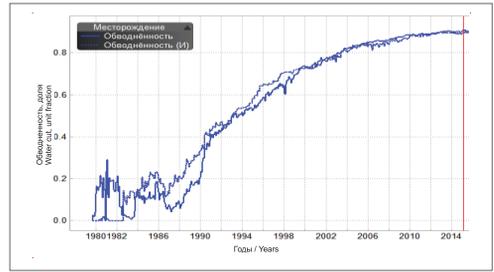
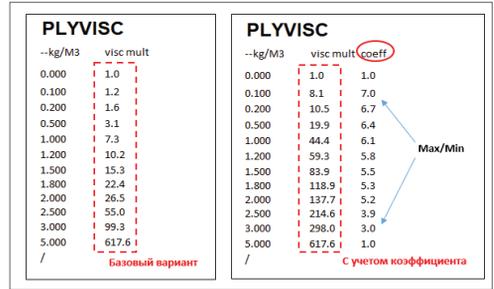


Рисунок 16. Результаты адаптации в целом блока IV по обводнённости
Figure 16. Results of adaptation of block IV as a whole in terms of water cut

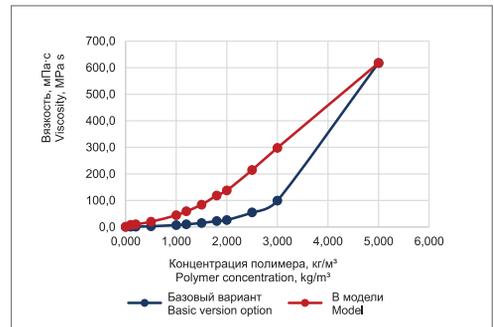


а)

б)

Рисунок 17. Задание обновлённого множителя вязкости с учётом принятого коэффициента
Figure 17. Setting the updated viscosity multiplier taking into account the accepted coefficient

а) базовый вариант / basic version option;
 б) с учётом коэффициента / taking into account the coefficient



Был выделен диапазон вариации коэффициента от 3 до 7 для соответствующей концентрации, что, на наш взгляд, не столь критично. Такой подход обеспечит качественный прогноз, т.к. на само распространение полимера в пласте воздействие не оказывается, в отличие от задания множителей проводимости ключевым словом

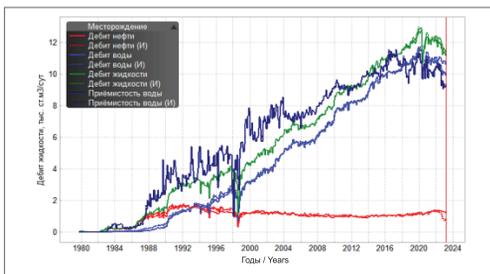


Рисунок 19. Результаты адаптации по динамическим показателям в целом по IV блоку

Figure 19. Adaptation results for dynamic indicators as a whole for block IV

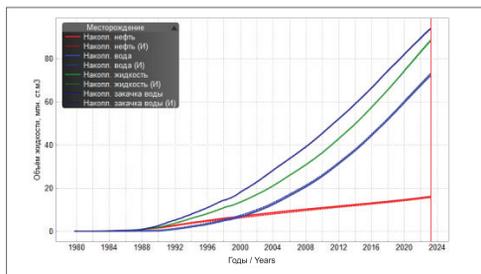


Рисунок 20. Результаты адаптации по накопленным показателям в целом по IV блоку

Figure 20. Adaptation results based on cumulative indicators in general for block IV

Таблица 1. Результаты адаптации модели в целом блока IV на дату 01.03.2015 г.

Table 1. Results of adaptation of the model as a whole of block IV as of March 1, 2015

Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/day	1121,1	1013,5	-10,62
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/day	9589,4	9697,0	1,11
Обводненность, % Water cut, %	89,5	90,5	1,10
Приемистость воды, м³/сут Water injectivity, m³/day	10054,9	10054,9	0,00
Накопленная нефть, млн м³ Accumulated oil, million m³	12,639	12,289	2,85
Накопленная вода, млн м³ Accumulated water, million m³	41,476	41,921	1,06
Накопленная жидкость, млн м³ Accumulated liquid, million m³	54,116	54,210	0,17
Накопленная закачка, млн м³ Accumulated injection, million m³	63,299	63,329	0,05

Таблица 2. Результаты адаптации модели в целом блока IV на дату 01.04.2023 г.

Table 2. Results of adaptation of the model as a whole of block IV as of April 1, 2013

Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/day	1226,103	785,726	-56,05
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/day	9970,963	10657,619	6,44
Обводненность, % Water cut, %	89,0	93,1	4,40
Приемистость воды, м³/сут Water injectivity, m³/day	9314,087	9342,511	0,30
Накопленная нефть, млн м³ Accumulated oil, million m³	16,120	15,562	-3,59
Накопленная вода, млн м³ Accumulated water, million m³	72,280	73,283	1,37
Накопленная жидкость, млн м³ Accumulated liquid, million m³	88,400	88,846	0,50
Накопленная закачка, млн м³ Accumulated injection, million m³	93,990	94,173	0,19

Таблица 3. Результаты адаптации модели по участку Восток на дату 01.04.2023 г.
Table 3. Results of model adaptation for the East site as of April 1, 2023

Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/ day	25,043	28,923	13,41
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/ day	342,159	412,939	17,14
Обводненность, % Water cut, %	93,1	93,5	0,43
Приемистость воды, м³/сут Water injectivity, m³/day	270,242	270,242	0,00
Накопленная нефть, млн м³ Accumulated oil, million m³	0,922	0,798	-15,54
Накопленная вода, млн м³ Accumulated water, million m³	3,552	3,834	7,36
Накопленная жидкость, млн м³ Accumulated liquid, million m³	4,473	4,632	3,43
Накопленная закачка, млн м³ Accumulated injection, million m³	1,865	1,959	4,80

Таблица 4. Результаты адаптации модели по участку Восток-2 на дату 01.04.2023 г.
Table 4. The results of adaptation of the East-2 site as of 01.04.2023

Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/ day	273,768	130,613	-109,60
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/ day	1386,119	1630,671	15,00
Обводненность, % Water cut, %	83,5	92,6	9,83
Приемистость воды, м³/сут Water injectivity, m³/day	268,306	268,306	0,00
Накопленная нефть, млн м³ Accumulated oil, million m³	2,480	2,639	6,03
Накопленная вода, млн м³ Accumulated water, million m³	11,707	11,694	-0,11
Накопленная жидкость, млн м³ Accumulated liquid, million m³	14,187	14,333	1,02
Накопленная закачка, млн м³ Accumulated injection, million m³	12,218	12,254	0,29

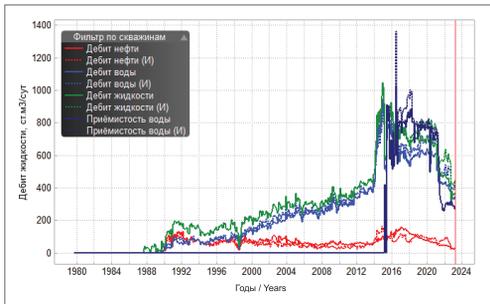


Рисунок 21. Результаты адаптации по динамическим показателям по участку Восток
Figure 21. Adaptation results for dynamic indicators for East site

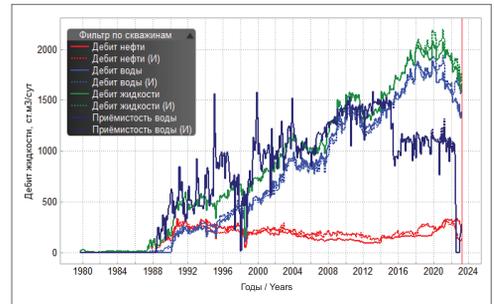


Рисунок 22. Результаты адаптации по динамическим показателям по участку Восток-2
Figure 22. Adaptation results for dynamic indicators for East-2 site

Таблица 5. Результаты адаптации модели по участку Расширение на дату 01.04.2023 г.
Table 5. Results of model adaptation for the Extension site as of April 1, 2023

Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м ³ /сут Oil flow rate, m ³ /day	25,043	28,923	13,41
Дебит воды, м ³ /сут Water flow, m ³ / day	342,159	412,939	17,14
Обводненность, % Water cut, %	93,1	93,5	0,43
Приемистость воды, м ³ /сут Water injectivity, m ³ /day	270,242	270,242	0,00
Накопленная нефть, млн м ³ Accumulated oil, million m ³	0,922	0,798	-15,54
Накопленная вода, млн м ³ Accumulated water, million m ³	3,552	3,834	7,36
Накопленная жидкость, млн м ³ Accumulated liquid, million m ³	4,473	4,632	3,43
Накоплен- ная закачка, млн м ³ Accumulated injection, million m ³	1,865	1,959	4,80

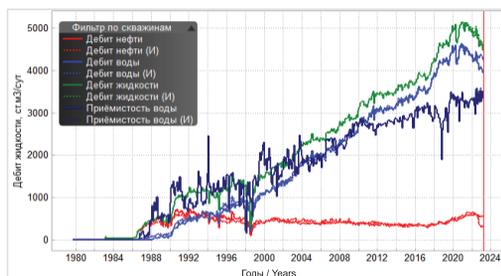


Рисунок 23. Результаты адаптации по динамическим показателям по участку Расширение

Figure 23. Adaptation results for dynamic indicators for Extension site

MULT/BOX, где собственноручно задаются каналы для распространения полимера, что на промысле может быть неосуществимо предельно точно, учитывая человеческий фактор.

Задание множителя вязкости раствора как функции концентрации полимера осуществляется ключевым словом PLYVISC в секции PROPS (рис. 17).

Перестроенные зависимости вязкости от концентрации полимера для полимерных участков представлены на рис. 18.

В табл. 2 представлены результаты адаптации модели в целом с учётом модифицированной зависимости вязкости от концентрации полимера.

Согласно вышеприведенным результатам наблюдается высокая сходимость по адаптации в целом по IV блоку.

Ниже приведены табл. 3–5 и графики с результатами адаптации по полимерным участкам (рис. 21–23). Как видно из данных таблиц и рисунков, наблюдается существенное улучшение качества адаптации в целом и отдельно по полимерным участкам.

Заключение

В данной статье рассмотрена актуальная проблема определения подходов, применимых в гидродинамическом моделировании. Примененные подходы существенно улучшили качество адаптации исторических данных разработки к фактическим. С помощью данных методик возможно улучшить качество адаптации на других объектах месторождений и в дальнейшем модифицировать существующие гидродинамические модели. Применение процесса авто-ГРП в нагнетательных скважинах месторождения Каламкас с повышенной системой ППД является перспективным решением для снижения обводнённости и повышения эффективности добычи нефти. Гидродинамический симулятор играет важную роль в оценке и оптимизации процесса авто-ГРП, позволяя прогнозировать его результаты и принимать обоснованные решения для достижения максимальной эффективности и улучшения показателей добычи нефти.

Гидродинамическое моделирование позволяет проводить численные эксперименты для оптимизации параметров ПЗ, помогает исследовать их влияние и выбрать оптимальное соотношение для повышения эффективности процесса заводнения.

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 следующий образом: Муратова З.М. – интерпретация данных исследования, проверка результатов, написание и редактирование рукописи, Туяков Н.К. – концепция исследования,

Таджибаев М.О. – контроль за выполнением работы.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Zarina M. Muratova – interpretation of study data, verification of results, writing and editing of the manuscript; Nauryzbek K. Tuyakov – concept of research; Maksat S. Tajibayev – monitoring the implementation of work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002.
2. rfdyn.com [интернет]. Rock Flow Dynamics (RFD). Симулятор, техническое руководство [дата обращения: 08.08.2023]. Доступ по ссылке: <https://rfdyn.com/>.
3. Балин Д. В., Семенова Т В. О влиянии процесса авто-ГРП на величину накопленной добычи нефти // Нефть и газ. 2017. №1. С. 43–47.
4. Климов-Каяниди А.В., Алимханов Р.Т., Агуреева Е.С., Сабитов Р.М. Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах Ачимовской толщи // Нефть и газ. 2018. №2. С. 39–43.
5. Sagyndikov M.S., Seright R.S., Tuyakov N.K. An unconventional approach to model a polymer flood in the Kalamkas Oilfield // SPE Improved Oil Recovery Conference; April 25–29, 2022. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/22IOR/2-22IOR/D021S017R001/483984>. Дата обращения: 07.09.2023.

REFERENCES

1. Kanevskaya R.D. *Matematicheskoe modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov*. Moscow-Izevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2002. (In Russ).
2. rfdyn.com [Internet]. Rock Flow Dynamics (RFD). Simulator, technical manual [cited 08 Aug 2023]. Available from: <https://rfdyn.com/>.
3. Balin DV, Semenova TV. Impact of injection induced fracturing on cumulative oil production. *Oil and Gas*. 2017;1:43–47.
4. Klimov-Kayanidi AV, Alimkhanov RT, Agureeva ES, Sabitov RM. Waterflood-induced fracture on the injection wells in low-permeability reservoir of achimov sequence. *Oil and Gas*. 2018;2:39–43.
5. Sagyndikov MS, Seright RS, Tuyakov NK. An unconventional approach to model a polymer flood in the Kalamkas Oilfield. *SPE Improved Oil Recovery Conference*; April 25–29; 2022. Available from: <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/22IOR/2-22IOR/D021S017R001/483984>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Муратова Зарина Маликовна

e-mail: z.muratova@kmge.kz.

Туяков Наурызбек Кикбайулы

e-mail: ntuyakov@kmge.kz.

Таджибаев Максат Омурзакович

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

AUTHORS' INFO

*Zarina M. Muratova

e-mail: z.muratova@kmge.kz.

Nauryzbek K. Tuyakov

e-mail: ntuyakov@kmge.kz.

Maksat O. Tajibayev

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 553.98
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Получена: 16.08.2023.

Одобрена: 05.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Новые подходы для определения технологических вызовов месторождений на поздней стадии разработки

Ж.Т. Жетруов¹, Б.К. Хасанов², Ж.К. Нугманов¹

¹КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

²КМГ Кашаган Б.В., г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Основной проблемой процесса разработки месторождений на поздних стадиях является ограничение свободных денежных средств, связанное с падением добычи продукции и соответствующим снижением доходной части предприятий. В это же время проявляется накопленный эффект критичных производственных проблем, для решения которых на практике требуется значительный объем капитальных вложений по разным направлениям разработки месторождений.

Поздняя стадия разработки месторождений сопряжена с рядом проблем, основными из которых являются ухудшение структуры запасов и медленный темп их восполнения, низкие темпы отборов и высокая обводненность продукции, частый отказ наземного оборудования, технологические ограничения производственной инфраструктуры, качество строительства и заканчивания скважин, низкий межремонтный период добывающих скважин, влияющий на коэффициент эксплуатации скважин, и недостаточный охват производственных процессов цифровизацией.

Цель. Учитывая большое количество работ, сопутствующих процессу добычи нефти (от геологии до наземной инфраструктуры), необходим аналитический инструмент внутреннего бенчмаркинга, позволяющий выявить актуальные и наиболее распространенные технологические вызовы, сфокусировать научно-технический и производственный персонал в определенном направлении и выработать системный подход к решению производственных проблем. Целью данной работы является разработка такого рода инструмента.

Материалы и методы. В качестве входных данных были использованы исторические данные по добыче, запасам углеводородов, текущим технологическим параметрам подземного и наземного оборудования 12 месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз». Сформированы 17 основных критериев по направлениям геологии, разработки, добычи, бурения и инфраструктуры, которые послужили основой для внутреннего бенчмаркинга месторождений.

Результаты. В результате данной работы был разработан инструмент для диагностики ключевых производственных проблем месторождений КМГ. Диагностическая карта эффективна для определения зон распространения производственных проблем как на одном месторождении, так и по всем месторождениям КМГ. Данный подход может быть масштабирован до уровня месторождений и горизонтов.

Заключение. Разработанный инструмент внутреннего бенчмаркинга служит основой для ежегодного анализа ключевых проблем месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз» и формирования долгосрочного плана по решению ключевых производственных вызовов.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, диагностический инструмент, технологические вызовы.

Как цитировать:

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нугманов Ж.К. Новые подходы для определения технологических вызовов месторождений на поздней стадии разработки // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 37–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

UDC 553.98

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Received: 16.08.2023.

Accepted: 05.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Original research

New approaches to determine the technological challenged of oil fields at the late stage of development

Zhasulan T. Zhetruov¹, Bakhytzhhan K. Khassanov², Zhanibek K. Nugmanov¹

¹KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

²KMG Kashagan B.V., Astana, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: The main problem of the process of field development in the later stages is the limitation of free funds associated with the decline in production and the corresponding decrease in the profitable part of enterprises. At the same time, the accumulated effect of critical production problems is manifested, for the solution of which in practice a significant amount of capital investments is required in different areas of field development.

The late stage of development of fields is associated with a number of problems, the main of which are the deterioration of the structure of the reserves and the slow pace of their replenishment, low withdrawal rates and high water cut, frequent failure of ground equipment, technological limitations of the production infrastructure, the quality of construction and completion of wells, a short turnaround time of production wells affecting the wells' operation coefficient, and insufficient coverage of production processes with digitalization.

Aim: Considering the large amount of work involved in the oil production process (from geology to onshore infrastructure), an internal benchmarking analytical tool is needed to identify current and most common technological challenges, to focus scientific, technical and production personnel in a certain direction and develop a systematic approach to solving production problems. The purpose of this work is to develop such a tool

Materials and methods: As the input data, historical data on the production, hydrocarbons reserves, the current technological parameters of underground and surface equipment of 12 oil fields of the group of the NK "Kazmunaygaz" JSC companies were used. 17 basic criteria were formed in the areas of geology, development, oil production, drilling and infrastructure, which served as the basis for internal benchmarking of oil fields.

Results: As a result of this work, a tool was developed for the diagnosis of key production problems of KMG oil fields. The diagnostic chart is effective for determining zones of the spread of production problems both in one oil field and in all oil fields of KMG. This approach can be scaled to the level of oil fields and horizons.

Conclusion: The developed internal benchmarking tool serves as the basis for the annual analysis of key problems of the oil fields of the group of the NC "KazMunaygaz" JSC companies and the formation of a long-term plan to solve key production challenges.

Keywords: *late stage of development, diagnostic tool, technological challenges.*

To cite this article:

Zhetruov ZT, Khassanov BK, Nugmanov ZK. New approaches to determine the technological challenged of oil fields at the late stage of development. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(4):37–47.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

ӨОЖ 553.98
ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>

Қабылданды: 16.08.2023.

Мақұлданды: 05.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпұнса зерттеу

Игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарының технологиялық мәселелерін анықтаудың жаңа тәсілдері

Ж.Т. Жетруов¹, Б.К. Хасанов², Ж.К. Нұғманов¹

¹ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Қашаған Б.В., Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Соңғы сатыдағы кен орындарын игеру процесінің негізгі проблемасы өнім өндірудің төмендеуімен және кәсіпорындардың кіріс бөлігінің сәйкесінше төмендеуімен байланысты бос қаражатты шектеу болып табылады. Сонымен қатар, маңызды өндірістік проблемалардың жинақталған әсері байқалады, оларды іс жүзінде шешу үшін кен орындарын игерудің әртүрлі бағыттары бойынша күрделі салымдардың едәуір көлемі қажет.

Кен орындарын игерудің соңғы сатысы бірқатар проблемалармен байланысты, олардың негізгілері қорлар құрылымының нашарлауы және оларды толтырудың баяу қарқыны, іріктеудің төмен қарқыны және өнімнің жоғары сулануы, жер үсті жабдықтарының жиі істен шығуы, өндірістік инфрақұрылымның технологиялық шектеулері, ұңғымаларды салу және аяқтау сапасы, ұңғымаларды пайдалану коэффициентіне әсер ететін өндіруші ұңғымалардың жөндеуаралық кезеңінің төмен болуы және ұңғымаларды пайдалану өндірістік процестерді цифрландырумен қамту.

Мақсаты. Мұнай өндіру процесіне (геологиядан жерүсті инфрақұрылымына дейін) ілеспе жұмыстардың көп мөлшерін ескере отырып, өзекті және ең кең таралған технологиялық сын-қатерлерді анықтауға, ғылыми-техникалық және өндірістік персоналды белгілі бір бағытқа шоғырландыруға және өндірістік проблемаларды шешуге жүйелі тәсілді әзірлеуге мүмкіндік беретін ішкі бенчмаркингтің талдамалық құралы қажет. Бұл жұмыстың мақсаты – осындай құралды жасау.

Материалдар мен әдістер. Кіріс деректері ретінде «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобының 12 кен орнының жерасты және жер үсті жабдықтарын өндіру, көмірсутектер қорлары, ағымдағы технологиялық параметрлері бойынша тарихи деректер пайдаланылды. Кен орындарының ішкі бенчмаркингіне негіз болған геология, игеру, өндіру, бұрғылау және инфрақұрылым бағыттары бойынша 17 негізгі критерий қалыптастырылды.

Нәтижелері. Осы жұмыстың нәтижесінде ҚМГ кен орындарының негізгі өндірістік проблемаларын диагностикалау үшін құрал әзірленді. Диагностикалық карта бір кен орнында да, ҚМГ барлық кен орындарында да өндірістік проблемалардың таралу аймақтарын анықтау үшін тиімді. Бұл тәсілді кен орындары мен көкжиектер деңгейіне дейін масштабтауға болады.

Қорытынды. Әзірленген ішкі бенчмаркинг құралы «ҚазМұнайГаз» ҰК АҚ компаниялар тобы кен орындарының түйінді проблемаларын жыл сайын талдауға және түйінді өндірістік сын-қатерлерді шешу бойынша ұзақ мерзімді жоспар қалыптастыруға негіз болады.

Негізгі сөздер: игерудің соңғы сатысы, диагностикалық құрал, технологиялық қиындықтар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жетруов Ж.Т., Хасанов Б.К., Нұғманов Ж.К. Игерудің соңғы сатысындағы мұнай кен орындарының технологиялық мәселелерін анықтаудың жаңа тәсілдері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 37–47 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108666>.

Введение

АО «НК «КазМунайГаз» (далее – КМГ) является вертикально-интегрированной нефтегазовой компанией, отвечающей высоким стандартам безопасности и принципам устойчивого развития, ориентированной на максимизацию финансового результата. Структура добывающих активов КМГ состоит из 10 операционных активов (АО «Озенмунайгаз» – 100%, АО «Мангистаумунайгаз» – 50%, АО «Эмбамунайгаз» – 100%, ТОО «СП «КазГерМунай» – 50%, ТОО «ПетроКазахстан Инк.» – 33%, АО «Каражанбасмунай» – 50%, ТОО «Казахойл Актобе» – 50%, ТОО «Казхтурк-мунай» – 100%, ТОО МНК «КазМунайТениз» – 100%, ТОО «Урихтау Оперейтинг» – 100%) и 3 мегапроекта (ТОО «Тенгизшевройл» – 20%, АО «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» – 10%, Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. – 8,44%). Согласно годовому отчету КМГ за 2021 г., доказанные и вероятные запасы углеводородов на конец 2021 г. составляют 645 млн т н.э., добыча нефти и конденсата составила 21,7 млн т. Четверть операционных активов КМГ представлена зрелыми месторождениями, на которых отмечается естественное падение уровня добычи в среднесрочной перспективе. Эффективная эксплуатация зрелых месторождений требует постоянного контроля удельной себестоимости добычи путём широкого внедрения последних достижений науки и техники.

Одним из ключевых приоритетов утвержденной стратегии развития КМГ на 2022–2031 гг. является интеграция принципов устойчивого развития в ключевые бизнес-процессы, т.к. КМГ осознает важность своего влияния на экономику, экологию и общество. На ближайшие 10 лет рост КМГ будет обеспечен за счёт прироста ресурсной базы, эффективности текущего производства, повышения эффективности цепочки стоимости, внедрения современных технологий и сокращения углеродного следа.

В свою очередь ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), являясь основной инжиниринговой компанией для нефтедобывающих компаний КМГ, фокусирует усилия на повышении эффективности производственных процессов нефтедобывающих компаний, начиная с этапов геологоразведки до обустройства и экономики. Роль КМГИ заключается в обеспечении передового научно-технического и инжинирингового развития разведки и разработки месторождений, а также цифровизации КМГ.

Опыт применения инструментов анализа активов

В настоящее время производственные компании в целях повышения конкуренто-

способности на рынке и разработки стратегии развития применяют различные аналитические инструменты, такие как SWOT-анализ, бенчмаркинг, кайдзен-подход и другие методы. В качестве примера рассмотрен опыт применения принципа бенчмаркинга базовой добычи в структуре нефтегазовых месторождений в 2018 г. ПАО «Газпромнефть» [1]. Анализ проводился по трём направлениям: выработка запасов, энергетика и действующий фонд скважин. Результатом проведенного анализа стала «матрица здоровья» активов компании: было получено чёткое понимание текущего состояния активов месторождений, определены факторы и порядок оптимизации для достижения наибольшей эффективности (табл. 1).

Таблица 1. Матрица здоровья» активов ПАО «Газпромнефть»

Table 1. Health Matrix of Gazprom NeftP JSC assets

Название месторождения Name of oil field	Эффект по блокам, млн т Effect by block, million tons		
	запасы reserves	энергетика power engineering	фонд fund
Воргенское Vorgenskoye	0,02	0,05	0,03
Вынгопуровское Vyngopurovskoye	8,66	-	1,32
Западно-Ноябрьское Zapadno-Noyabrskoye	0,27	0,03	0,01
Карамовское Karamovskoye	1,47	0,03	0,07
Новогоднее Novogodneye	0,10	0,12	0,14
Пограничное Pogranichnoye	0,05	0,07	0,03
Спорышевское Sporyshevskoye	0,90	0,41	0,40
Средне-Иркутское Sredne-Irkutskoye	0,25	0,10	0,05
Холмистое Kholmistoye	0,14	0,02	0,01
Холмогорское Kholmogorskoye	0,10	0,19	0,11
Ярайнерское Yaraynerskoye	0,12	0,01	0,14

Алгоритмы бенчмаркинга могут быть адаптированы под конкретные условия производства и в дальнейшем оптимизированы. Разделяют несколько видов бенчмаркинга [2]:

- общий (проводится сравнительный анализ однородных видов деятельности в различных областях);

- функциональный анализ (сравниваются схожие функции предприятий в других отраслях).

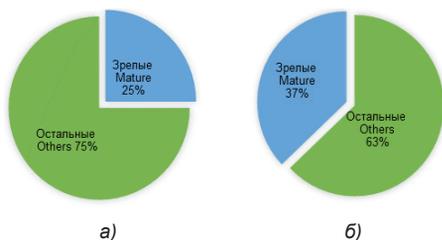


Рисунок 1. Доля зрелых месторождений в структуре КМГ

Figure 1. Share of mature oil fields in the structure of NC KMG

а) структура месторождений КМГ / structure of KMG oil fields; б) доля зрелых месторождений в добыче УВС КМГ / share of mature fields in the KMG's raw hydrocarbons production

В рамках реализации выработанных стратегий и решений по оптимизации ресурсов важным аспектом является внедрение и применение цифровых продуктов в структуре всей деятельности производственной компании. Например, было разработано единое информационное пространство, связывающее все аспекты деятельности компании и обеспечивающее надежность и безопасность данных. Современные цифровые решения и технологии в производстве позволяют качественно и своевременно отслеживать слабые места как в операционном менеджменте, так в технологической цепочке производства. Применение данного метода актуально в условиях нефтегазодобывающих компаний Казахстана, поскольку область применения бенчмаркинга может быть адаптирована под любую деятельность и охватывать все структуры компании: от менеджмента до ревизии оборудования и т.д.

Разработка диагностической карты

На балансе КМГ находятся 112 месторождений углеводородного сырья (далее – УВС), из которых 81 – на стадии активной разработки. Добыча нефти и конденсата с учетом доли КМГ за 2021 г. составила 21,7 млн т [3]. На долю зрелых месторождений приходится 37% от общей добычи УВС (рис. 1). Наиболее часто встречающиеся осложнения при разработке зрелых месторождений КМГ представлены на рис. 2.

Для выработки подходов по определению технологических вызовов была проделана большая совместная работа по заполнению диагностической карты требуемыми данными по всем месторождениям операционных активов КМГ из разных источников.

На первом этапе были оценены основные критерии по направлениям, по которым можно оценить любое месторождение

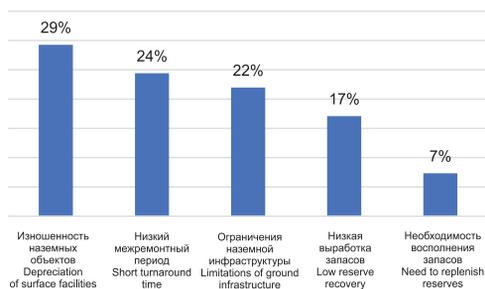


Рисунок 2. Наиболее часто встречающиеся осложнения при разработке зрелых месторождений КМГ

Figure 2. Most common complications in the development of KMG's mature oil fields

или актив в целом. Требование для подбора критериев было таково, что они должны быть легко оцифрованы и характеризовать одну из основных (актуальных) проблем месторождений.

Таким образом, была сформирована карта, названная диагностической (рис. 3). Основой диагностической карты являются технологические параметры или индикаторы, которые могут комплексно показывать текущую характеристику вызова или динамику, т.е. определять усилия, которые компания прилагает для решения данной проблемы.

Дополнительной важной возможностью диагностической карты является бенчмаркинг показателей, по которому можно выделить лидеров среди месторождений или активов, к показателям которых должен стремиться рассматриваемый актив. Например, по направлению «геология» ключевым технологическим параметром является темп восполнения запасов, по направлению «разработка» – выработка запасов (относительно проектной оценки), обводненность продукции и темп отборов от текущих извлекаемых запасов и т.д.

Для каждого технологического параметра были разработаны количественные показатели и их оценка («хорошо», «удовлетворительно», «плохо»). Например, по направлению «геология» ключевым технологическим параметром является темп восполнения запасов, который делится на два показателя:

- кратность запасов, которая показывает, сколько лет осталось до выработки балансовых извлекаемых запасов нефти при текущем уровне добычи (срок более 20 лет относится к категории «хорошо», 10–20 лет – «удовлетворительно», менее 10 лет – «плохо»);
- коэффициент восполнения запасов, который показывает работу за последние 5 лет

Геология (E) Geology (E)	Разработка (R) Development (R)	Добыча (P) Production (P)	Бурение (D) Drilling (D)	Инфраструктура (F) Infrastructure (F)
Темп восполнения запасов Reserve replenishment rate	Выработка запасов (относительно проектной оценки) Reserve recovery (relative to design estimates)	Коэффициент эксплуатации Well efficiency	Качество крепления по продуктивному пласту Quality of cementing in the productive formation	Степень изношенности Degree of wear
	Обводненность продукции (опережающая обводненность)	Межремонтный период Turnaround time	Качество крепления по стволу Quality of cementing of wellbore	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations
	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	Среднесуточный дебит скважин Average daily production of wells	Соответствие траектории скважины Well trajectory matching	Отключения Power outages
		Непроизводительное время Non-productive time		

Направление Area	Технологические параметры Technological parameters	Код Code	Количественные показатели параметра Parameter's quantitative indicators	Ед. изм. Unit of measure	Оценка параметров Parameters' assessment		
					хорошо good	удовл. satisf.	плохо poor
Разработка (R) Development (R)	Выработка запасов Reserve recovery	R1	Отношение к проектному показателю Ratio to the design indicator	%	>100	80 – 100	<80
	Обводненность продукции (опережающая) Product water cut (advanced)	R2	Отношение выработки к обводненности Ratio of production to water cut	д. ед. unit fraction	>1	0,8 – 1	<0,8
	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	R3	Темп отборов от извлекаемых запасов Rate of withdrawals from recoverable reserves	%	>4	2 – 4	<2

Рисунок 3. Диагностическая карта для оценки технологических параметров месторождений
Figure 3. Diagnostic chart for assessment of technological parameters of oil fields

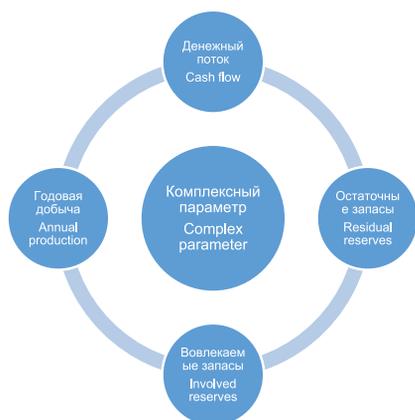


Рисунок 4. Схема расчета комплексного параметра
Figure 4. Calculation scheme for the complex parameter

по приросту запасов для восполнения добытой нефти.

Таким же образом были сформированы количественные индикаторы по прочим направлениям «разработка», «добыча», «бурение», «инфраструктура».

На следующем этапе была выполнена работа по сбору текущих данных по операционным активам КМГ. После сбора исходных данных были выполнены операции по консолидации, нормализации, обработке и анализу массива данных для обеспечения достаточной точности и использования в работе. На данном этапе было принято решение сфокусироваться на так называемых ключевых месторождениях, которые были выбраны исходя из четырех факторов:

- месторождения, которые генерируют основной источник денежного потока компании (за последние 10 лет);
- месторождения с достаточными геологическими и извлекаемыми запасами;
- месторождения, которые вносят основную долю годовой добычи;
- месторождения с наибольшей долей вовлечения запасов в разработку.

С учётом всех факторов был сформирован так называемый «комплексный параметр», на основе которого было принято решение о выборе 12 месторождений для дальнейшего анализа и выработки рекомендаций (рис. 4–5). При этом дополнительно учитывались особенности месторождений / актива. Например, месторождение Акшабулак Центральный отвечает всем требованиям ключевых месторождений, однако, учитывая решение по ограничению добычи с целью пролонгации жизненного цикла месторождения, данное

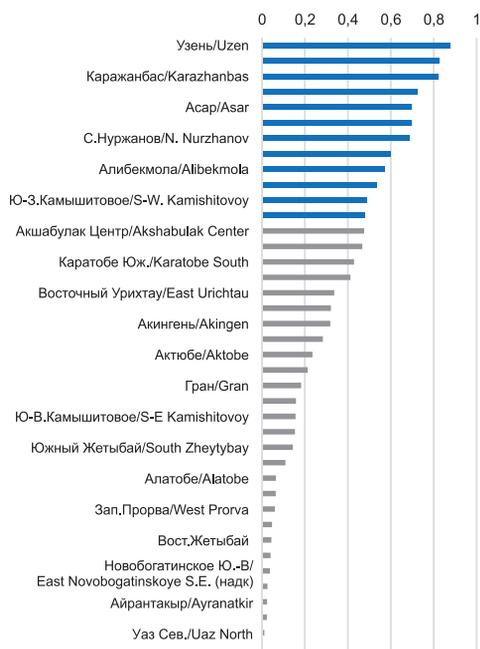


Рисунок 5. Расчетные значения комплексного параметра
Figure 5. Calculated values of the complex parameter

месторождение не было включено в список таких месторождений.

В табл. 2. представлена диагностическая карта по выбранным месторождениям, на которой наглядно отображены итоговые результаты по критериям в разрезе месторождений. Глядя на диагностическую карту, можно стратегически оценить сильные стороны разработки месторождения и попытаться сфокусировать усилия на потенциальных вызовах. Например, непрерывный контроль и улучшение культуры бурения позволили снизить долю скважин с отклонением интенсивности траектории на более чем 3°.

На всех месторождениях, представленных в диагностической карте, данный показатель составляет менее 5%. Также стоит обратить внимание на хорошую обеспеченность запасами данных месторождений (в большинстве более 20 лет), что является индикатором потенциального интереса к дальнейшему развитию месторождения.

Потенциальным вызовом для большей части месторождений является потеря добычи вследствие отключения электроэнергии. В дальнейшем при поддержке операционных активов и КМГ будет обеспечен высший приоритет для выработки должных технологических

Таблица 2. Диагностическая карта по ключевым месторождениям
Table 2. Diagnostic chart of key oil fields

Направление Areas	Технологические параметры Technological parameters	Количественные показатели параметра Quantitative indicators of the parameter	Ед. изм. Unit of measure	Оценка параметров Parameter assessment			Жетysай / Zhezybay	Катамыс / Katmys	Асар / Asar	Karajandbас / Karajandbas	C. Нуржанов (Tras) / S. Nurzhanov (Tras)	BocT. Moлдaбек (Mep) / East Moldabek (crst)	Ю-3. Камыштовья / S-W Kamyshtovya	Жанатаян / Zhanatayan	Алибектола / Alibektole	Кожасай / Kozhasay
				хорошо good	удовл-но satisfactory	плохо poor										
Геология (E) Geology	Темп восполнения запасов Reserves replenishment rate	Кратность запасов Production reserves ratio	лет years	>20	10–20	<10										
	Выработка запасов относительно проектной оценки Reserve recovery relative to design estimates	Коэффициент восполнения запасов (средний за 5 лет) Reserve replenishment ratio (average for 5 years)	%	>120	100–120	<100										
Разработка (R) Development	Обводненность продукции (опережающая обводненность) Product water cut (advanced water cut)	Отношение к проектному показателю Ratio to the design indicator	%	>100	80–100	<80										
	Темп отборов от текущих извлекаемых запасов Rate of withdrawals from the current recoverable reserves	Отношение выработки к обводненности Ratio of production to water cut	д. ед. unit fraction	>1	0,8–1	<0,8										
Добыча (P) Production	Кoeffициент эксплуатации Well efficiency	Темп отборов от извлекаемых запасов Rate of withdrawals from recoverable reserves	%	>4	2–4	<2										
	Межремонтный период Turnaround time	Кoeffициент эксплуатации добывающих скважин Producer well exploitation ratio	д. ед. unit fraction	>0,95	0,85–0,95	<0,85										
Бурение (D) Drilling	Качество крепления по продуктивному пласту Quality of cementing in the productive formation	Текущий межремонтный период Current turnaround time	сут day	>300	150–300	<150										
	Качество крепления по стволу Quality of cementing of wellbore	Кoeffициент использования потенциала добывающих скважин Producer well potential utilization rate	%	>80	60–80	<60										
Инфраструктура (F) Infrastructure	Степень изношенности Degree of wear	Доля от проектного значения Share of design value	д. ед. unit fraction	>1	0,8–1	<0,8										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Кoeffициент крепления по продуктивному пласту Cementing ratio for productive formation	Кц, д. ед. Кc/sec, unit fraction	>0,88	0,7–0,88	<0,7										
Инфраструктура (F) Infrastructure	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Кoeffициент крепления по стволу Cementing ratio for wellbore	Кц, д. ед. Кc/sec, unit fraction	>0,80	0,63–0,80	<0,63										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Доля скважин с отклонением интенсивности траекторий более 3° Share of wells with trajectory intensity deviation of more than 3°	%	<5	5–10	>10										
Инфраструктура (F) Infrastructure	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отклонение времени бурения от ИТП/ГТП Non-productive time	%	<5	5–10	>10										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Срок эксплуатации объектов по отношению к паспортным данным Ratio of service life of objects to passport data	%	<30	30–60	60–100										
Инфраструктура (F) Infrastructure	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отношение потенциальной добычи к пропускной способности Ratio of potential fluid production to throughput	д. ед. unit fraction	0,8–0,9	0,9–1	>1										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отношение потенциальной добычи газа (без остановки скважин) к пропускной способности Ratio of potential gas production (without shutting down wells) to throughput	д. ед. unit fraction	0,8–0,9	0,9–1	>1										
Инфраструктура (F) Infrastructure	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отключение электроэнергии (потери добычи) Power outage (loss of production)	%	<0,05	0,05–0,1	>0,1										
	Ограничения наземной инфраструктуры Ground infrastructure limitations	Отключение электроэнергии (потери добычи) Power outage (loss of production)	%	<0,05	0,05–0,1	>0,1										

ИТП / ITP – индивидуальный технический проект / individual technical project, ГТП / GTP – групповой технический проект / group technical project

● – оценка параметра на уровне «хорошо» / assessing of the parameter at the level of "good"

● – оценка параметра на уровне «удовлетворительно» / assessing of the parameter at the "satisfactory" level

● – оценка параметра на уровне «плохо» / assessing of the parameter at the "poor" level

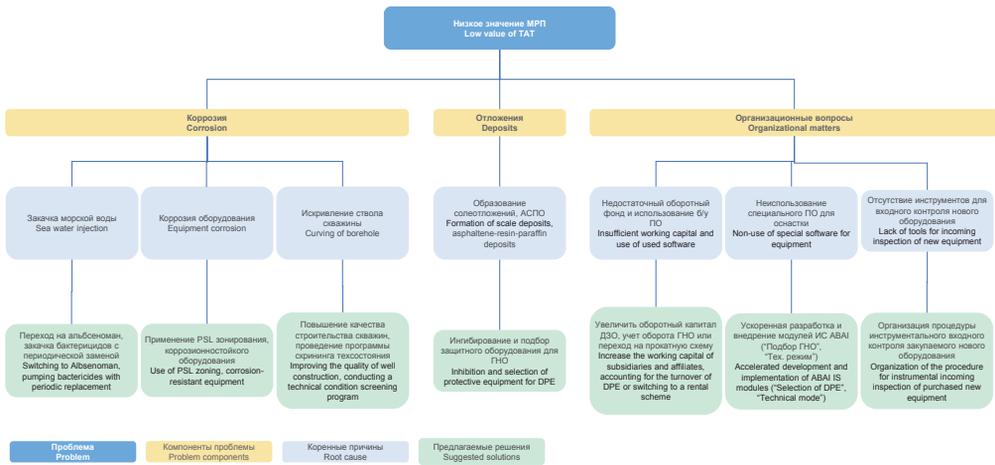


Рисунок 6. Пример разработки дерева решений по проблеме «Низкое значение МРП»
Figure 6. Example of developing a decision tree for the problem of "Low value of well TAT"

Месторождение Oil field	Год Year	МРП, сут TAT, day			Отношение выработки к объемности Ratio of production to water cut			К _{сум} переходящего фонда K _{sum} a current declining well stock, %			ГТМ бурение (доп. добыча), тыс. т GTA drilling бурение (additional recovery), th.t			Прочие ГТМ (доп. добыча), тыс. т Other GTA (additional recovery), th.t			Базовая добыча нефти, тыс. т Base oil production, th.t			Горючая добыча нефти, тыс. т Annual oil production, th.t			Добыча извести, тыс. т Ffluid production, th.t					
		Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge	Порог Threshold Id	Цель Target	Высшее Случае ge			
По производственной программе According to the production program																												
Название месторождения Oil field name	2023	-10%	125	+10%	-10%	0,811	+10%	-10%	18,6%	+10%	-10%	232,2	+10%	-10%	266,7	+10%	-10%	93,2	+10%	-10%	4888,0	+10%	-10%	5 480	+10%	-10%	58 133	+10%
	2024																											
	2025																											
	2026																											
	2027		140			0,827			17,0%			174			255,5			101,9			5279,2			5 811			92 356	
Дополнительные мероприятия по решению технологических вызовов Additional activities to address technological challenges																												
Название месторождения Oil field name	2023	-10%	125	+10%	-10%	0,811	+10%	-10%	18,6%	+10%	-10%	263,5	+10%	-10%	362,6	+10%	-10%	131,9	+10%	-10%	4801,1	+10%	-10%	5 659	+10%	-10%	60 264	+10%
	2024																											
	2025																											
	2026																											
	2027		325			0,834			17,0%			300			269,1			190,8			5740,7			6 500			96 037	

Рисунок 7. Пример карты КПД с включением мероприятий по решению технологических вызовов
Figure 7. Example of a Efficiency chart including measures to address technological challenges

и производственных решений для обеспечения бесперебойной электроэнергии.

Формирование решений на основе диагностической карты

Следующим этапом применения нового подхода является поиск решений той или иной проблемы. Необходимо особо отметить, что в большинстве случаев много усилий уходит на решение последствий, а не коренных причин.

Рассмотрим пример для проблемы «низкое значение межремонтного периода скважины (далее – МРП)», когда основными последствиями более глубинных причин являются:

- низкий коэффициент эксплуатации;
- большое количество подземных и капитальных ремонтов скважин;
- большой оборот насосно-компрессорных труб, штанг и оборудования;
- эрозийное нарушение обсадной колонны

- заклин глубоко-насосного оборудования (далее – ГНО) мехпримесями и асфальтосмолопарафиновыми отложениями (далее – АСПО).

По результатам обсуждений были определены первопричины, решением которых нужно заниматься в комплексе. Коренными причинами в данном случае являются:

- закачка морской воды / сероводород;
- искривление ствола скважины;
- недостаточный оборотный фонд, использование бывшего в употреблении подземного оборудования;
- солеотложения, механические примеси, АСПО;
- коррозия.

Только определив первопричины, влияющие на результат, представленный в диагностической карте, можно переходить к формированию конкретных технологических или организационных решений. Для проблемы «низкое значение МРП» и устранения ко-

ренных причин предложены следующие решения (рис. 6):

- переход на альбсеноман, закачка бактерицидов с периодической заменой;
- применение PSL¹ зонирования, коррозионностойкого оборудования;
- повышение качества строительства скважин, проведение программы скрининга технического состояния;
- ускоренная разработка и внедрение модулей информационной системы АВАИ («Подбор ГНО», «Технологический режим») и др.

Таким образом, используя диагностическую карту по месторождениям, были определены коренные первопричины по всем ключевым технологическим вызовам и предложены пути решения.

Предлагаемый вариант реализации диагностической карты

Наибольшую важность в процессе решений конкретной проблемы приобретает реализация намеченных проектов и мероприятий. Даже самая эффективная идея может быть скомпрометирована плохой реализацией, поэтому важным пунктом стратегии улучшения является внедрение культуры должного уровня реализации проектов и технологий.

В этих целях каждый из основных индикаторов предлагается внедрить в ключевые показатели деятельности (далее – КПД) руководителем соответствующих направлений.

На рис. 7 представлен пример карты КПД с основными технологическими параметрами, где указаны плановые показатели, утверждаемые в рамках ежегодной Производственной программы, а также дополнительные мероприятия и показатели по решению технологических вызовов. Таким образом, возможно создать мотивацию к достижению целевых показателей технологических вызовов путём включения в корпоративный и функциональный КПД.

Заключение

Учитывая, что большая часть месторождений КМГ находятся на поздней стадии разработки, необходим поэтапный анализ основных критериев технологических параметров по направлениям, например, по геологии – темпы восполнения запасов, по разработке – темпы отборов и обводнённости продукции, по добыче – отказ наземного оборудования, технологические ограничения производственной инфраструктуры, качество строительства и заканчивания скважин, межремонтный период добывающих скважин, что позволит оценить любое месторождение или актив в целом и выявить основные проблемы месторождений.

В результате определения актуальных технологических параметров и их количественных параметров был разработан инструмент для диагностики ключевых производственных проблем месторождений КМГ. Диагностическая карта эффективна для определения зон распространения производственных проблем как на одном месторождении, так и по всем месторождениям КМГ. Данный подход может быть масштабирован до уровня месторождений и горизонтов. Инструмент может послужить основой для построения внутреннего бенчмаркинга месторождений группы компаний КМГ. Алгоритмы бенчмаркинга могут быть адаптированы под конкретные условия производства и в дальнейшем оптимизированы.

Учитывая универсальность подобранных критериев диагностической карты, разработанный инструмент также может быть адаптирован под условия любых других месторождений / активов и применен для решения соответствующих технологических проблем. Качественная реализация технологических решений позволит обеспечить стабилизацию добычи нефти, продлить жизненный цикл месторождений и повысить экономическую эффективность предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абушева В.Э., Колосова О.Г. Бенчмаркинг как эффективное направление современного анализа // Вестник экономики и менеджмента. 2022. №2. С. 21–26.
2. Мамажумаев Ш.Р. Применение метода бенчмаркинга в управлении нефтегазовой промышленностью и добычей нефти и газа // Academic Research in Educational Sciences. Vol. 3, N 1. 2022. С. 76–81.
3. ar2021.kmg.kz [интернет]. Годовой отчет о результатах деятельности АО «НК «КазМунайГаз» за 2021 г. [дата обращения 17.07.2023]. Доступ по ссылке: <https://ar2021.kmg.kz/ru/strategic-report/performance-highlights>.

¹ PSL зонирование – зонирование скважин по степени осложнённости и градации по уровням требований к изделиям (химический состав, твердость, термообработка и т.д.) изготовленной продукции.

4. А.М. Андрианова, Е.В. Белоногов, А.Ю. Коровин, и др. Бенчмаркинг базовой добычи // Нефтяное хозяйство. 2018. №1138. С. 39–42. doi:10.24887/0028-2448-2018-8-39-41.
5. Михайлова Е.А. Основы бенчмаркинга // Менеджмент в России и за рубежом. 2001. № 2. С. 114–121.
6. Stapenhurst T. *The Benchmarking Book: Best Practice for Quality Managers and Practitioners*. Oxford (UK) : Butterworth-Heinemann, 2009.

REFERENCES

1. Abusheva VE, Kolosova OG. Benchmarking as an effective direction of modern analysis. *Vestnik ekonomiki i menedzhmenta*. 2022;2:21–26. (In Russ).
2. Mamazhumayev SR. Primenenie metoda benchmarkinga v upravlenii neftegazovoy promyshlennost'yu i dobychej nefti i gaza. *Academic Research in Educational Sciences*. 2022; 3(1):76–81. (In Russ).
3. ar2021.kmg.kz [Internet]. Strategic Report: Performance Highlights [дата обращения 17.07.2023]. Доступ по ссылке: <https://ar2021.kmg.kz/ru/strategic-report/performance-highlights>. (In Russ).
4. Andrianova AM, Belonogov EV, Korovin AY, et al. The benchmarking of base production. *Oil industry journal*. 2018;1138:39–42. doi:10.24887/0028-2448-2018-8-39-41.
5. Mikhailova EA. Fundamentals of benchmarking. *Management in Russia and abroad*. 2001;2:114 –121.
6. Stapenhurst T. *The Benchmarking Book: Best Practice for Quality Managers and Practitioners*. Oxford (UK): Butterworth-Heinemann; 2009.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Жетруов Жасулан Талгатбекович**

e-mail: zh.zhetruov@kmge.kz.

Хасанов Бахытжан Кенесович

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Нугманов Жанибек Каирбекович

e-mail: zh.nugmanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Zhassulan T. Zhetruov**

e-mail: zh.zhetruov@kmge.kz.

Bakhytzhан K. Khassanov

e-mail: b.khassanov@kbv.kz.

Zhanibek K. Nugmanov

e-mail: zh.nugmanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276.7.2
МРНТИ 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>

Получена: 14.07.2023.

Одобрена: 09.11.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Повышение эффективности применения бактерицида при использовании морской воды в системе поддержания пластового давления

С.Х. Биджиева, Н.К. Нурсеитов, Т.Б. Калмуханова, М.С. Утепов

Филиал КМГ Инжиниринг "КазНИПИМунайгаз", г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. На месторождении Узень с 2018 г. с целью изучения и контроля микробиологической зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (далее – СВБ) промышленных сред проводится полномасштабная бактерицидная обработка и мониторинг эффективности применения реагентов. На оборудованных точках контроля производится отбор проб воды на содержание клеток СВБ до и после закачки бактерицида.

Цель. Снизить интенсивность сульфидогенеза на месторождении и, как следствие, концентрацию сероводорода в попутно добываемом газе.

Материалы и методы. Поскольку применяемая технология закачки бактерицида ударными дозировками не позволяла достичь стабильного снижения концентрации сероводорода, она была заменена на технологию постоянной закачки бактерицида в морскую воду дозировкой 40 мг/л в экспериментальном режиме. Данная технология показала низкую эффективность, значения концентраций сероводорода (H_2S) варьировали в пределах 352–379 ppm, ежемесячный расход реагента при этом увеличился на 40%. На основании полученных данных о неэффективности постоянная закачка бактерицида на НСМ-4 была остановлена и предложена новая технология закачки бактерицида, направленная на подавление не только планктонных, но и адгезированных форм СВБ.

Результаты. Закачка бактерицида по новой технологии показала значительную эффективность, которая оценивалась по снижению концентрации сероводорода в попутно добываемом газе в среднем по месторождению на 45%.

Заключение. Предложенная новая технология закачки бактерицида позволила эффективно подавить активность сульфидогенных микроорганизмов и снизить уровень биогенного сероводорода на месторождении.

Ключевые слова: бактерицид, сероводород, сульфатовосстанавливающие бактерии, сульфатредукция, бактерицидная обработка.

Как цитировать:

Биджиева С.Х., Нурсеитов Н.К., Калмуханова Т.Б., Утепов М.С. Экспериментальное изучение растворения карбонатных образцов с применением рентгеновской микрокомпьютерной томографии // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №4. С. 48–59. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>.

UDC 622.276.7.2
CSCSTI 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>

Received: 14.07.2023.

Accepted: 09.11.2023.

Published: 30.12.2023

Original article

Increasing the efficiency of bactericide use when using seawater in a reservoir pressure maintenance system

Salimat Kh. Bidzhieva, Nauruzbek K. Nurseitov, Tilektes B. Kalmukhanova,
Maksat S. Utepov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Rationale: Since 2018, at the Uzen oilfield, in order to study and control the microbiological contamination with sulfate-reducing bacteria (hereinafter referred to as SRB) of oilfield environment, full-scale bactericidal treatment and monitoring of the effectiveness of reagent use have been carried out. At the equipped control points, water samples are taken for the content of SRB cells before and after injection of the bactericide.

Target: Reduce the intensity of sulfidogenesis at the oilfield and, as a consequence, the concentration of hydrogen sulfide in the associated gas.

Materials and methods: Since the applied technology of injecting the bactericide in shock dosages did not allow achieving a stable reduction in the concentration of hydrogen sulfide, it was replaced by the technology of constantly injecting the bactericide into seawater at a dosage of 40 mg/l in an experimental mode. This technology showed low efficiency, hydrogen sulfide (H₂S) concentrations varied between 352–379 ppm, and the monthly consumption of the reagent increased by 40%. Based on the obtained data on ineffectiveness, the constant injection of bactericide at MPS-4 was stopped and a new technology for injection of bactericide was proposed, aimed at suppressing not only planktonic, but also adherent forms of SRB.

Results: Results. Injection of the bactericide using the new technology showed significant efficiency, which was assessed by reducing the concentration of hydrogen sulfide in the associated gas by an average of 45% across the oilfield.

Conclusion: The proposed new technology for injecting a bactericide made it possible to effectively suppress the activity of sulfidogenic microorganisms and reduce the level of biogenic hydrogen sulfide in the oilfield.

Keywords: *bactericide, hydrogen sulfide, sulfate-reducing bacteria, sulfate reduction, bactericidal treatment.*

To cite this article:

Bidzhieva SK, Nurseitov NK, Kalmukhanova TB, Utepov MS. Experimental study of dissolution of carbonate samples using X-ray microcomputed tomography. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):48–59. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>.

ӨОЖ 622.276.7.2

ҒТАХР 52.47.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>

Қабылданды: 14.07.2023.

Мақұлданды: 09.11.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпұнсақ зерттеу

Қабат қысымын ұстау жүйесінде теңіз суын пайдалану арқылы бактерицидтерді қолдану тиімділігін арттыру

С.Х. Биджиева, Н.Қ. Нұрсейітов, Т.Б. Қалмұханова, М.С. Өтепов
ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Өзен кен орнында 2018 жылдан бастап кәсіпшілік орталарының сульфатты қалпына келтіретін бактериялармен (бұдан әрі – СҚБ) микробиологиялық ластануын зерттеу және бақылау мақсатында толық көлемде бактерицидтік өңдеу және реагенттерді қолдану тиімділігіне мониторинг жүргізілуде. Жабдықталған бақылау пункттерінде бактерицидті енгізгенге дейін және одан кейінде СҚБ жасушаларының құрамына су сынамалары алынады.

Мақсаты. Кен орнындағы сульфидогенездің қарқындылығын және нәтижесінде өндірілетін ілеспе газдағы күкіртсутек концентрациясын төмендету.

Материалдар мен әдістер. Қолданылатын технология бактерицидті жоғары дозамен айдау күкіртсутек концентрациясының тұрақты төмендеуіне қол жеткізе алмағандықтан, ол эксперименттік режимде 40 мг/л дозада теңіз суына бактерицидті тұрақты айдау технологиясымен ауыстырылды. Бұл технология төмен тиімділікті көрсетті, күкіртсутек концентрациясының мәнделері (H_2S) 352–379 ppm аралығында өзгерді, бұл ретте реагенттің ай сайынғы шығыны 40%-ға өсті. Тиімсіздігі туралы алынған мәліметтер негізінде НСМ-4-ке бактерицидтерді үнемі айдау тоқтатылды және тек планктондық ғана емес, сонымен қатар адгезияланған СҚБ формаларын басуға бағытталған бактерицидті айдаудың жаңа технологиясы ұсынылды.

Нәтижелері. Жаңа технология бойынша бактерицидті айдау айтарлықтай тиімділікті көрсетті, ол кен орны бойынша жол бойында өндірілетін газдағы күкіртсутек концентрациясының орташа есеппен 45%-ға төмендеуі бойынша бағаланды.

Қорытынды. Ұсынылған бактерицидті айдаудың жаңа технологиясы сульфидогенді микроорганизмдердің белсенділігін тиімді тежеуге және кен орнындағы биогенді күкіртті сутектің деңгейін төмендетуге мүмкіндік берді.

Негізгі сөздер: бактерицид, күкіртсутек, сульфатты қалпына келтіретін бактериялар, сульфатты қалпына келтіру, бактерицид айдау.

Дәйексөз келтіру үшін :

Биджиева С.Х., Нұрсейітов Н.Қ., Қалмұханова Т.Б., Өтепов М.С. Қабат қысымын ұстау жүйесінде теңіз суын пайдалану арқылы бактерицидтерді қолдану тиімділігін арттыру // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 48–59 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108660>.

Введение

Известно, что закачка морской воды для поддержания пластового давления (далее – ППД) приводит к множеству проблем при добыче и транспортировке нефти и газа. Наличие растворенного в морской воде кислорода приводит к быстрому коррозионному износу металлических конструкций нефтепромышленного оборудования. Закачка морской воды в купе с температурой среды определяют состав и функциональную активность прокариот в пластовых водах. Сульфатсодержащая морская вода активирует восстановление сульфатов и приводит к накоплению сульфидов в пластовой воде, нефти и газе [1]. В водных системах сульфид может существовать в виде S^{2-} , HS^- и H_2S в зависимости от pH и образовывать нерастворимые соли с катионами Sr^{2+} , Fe^{2+} , Ni^{2+} , Co^{2+} , Mn^{2+} , Zn^{2+} , Ag^+ , Hg^{2+} , Pb^{2+} , Sn^{2+} , Cu^{2+} . Сульфатвосстанавливающие бактерии (далее – СВБ), представленные обширной группой анаэробных микроорганизмов, считаются основными продуцентами биогенных сульфидов (FeS , H_2S и др.), однако показано, что бродильные микроорганизмы, например, тиосульфат- и серавосстанавливающие бактерии встречаются на нефтяных месторождениях в большем количестве и также могут быть ответственны за образование сульфидов [2]. Таким образом, биогенный сульфидогенез происходит в результате ферментативного восстановления не только сульфата, но также тиосульфата, сульфита или элементарной серы до сульфида в процессе энергетического метаболизма [3]. Продукты жизнедеятельности сульфидогенных микроорганизмов вносят дополнительный вклад в развитие коррозионных процессов, повышают стоимость добычи и переработки нефти и способствуют появлению ряда экологических проблем.

В нефтяных резервуарах с высокой температурой пласта ($>100^\circ C$) сульфидное заражение может иметь абиогенный характер. Известно несколько механизмов образования абиогенного сульфида: термическое разложение серосодержащих углеводородов (меркаптанов, сульфидов, сернистых гетероциклов), растворение пирита (FeS_2) или термохимическое восстановление сульфатов [4]. Преобладание определенного механизма абиогенного сульфидогенеза зависит от породы коллектора, состава нефти, температурного режима пласта и акватермолиза [5].

Согласно литературным данным [6], СВБ в нефтеносных коллекторах могут иметь как автохтонное, так и аллохтонное происхождение, будучи внесёнными в коллекторную систему в процессе разработки месторождения или на этапе добычи нефти.

Одним из распространенных способов борьбы с сероводородным заражением месторождения является использование бактерицидов, которые неспецифически подавляют рост микроорганизмов, угнетая процессы бактериальной жизнедеятельности, в т.ч. сульфидогенеза.

Нефтегазовое месторождение Узень, расположенное в степной части п-ова Мангышлак в Мангистауской области, введено в промышленную разработку в 1965 г. Для месторождения характерно многопластовое сложное геологическое строение. В разрезе отложений выделяют 25 продуктивных горизонтов преимущественно верхне-среднеюрского возраста. ППД на месторождении в процессе вторичной добычи нефти осуществляется посредством закачивания морской воды Каспийского моря.

Узень является высокотемпературным месторождением ($57-68^\circ C$). Закачка морской воды привела к снижению температуры в призабойной зоне до $40-46^\circ C$. Масштабные многопрофильные исследования микробного сообщества пластовых вод, проведённые на месторождении, выявили преобладание бактерий с бродильным типом метаболизма, принадлежащих к типам *Desulfobacterota* (55,7%), *Firmicutes* (18,0%), *Chloroflexi* (5,3%) и *Thermotogae* (4,1%). В состав сообщества также вошли термофильные и мезофильные сульфатредуцирующие бактерии родов *Desulfotomaculum* (3,5%), *Desulfonauticus* (2,0%), *Desulfovibrio* (1,25%), *Desulfoglaeba* (2,0%), а также бродильные бактерии рода *Thermovirga* (2,5%), способные восстанавливать серу до сульфида [7].

На фоне высокого содержания H_2S в газе на месторождении Узень в 1976 г. в процесс эксплуатации введен план по закачке бактерицида с целью контроля микробиологической заражённости и подавления сульфидогенной активности бактериального сообщества пласта. За период с 1976 г. по настоящее время на месторождении применялись разные бактерициды, неоднократно менялась технология закачки. За длительный период применения бактерицидной обработки объектов неоднократно удавалось эффективно снижать уровень сероводорода. Однако в силу различных факторов удерживать результат на низких показателях удавалось непродолжительное время. Подробно и поэтапно технологии закачки и результаты применяемых технологий с 1976 по 2021 г. описаны ранее [8]. В указанный период отмечались этапы активных и эффективных закачек и длительного перерыва (до 10 лет) по причине отсутствия реагента, этапы успешного подавления

сульфидогенеза и безуспешные закачки по причине использования некачественного бактерицида или неэффективной технологии, неоднократное чередование технологий и бактерицидов и пр. [8].

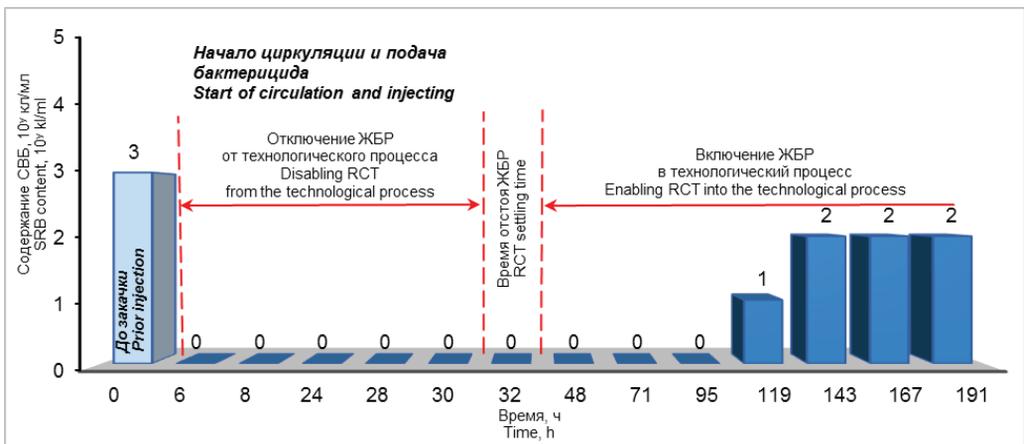
Применение морской и сточной воды в системе ППД на месторождении Узень

Основной зоной повышенного содержания H₂S на месторождении Узень является зона влияния морской воды. В закачиваемой воде соотношение морской и сточной вод непостоянно и меняется каждый месяц.

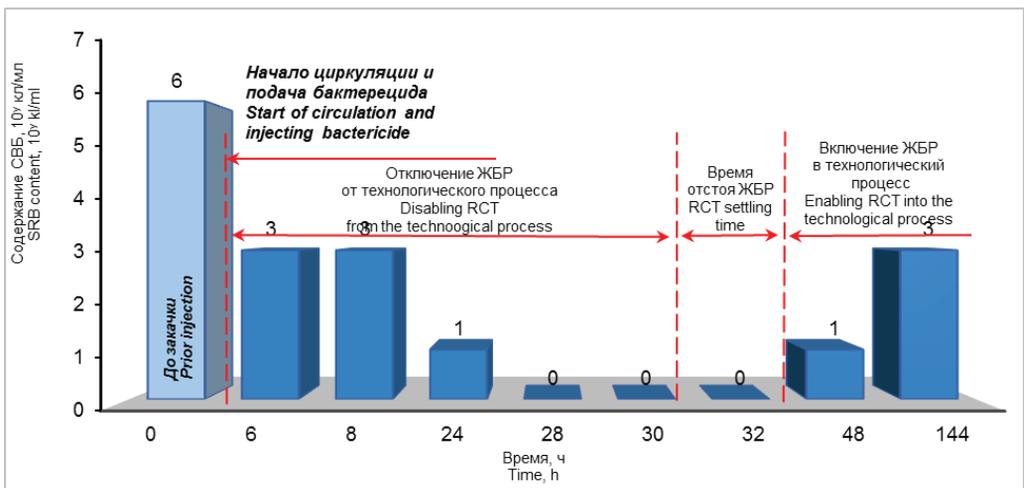
Согласно данным за 2023 г., нагнетаемая вода состоит:

- на 100% из морской воды на блочной кустовой насосной станции (далее – БКНС) 2 и 10;
- более 50% на БКНС 1а и 7;
- около 50% на БКНС 2а;
- до 5% на БКНС 8/9.

При смешивании пластовой воды с высоким содержанием катионов бария, кальция и/или стронция с морской водой, содержащей значительное количество сульфатов, происходит выпадение нерастворимых минеральных солей – сульфатов и карбонатов [9]. Постоянное смешивание несовместимых вод (морской и пластовой) на БКНС влечёт за собой ряд проблем, которые требуют значительных затрат времени



a)



б)

Рисунок 1. Эффективное подавление развития СВБ в результате применения рециркуляционной бактерицидной обработки на HCM-4 ЖБР №1 и 2

Figure 1. Effective suppression of the SRB development as a result of the use of recirculating bactericidal treatment on MPS -4 RCT №1 and 2.

а) ЖБР №1 / RCT No. 1; б) ЖБР №2 / RCT No. 2

и ресурсов, поскольку приводит к увеличению содержания сероводорода, развитию кислородной, карбонатной и сульфидной коррозии, выпадению неорганических солей и закупориванию перфорационных каналов, уменьшению пропускной способности труб как в наземной инфраструктуре, так и в призабойной зоне пласта скважин.

Мониторинг формирования планктонных и адгезированных форм СВБ в резервуарах в условиях месторождения

Эффективность бактерицидной обработки на месторождении также контролируется мониторингом численности СВБ на объектах. Для оценки динамики количества СВБ по результатам бактерицидной обработки железобетонных резервуаров (далее – ЖБР) отбор проб и микробиологические исследования содержания СВБ в воде проводились до и во время рециркуляции, во время отстоя и после запуска резервуара. Культивировали посева при температуре, соответствующей температуре исследуемого объекта. В мировой практике безопасным количеством СВБ считается содержание не более 10^2 кл/мл [8].

Было отмечено, что во время бактерицидной обработки с рециркуляцией жидкости в резервуаре происходит полное подавление активности СВБ. После обработки и запуска резервуара в технологический процесс количество СВБ на выходе из резервуара не превышает количество СВБ на входе,

что свидетельствует о высокой эффективности и предпочтительности рециркуляционной бактерицидной обработки объектов (рис. 1).

Известно, что адгезированные СВБ обладают большей устойчивостью к действию бактерицидов, чем планктонные бактерии. Исследование эффективности бактерицидной обработки адгезированных форм СВБ в ЖБР с морской водой на HCM-4 были проведены по следующей схеме

- «ударная» бактерицидная обработка с рециркуляцией ЖБР;
- установка металлических купонов для формирования адгезированных форм СВБ;
- извлечение купонов после установки через 20 ч и через 18 сут.

В табл. 1 приведены результаты микробиологического анализа адгезированных форм СВБ. На HCM-4 во время проведения работ производилась постоянная закачка бактерицида в дозировке 40 мг/л. В приведенном исследовании проводилась дополнительная бактерицидная обработка ЖБР «ударной» дозировкой 600 мг/л с рециркуляцией и последующим периодом отстоя (общее время обработки составило 32 ч). Купоны устанавливали в ЖБР через 24 ч после запуска ЖБР в технологический процесс. Уровень воды в резервуаре составлял 3,8 м.

Результаты исследования показывают, что после обработки ЖБР «ударными» дозами с рециркуляцией совместно с применением постоянной закачки низкой дозировки в 40 мг/л, после его подключения в технологический

Таблица 1. Определение адгезированных форм СВБ на HCM-4
Table 1. Definition of adherent SRB forms on MPS-4

№ п/п No.	Точка отбора проб на определение СВБ Sampling point for SRB determination	Кол-во СВБ, кл/мл Number of SRB, cells/ml	Примечание Note
1	ЖБР №2, верхний уровень (купоны установлены на высоте 2,5 м от дна резервуара) RCT № 2, upper level (coupons installed at a height of 2.5 m from the bottom of the tank)	103	Через 20 ч инкубации купоны были извлечены для определения адгезированных форм СВБ. After 20 h of incubation coupons were removed to determine the adherent forms of SRB.
	ЖБР №2, нижний уровень (купоны установлены на высоте 1,8 м от дна резервуара) RCT № 2, lower level (coupons installed at a height of 1.8 m from the bottom of the tank)	102	
2	ЖБР №2, верхний уровень (купоны установлены на высоте 2,5 м от дна резервуара) RCT № 2, upper level (coupons installed at a height of 2.5 m from the bottom of the tank)	105	Через 18 сут купоны были извлечены для определения адгезированных форм СВБ. After 18 days the coupons were removed to determine the adherent forms of SRB. На входе HCM-4 за время проведения исследования проводилась постоянная закачка бактерицида с дозировкой 40 мг/л. At the MPS-4 inlet during the study, a constant injection of bactericide with a dosage of 40 mg/l was carried out.
	ЖБР №2, нижний уровень (купоны установлены на высоте 1,8 м от дна резервуара) RCT № 2, lower level (coupons installed at a height of 1.8 m from the bottom of the tank)	105	

процесс в течение 18 сут происходит накопление адгезированных форм СВБ на установленных купонах (количество клеток увеличивается с 102–103 до 105 кл/мл), а, значит, и на внутренних стенках ЖБР и прочих промысловых объектов, контактирующих с морской водой. Данный эксперимент свидетельствует о высокой эффективности «ударной» обработки и низкой эффективности постоянной закачки малых доз. Эти выводы подтверждались также результатами анализа содержания сероводорода при постоянной закачке бактерицида с дозировкой 40 мг/л, которые свидетельствовали о неэффективности данной технологии. Интенсивность формирования адгезированных биопленок может значительно различаться для объектов, контактирующих с разными водами (сточная, морская, смешанная).

Технологии бактерицидной обработки объектов на месторождении Узень с целью подавления биогенного сульфидогенеза

В настоящее время на месторождении Узень остро стоит проблема биогенного сульфидогенеза и сульфидной коррозии. Мониторинг концентрации сероводорода и скорости коррозии на месторождении подтверждает, что коррозия в значительной степени имеет сульфидное происхождение,

при этом наибольшее осложнение наблюдается в зонах закачки морской воды, в меньшей степени – в зоне закачки смешанной (морской и пластовой) и сточной (пластовой) вод. На рис. 2 показана зависимость степени сульфидной заражённости от закачиваемой воды. На БКНС-1 длительное время закачивали морскую воду, что привело к значительному росту содержания сероводорода в попутно добываемом газе. С 2019 г. было принято решение заменить морскую воду на сточную, однако борьба с высокими концентрациями сероводорода на этом участке продолжается по настоящее время. Для подавления сульфидогенеза и коррозионных процессов используется ряд методов, в т.ч. применение бактерицидов и ингибиторов коррозии.

С 2018 г. на месторождении Узень проводилась масштабная бактерицидная обработка. Закачка велась бактерицидами разных марок и производителей по следующей схеме: постоянная закачка и ежеквартальная ударная закачка на НСМ-4, ежемесячная ударная закачка на ЦППН, УПСВ-1 и 2. Мониторинг эффективности бактерицидных обработок осуществляется по динамике снижения содержания сероводорода в попутно добываемом газе, отобранном на групповых установках (далее – ГУ).

За длительный период наблюдений было отмечено, что постоянная обработка объектов

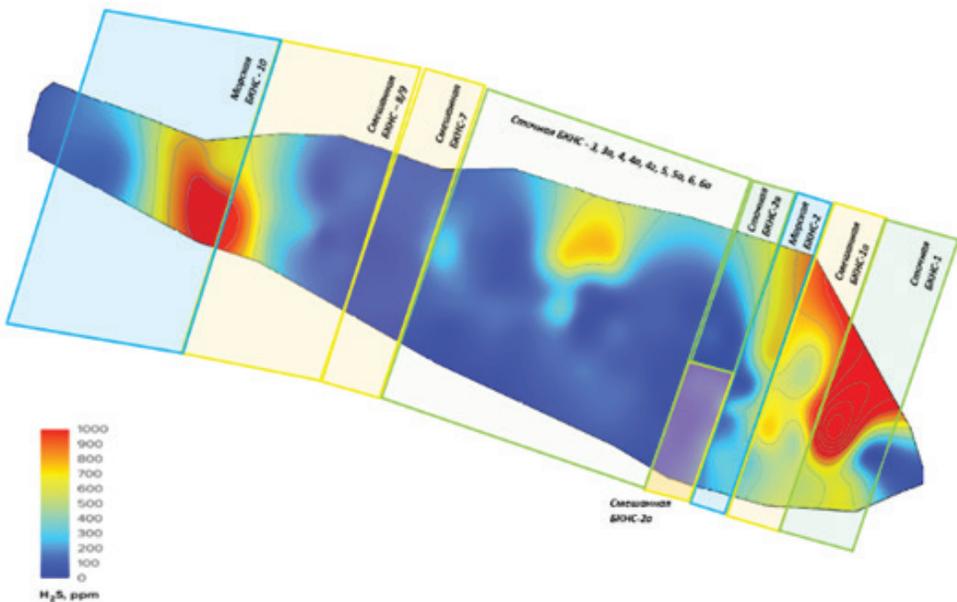


Рисунок 2. Карта зон закачки сточной, смешанной и морской воды на месторождении Узень и распределение содержания сероводорода (по состоянию на март 2023 г.)

Figure 2. Map of waste, mixed and sea water injection zones at the Uzen oilfield and distribution of hydrogen sulfide content (as of March 2023)

малыми дозами совместно с периодической обработкой ударными дозами бактерицида эффективно снижала уровень сероводорода. Однако в силу различных факторов, таких как срыв поставок реагента, поставки некачественного реагента и пр., удерживать уровень сероводорода на низких показателях удавалось в течение непродолжительного времени, в связи с чем наблюдались колебания концентрации сероводорода в среднем от 74 до 350 ppm. Пиковое снижение сероводорода отмечалось в октябре 2020 г. и соответствовало значению 34 ppm. Этот период совпал со снижением добычи и простоем скважин. Максимальное значение концентрации сероводорода за период с 2018 по 2023 гг. составляло 419 ppm и было отмечено в ноябре 2021 г. после остановки закачки бактерицида на период продолжительностью 7 мес. (апрель – октябрь 2021 г.).

В 2021 г. обработка производилась бактерицидом по следующей схеме:

- «ударная» обработка НСМ-4 3 раза в месяц (200 мг/л в течение 24 ч);

- «ударная» обработка УПСВ-1,2 и ЦППН 1 раз в месяц (200 мг/л в течение 24 ч). Такая технология закачки позволяла удерживать уровень сероводорода на средних значениях до 155 ppm. В результате остановки закачки бактерицида в апреле 2021 г. отмечался резкий скачок содержания сероводорода до значения 390 ppm [8]. Содержание сероводорода сохранялось на высоком уровне до ноября 2021 г. и доходило до пикового значения 419 ppm (рис. 3).

Технология «ударных закачек», применявшаяся на месторождении с января по август 2022 г., заключалась в обработке бактерицидом дозировкой 200 мг/л: резервуары со сточной водой (УПСВ-1,2 и ЦППН) – 1 раз в месяц, резервуары с нагнетаемой морской водой (НСМ-4) – до 3 раз в месяц. Для более качественной обработки коллекторов НСМ-4 по рекомендации филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» производилась рециркуляция морской воды в резервуарах с подачей бактерицида. Применение данной технологии не дало стабильного эффекта в снижении содержания сероводорода. Наилучший результат был достигнут в августе: детектируемое количество сероводорода составило 184,2 ppm.

С 26.08.2022 г. на НСМ-4 была начата постоянная закачка бактерицида в морскую воду с дозировкой 40 мг/л. Такое изменение технологии было введено в тестовом режиме сроком на 3 мес. Технология постоянной закачки малых доз оказалась неэффективна и экономически невыгодна: значения концентрации H_2S в течение 3 тестовых меся-

цев варьировались в пределах 352–379 ppm, при этом ежемесячный расход реагента увеличился на 40%. На основании результатов применения экспериментальной технологии в начале декабря 2022 г. постоянная закачка бактерицида была остановлена.

Новая технология подразумевала:

1. Увеличение дозировки для «ударной» обработки (400 мг/л).

2. Проведение бактерицидной обработки резервуаров (сточной воды) только после зачистки от донных отложений.

3. Увеличение количества адресных «ударных» обработок нагнетательных скважин и БКНС (400 мг/л).

4. Увеличение дозировки для закачки в нагнетательные скважины до 2000 мг/л.

Согласно новой технологии, с февраля 2023 г. закачку бактерицида проводили по следующей схеме: «ударная» обработка УПСВ-1,2 и ЦППН 1 раз в квартал, «ударная» обработка НСМ-4 – до 2 раз в месяц. Для улучшения качества обработки и охвата большего количества проблемных участков проведены адресные «ударные» закачки бактерицида на БКНС-1, 1а, 2а, 2, 4г, 8/9, 10 и в нагнетательные скважины дозировкой 2000 мг/л.

Закачка бактерицида по новой технологии, описанной выше, за период с февраля по май 2023 г. показала значительную эффективность, которая оценивалась по снижению концентрации сероводорода в попутно добываемом газе в среднем по месторождению на 45% (рис. 4).

Адресная закачка бактерицида

По результатам проведения адресных «ударных» обработок через КНС и нагнетательные скважины отмечен значительный положительный эффект, который оценивался по снижению уровня сероводорода на обрабатываемых объектах. Эффект от таких обработок сохраняется не более 1 мес.

Согласно проведенным исследованиям, зона сульфатредукции приходится на радиус 2–5 м в призабойной зоне скважины. Ранее были проведены исследования, которые подразумевали отбор проб в результате самоизлива из нагнетательной скважины с целью определения СВБ, сульфатов и H_2S через определённые интервалы времени в процессе излива. Было отмечено, что в начале излива уменьшалось количество сульфатов и изменялось количество сероводорода, однако со временем их концентрации выходили на стабильный уровень. По результатам данного эксперимента был рассчитан примерный радиус зоны активной сульфатредукции в скважине. На данный радиус и объём (исходя

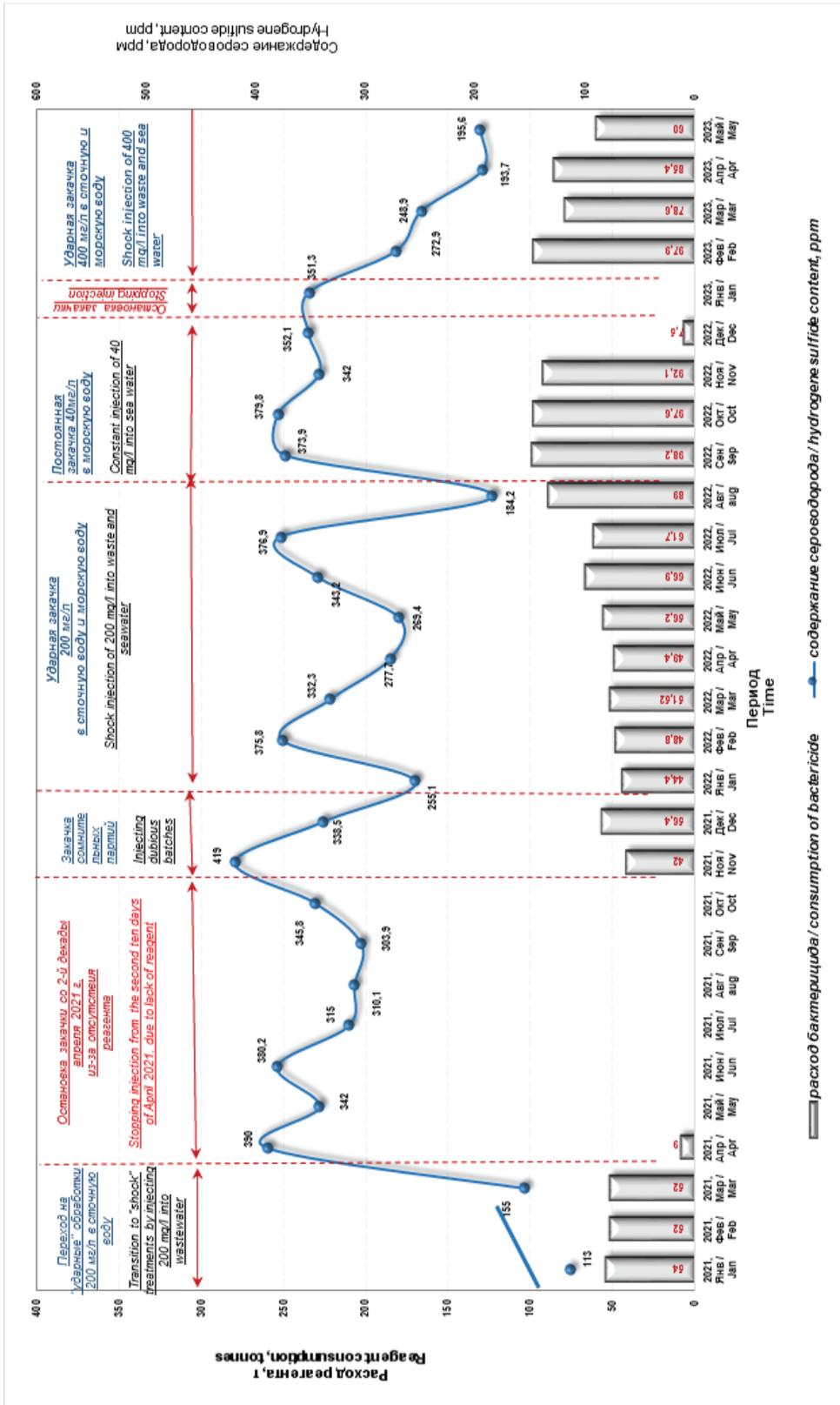


Рисунок 3. Динамика расхода реагента и содержание сероводорода в попутно добываемом газе по всем ГУ (среднее значение) за период с января по май 2023 г.
 Figure 3. Dynamics of reagent consumption and hydrogen sulfide content in associated gas for all gas plants (average value) for the period from January to May 2023

из эффективной мощности) рассчитывалась «ударная» обработка.

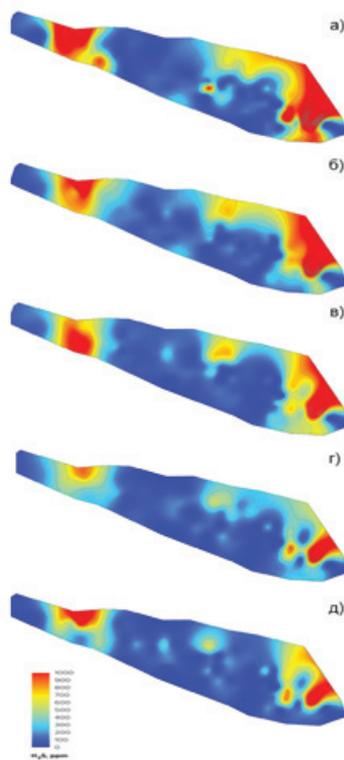
Известно, что на месторождении Узень наиболее активная часть биоценоза расположена в призабойной части пласта нагнетательной скважины [11]. Расчет скорости превращения сульфатов в сероводород установил, что 50–85% сульфатов от общего их количества в закачиваемой воде (3200 мг/л) восстанавливаются в объёме до 300 м³ извлекаемой воды.

Закачка бактерицида в нагнетательные скважины производится из расчёта удельного расхода ингибитора 2000 г/м³ объёма призабойной зоны пласта, заражённой СВБ.

Заключение

Применение бактерицида является одним из наиболее эффективных методов борьбы с образованием биогенного сульфидогенеза. Эффективная технология закачки бактерицида прямо или косвенно способствует борьбе с целым рядом осложнений на промышленных объектах, связанных с образованием и накоплением в пласте сульфидов: уменьшение эмульгирующего эффекта сульфида железа и образование трудно разрушаемой эмульсии, снижение коррозионного воздействия биогенных сульфидов и углекислого газа на металлические объекты (трубопроводы, резервуары и пр.), увеличение межремонтного периода подземного оборудования, снижение расходов на улучшение эксплуатационных и функциональных характеристик добываемой нефти. Таким образом, применение эффективной технологии закачки бактерицида позволяет значительно снизить финансовые вложения на разных этапах эксплуатации месторождения.

Опытным путём выявлено, что технология постоянной закачки реагента малыми дозами (40 мг/л) неэффективна в борьбе с образованием и накоплением биогенного сероводорода, поскольку не имеет достаточного ингибирующего влияния на активность сульфидогенных микроорганизмов, в т.ч. СВБ. Низкие концентрации бактерицида, попадая в условия пласта, могут существенно разбавляться, достигая концентраций, к которым микроорганизмы становятся нечувствительны. Согласно литературным данным [10], эффективность бактерицида может также зависеть от состава обрабатываемого микробного сообщества. Кроме того, постоянное присутствие бактерицида в малых дозах приводит к постепенной адаптации микробиоты к действующему веществу и, как следствие, не препятствует развитию планктонных форм и формированию бактериальных биопленок, а, значит, без «ударных»



Масштаб 1:160 000

Scale 1:160 000

Рисунок 4. Карты распределения зараженности сероводородом на 2023 г.

Figure 4 Hydrogen sulfide contamination distribution maps for 2023

а) январь / January; б) февраль / February; в) март / March; г) апрель / April; д) май / May

обработок постоянная закачка бактерицида в малых дозах неэффективна против сульфидогенной активности планктонных и, следовательно, адгезированных форм бактерий на промышленных объектах.

Новая технология закачки бактерицида, разработанная согласно рекомендациям экспертов, предполагала комплексный подход к обработке месторождения: закачка «ударными» дозировками, адресные закачки, закачка на БКНС увеличенной дозировкой 400 мг/л. Предполагалась также периодическая зачистка резервуаров, что дополнительно повышало эффективность бактерицидных обработок.

В течение 3 мес. обработки наблюдалось стабильное снижение концентрации сероводорода: в апреле среднее содержание сероводорода по 78 ГУ составило 193,7 ppm, что показывает снижение сероводорода в газе по сравнению с показателями января практически вдвое.

По результатам мониторинга применения бактерицида, согласно новой технологии рекомендуется продолжить закачку реагента по утвержденному плану мероприятий. Рекомендуется также продолжать обработку

ударными «адресными» закачками БКНС и нагнетательные скважины. При этом наиболее проблемные участки с повышенным содержанием сероводорода требуют особого внимания и адресной обработки.

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 следующий образом: Биджиева С.Х. – концептуализация и дизайн исследования, написание текста, Нурсеитов Н.К. – курирование данных, администрирование проекта, анализ полученных материалов, Калмуханова Т.Б. – визуализация, сбор и обработка материалов,

Утепов М.С. – написание первичного варианта, визуализация материала.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Salimat Kh. Bidzhieva – conceptualization and design of the study, writing the text; Nauruzbek K. Nurseitov – data curation, project administration, analysis of received materials; Tilektes B. Kalmukhanova – visualization, collection and processing of materials; Maksat S. Uteпов – writing the primary version, visualization of the material.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Gieg L.M., Jack T.R., Foght J.M.* Biological souring and mitigation in oil reservoirs // *Appl Microbiol Biotechnol.* 2011. Vol. 92, № 4. P. 263–282. doi:10.1007/s00253-011-3542-6.
2. *Magot M., Ravot G., Campaignolle X., et al.* Dethiosulfovibrio peptidovorans gen. nov., sp. nov., a new anaerobic, slightly halophilic, thiosulfate-reducing bacterium from corroding offshore oil wells // *Int J Syst Bacteriol.* 1997. Vol. 47, № 3. P. 818–824. doi:10.1099/00207713-47-3-818.
3. *Liamleam W., Annachhatre A.P.* Electron donors for biological sulfate reduction // *Biotechnol Adv.* 2007. Vol. 25, № 5. P. 452–463. doi:10.1016/j.biotechadv.2007.05.002.
4. *Khatib Z.I., Salanitro J.R.* Reservoir souring: analysis of surveys and experience in sour waterfloods // *Society of Petroleum Engineers*; 1997 Oct 5–8; San Antonio, Texas. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/97SPE/All-97SPE/SPE-38795-MS/189127>. Дата обращения: 16.07.2023.
5. *Holubnyak Y.I., Bremer J.M., Mibeck B.A.F., et al.* Understanding the souring at Bakken oil reservoirs // *Society of Petroleum Engineers*; 2011 Apr 11–13; The Woodlands, Texas, USA. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/11OCS/All-11OCS/SPE-141434-MS/151097>. Дата обращения: 12.06.2023.
6. *Muyzer G., Stams A.J.M.* The ecology and biotechnology of sulphate-reducing bacteria // *Nat Rev Microbiol.* 2008. Vol. 6. P. 441–454. doi:10.1038/nrmicro1892.
7. *Sokolova D.S., Semenova E.M., Grouzdev D.S., et al.* Sulfidogenic microbial communities of the Uzen high-temperature oil field in Kazakhstan // *Microorganisms.* 2021. Vol. 9, № 9. P. 1818. doi:10.3390/microorganisms9091818.
8. *Иманбаев Б.А., Жапаров Н.С., Максут Д.М., Утепов М.С.* Методы применения бактерицидов для борьбы с биогенным сероводородом на месторождении Узень и Карамандыбас // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана.* 2021. Т. 4, № 9. С. 79–92. doi:10.54859/kjogi99709.
9. *Ежова А.В.* Литология. 3-е изд. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2009.
10. *Pereira G.F., Pilz-Junior H.L., Corção G.* The impact of bacterial diversity on resistance to biocides in oilfields // *Sci Rep.* 2021. Vol. 11, № 1. doi:10.1038/s41598-021-02494-7.

11. Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. Месторождение Узень. Проблемы и решения. Алматы : Нур-Принт, 2016.

REFERENCES

1. Gieg LM, Jack TR, Foght JM. Biological souring and mitigation in oil reservoirs. *Appl Microbiol Biotechnol.* 2011;92(4):263–282. doi:10.1007/s00253-011-3542-6.
2. Magot M, Ravot G, Campaignolle X, et al. *Dethiosulfovibrio peptidovorans* gen. nov., sp. nov., a new anaerobic, slightly halophilic, thiosulfate-reducing bacterium from corroding offshore oil wells. *Int J Syst Bacteriol.* 1997;47(3):818–824. doi:10.1099/00207713-47-3-818.
3. Liamleam W, Annachhatre AP. Electron donors for biological sulfate reduction. *Biotechnol Adv.* 2007;25(5):452–463. doi:10.1016/j.biotechadv.2007.05.002.
4. Khatib ZI, Salanitro JR. Reservoir souring: analysis of surveys and experience in sour waterfloods // Society of Petroleum Engineers; 1997 Oct 5–8; San Antonio, Texas. Available from: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-abstract/97SPE/All-97SPE/SPE-38795-MS/189127>.
5. Holubnyak YI, Bremer JM, Mibeck BAF, et al. Understanding the souring at Bakken oil reservoirs // Society of Petroleum Engineers; 2011 Apr 11–13; The Woodlands, Texas, USA. Available from: <https://onepetro.org/SPEOCC/proceedings-abstract/11OCS/All-11OCS/SPE-141434-MS/151097>.
6. Muyzer G, Stams AJM. The ecology and biotechnology of sulphate-reducing bacteria. *Nat Rev Microbiol.* 2008;6:441–454. doi:10.1038/nrmicro1892.
7. Sokolova DS, Semenova EM, Grouzdev DS, et al. Sulfidogenic microbial communities of the Uzen high-temperature oil field in Kazakhstan. *Microorganisms.* 2021;9(9):1818. doi:10.3390/microorganisms9091818.
8. Imanbayev BA, Zhaparov NS, Maksut DM, Utepov MS. Methods of combating biogenic hydrogen sulfur at the Uzen and Karamandibas oilfield. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2021;4(9):79–92. (In Russ).
9. Ezhova AV. *Lithology. 3th ed.* Tomsk: Tomsk Polytechnic University Press; 2009. (In Russ).
10. Pereira GF, Pilz-Junior HL, Corção G. The impact of bacterial diversity on resistance to biocides in oilfields. *Sci Rep.* 2021;11(1). doi:10.1038/s41598-021-02494-7.
11. Mullaev BT, Abitova AZ, Sayenko OB, Turikpenbayev BZ. Uzen field. *Problems and solutions.* Almaty: Nur-Print; 2016. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Биджиева Салимат Хасановна

канд. биол. наук

ORCID 0000-0002-7599-114X

e-mail: s.bidzhieva@kmge.kz.

Нурсеитов Наурузбек Карджаубаевич

e-mail: n.nurseitov@kmge.kz.

Калмуханова Тилектес Багдовлетовна

e-mail: t.kalmukhanova@kmge.kz.

Утепов Максат Сейлханулы

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

AUTHORS' INFO

*Salimat Kh. Bidzhieva

Cand. Sc. (Biology)

ORCID 0000-0002-7599-114X

e-mail: s.bidzhieva@kmge.kz.

Nauruzbek K. Nurseitov

e-mail: n.nurseitov@kmge.kz.

Tilektes B. Kalmukhanova

e-mail: t.kalmukhanova@kmge.kz.

Maksat S. Utepov

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

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276
МРНТИ 29.17.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>

Получена: 13.04.2023.

Одобрена: 07.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Увеличение эффективности применения бактерицида на НСМ-4 АО «Озенмунайгаз»

Н.К. Альжанов, С.К. Беркуталиева, М.Т. Тлешев

КМГ Инжиниринг, Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Исследование посвящено повышению эффективности бактерицидной обработки отложений на месторождениях АО «Озенмунайгаз». Проведены расчеты по оценке возможности подогрева пласта и трубопровода, гидравлических теплопотерь при закачке бактерицида, эффективности смешивания реагента с водой. Анализ выявил неэффективность смешивания бактерицида с водой при низких температурах и скоростях введения ингибитора.

Цель. Цель исследования заключалась в выявлении решений для преодоления проблем, вызванных повышенным содержанием сероводорода на месторождениях АО «Озенмунайгаз». Это включало в себя решение проблем с температурой при подаче бактерицида и увеличением скорости введения ингибитора.

Материалы и методы. Были проведены расчеты теплопотерь с использованием программы UniSim как для нагрева резервуара, так и для линий ввода, а также анализ перемешивания бактерицида внутри трубопровода с использованием программы ANSYS.

Результаты. Результаты исследования привели к конкретным рекомендациям и мерам, которые могли бы смягчить проблемы, связанные с температурой и скоростью введения. Среди них были такие меры, как нагрев и изоляция, контроль температуры, регулярный осмотр теплоизоляции и выбор нового реагента с улучшенными свойствами перемешивания при более низких температурах. Также рекомендована установка датчиков потока и температуры реагента вместе с контролем питания.

Заключение. Внедрение предложенных мер позволит эффективно решить проблемы, связанные с повышенным содержанием сероводорода. Такой подход обеспечит плавный и безопасный поток бактерицида и поможет поддерживать эффективность работы соответствующих объектов.

Ключевые слова: *смешиваемость бактерицида, сероводород, подбор реагента, теплоизоляция резервуара.*

Как цитировать:

Альжанов Н.К., Беркуталиева С.К., Тлешев М.Т. Увеличение эффективности применения бактерицида на НСМ-4 АО «Озенмунайгаз» // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 60–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>.

UDC 622.276
CSCSTI 29.17.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>

Received: 13.04.2023.

Accepted: 07.12.2023.

Published: 30.12.2023.

Original article

Increasing the efficiency of the bactericide use at PS-4 of "Ozenmunaigas" JSC

Nursultan K. Alzhanov, Sandugash K. Berkutaliyeva, Maxat T. Tleshev

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The study is devoted to increasing the efficiency of bactericidal treatment of sediments at the oil fields of Ozenmunaigas JSC. Calculations were carried out to assess the capability of heating the formation and the pipeline, hydraulic heat loss when injecting a bactericide, and the efficiency of mixing the reagent with water. The analysis revealed the ineffectiveness of mixing the bactericide with water at low temperatures and rates of inhibitor introduction.

Aim: The purpose of the study was to identify solutions to overcome the problems caused by the increased content of hydrogen sulfide in the fields of Ozenmunaigas JSC. This included addressing the temperature issues during bactericide delivery and increasing the rate of inhibitor injection.

Materials and methods: Heat loss calculations were carried out using the UniSim program for both tank heating and input lines, as well as an analysis of bactericide mixing inside the pipeline using the ANSYS program.

Results: The results of the study led to specific recommendations and measures that could mitigate the problems associated with temperature and rate of injection. These included measures such as heating and insulation, temperature control, regular inspection of thermal insulation, and selection of a new reagent with improved mixing properties at lower temperatures. It is also recommended to install reagent flow and temperature sensors along with power supply control.

Conclusion: The implementation of the proposed measures will effectively solve the problems associated with high levels of hydrogen sulfide. This approach will ensure a smooth and safe flow of bactericide and help maintain the operating efficiency of the affected facilities.

Keywords: *bactericide miscibility, hydrogen sulfide, selection of reagent, thermal insulation of the tank.*

To cite this article:

Alzhanov NK, Berkutaliyeva SK., Tleshev MT Increasing the efficiency of the bactericide use at PS-4 of "Ozenmunaigas" JSC. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(4):60–73.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>.

ӘОЖ 622.276
ГТАХР 29.17.01

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>

Қабылданды: 13.04.2023.

Мақұлданды: 07.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпнұсқа зерттеу

«Өзенмұнайгаз» АҚ HCM-4-те бактерицидті пайдаланудың тиімділігін арттыру

Н.Қ. Әлжанов, С.Қ. Бүркітәлиева, М.Т. Тлешев

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Зерттеу «Өзенмұнайгаз» АҚ кен орындарында бактерицидтік өңдеудің тиімділігін арттыруға арналған. Қабатты және құбырды жылыту мүмкіндігін, бактерицидті айдау кезіндегі гидравликалық жылуды жоғалтуды және реагентті сумен араластыру тиімділігін бағалау үшін есептеулер жүргізілді. Талдау төмен температураларда және ингибиторды енгізу жылдамдығында бактерицидті сумен араластырудың тиімсіздігі анықтады.

Мақсаты. Зерттеудің мақсаты «Өзенмұнайгаз» АҚ кен орындарында күкіртті сутегі деңгейінің жоғарылауынан туындаған мәселелерді шешу жолдарын анықтау болды. Бұған бактерицидті жеткізу кезінде температура мәселелерін шешу және ингибиторды енгізу жылдамдығын арттыру кіреді.

Материалдар мен әдістер. Резервуарды қыздыру үшін де, енгізу желілері үшін де UniSim бағдарламасын қолдана отырып, жылу шығынын есептеу және ANSYS бағдарламасын қолдана отырып, құбыр ішіндегі бактерицидті араластыру талдауы жүргізілді.

Нәтижелері. Зерттеу нәтижелері температура мен енгізу жылдамдығына байланысты мәселелерді жеңілдететін нақты ұсыныстар мен шараларға әкелді. Оларға жылыту және оқшаулау, температураны бақылау, жылу оқшаулауды жүйелі түрде тексеру және төменгі температурада жақсартылған араластыру қасиеттері бар жаңа реагент таңдау сияқты шаралар кірді. Және де қуатты бақылаумен бірге реагент ағыны мен температура сенсорларын орнату ұсынылды.

Қорытынды. Ұсынылған шараларды енгізу күкіртсутектің жоғарылауымен байланысты мәселелерді тиімді шешуге мүмкіндік береді. Бұл тәсіл бактерицидтің біркелкі және қауіпсіз ағынын қамтамасыз етеді және тиісті нысандардың жұмыс тиімділігін сақтауға көмектеседі.

Негізгі сөздер: бактерицидтің араласуы, күкіртсутек, реагент таңдау, резервуардың жылу оқшаулауы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Әлжанов Н.Қ., Бүркітәлиева С.Қ., Тлешев М.Т. «Өзенмұнайгаз» АҚ HCM-4-те бактерицидті пайдаланудың тиімділігін арттыру // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №4, 60–73 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108640>.

Введение

В данном исследовании рассматривается вопрос повышения эффективности бактерицидной обработки отложений на месторождениях АО «Озенмунайгаз» (далее – ОМГ), с фокусом на технической инспекции объекта НСМ-4 и узла закачки реагента, проведенной в ноябре – декабре 2020 г. Эти мероприятия были выполнены при участии Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ) «КазНИПИмунайгаз» (далее – КазНИПИ), а также специалистов Управления подготовки нефти и производственного обслуживания (далее – УПНиПО) и Управления химизации и экологии ОМГ. В ходе исследования проведены расчеты теплопотерь, анализ смешивания бактерицида с водой и выявлены проблемы, связанные с температурой и скоростью введения ингибитора [1].

По результатам выполненных исследований определено следующее:

- при температуре бактерицида -15°C и морской воды +4°C – плохая смешиваемость;
- при температуре бактерицида +4°C и морской воды +4°C – хорошая смешиваемость;
- при температуре бактерицида +20°C и морской воды +4°C – хорошая смешиваемость.

Таким образом, можно говорить о нижней допустимой границе температуры +4°C, после достижения которой будет обеспечиваться эффективное смешивание бактерицида с морской водой.

Несколько исследований дают ценную информацию при решении проблем микробной коррозии в нефтегазовой промышленности. Чжан и др. исследуют потенциал экстрактов шелухи хурмы в качестве экологически чистых ингибиторов коррозии и бактерицидов, показывая их эффективность в подавлении бактериальной активности микроорганизмов нефтяных месторождений [2]. Конг и др. уделяют особое внимание применимости бактерицидов, подчеркивая важность выбора подходящих соединений, таких как фталоцианин меди, для предотвращения микробной коррозии в бетонных конструкциях [3]. Эльгинди и др. изучили динамику бактерий, устойчивых к ионам меди, подчеркнув значение содержания влаги, состава медного сплава и питательной среды для влияния на выживаемость бактерий на медных поверхностях [4]. Кроме того, Самедов и др. исследовали ингибирующее и бактерицидное действие природных нафтенатов на коррозию стали в морской воде, подчеркивая потенциал этих соединений в защите как от электрохимической, так и от микробной коррозии [5].

Эти исследования в совокупности способствуют пониманию различных стратегий и материалов для повышения эффективности бактерицидов.

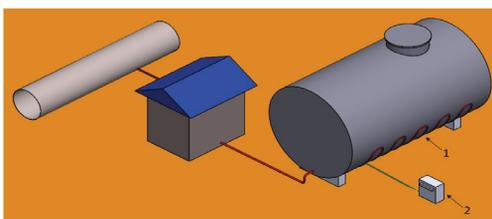


Рисунок 1. Схема системы обогрева резервуара в НСМ-4

Figure 1. Diagram of the tank heating system in PS-4

1 – нагревательные секции / heating sections, 2 – шкаф управления системой обогрева / heating system control cabinet

Результаты лабораторных исследований были применены в исследовательской работе КМГИ для анализа различных вариантов обогрева системы закачки бактерицида, моделирования потока бактерицида и смешиваемости реагента с морской водой.

Методология

Система закачки бактерицида состоит из резервуара для хранения бактерицида (без обогрева, но с теплоизоляцией), трубопровода размером Ду = 25 мм (без теплоизоляции) длиной около 5 м от резервуара до насоса, электронасоса 630/40 (подача 630 л/ч и давление 40 кгс/см²), трубопровода размером Ду = 25 мм (без теплоизоляции) длиной около 5 м от насоса до клапана Ду = 150 мм и от клапана до точки врезки.

В рамках исследования были проведены следующие работы:

- расчет тепловых потерь потока бактерицида в случае обогрева резервуара по программе UniSim;
- расчет тепловых потерь потока бактерицида в случае обогрева линий закачки с помощью программы UniSim;
- анализ смешивания бактерицида внутри водовода с помощью программы ANSYS.

Расчет тепловых потерь потока бактерицида в случае обогрева резервуара

В данном варианте рассматривается возможность установки и монтажа обогревающего оборудования внешней стенки резервуара с помощью греющих кабелей.

Особенности тепловой системы включают в себя определение общего количества нагревательных секций, длины каждой секции, шага укладки и высоты установки нагревательного кабеля в сотрудничестве с потенциальным поставщиком. Рекомендуется установка нагревательных секций только

в нижней части резервуара, обеспечивая тем самым обогрев только половины резервуара и значительно сокращая время монтажа и технического обслуживания.

Шкаф управления тепловой системой гарантирует автоматическое поддержание заданной температуры +5°C, обеспечивая дополнительную экономию электроэнергии. В нем предусмотрены автоматический и ручной режимы работы тепловой системы.

Нагревательный кабель, шкаф управления и система заземления разрабатываются и поставляются поставщиком. Система включает в себя следующие элементы:

- саморегулирующийся нагревательный кабель RGS30-2CR (30 Вт/м), Samreg 40-2CR (40 Вт/м) или их аналоги;
- коробка силовая (используется для подключения секций нагревательного кабеля);
- коробка контрольная (для подключения датчика температуры);

- система крепления нагревательного кабеля на внешней стенке резервуара (обеспечивает надежную фиксацию);

- шкаф управления системой электрообогрева (играет ключевую роль в обеспечении автоматического контроля и управления температурой, обеспечивая эффективную работу системы).

В данном анализе рассмотрена возможность увеличения температуры бактерицида для повышения эффективности его смешивания с морской водой в водоводе. Моделирование проведено с помощью программы UniSim, позволяющей производить подбор нефтегазового оборудования и симулирования.

В расчёте было рассмотрено консервативное допущение, когда в практически пустой резервуар заливают реагент, который хранился на открытом воздухе, т.е. температура реагента равна температуре окружающей среды.

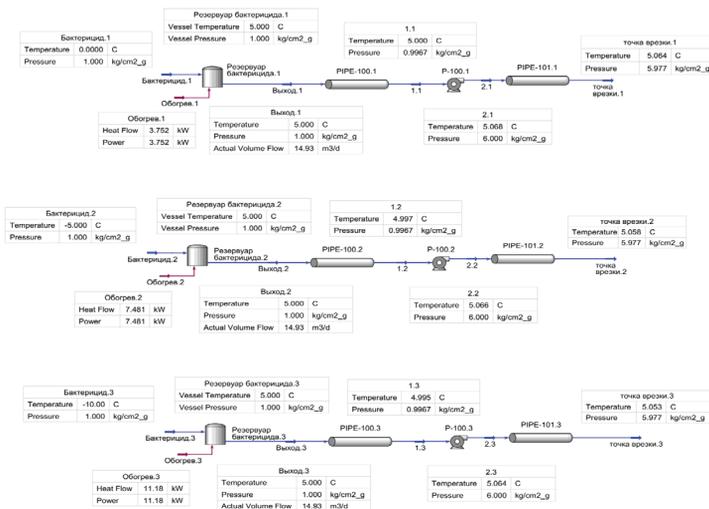


Рисунок 2. Расчет обогрева резервуара и тепловых потерь при температурах окружающей среды 0°C, -5°C, -10°C
Figure 2. Calculation of tank heating and heat losses at ambient temperatures of 0°C, -5°C, -10°C

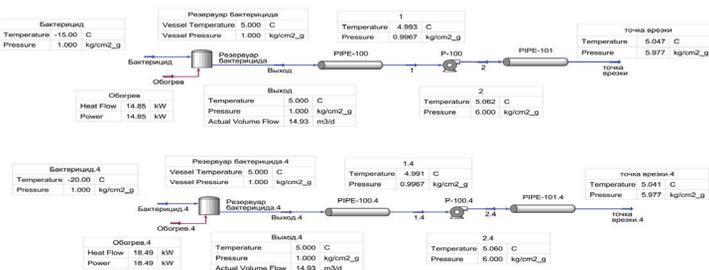


Рисунок 3. Расчет обогрева резервуара и тепловых потерь при температурах окружающей среды -15°C и -20°C
Figure 3. Calculation of tank heating and heat losses at ambient temperatures of -15°C and -20°C

Ниже рассмотрены несколько вариантов температур бактерицида в резервуаре (0°C, -5°C, -10°C, -15°C, -20°C).

В расчёте было принято условие, что вся линия зачки бактерицида от резервуара до точки врезки в морской водовод покрыты теплоизоляцией.

В результате расчёта при пополнении резервуара бактерицидом с температурой 0°C необходимо прогреть резервуар до температуры +5°C, что позволяет в дальнейшем достичь водовода с температурой свыше +4°C и эффективно смешивать бактерицид с морской водой согласно исследованиям КазНИПИ.

Мощность для обогрева резервуара напрямую зависит от температуры окружающей среды. Например, для достижения температуры +5°C требуется 3,752 кВт. Эффективность обогрева изменяется в зависимости от температурных условий, как указано ниже:

- при температуре окружающей среды -5°C – 7,481 кВт (рис. 2);
- при температуре окружающей среды -10°C – 11,18 кВт (рис. 2).
- при температуре окружающей среды -15°C – 14,85 кВт (рис. 3);
- при температуре окружающей среды -20°C – 18,49 кВт (рис. 3).

Таким образом, изменение внешних температурных условий непосредственно влияет на требуемую мощность для обогрева резервуара.

Расчет тепловых потерь потока бактерицида в случае обогрева линий зачки

В данном варианте предлагается разработать и установить нагревательный модуль (тэн), выполненный в виде змеевика, по которому проходит бактерицид. Внешние стенки змеевика оборудованы саморегулирующим нагревательным кабелем для резкого нагрева проточного бактерицида.

Нагревательный блок предлагается установить после насоса для обеспечения циркуляции через змеевик до точки врезки в морской водовод (рис. 4).

Для подачи реагента достаточными условиями являются давление 6 кгс/см² дозирования насоса марки 630/40-K13B и номинальная мощность греющего кабеля 65 Вт/м. Потеря давления в нагревательном блоке для консервативного расчета принята как 0,5 бар.

Нагревательный блок выполнен из змеевика, греющего кабеля, которые размещены внутри контейнера, утепленного теплоизоляцией. Контейнер установлен на бетонный фундамент, как это показано на рис. 5.

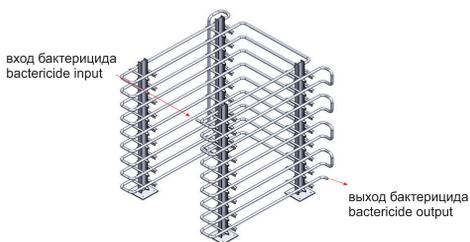


Рисунок 4. Нагревательный блок размером 2 x 2 м
Figure 4. Heating block with a size of 2 x 2 m

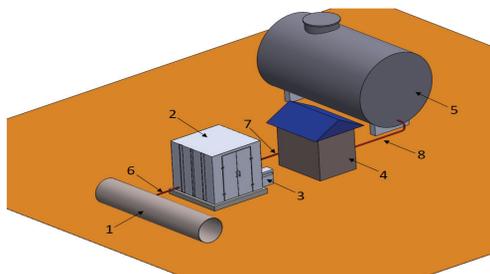


Рисунок 5. Схема системы обогрева резервуара в HCM-4
Figure 5. Diagram of the tank heating system in PS-4

- 1 – водовод / water conduit; 2 – нагревательный блок / heating block; 3 – шкаф управления системой обогрева / heating system control cabinet; 4 – насосная станция / pumping station; 5 – резервуар с бактерицидом / tank with bactericide; 6 – патрубок Ду = 10 мм / pipe DN = 10 mm; 7 – патрубок Ду = 25 мм / pipe DN = 25 mm; 8 – патрубок Ду = 25 мм / pipe DN = 25 mm

Змеевик, или трубный пучок, – это труба, которая может иметь различный диаметр, где внутри циркулирует теплоноситель – бактерицид. Змеевик должен быть из коррозионностойкого материального исполнения, например, из аустенитной нержавеющей стали ASTM 304 или 316. Внешние стенки труб обмотаны по окружности нагревательным кабелем. Для исключения электрохимической и гальванической коррозии контакты между нержавеющей и углеродистыми сталями должны быть исключены. Для этого следует использовать хомуты, изготовленные из нержавеющей стали.

Греющие кабели в основном используются для поддержания температуры в трубопроводах, а также для нагрева.

Данные кабели обеспечивают поддержание температуры до 65°C. Кабели имеют внешнюю оболочку из фторполимера,

Таблица 1. Требуемая расчетная длина кабеля для разных условий
Table 1. Required estimated cable length for different conditions

Температура, °C Temperature, °C	Мощность, кВт Power, kW	Номинальная мощность кабеля Cable power rating			
		16 Вт/м 16 W/m	25 Вт/м 25 W/m	47 Вт/м 47 W/m	65 Вт/м 65 W/m
0	3,695	230,9375	147,8	78,61702	56,84615
-5	7,423	463,9375	296,92	157,9362	114,2
-10	11,13	695,625	445,2	236,8085	171,2308
-15	14,8	925	592	314,8936	227,6923
-20	18,44	1152,5	737,6	392,3404	283,6923

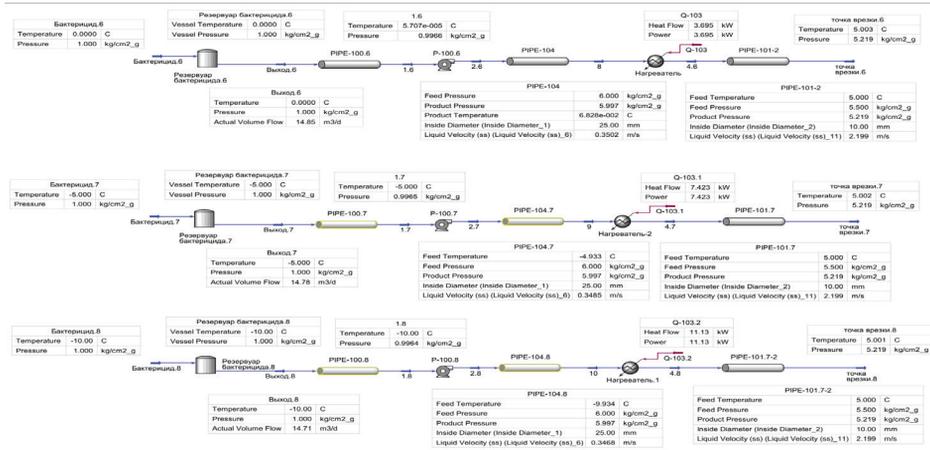


Рисунок 6. Расчет обогрева линий заправки бактерицида и тепловых потерь при температурах окружающей среды 0°C, -5°C, -10°C
Figure 6. Calculation of heating of bactericide injection lines and heat losses at ambient temperatures of 0°C, -5°C, -10°C

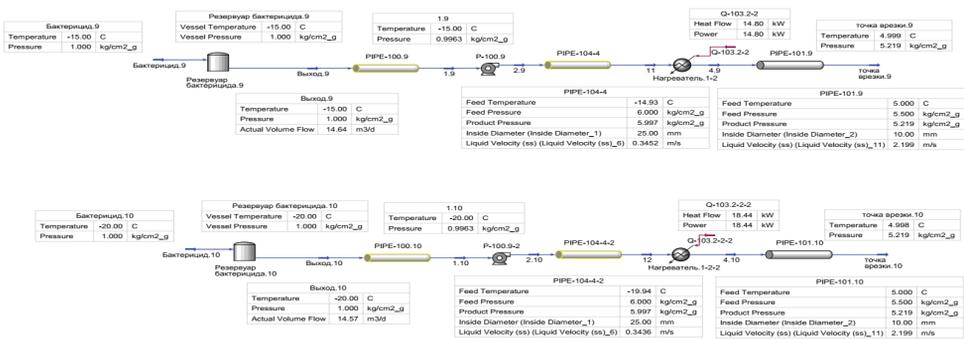


Рисунок 7. Расчет обогрева линий заправки бактерицида и тепловых потерь при температурах окружающей среды -15°C и -20°C
Figure 7. Calculation of heating of bactericide injection lines and heat losses at ambient temperatures of -15°C and -20°C

обеспечивающего высокую стойкость к агрессивным органическим химическим веществам и коррозии.

В зависимости от мощности потребляемой электроэнергии (рис. 2 и 3) и номинальной мощности кабеля можно рассчитать длину кабеля.

В табл. 1 показан расчёт максимальной необходимой длины кабеля, который нужен для обогрева линий заправки бактерицида.

Оператор добычи принимает решение о применении системы подогрева, функционирующей при окружающей температуре 0°C. Для обеспечения такой работы необходим блок мощностью 3,695 кВт и кабель с номинальной мощностью 65 Вт/м. Необходимо определить длину кабеля, рассчитав отношение 3,695 кВт к 65 Вт/м, что составляет 57 м. Таким образом, требуется установить длину кабеля не менее 57 м. Возникает вопрос о возможности достижения протекающим охлажденным бактерицидом температуры +4°C и выше на выходе из системы подогрева.

Ниже рассмотрены несколько вариантов температур бактерицида в резервуаре (0°C, -5°C, -10°C, -15°C, -20°C).

В анализе используется электрообогрев линий подачи реагента нагревательным блоком.

В расчете было принято условие, что вся линия закачки бактерицида от резервуара до точки врезки в морской водовод покрыты теплоизоляцией, кроме змеевика.

В результате расчёта при пополнении резервуара бактерицидом с температурой 0°C необходимо прогреть линию закачки до температуры +5°C, чтобы в дальнейшем достичь водовода с температурой свыше +4°C и эффективно смешивать бактерицид с морской водой, согласно исследованиям КазНИПИ.

Необходимая мощность для обогрева линий закачки зависит от температуры окружающей среды, причем чем ниже температура, тем выше требуемая мощность.

Список компонентов:

- при температуре окружающей среды (бактерицида) -5°C: 7,423 кВт (рис. 6);
- при температуре окружающей среды (бактерицида) -10°C: 11,13 кВт (рис. 6);
- при температуре окружающей среды (бактерицида) -15°C: 14,8 кВт (рис. 7);
- при температуре окружающей среды (бактерицида) -20°C: 18,44 кВт (рис. 7);
- при увеличении температуры обогрева резервуара до +5°C: 3,695 кВт (рис. 6).

Анализ нагревательного блока

Для проведения анализа необходимо знать скорость потока и температуру на входе в нагревательный блок. Согласно гидравлическому расчету (рис. 6 и 7), скорость потока до входа в нагреватель составляет 0,35 м/с. Температура потока может варьироваться от 0°C до -20°C. С использованием программы ANSYS был проведен тепловой анализ, где на змеевик подается температура +50°C (максимальная +65°C). Необходимо рассчитать температуру потока на выходе из змеевика при заданной скорости потока и температуре.

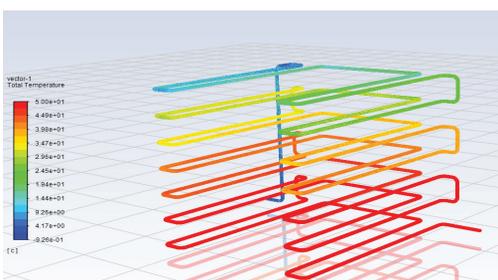


Рисунок 8. Расчет обогрева линий закачки бактерицида при температуре на входе 0°C
Figure 8. Calculation of heating of bactericide injection lines at an inlet temperature of 0°C

В результате анализа получаем на выходе температуру нагретого бактерицида до +50°C (выделено красным) при условии, что температура бактерицида на входе составляет 0°C, а скорость потока – 0,35 м/с. Как видно из рис. 8, уже на первом витке температура поднимается до +10°C (выделено светло-синим цветом).

Также с помощью программы ANSYS был сделан расчет потери скорости потока жидкости в змеевике при заданных температурах (0°C – бактерицид, +50°C – змеевик). Результаты показали, что скорость потока на выходе из змеевика составила 0,33 м/с, (потеря 0,02 м/с), увеличение скорости потока – 0,5 м/с в местах соединения труб, после поток замедляется до 0,33 м/с.

С использованием программы ANSYS был проведен анализ на прочность опорной колонны, учитывая полное заполнение змеевика жидкостью. Расчет, выполненный по критерию напряжения фон Мизеса, показал, что максимальная нагрузка не превышает 7 МПа. Напряжение фон Мизеса как индикатор текучести или разрушения материала особенно ценно для пластичных материалов, таких как металлы. Согласно этому критерию, материал считается текучим, если напряжение фон Мизеса при нагрузке равно или превышает предел текучести при простом растяжении.

Используемый материал для опорной стойки – сталь с пределом прочности 235 и 295 МПа соответственно. Таким образом, коэффициенты запаса прочности составили 34 (235 / 7) и 42 (295 / 7). Эти значения свидетельствуют о высоком запасе прочности материала, делая его пригодным для использования в нагревательном блоке.

Также проведен анализ деформации опорной стойки, который показал минимальные изменения, настолько малые, что их можно исключить из расчетов. В итоге опорная колонна и уголки продемонстрировали высокий уровень безопасности и подтвердили свою пригодность для применения в нагревательном блоке.

Анализ смешивания бактерицида внутри водовода

Для моделирования физического процесса смешивания бактерицида и морской воды использовалась программа ANSYS Fluent. Эта программа способна проводить моделирование смешивания и передачи химических веществ, решая уравнения сохранения, которые описывают конвекцию, диффузию и источники реакций для каждого компонента.

Для расчёта были приняты консервативные результаты, когда температура в резервуаре была не менее +4°C.

Граница жидкости делится на следующие области для задания граничных условий: вход морской воды (A1), вход бактерицида (A2), выход (B), как показано на рис. 9.

По данным участка УПНиПО, диаметр морского трубопровода составляет 720 мм (Ду = 700 мм). Согласно расчету с помощью программы PipeSim, скорость морской воды при данном Ду составляет 1,4 м/с. Также в симуляции принят во внимание диаметр врезки Ду = 150 мм, который значительно сокращает скорость потока из-за от перехода между трубами разного диаметра (с 25 на 150 мм).

В качестве входных данных для симуляции потока бактерицида были приняты значения, указанные в табл. 2.

В контексте гидродинамики термин «условия прилипания» означает предположение, что жидкость, непосредственно контактирующая с твердой границей, имеет одинаковую скорость с границей. Это означает, что жидкость не испытывает проскальзывания по твердой поверхности, имеет прилипание к поверхности и отражает её скорость.

Очень важно подчеркнуть основные предположения, которые учитывались в ходе моделирования. В 3D анализе были учтены гравитационные силы $-9,87 \text{ м/с}^2$ по оси Y, влияющие на динамику изменяющегося потока. Однако в 2D анализе гравитационные силы не учитывались из-за специфической конфигурации вставки труб. Чтобы упростить задачу, было проведено моделирование на основе скорости потока. Исследование потока воды в трубе проводилось как в 2D, так и в 3D, что привело к исключению анализа потока под давлением. Анализ включал воспроизведение характеристик жидкостей, в частности, морской воды с бактерицидом путём определения их вязкости и плотности при заданной температуре (табл. 2).

Данная работа заключается в смешивании и растворении бактерицида в морской воде, где коэффициент диффузии был принят $1,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$. Физически коэффициент диф-

Таблица 2. Входные данные ANSYS Fluent
Table 2. ANSYS Fluent Input Data

Параметр Parameter	Значение Value
Скорость потока на входе: морская вода (A1), м/с Inlet flow velocity: sea water m/s.	1,4
Скорость потока на входе: бактерицид (A2) (врезка размером Ду = 150 мм), м/с Inlet flow rate: bactericide (A2) (tie-in with a size DN = 150 mm), m/s	0,009
Плотность бактерицида, кг/м ³ Bactericide density, kg/m ³	960
Вязкость бактерицида Bactericide viscosity	0,07
Температура*, °C Temperature*, °C	4°C
Платформа Platform	Fluent, Steady
Модель турбулентности Turbulence model	k- ω , shear stress transport
Интенсивность турбулентности, % Turbulence intensity, %	5
Количество итераций Number of iterations	500

*см. табл. 1 / See table 1

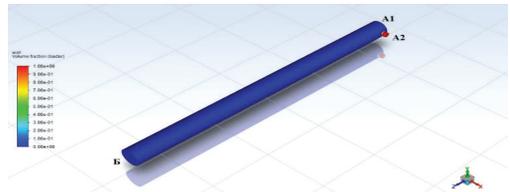


Рисунок 9. 3D модель HCM-4
Figure 9. PS-4 3D model

фузии означает, что масса вещества диффундирует через единицу поверхности за единицу времени при градиенте концентрации, равном единице.

Анализ был проведен на основании скорости потоков (transient velocity based). Согласно результатам, в трубе наблюдается растворение бактерицида при различной скорости потока. Для понимания данных на рис. 10 указана разноцветная шкала массовой доли бактерицида в морской воде, выраженная в концентрации.

На рис. 10 данные проведенной симуляции показывают, что с учетом значительной разницы в скоростях потока между бактерицидом и потоком в основной трубе с морской водой, поток бактерицида будет остановлен при его входе в основную трубу.

По шкале массовой доли бактерицида в морской воде можно увидеть, что концентрация бактерицида будет составлять 0%.

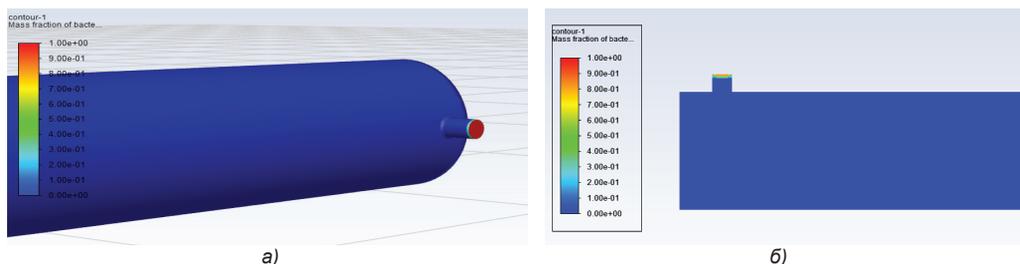


Рисунок 10. 3D модель HCM-4
Figure 10. PS-4 3D model

а) изометрический вид / isometric view; б) вид сверху / view from above

Вход на HCM-4		
Расход воды	2213,5	м3/ч
Давление	0,751	кгс/см2
Перепад давления	0,293	кгс/см2
Расход воды за час	2193,7	м3
Расход воды за 2 часа	4343,3	м3
Давление на выходе	0,7	кгс/см2

Рисунок 11. Данные по HCM-4
Figure 11. Data for PS-4

Поскольку на практике цистерна с раствором бактерицида опустошается, соответственно, бактерицид попадает в трубу, но не смешивается. Чтобы это доказать, была проведена 2D симуляция на основании давлений в каждой трубе (рис. 11.)

На рис. 12 наблюдается поток бактерицида (обозначен красным цветом), который не проходит через основной поток, а лишь течёт по краю, соприкасаясь с трубой.

Был проведён параметрический анализ подбора размеров патрубка с разными диаметрами отверстий по течению морской воды и против течения. В итоге получены следующие результаты:

1. Смешиваемость бактерицида зависит от скорости струй, закачиваемых в водовод. При низких значениях скорости потока бактерицида происходит смачивание внутренних стенок трубы водовода, как показано на рис. 12. Если применять удлиненный патрубок внутри водовода, то струя бактерицида уносится потоком без какого-либо смешивания с морской водой. При установке отверстий напротив течения потока морской воды происходит повышение давления около форсунок, таким образом, снижается скорость струй бактерицида. Эффективность смешивания значительно падает.

2. Смешиваемость бактерицида зависит от диаметра отверстия форсунок внутри водовода: чем больше диаметр, тем лучше происходит смешивание бактерицида с морской водой.

3. Вихревой поток тоже влияет на смешиваемость: всё зависит от рас-

положения патрубка в пространстве трубы водовода, геометрической формы форсунки или патрубка, который обтекает морская вода, создавая вихревые потоки.

Таким образом, уменьшили диаметр трубы врезки со 150 мм на 10 мм для увеличения скорости потока с 0,009 на 2,2 м/с (рис. 6 и 7).

Предложили использовать только одно отверстие, чтобы сохранить скорость потока. Форсунку выполнили в виде короткого патрубка с изгибом 90°, которое переходит из патрубков размером 10 мм и на конусное сечение размером 30 мм в самом конце.

На рис. 12 показан отдельный анализ изменения скорости потока внутри патрубка. Как видно, вначале скорость потока равна 2,2 м/с, которая увеличивается до 2,65 м/с на участке изгиба, и далее поток течёт со скоростью 2,4 м/с. На выходе из конусной части скорость потока снизилась до 1,86 м/с при диаметре отверстия Ду = 30 мм. Этой скорости будет достаточно, чтобы обеспечить смешиваемость.

Диаметр отверстия форсунки (конуса) был специально увеличен, т.к. позволяет усилить эффективность смешивания, при этом потери скорости потока будут незначительными.

Внешне патрубок расположен в пространстве так, чтобы инжектируемый реагент вначале поступал в нижнюю часть трубы, далее постепенно уносился потоком и поднимался вверх из-за плотности реагента меньшей, чем у морской воды. Конусный наконечник патрубка установлен поперечно потоку морской воды. Форма конусного наконечника патрубка позволяет создавать некоторую микротурбулентность, или завихрение, потока, позволяющее увеличить процент смешивания (рис. 15).

Также предлагается использовать защитный кожух в виде трубы размером 150 мм, выполненной из углеродистой стали. Применение стального кожуха позволит минимизировать риски обрушения патрубка, т.к. все нагрузки от проточной воды будут приниматься кожухом. Это позволит использовать одно и тоже отверстие, сделанное

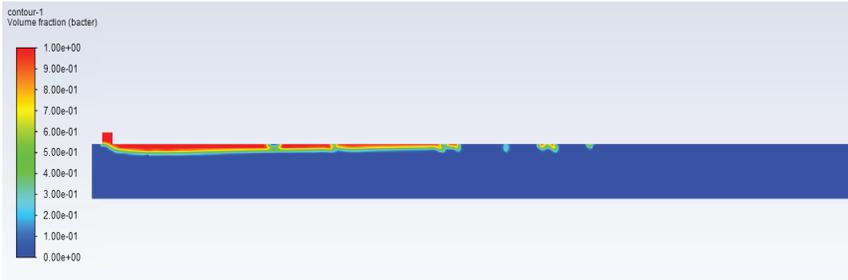


Рисунок 12. Вид сверху. Результаты гидродинамического анализа объемной доли бактерицида (красный) на основании давления
Figure 12. View from above. Results of hydrodynamic analysis of bactericide volume fraction (red) based on pressure

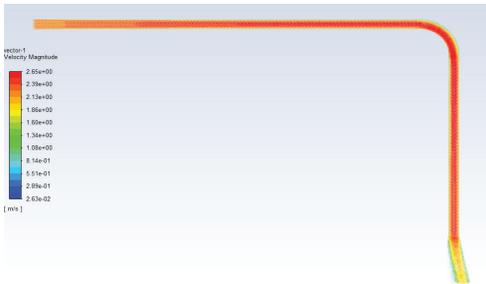


Рисунок 13. Вид сбоку. Скорость потока в патрубке
Figure 13. Side view. Flow rate in the pup-joint

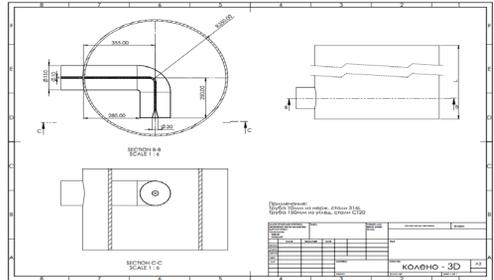


Рисунок 14. 3D расположение патрубка в водоводе
Figure 14. Location of the pup-joint in the water conduit 3D model

ранее. Размер кожуха позволяет увеличить завихрение и смешиваемость потока.

Нижняя часть кожуха герметично закрыта и приварена к конусу патрубка, как показано на рис. 13. Следует учитывать, что патрубок выполнен из нержавеющей стали марки 316L, а кожух из углеродистой. Это может привести к гальванической коррозии и осложнениям при сварке. Для того, чтобы сварить заготовки из нержавеющей стали и чёрных стальных сплавов, получив при этом качественные и надежные соединения, применяют сварку следующих типов:

- покрытыми штучными электродами в режиме ручной электродуговой сварки;
- электродами, изготовленными из вольфрама, не способными к расплавлению;
- в среде защитного газа, в качестве которого преимущественно используется аргон.

Если сварка изделий из чёрного металла и нержавеющей стали проводится ручной электродуговой сваркой, то рекомендуется использовать электроды, специально предназначенные для выполнения соединений цветных металлов и сплавов, как показано в табл. 3.

В анализе смешивания бактерицида с морской водой учитывалось одно допущение,

необходимое для того, чтобы сократить время расчета на компьютере (в силу ограниченности возможности компьютера):

1. Вначале был произведён расчет скорости закачки патрубка.
2. В пространстве водовода, на том месте, где находится конусный наконечник патрубка, был приложен поток со скоростью струй, рассчитанной ранее.

Результаты расчета смешивания показаны на рис. 15 и 16.

Результаты анализа зависят от правильно подобранного коэффициента диффузии бактерицида в морской воде.

Заключение

Анализ существующей системы показал неэффективность смешивания бактерицида с водой при низкой температуре среды и скорости ввода ингибитора. Согласно рекомендациям по улучшению эффективности бактерицидной обработки месторождений ОМГ проведена работа по расчету возможности обогрева резервуара и трубопровода, гидравлического расчёта теплотерь при закачке бактерицида, а также эффективности смешивания реагента с водой.

Таблица 3. Выбор электрода
Table 3. Electrode selection

Марка электрода Electrode classification	Тип электрода Electrode type	Материал стержня электрода Electrode rod material	Коэффициент наплавки, г/А.ч Deposition rate factor, g/Ah	Применение Use
ОЗЛ-22	Э-02Х21 Н10Г2	СВ-01Х-18Н10	12–14	Сварка конструкций из стали Х8Н10, Х18Н12 Welding of structures made of steel Х8Н10, Х18Н12
ОЗЛ-7	Э-08Х20 Н9Г2Б	Св-01 Х19Н9	11,5–12	Сварка хромоникелевой стали, когда к металлу шва предъявляются жесткие требования против межкристаллической коррозии Welding chromium-nickel steel, when stringent requirements are imposed on the weld metal against intercrystalline corrosion
ЦЛ-11	Э-08Х20 Н9Г2Б	Св-07Х19-Н10Б	1–12	Сварка хромоникелевой стали, когда к металлу шва предъявляются жесткие требования против межкристаллической коррозии Welding chromium-nickel steel, when stringent requirements are imposed on the weld metal against intercrystalline corrosion
НИАТ-1	Э-08Х17 Н8М2	Св-04 Х19Н9	10–11	Сварка конструкций из хромоникелевой и хромоникелемолибденовой стали, наиболее пригоден для сварки тонколистового металла Welding of structures made of chromium-nickel and chromium-nickel-molybdenum steel, most suitable for welding thin-sheet metal

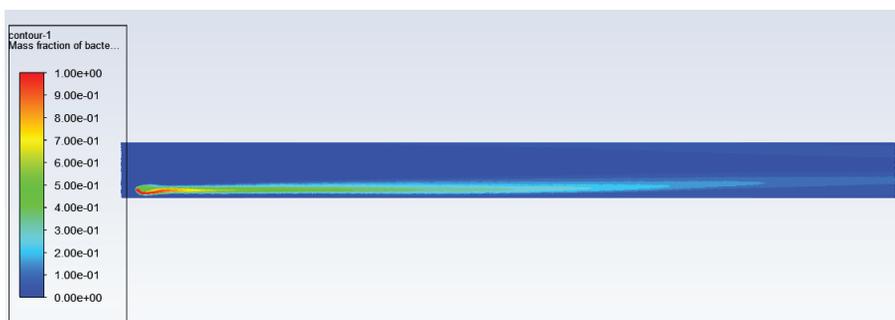


Рисунок 15. Вид сбоку. Массовая доля смешивания бактерицида с морской водой на уровне 60% и длина смешивания 12 м

Figure 15. Side view. The mass fraction of mixing the bactericide with sea water is 60% and the mixing length is 12 m



Рисунок 16. Вид сбоку. Массовая доля смешивания бактерицида с морской водой

Figure 16. Side view. Mass fraction of mixing bactericide with sea water

1. Обогрев Резервуара.

Преимущества:

- поддержание и равномерное распределение заданной температуры по всему резервуару;
- подогрев только нижней части резервуара для экономии энергии и снижения монтажных работ;
- возможность увеличения температуры жидкости на 5°C;
- равномерная и относительно низкая энергетическая нагрузка на сеть;
- экономия энергии за счет эффекта саморегулирования;
- легкость монтажа;
- возможность монтажа во внешней стенке резервуара без слива реагента;
- существующая теплоизоляция резервуара.

Недостатки:

- долгое время нагрева при пополнении резервуара;
- необходимость полной и качественной теплоизоляции резервуара и трубопровода.

Рекомендуется:

- мониторинг температуры внутри резервуара для регулирования мощности обогрева;
- регулярная инспекция теплоизоляции резервуара и трубопровода;
- подбор нового реагента с возможностью смешивания при более низких температурах.

2. Обогрев линий закачки реагента.

Преимущества:

- подогрев только перед входом в водовод, обеспечивая быстрый и простой монтаж;
- возможность подогрева жидкости до необходимой температуры;
- не требует полной замены теплоизоляции резервуара;

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 следующий образом: Альжанов Н.К. – сбор, анализ, проведение исследования, написание

- стандартное изготовление для разных диапазонов температур.

Недостатки:

- высокая моментальная нагрузка на источник энергии;
- необходимость регулярного контроля расхода потока и температуры.

Рекомендуется отработать:

- изготовление прототипа для опытно-промышленных испытаний;
- регулярный контроль расхода потока и температуры;
- подготовка места для установки нагревательного блока.

3. Смешивание бактерицида и морской воды.

Выводы:

- для эффективного смешивания бактерицида при температуре выше +4°C рекомендуется увеличить скорость потока и диаметр входной трубы;
- заменить патрубок и клапан размером 150 мм на меньший диаметр не более 10 мм на врезке подачи ингибитора в водовод для обеспечения высокой скорости ввода ингибитора;
- использование стального кожуха для защиты закачивающего патрубка.

Рекомендуется:

- мониторинг температуры и регулирование мощности обогрева;
- в точке ввода реагента следует использовать патрубок со стальным кожухом. Особое внимание следует обратить на сварочные работы и проконтролировать их выполнение на соответствие стандартам качества;
- регулярный контроль теплоизоляции резервуара и трубопровода;
- подбор нового реагента для смешивания при более низких температурах.

рукописи, интерпретация данных исследования, проверка результатов, Беркуталиева С.К. – анализ, проведение исследования, написание рукописи, Тлешев М.Т. – концепция исследования, интерпретация данных исследования, редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects

of the work: Nursultan K. Alzhanov – collection, analysis, conduct of the research, writing the manuscript; Maxat T. Tleshev – concept of the research, interpretation of research data, editing of the manuscript.
 data, verification of results; Sandugash K. Berkutaliyeva – analysis, conduct of the research,

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Иманбаев Б.А., Жапаров Н.С., Максут Д.М., Утепов М.С.* Методы применения бактерицидов для борьбы с биогенным сероводородом на месторождении Узень и Карамандыбас // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2021. Т. 3, №4. С. 77–90. doi: 10.54859/kjogi99709.
2. *Zhang J., Song Y., Su H., et al.* Investigation of DiospyrosKaki Lf husk extracts as corrosion inhibitors and bactericide in oil field // *Chemistry Central Journal*. 2013. Vol. 7, N 1. P. 1–6.
3. *Kong L., Zhang B., Fang J.* Study on the applicability of bactericides to prevent concrete microbial corrosion // *Construction and Building Materials*. 2017. Vol. 149. P. 1–8.
4. *Elguindi J., Moffitt S., Hasman H., et al.* Metallic copper corrosion rates, moisture content, and growth medium influence survival of copper ion-resistant bacteria // *Applied microbiology and biotechnology*. 2011. Vol. 89. P. 1963–1970.
5. *Samedov A.M., Alieva L.I., Abbasov V.M.* Inhibitive and bactericidal effects of natural naphthenates on steel corrosion in sea water // *Protection of metals*. 2008. Vol. 44, N 4. P. 397–401.

REFERENCES

1. Imanbayev BA, Zhaparov NS, Maksut DM, Uteпов MS. Methods of combating biogenic hydrogen sulfur at the Uzen and Karamandibas oilfield. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2021;3(4):77–90. doi: 10.54859/kjogi99709.
2. Zhang J, Song Y, Su H, et al. Investigation of DiospyrosKaki Lf husk extracts as corrosion inhibitors and bactericide in oil field. *Chemistry Central Journal*. 2013;7(1):1–6.
3. Kong L, Zhang B, Fang J. Study on the applicability of bactericides to prevent concrete microbial corrosion. *Construction and Building Materials*. 2017;149:1–8.
4. Elguindi J, Moffitt S, Hasman H, et al. Metallic copper corrosion rates, moisture content, and growth medium influence survival of copper ion-resistant bacteria. *Applied microbiology and biotechnology*. 2011;89:1963–1970.
5. Samedov AM, Alieva LI, Abbasov VM. Inhibitive and bactericidal effects of natural naphthenates on steel corrosion in sea water. *Protection of metals*. 2008;44(4):397–401.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Альжанов Нурсултан Коныспаевич**
 e-mail: n.alzhanov@kmge.kz.
Беркуталиева Сандугаш Куттыбаевна
 e-mail: s.berkutaliyeva@kmge.kz.
Тлешев Максат Тлешевич
 e-mail: m.tleshev@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Nursultan K. Alzhanov**
 e-mail: n.alzhanov@kmge.kz.
Sandugash K. Berkutaliyeva
 e-mail: s.berkutaliyeva@kmge.kz.
Maxat T. Tleshev
 e-mail: m.tleshev@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 665.662
МРНТИ 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>

Получена: 29.09.2023.

Одобрена: 20.11.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Научный обзор

Исследование эффективности применения блока тонкой очистки на предприятиях нефтехимического производства

Т.К. Чалов¹, К.Х. Хакимболатова¹, Т.В. Ковригина¹, А.У. Бектемисова²

¹Институт химических наук им. А.Б. Бектурова, г. Алматы, Казахстан

²КазНУ им. аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Проблема очистки и обезвреживания сточных вод предприятий химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности связана с извлечением из них взвешенных твёрдых и пластичных частиц загрязнений различной химической природы, нефти и нефтепродуктов, тяжёлых металлов, поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей, фенолов и других вредных веществ. Для эффективной очистки воды используются различные фильтры, которые отличаются по параметрам и характеристикам. Целью данной работы является определение возможности замены картриджных фильтров, используемых на ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс», на легко регенерируемые мешочные фильтры. В ходе проведенных исследований установлено, что применение картриджного и мешочного фильтров способствует более эффективной очистке воды, в частности, от взвешенных веществ. При их сравнении можно сказать, что последний выгоден тем, что его не нужно менять при забивке, как картриджный фильтр, а просто достаточно промыть его и вновь использовать в технологической цепочке. Мешочный элемент достаточно просто промывается в воде, но при сильном загрязнении его можно промывать либо в растворе лимонной кислоты (20 г/л), либо в растворе щелочи (10 г/л).

Ключевые слова: картриджный фильтр, мешочный фильтр, технологическая схема, пилотная установка, мутность, взвешенные вещества, фильтрация, регенерация.

Как цитировать:

Чалов Т.К., Хакимболатова К.Х., Ковригина Т.В., Бектемисова А.У. Исследование эффективности применения блока тонкой очистки на предприятиях нефтехимического производства // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 74–82. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>.

UDC 665.662
CSCSTI 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>

Received: 29.09.2023.

Accepted: 20.11.2023.

Published: 30.12.2023.

Review article

Study of the effectiveness of using a fine wastewater treatment plant at petrochemical production enterprises

Tulegen K. Chalov¹, Kamilla Kh. Khakimbolatova¹, Tatyana V. Kovrigina¹,
Aynash U. Bektemissova²

¹A.B. Bekhturov Institute of Chemical Sciences, Almaty, Kazakhstan

²al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

The problem of treatment and neutralization of wastewater from chemical, petrochemical and oil refining industries is associated with the removing from them of suspended solid and plastic particles of pollution of various chemical natures, oil and petroleum products, heavy metals, surfactants, acids, alkalis, phenols and other harmful substances. To effectively treat water, various filters are used, which differ in parameters and characteristics. The purpose of this work is to determine the possibility of replacing cartridge filters used at PetroKazakhstan Oil Products LLP with easily regenerable bag filters. In the course of the research, it was found that the use of cartridge and bag filters contributes to more effective water treatment, in particular, from suspended substances. When comparing them, we can say that the latter is advantageous in that it does not need to be changed when clogged, like a cartridge filter, but simply rinsed and used again in the technological chain. The bag element is quite simply washed in water, but if it is heavily clogged, it can be washed either in a solution of citric acid (20 g/l) or in an alkali solution (10 g/l).

Keywords: *cartridge filter, bag filter, process flow diagram, pilot plant, turbidity, suspended solids, filtration, regeneration.*

To cite this article:

Chalov TK, Khakimbolatova KK, Kovrigina TV, Bektemissova AU. Study of the effectiveness of using a fine wastewater treatment plant at petrochemical production enterprises. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(4):74–82. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>.

ЭОЖ 665.662
ГТАХР 70.25.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>

Қабылданды: 29.09.2023.

Мақұлданды: 20.11.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Ғылыми шолу

Мұнай-химия өндірісі кәсіпорындарында ақтап тазарту блогын қолдану тиімділігін зерттеу

Т.К. Чалов¹, К.Қ. Қақимболатова¹, Т.В. Ковригина¹, А.У. Бектемісова²

¹Ө.Б. Бектуров атындағы Химия ғылымдары институты, Алматы қаласы, Қазақстан
²Әл-Фараби атындағы Қазақ ұлттық университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Химия, мұнай-химия және мұнай өңдеу өнеркәсібі кәсіпорындарының ағынды суларын тазарту және залалсыздандыру мәселесі олардан әртүрлі химиялық сипаттағы ластанулардың, мұнай мен мұнай өнімдерінің, ауыр металдардың, беттік белсенді заттардың, қышқылдардың, сілтілердің, фенолдардың және басқа да зиянды заттардың тоқтатылған қатты және пластикалық бөлшектерін алумен байланысты. Бұл жұмыстың мақсаты «ПетроҚазақстанОйлПродактс» ЖШС пайдаланатын картридждік сүзгілерді оңай қалпына келтіретін қапшықты сүзгілерге ауыстыру мүмкіндігін анықтау болып табылады. Жүргізілген зерттеулер барысында картриджді және қаптық сүзгілерді қолдану суды, атап айтқанда, тоқтатылған заттардан тиімдірек тазартуға ықпал ететіні анықталды. Оларды салыстырған кезде, соңғысы пайдалы деп айтуға болады, өйткені оны картридж сүзгісі сияқты бітеу кезінде өзгерту қажет емес, оны жуып, технологиялық тізбекте қайта пайдалану жеткілікті. Қап элементі суда жуылады, бірақ қатты ластанған кезде оны лимон қышқылының ерітіндісінде (20 г/л) немесе сілтілік ерітіндіде (10 г/л) жууға болады.

Негізгі сөздер: картридж сүзгісі, қап сүзгісі, технологиялық сызба, пилоттық қондырғы, лайлану, тоқтатылған заттар, сүзу, регенерация.

Дәйексөз келтіру үшін:

Чалов Т.К., Қақимболатова К.Қ., Ковригина Т.В., Бектемісова А.У. Мұнай-химия өндірісі кәсіпорындарында ақтап тазарту блогын қолдану тиімділігін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №4, 74–82 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108675>.

Введение

Защита окружающей природной среды от загрязнения сточными водами различными промышленными предприятиями заключается в создании так называемых безотходных и малоотходных технологических процессов, при которых вредные вещества, загрязняющие техническую воду, отсутствуют или незначительны. Те вредные вещества, которые пока ещё не могут быть устранены и удаляются из производства вместе со сточными водами, должны быть подвергнуты такой обработке, после которой они не будут оказывать вредного воздействия на природу. Так, известно [1], что наиболее распространёнными загрязняющими веществами водных объектов является нефть и продукты её переработки, которые, поступая в водные объекты, создают различные формы загрязнения: плавающую на воде нефтяную пленку, растворённые или эмульгированные в воде нефтепродукты, осевшие на дно тяжелые фракции, продукты, адсорбированные грунтом дна или берегом водоема.

Поскольку в настоящее время полностью избежать загрязнения технических (пресных) вод в производстве по техническим и экономическим причинам невозможно, они должны быть очищены перед поступлением в наружную канализационную сеть, поверхностные водоёмы, на рельеф местности или снова в технологические процессы. Очищенная вода используется для промывки оборудования, охлаждения агрегатов, разбавления сточных промышленных вод и т.п. [2].

Для очистки промышленных сточных вод используются различные системы фильтрации, обычно состоящие из ряда последовательных этапов, каждый из которых отвечает за удаление преимущественно одной группы загрязнений. На деле не существует законченной системы фильтрации, в которой используется один метод или один процесс очищения воды, который гарантированно обеспечит полную очистку воды до требуемых норм [3].

Воду после очистки подразделяют на следующие группы [4]:

- питьевая вода;
- глубоко деминерализованная вода;
- техническая вода.

Наиболее высокие требования предъявляют к качеству водопроводной воды. Выбор конкретного пакета этапов очистки воды существует только для фильтров бытовой доочистки водопроводной воды. Для частных домов и промышленных предприятий выбор систем водоподготовки производится проектным способом и зависит от ряда факторов – от анализа исходной воды до характеристик конечной воды, с учётом места, бюджета, габаритов и т.д.

Известно [5], что нефтехимические предприятия являются наиболее крупными потребителями воды, которая используется в самых различных целях (приготовление различных растворов, использование для технологических процессов и в качестве теплоносителя, обеспечение бытовых нужд и т.д.).

Для качественной очистки и обезвреживания производственных сточных вод от нефти, нефтепродуктов, взвешенных твёрдых и пластичных частиц и других загрязняющих примесей разрабатываются и внедряются более совершенные фильтры, устройства и установки. Основными методами очистки являются физические, химические, физико-химические и биологические [6, 7]. Все они применяются в т.ч. на предприятиях нефтехимического производства, но у каждого существует своя схема, учитывающая особенности данного производства [8, 9].

Блок тонкой очистки в основном используется в качестве первой ступени очистки, он очищает воду от примесей, органики и окалины.

Фильтры тонкой очистки – это в основном полипропиленовые картриджи с более мелкими ячейками, чем картриджи грубой очистки (порог фильтрации для блока грубой очистки составляет 130 мкм, а для тонкой очистки – 5 мкм).

Задача тонкой очистки – улавливать все мельчайшие частицы ещё до того, как вода пойдёт на следующую ступень очистки.

В блок тонкой очистки входит картриджный либо мешочный фильтр.

Целью данной работы является определение возможности замены картриджных фильтров, используемых на ТОО «ПетроКазахстан Ойл Продактс» (далее – ПКОП), на легко регенерируемые мешочные фильтры.

Основная часть

В ходе проведения работы нами был разработан испытательный стенд с несколькими ступенями механической очистки воды. Данный стенд имитировал блок предварительной очистки. В испытательном стенде были заложены две нитки, в состав которых входили дисковые, картриджные и мешочные фильтры с разными порогами фильтрации частиц.

Описание используемых фильтров следующее:

1. **Фильтр мешочный.** Предназначен для более полного удаления механических примесей из исходной воды. Перед фильтром и после него имеются точки подключения манометров, предназначенных для контроля работы. Фильтрация воды осуществляется

мешочным элементом, при засорении которого возможна его регенерация (промывка / стирка).

2. Технические характеристики. Резьбовая система сборки; фильтрующий элемент – мешочный элемент; соединение – резьба-2"; рабочее давление – не более 10,0 кг/см²; температура воды 5–75°C; производительность – 0,01–2 м³/ч. Порог отсева – 5 мкм. Элемент мешочный – материал PP (полипропилен), рабочая температура – до 100°C.

В проведённой работе были использованы мешочные фильтры, основными преимуществами которых являются:

- простота в эксплуатации;
- низкое сопротивление (хорошо работают под гидростатическим давлением);
- простота регенерации (легко стираются);
- возможность отжима осадка.

Мешочные фильтры могут функционировать в широком спектре природно-климатических условий и обеспечивать надёжную и качественную очистку воды от механических загрязнителей различных видов и размеров до любого заданного уровня по качеству воды.

3. Картриджные фильтры предназначены для удаления нерастворённых в воде веществ. Основной частью картриджного фильтра является элемент, на котором производится микрофильтрационное отделение нерастворённых веществ. Уровень фильтрации зависит от используемого элемента. Все частицы, размер которых превышает размер микропор картриджа, удаляются из входного потока. При засорении картриджного элемента возможна только его замена.

Данный фильтр используется как для окончательной, так и предварительной очистки воды. Фильтр улавливает мельчайшие частицы и работает при температуре не выше 40°C. Входящее давление – не более 5 бар. Фильтр такого типа чаще всего применяется как входной магистральный фильтр. В данном случае был закуплен картриджный фильтр с механической очисткой производительностью 0,01–2 м³/ч.

Разработанная технологическая схема пилотной установки представлена на рис. 1.

Описание разработанной технологической схемы следующее: исходная вода из технологической ёмкости Е1 насосом подачи Н1 подается в две нити технологической схемы, первая из которых состоит из дискового фильтра грубой очистки (порог фильтрации 130 мкм) и картриджного фильтра тонкой очистки (порог фильтрации 5 мкм), вторая нить – из дискового фильтра грубой очистки (порог фильтрации 130 мкм) и мешочного фильтра тонкой очистки

(порог фильтрации 5 мкм). Для регулировки и контроля параметров расхода на данных нитях установлены краны и ротаметры. Так, для контроля давления установлены манометры. Сброс фильтрата производится отдельными точками в технологические ёмкости Е2 и Е3.

Общий вид пилотной установки представлен на рис. 2–3.

Результаты лабораторных исследований по определению мутности и содержанию взвешенных частиц показали, что в пробах очищенной воды эти показатели равны нулю, т.е. полностью отсутствуют. Также из полученных анализов видно следующее:

1. Полностью исчезает показатель мутности после картриджного и мешочного фильтров.

2. Резко снижается концентрация железа с 6,6 до 0,02 мг/л в случае применения картриджного фильтра и до 0,09 мг/л при применении мешочного фильтра. рН исходной воды более 8,0. По этому показателю можно предположить, что в данном случае железо находится в трёхвалентной окисленной форме, выпавшей в осадок в виде тонкодисперсной взвеси, и поэтому хорошо поддается фильтрации на тонких фильтрах (до 5 мкм). В случае применения обоих фильтров полностью исчезает аммонийный азот.

3. В обоих случаях незначительно понижается концентрация кремния и натрия. Понижение концентрации кремния, по-видимому, связано с тем, что он находится в воде в основном в коллоидном состоянии и при фильтрации частично связывается с тонкодисперсными частицами, определяющими мутность раствора. В то же время нарушается кислотно-щелочное равновесие, что приводит к понижению рН раствора.

4. В пробах очищенной воды полностью исчезает содержание взвешенных веществ (их содержание в пробах исходной воды составляет 122,0 мг/л).

Таким образом, из результатов анализа проб воды следует, что применение картриджного и мешочного фильтров способствует более эффективной очистке воды, в частности, от взвешенных веществ. Сравнение картриджного и мешочного фильтров показало, что последний выгоден тем, что его не нужно менять при забивке, а просто достаточно промыть и вновь использовать в технологической цепочке.

Мешочный элемент достаточно просто промывается в воде, но при сильном загрязнении его можно промывать



Рисунок 4. Снижение производительности пилотной установки с применением картриджных и мешочных фильтров
Figure 4. Reduction of the productivity of a pilot plant using cartridge and bag filters



Рисунок 5. Мешочный фильтр после длительных испытаний
Figure 5. Bag filter after extensive testing

Рисунок 6. Картриджный фильтр после длительных испытаний
Figure 6. Cartridge filter after extensive testing

либо в растворе лимонной кислоты (20 г/л), либо в растворе щелочи (10 г/л).

В ходе проведения испытаний выявлено, что фильтрующие свойства мешочного фильтра не меняются при корректной отмывке, что подтверждается экспериментально для каждого конкретного случая.

Срок работы фильтра определяется составом исходной воды (или количеством тонкой взвеси). Фильтр может работать без промывки от двух недель до нескольких месяцев.

На рис. 4 приведены фотографии ротаметров, на которых видно, что при использовании картриджного фильтра производительность упала с 700 до 500 л/ч, а при мешочном – с 700 до 400 л/ч (испытания проводили в течение 3 мес.). Снижение производительности говорит о том, что фильтры забиваются и требуют замены. Картриджный элемент заменяется на новый, а мешочный элемент стирается и устанавливается вновь.

Проведенные нами испытания показали, что после регенерации мешочного фильтра не происходило снижения производительности, т.е. после проведенных нами пяти циклов

загрязнения не проходили сквозь мешочный фильтр. Пятикратное использование мешочного фильтра не привело к ухудшению его характеристик.

На рис. 5 представлено фото мешочного фильтра после длительных испытаний.

При проведении длительных испытаний было использовано пять картриджных фильтров, которые не подлежали дальнейшему применению (рис. 6). Фильтрующие мешки изготавливаются из полипропилена (на холодную воду) и полиэстера (на холодную и горячую воду) и могут быть использованы многократно. При регенерации мешочного фильтра его производительность снижается не более чем на 5%.

Таким образом, результаты анализов проб воды, привезенной с ПК ОП, показали эффективность многоступенчатой системы тонкой фильтрации (пороги фильтрации 5–130 мкм) с применением дисковых, картриджных и мешочных фильтров. Фильтрация с рейтингом 130 мкм на дисковых фильтрах не вызывает трудностей при эксплуатации, т.к. есть возможность промыть пакет дисков при накоплении

в нем взвешенных частиц. При эксплуатации картриджного элемента возникает потребность его замены, а мешочный фильтр имеет возможность регенерации путём стирки-отмывки.

Заключение

Как в различных отраслях промышленности, так и в повседневной жизни человек может заботиться об экологии по нескольким направлениям. Это разумное потребление природных ресурсов,

ответственная утилизация отходов различных производств, а также выбор eco-friendly товаров. Так, активные методы устраняют источник негативного воздействия, но прежде чем свести к минимуму образование вредных отходов, необходимо оценить их уровень, концентрацию, объём.

Разработанная нами технология полностью соответствует принципам «зелёной химии», а также позволяет сократить себестоимость выпускаемой продукции и затраты на технологические нужды.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было выполнено в Институте химических наук им. А.Б. Бектурова по программе BR18574042 целевого финансирования научных исследований, осуществляемого Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан.

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: Чалов Т.К. – обработка экспериментальных данных, Хакимболатова К.Х. – сбор, анализ, проведение исследования, написание рукописи, Ковригина Т.В. – интерпретация данных исследования, анализ и проверка результатов, написание рукописи, Бектемисова А.У. – проведение исследования,

проверка результатов, редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was carried out at the Institute of Chemical Sciences named after A.B. Bekturov under the BR18574042 program for targeted funding of scientific research carried out by the Science Committee of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

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: Tulegen K. Chalov – processing of experimental data; Kamilla Kh. Khakimbolatova – collection, analysis, research, manuscript writing, Tatyana V. Kovrigina interpretation of study data, analysis and verification of results, writing of the manuscript; Aynash U. Bektemissova – conducting the study, checking the results, editing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буренин В.В. Защита от загрязнения нефтесодержащими сточными водами нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий // Neftegaz.RU. 2013. № 26. С. 21–25.
2. Evseeva O., Shymchenko A., Miller A., Davidenko L. Technological challenges in the economy of the oil and gas sector // E3S Web of Conferences; Август 25, 2023. Режим доступа: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/56/e3sconf_wfces2023_01020/e3sconf_wfces2023_01020.html. Дата обращения: 15.09.2023. doi:10.1051/e3sconf/202341901020.
3. Золотов А.В. Обзор методов и устройств очистки нефтесодержащих стоков // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 9. С. 42–47.
4. Золотов А.В. Обоснование метода флотации для очистки нефтесодержащих сточных вод // Нефтепереработка и нефтехимия. 2014. № 6. С. 42–46.
5. Лаптедутье Н.К., Дремичева Е.С. Водопользование на предприятиях по добыче и переработке нефти: учебное пособие. Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. 105 с.

6. Коршунова Т.Ю., Логинов О.Н. Нефтяное загрязнение водной среды: особенности, влияние на различные объекты гидросферы, основные методы очистки // Экобиотех. 2019. Т. 2, № 2. С. 157–174. doi:10.31163/2618-964X-2019-2-2-157-174.

7. Буренин В.В. Новые фильтры, устройства и установки для очистки сточных вод промышленных предприятий // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2018. № 1. С. 45–48.

8. Васина М.В. Повышение эффективности механической очистки сточных вод очистных сооружений нефтеперерабатывающего предприятия // Молодой ученый. 2016. № 12(116). С. 555–559.

REFERENCES

1. Burenin VV. Zashchita ot zagryazneniya neftesoderzhashchimi stochnymi vodami neftepererabatyvayushchikh i neftekhimicheskikh predpriyatiy. *Neftegaz.RU*. 2013;26:21–25. (In Russ).

2. Evseeva O, Shymchenko A, Miller A, Davidenko L. Technological challenges in the economy of the oil and gas sector. *E3S Web of Conferences*; Aug 25, 2023. Available from: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2023/56/e3sconf_wfces2023_01020/e3sconf_wfces2023_01020.html. doi:10.1051/e3sconf/202341901020.

3. Zolotov AV. Review of methods and devices for purification of oily waste water. *Oil Processing and Petrochemistry*. 2015;9:42–47. (In Russ).

4. Zolotov AV. Substantiation of a method of floatation for afterpurification of petrocontaining sewage. *Oil Processing and Petrochemistry*. 2014;6:42–46. (In Russ).

5. Lapedul'che NK, Dremicheva ES. *Vodopol'zovaniye na predpriyatiyakh po dobyche i pererabotke nefti: uchebnoye posobiye*. Kazan': Kazan State Energy University; 2017. 105 p. (In Russ).

6. Korshunova TY, Loginov ON. Oil pollution of water environment: features, influence on various objects hydrosphere, main methods for cleaning. *Ecobiotech*. 2019;2(2):157–174. doi:10.31163/2618-964X-2019-2-2-157-174. (In Russ).

7. Burenin VV. Novel filters, units and devices for treatment of industrial wastewaters. *Chemical and Petroleum Engineering*. 2018;1:45–48. (In Russ).

8. Vasina MV. Povysheniye effektivnosti mekhanicheskoy ochistki stochnykh vod ochistnykh sooruzheniy neftepererabatyvayushchego predpriyatiya. *Young Scientist*. 2016;12(116):555–559. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Чалов Тулеген Каменович

докт. хим. наук, профессор
e-mail: chalov.45@mail.ru.

Хакимболатова Камила Хакимболатовна

канд. хим. наук, ассоциированный профессор
e-mail: ics_kamila@mail.ru.

***Ковригина Татьяна Васильевна**

канд. хим. наук, ассоциированный профессор
e-mail: kovriginatat@mail.ru.

Бектемисова Айнаш Утешевна

канд. хим. наук, ассоциированный профессор
e-mail: abektemisova@mail.ru.

AUTHORS' INFO

Tulegen K. Chalov

D. Sc. (Chemistry), professor
e-mail: chalov.45@mail.ru.

Kamilla Kh. Khakimbatolova

Cand. Sc. (Chemistry), professor (associate)
e-mail: ics_kamila@mail.ru.

***Tatyana V. Kovrigina**

Cand. Sc. (Chemistry), professor (associate)
e-mail: kovriginatat@mail.ru.

Aynash U. Bektemissova

Cand. Sc. (Chemistry), professor (associate)
e-mail: abektemisova@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 662.74:552
CSCSTI 61.53.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>

Received: 13.06.2023.

Accepted: 15.09.2023.

Published: 30.12.2023.

Original article

Obtaining fuel products by combined hydrogenation of coal and shale

Zhaksyntyay K. Kairbekov¹, Raushan G. Sarmurzina², Manshuk Z. Esenalieva¹,
Altay Zh. Kairbekov¹, Saltanat M. Suimbaeva¹, Indira M. Dzheldybaeva¹

¹*Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan*

²*Petro Gas Chemical Association, Astana, Kazakhstan*

ABSTRACT

Background: Coal and oil shale are one of the promising types of organic raw materials that can largely compensate and replace petroleum products and gas in the future. Unlike other types of solid fossil fuels oil shales contain significant amounts of hydrogen in organic matter. The possibility of obtaining liquid and gaseous hydrocarbons from a mixture of coal and oil shale similar in composition and properties to petroleum products and natural gas allows us to consider them as important strategic resources.

Aim: This article is devoted to the study of the process of obtaining fuel products of co-hydrogenation of coal and shale.

Materials and methods: Coal from the Taldykol deposit and slate from the Kiin deposit were taken as objects of research. The process of coal and shale liquefaction was carried out on a laboratory installation at a pressure of 5 MPa and a temperature of 425°C, a reaction time of 1 h. Gas chromatographic and elemental analyses were used.

Results: The research results showed that the optimal amount of shale added to coal is 15.0%. The implementation of the co-hydrogenation process under these conditions has increased the yield of liquid products by 10%, namely fractions with a boiling point of up to 200°C from 14.9% to 15.3%, fractions with a boiling point of 200–370°C from 22.1% to 26.4%, fractions with a boiling point above 370°C from 34.6% to 38.8%. Solid residue with a boiling point above 370°C tested as an organic binder for road construction.

Conclusion: The proposed process technology also makes it possible to obtain gasoline and diesel fractions, which after appropriate hydrotreating can be used as motor fuels. The addition of oil shale to coal allows the process to be carried out under optimal conditions with a high degree of conversion into liquid products without coke formation. The degree of transformation of the mixture of organic mass of shale and coal is much higher than just coal.

Keywords: coal; shale; thermocatalytic processing; hydrogenation; product yield; gasoline fraction; diesel fraction.

To cite this article:

Kairbekov ZK, Sarmurzina RG, Esenalieva MZ, Kairbekov AZ, Suimbaeva SM, Dzheldybaeva IM. Obtaining fuel products by combined hydrogenation of coal and shale. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):83–91. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>.

УДК 662.74:552
МРНТИ 61.53.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>

Получена: 13.06.2023.

Одобрена: 15.09.2023.

Опубликована: 30.12.2023

Оригинальное исследование

Получение топливных продуктов совместным гидрированием угля и сланца

Ж.К. Каирбеков¹, Р.Г. Сармурзина², М.З. Есеналиева¹, А.Ж. Каирбеков¹,
С.М. Суймбаева¹, И.М. Джелдыбаева¹

¹Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

²Ассоциация производителей и потребителей нефтегазохимической продукции, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Угли и горючие сланцы являются одним из перспективных видов органического сырья, которые могут в значительной степени компенсировать, а в будущем и заменить нефтепродукты и газ. В отличие от других видов твердого горючего ископаемого, горючие сланцы содержат значительное количество водорода в органическом веществе. Возможность получения жидких и газообразных углеводородов из смеси угля и горючих сланцев, близких по составу и свойствам к нефтепродуктам и природному газу, позволяет рассматривать их как важные стратегические ресурсы.

Цель. Данная статья посвящена изучению процесса получения топливных продуктов совместным гидрированием угля и сланца.

Материалы и методы. В качестве объектов исследования были взяты уголь месторождения Талдыколь и сланец месторождения Киин. Процесс ожигения угля и сланца проводили на лабораторной установке под давлением 5 МПа и температуре 425°C, время реагирования 1 ч. Были использованы газохроматографический и элементный анализы.

Результаты. Результаты исследований показали, что оптимальное количество сланца, добавляемого к углю, составляет 15,0%. Осуществление процесса совместного гидрирования при данных условиях увеличил выход жидких продуктов на 10%, а именно фракций с температурой кипения до 200°C с 14,9% до 15,3%, фракций с температурой кипения 200–370°C с 22,1% до 26,4%, фракций с температурой кипения выше 370°C с 34,6% до 38,8%. Твердый остаток с температурой кипения выше 370°C испытан в качестве органического вяжущего для дорожного строительства.

Заключение. Предлагаемая технология процесса также позволяет получать бензиновые и дизельные фракции, которые после соответствующей гидроочистки могут использоваться как моторные топлива. Добавка горючих сланцев к углю позволяет осуществлять процесс в оптимальных условиях с высокой степенью превращения в жидкие продукты без коксообразования. Степень превращения смеси органической массы сланца и угля гораздо выше, чем просто угля.

Ключевые слова: уголь, сланец, термокаталитическая переработка, гидрогенизация, выход продуктов, бензиновая фракция, дизельная фракция.

Как цитировать:

Каирбеков Ж.К., Сармурзина Р.Г., Есеналиева М.З., Каирбеков А.Ж., Суймбаева С.М., Джелдыбаева И.М. Получение топливных продуктов совместным гидрированием угля и сланца // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, № 4. С. 83–91. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>.

ӨЖ 662.74:552

ГТАХР 61.53.00

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>

Қабылданды: 13.06.2023.

Мақұлданды: 15.09.2023.

Жарияланды: 30.12.2023

Түпнұсқа зерттеу

Көмір мен тақтатасты бірлесіп гидрлеу арқылы отын өнімдерін алу

Ж.Қ. Қайырбеков¹, Р.Ғ. Сармурзина², М.З. Есеналиева¹, А.Ж. Қайырбеков¹,
С.М. Суймбаева¹, І.М. Джелдыбаева¹

¹Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

² Мұнай-химия өнімдерін өндірушілер мен тұтынушылар қауымдастығы, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көмірлер мен жанғыш тақтатастар органикалық шикізаттың перспективті түрлерінің бірі болып табылады, олар болашақта негізінен мұнай өнімдері мен газ тапшылығын айтарлықтай дәрежеде өтей алады, тіпті оларды алмастыра да алады. Қатты жанғыш қазбалардың басқа түрлерімен салыстырғанда, жанғыш тақтатастардың органикалық құрамында сутектің мөлшері едәуір. Көмір мен жанғыш тақтатастардың қоспасынан мұнай өнімдері мен табиғи газдардың құрамы мен қасиеттеріне жақын сұйық және газтәрізді көмірсутектерді алу мүмкіндігі оларды маңызды стратегиялық ресурстар ретінде қарастыруға мүмкіндік береді.

Мақсаты. Бұл мақала көмір мен тақтатасты бірлесіп гидрлеу арқылы отын өнімдерін алу процесін зерттеуге арналған.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде Талдыкөл кен орны көмірі мен Киін кен орны тақтатасты алынды. Көмір мен тақтатастарды сұйылту процесі 5 МПа қысымда және 425°C температурада зертханалық қондырғыда жүргізілді, реакциялану уақыты 1 сағ. Газды хроматографиялық және элементтік талдау әдістері қолданылды.

Нәтижелері. Зерттеу нәтижелері көмірге қосылатын тақтатастың оңтайлы мөлшері 15,0% екенін көрсетті. Берілген шарттарда бірлескен гидрлеу процесін жүзеге асыру сұйық өнімдердің шығымын 10% -ға арттырды, атап айтқанда, қайн.темп. 200°C дейінгі фракцияны 14,9%-дан 15,3%-ға дейін, қайн.темп. 200–370°C болатын фракцияны 22,1%-ден 26,4%-ға дейін, қайн. темп. 370°C жоғары фракцияны 34,6%-дан 38,8%-ға дейін жоғарлатты. Қайн.темп. 370°C жоғары болатын қатты қалдық жол құрылысы үшін органикалық байланыстырғыш ретінде сыналған.

Қорытынды. Процестің ұсынылған технологиясы тиісті гидротазалаудан кейін мотор отыны ретінде пайдалануға болатын бензин мен дизель фракцияларын алуға мүмкіндік береді. Көмірге жанғыш тақтатастарды қосу процесі кокссіз сұйық өнімдерге айналудың жоғары деңгейімен оңтайлы жағдайда жүзеге асыруға мүмкіндік береді. Тақтатаст пен көмірдің органикалық заттар қоспасының айналу дәрежесі көмірге қарағанда әлдеқайда жоғары.

Негізгі сөздер: көмір, тақтатаст, термокаталитикалық өңдеу, гидрогенизация, өнім шығымы, бензин фракциясы, дизель фракциясы.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қайырбеков Ж.Қ., Сармурзина Р.Ғ., Есеналиева М.З., Қайырбеков А.Ж., Суймбаева С.М., Джелдыбаева І.М. Көмір мен тақтатасты бірлесіп гидрлеу арқылы отын өнімдерін алу // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, № 4, 83–91 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108656>.

Introduction

Recently, researchers have been paying great attention to the study of the processes of joint thermocatalytic processing of coal and shale. This is most relevant for the deposits of the Republic of Kazakhstan, where both coal and shale are present at the same time. Numerous studies have shown that the organic and mineral parts of oil shale have an activating effect on the thermocatalytic transformation of coals, heavy residual petroleum products, liquid high-boiling waste and some oil and chemical industries [1–2].

A number of processes of thermochemical processing of coal and oil shale have been developed in NJSC al-Farabi Kazakh National university, the Faculty of chemistry and chemical technology, the Department of physical chemistry, catalysis and petrochemistry, as well as the Research Institute of New chemical technologies and materials [3–14], which are based on the results of our research on the complex chemical and technological processing of hard and brown coals of Kazakhstan, conducted in 1990–2020 [15–19]. As the research results have shown, the catalytic properties of oil shales allow for the hydrogenolysis of the organic mass of coals and heavy petroleum raw materials with a high degree of their transformation into liquid distillate products without intensive coke and pellet formation under optimal conditions [3–6, 9, 20].

The mineral part of the shale, containing aluminosilicates, iron oxides and other catalytically active forms of metals, in turn activates the cracking reactions [21]. The presence of such a complex of properties in oil shales causes a change not only in the reactivity of the components of hydrocarbon raw materials, but also in the sizes of supramolecular structures that are an integral part of such a dispersed system, and the preparation of the raw mixture, during its heating and hydrogenolysis [22–24].

It is proved [21, 25, 26] that an important indicator of the possibility of obtaining synthetic liquid products from solid hydrocarbon raw materials is the ratio C : H. In coal it is 0.6–0.8%, while in shale oil it reaches 1.5%, which is similar to the indicators for natural oil. In the process of coal liquefaction, the presence of a hydrogen donor is necessary, for which heavy oil fractions can be used. On this basis, work has begun on the study of joint processing of coal and shale oil, during which it is possible to use them as a “supplier” of hydrogen for coal liquefaction in parallel with the liquefaction of shale oil. This technology will make it possible to obtain a wider range of liquid products with a high content of “light” fractions.

Materials and methods

In this paper, the process of joint processing of brown coal of Taldykol deposit and oil shale of Kiin deposit is studied.

The Taldykol deposit is located in Bayanaul district of Pavlodar region, 65 km south-east of Ekibastuz and 160 km south-west of the regional center of Pavlodar. Taldykol coal has the following physical and chemical characteristics: $W^a = 12.0\%$ (moisture analytical), $A^{daf} = 7.4\%$ (dry ash), $V^{daf} = 41.2\%$ (volatile substances), $C^{daf} = 74.5\%$ (carbon of the dry ashless state), $H^{daf} = 5.43\%$ (dry state hydrogen), $S^{daf} = 0.53\%$ (total dry state sulfur), $O + N = 19.54\%$ (amount of carbon and nitrogen), $H/C = 0.87\%$ (the ratio of hydrogen to carbon). The insignificant content of ash (7.4%) and a fairly high content of hydrogen (5.43%) make it possible to consider the coal of the Taldykol deposit as a favorable raw material for hydrogenation processing into liquid fuel [27].

The Kiin deposit is located on the territory of the Stepnoy district of the Aktobe region in the upper reaches of the Kiya River, the left tributary of the Ural River. It was opened in 1940 by A.L. Yanshin. Kiin shale has the following physicochemical characteristics: $A^{daf} = 72\%$ (dry ash), $V^{daf} = 19.3\%$ (volatile substances), $C^{daf} = 74\%$ (carbon of the dry ashless state), $H^{daf} = 7.6\%$ (dry state hydrogen), $S^{daf} = 1.04\%$ (total dry state sulfur), $H/C = 0.103\%$ (the ratio of hydrogen to carbon), calorific value per dry substance 265–1537 kcal/kg, heat of combustion of combustible mass 7314–7744 kcal/kg, resin yield per organic mass 21–27%. Yield of semi-coking products in the retort: resin – 4.1–6.5%, semi-coke – 86–93%, pyrogenic water – 2.0–3.7% and gas + losses 1.0–4.3% [27].

The process of liquefaction of coal and shale was carried out at a laboratory installation under a pressure of 5.0 MPa and a temperature of 425°C. To intensify the coal liquefaction process, a catalytic system consisting of fine solid particles of polymetallic ore enrichment sludge was introduced. Destructive processes are additionally implemented on the surface of these particles. Under the conditions of experiments in the process of catalytic processing of a mixture of coal and shale, coke-shaped products on the walls of the installation and in the volume of the reaction mixture were not formed. Liquid products obtained in the process were subjected to distillation with fraction selection with boiling point up to 200°C, fractions with boiling point up to 200–370°C. The residue from the boiling point above 370°C contained in its composition the insoluble organic matter of shale and coal and their mineral part [3–4].

Results

Based on the data of Table 1, it follows that the optimal amount of shale added to coal is 15.0%. When using Kiin shale in the accepted conditions of thermocatalytic processing (test 1), a high yield of the gasoline fraction with boiling point up to 200°C – 15.3% is obtained based

Table 1. Results of thermal catalytic processing of coal with different shale content (425°C, 5.0 MPa, reaction time 1.0 h, intensively shaken reactor)

Product Yield	No. of tests			
	1	2	3	4
Taken, wt. %:				
Coal	85.0	90.0	92.0	94.8
Shale, including:	15.0	10.0	8.0	5.2
Obtained based on coal, wt. %:				
Gas	11.2	14.1	11.0	11.2
Water	5.3	4.7	4.6	4.9
Fraction with boiling point up to 200°C	15.3	12.5	12.1	11.9
Fraction with boiling point up to 200–370°C	26.4	25.9	24.7	21.3
Total yield of light distillates	41.7	38.4	36.8	33.2
Balance with boiling point above 370°C	38.8	39.3	42.5	43.5
Coke content on the mineral part of shale, wt. %	3.0	3.5	5.1	7.2

on coal and diesel fraction with boiling point up to 200–370°C – 26.4%. With a decrease in Kiin shale additives to 10.0%, the total yield of gasoline and diesel fraction decreases from 41.7% to 38.4%. A further decrease in the amount of shale added to 8.0% and 5.2% leads to a significant decrease in the yield of the fractions of motor fuels to 36.8% and 33.2%, respectively, the yield of the heavy residue and coke increases with boiling point above 370°C.

An increase in the content of shale in the coal shale mixture above 15.0% is impractical, since this will lead to a complication of the process technology, an increase in erosion of the equipment by the mineral part of the shale, a delamination of the reaction mixture into liquid and solid phases and a complication of the hardware design of the unit for isolating solid components from liquid products of thermocatalytic processing.

The results of the joint thermal catalytic processing of brown coal of the Taldykol deposit and shale of the Kiin deposit are summarized in Table 2.

As shown in Table 2, the addition of shale to coal under optimal process conditions makes it possible to carry out the process of co-hydrogenation of the organic mass of coal with a high degree of conversion into liquid products without coke formation. In comparison with the process of hydrogenation of coal alone, the degree of transformation of the process of co-hydrogenation of coal and shale is high, since as a result, there is an increase in the yield of liquid products, namely fractions with boiling point up to 200°C from 14.9% to 15.3%, fractions with boiling point 200–370°C from 22.1% to 26.4%, fraction with boiling point above 370°C from 34.6% to 38.8%. The solid residue was

Table 2. Thermocatalytic processing of Taldykol coal and Kiin shale mixture

Process indicators	Coal	Coal +Oil shale
Process Conditions		
Coal: Paste Former (shale + coal): pasting agent	1 : 1.3	(0.6 + 0.4) : 1.3
Shale Organic Mass: Coal Organic Mass		1 : 0.9
Temperature, °C	420	420
Pressure, MPa	5.0	5.0
Duration, min	15	30
Product Yield, %		
Fraction with boiling point up to 200°C	14.9	15.3
Fraction with boiling point up to 200–370°C	22.1	26.4
Fraction with boiling point above 370°C	34.6	38.8
Solid products, gas + water	26.8	18.0
Losses	1.6	1.5

Table 3. Characteristics of distillate products of thermal catalytic processing of coal in a mixture with shale

Indicator	Fractions with boiling point		
	up to 200°C	200–370°C	above 370°C
Density at 20°C, g/cm ³	0.7547	0.8891	0.9394
Contents, Vol. %:			
Phenols	2.7	1.8	–
Nitrogenous bases	1.5	4.5	–
Group hydrocarbon composition, wt. %			
paraffinic + naphthenic	73.5	48.3	23.1
aromatic	26.5	51.7	57.1
silica gel resins	–	–	16.5
asphaltenes	–	–	3.3
Iodine number, g I ₂ /100g of product	25.6	34.2	12.3
Elemental composition, wt. %:			
C	85.71	86.30	86.65
H	13.93	12.40	11.24
S	0.27	1.11	1.83
N	0.09	0.19	0.28
Content, g/t			
V	–	–	6
Ni	–	–	19

used as an organic binder for road construction. The bitumen obtained on the basis of products of thermocatalytic processing of a mixture of shale and coal meets the requirements of GOST 22245-76 for petroleum bitumen [17].

The fuel products obtained were investigated using gas chromatographic and elemental analysis. The results are shown in table 3.

According to the results of gas chromatographic analysis, it can be seen that the content of paraffin-naphthenic hydrocarbons in the fractions with a boiling point up

to 200°C is high (73.5 wt.%) compared to fractions of boiling point 200–370°C (48.3 wt.%) and with a boiling point above 370°C (23.1 wt.%). And the content of aromatic hydrocarbons has an inverse correlation, that is in fractions with a boiling point above 370°C – 57.1 wt.%, in fractions with a boiling point 200–370°C – 51.7 wt.%, in fractions with a boiling point up to 200°C – 26.5 wt.%. And also in fractions with a boiling point above 370°C resins were found (16.5 wt.%) and asphaltenes (3.3 wt.%).

The content of nitrogenous bases in light distillates (1.5–4.5 vol.%), phenols (2.7–1.8 vol.%), high sulfur content (0.27–1.83 wt.%), as well as the presence of vanadium and nickel indicate that the distillates obtained do not meet the requirements for the quality of motor fuels and need additional processing, such as hydrotreating, cracking, reforming, etc.

Conclusions

Thus, the results of studies of the joint hydrogenation of coal and shale showed

that the implementation of the process in the presence of shale of the Kiin deposit increased the total yield of liquid products. The optimal amount of shale added to coal is 15.0%. In this case, there is an increase in the total yield of liquid products by 10%. The solid residue with a boiling point above 370°C has been tested as an organic binder for road construction. The proposed process technology also makes it possible to obtain gasoline and diesel fractions, which after appropriate hydrotreating can be used as motor fuels. Gasoline fraction obtained has a high content of paraffin-naphthenic hydrocarbons (73.5 wt.%) and a moderate amount of aromatic hydrocarbons (26.5 wt.%), as well as unsaturated compounds. The addition of oil shale to coal allows the process to be carried out under optimal conditions with a high degree of conversion into liquid products without coke formation. The degree of transformation of the mixture of organic mass of shale and coal is much higher than just coal.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Работа выполнена в рамках проекта грантового финансирования AP14869180 «Разработка эффективных технологии совместной гидрогенизационной переработки углей и горючих сланцев РК для получения компонентов моторных топлив и химических веществ».

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 следующий образом: Каирбеков Ж.К. – интерпретация данных исследования, проверка результатов, написание и редактирование рукописи, Сармурзина Р.Г. – концепция исследования, Есеналиева М.З. – интерпретация данных, контроль за выполнением работы, Каирбеков А.Ж. – проведение исследования, Суймбаева С.М. – проведение экспериментов, Джелдыбаева И.М. – сбор, анализ, интерпретация данных, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The work was carried out within the framework of the grant financing project AP14869180 «Development of effective technologies with joint hydrogenation processing of coal and oil shale of the Republic of Kazakhstan for the production of motor fuel components and chemicals».

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Zhaksyntyay K. Kairbekov – interpretation of research data, verification of results, writing and editing of the manuscript; Raushan G. Sarmurzina – research concept; Manshuk Z. Esenaliev – interpretation of data, control over the performance of work; Altay Zh. Kairbekov – conducting research; Saltanat M. Suimbaeva – conducting experiments; Indira M. Dzheldybaeva – data collection, analysis, interpretation, writing and editing of the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Karabalin U., Serikov F., Lyzlov O., et al. Processing perspectives of hard hydrocarbons of Kendyrylk coal-oil shale field in "Vostochno-Kazakhstanskaya" area of Republic of Kazakhstan // Bulletin of KazNU. Ser. chem., 2011. Vol. 1, N 61. P. 61.

2. *Strizhakova Y.A., Usova T.V.* Current trends in the pyrolysis of oil shale: A review // *Solid Fuel Chemistry*. 2008. Vol. 4, N 42. P. 197–201. doi: 10.3103/S0361521908040022.
3. *Kairbekov Z.K., Yemelyanova V.S., Myltykbaeva Z.K., Bayzhomartov B.B.* Thermal catalytic processing of brown coal and oil shale from the Kenderlyk deposit // *Fundamental research*. 2012. Vol. 9, N 4. P. 924–926.
4. *Kairbekov Z.K., Yemelyanova V.S., Myltykbaeva Z.K., Bayzhomartov B.B.* The brown coal and combustible slate(s) thermocatalytic processing of the «Kenderlyk» deposit // *European Journal of Natural History*. 2012. Vol. 5. P. 17–18.
5. *Maloletnev A.S., Kairbekov Zh.K., Yemelyanova V.S., et al.* The deep processing of oil residues conjunction with shales // *Bulletin of KazNU. Ser. chem.* 2012. Vol. 4, N 68. P. 22–28. doi:10.15328/chemb_2012_422-28.
6. *Kairbekov ZK, Yemelyanova VS, Baizhomartov BB.* Thermocatalytic processing of coal and shales // *Bulletin of KazNU. Ser. chem.* 2012. Vol. 4, N 68. P. 126-133. doi:10.15328/chemb_2012_4126-133.
7. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Jeldybayeva I.M.* Application of Ultrasonication to Intensify the Thermal Cracking of Fuel Oil in a Mixture with Oil Shale // *Solid Fuel Chemistry*. 2020. Vol. 54, N 3. P. 175–179. doi: 10.3103/S0361521920030052.
8. *Gyul'maliev A.M., Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., et al.* Thermodynamic Analysis of the Gasification of Oil Shale from the Kenderlyk Deposit // *Solid Fuel Chemistry*. 2013. Vol. 47, N 6. P. 360–364. doi:10.3103/S0361521913060037.
9. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Emelyanova V.S., et al.* Hydrogenolysis of kenderlyk shale // *Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference; May 28–30, 2013; Minsk, Belarus.*
10. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Emelyanova V.S., et al.* Transformation of oil tar in the presence of Kenderlyk shale // *Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference; May 28–30, 2013; Minsk, Belarus.*
11. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Emelyanova V.S., et al.* Joint thermal catalytic destruction of Kenderlyk shale and fuel oil. *Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference; May 28–30, 2013; Minsk, Belarus.*
12. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Emelyanova V.S., Baizhomartov E.A.* Oil shale processing technology (Overview) // *Proceedings of the international scientific and practical conference "Technology of complex processing of hydrocarbon raw materials" dedicated to the 70th anniversary of Prof. Zh.K. Kairbekov; Oct 15–16, 2014.*
13. *Ermoldina E.T., Dzheldybaeva I.M., Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S.* Combined Hydrogenation of Coal and Shale from the Kenderlyk Deposit in Kazakhstan // *Solid Fuel Chemistry*. 2019. Vol. 53(2). p. 76–82. doi:10.3103/S036152191902006X.
14. *Kairbekov Zh.K., Maloletnev A.S., Dzheldybaeva I.M., et al.* Application of modified iron-containing catalysts and preliminary ozonation of coal from the Shubarkol deposit to the hydrogenation of this coal. *Solid Fuel Chemistry*. 2017;6:365–369. doi: 10.3103/S0361521917060039.
15. *Kairbekov Zh.K., Ermoldina E.T., Kairbekov A.Zh., Dzheldybaeva I.M.* Complex processing of brown coals of Southern Kazakhstan. *Almaty : KazNU Publishing House, 2018. 454 p.*
16. *Kairbekov Zh. K., Toktamysov M.T., Zhalgasuly N., Eshova Zh.T.* Complex processing of brown coals of Central Kazakhstan. *Almaty : Publishing House of KazNU, 2014. 278 p.*
17. *Kairbekov Zh.K., Aubakirov E.K., Myltykbaeva Zh.K., Smagulova N.T.* Complex processing of brown coals of East Kazakhstan. *Almaty : Publishing House of KazNU, 2017. 392 p.*
18. *Kairbekov Zh.K., Emelyanova V.S., et al.* Theory and practice of coal processing: monograph. *Almaty : Publishing house "Bilim", 2013. 496 p.*
19. *Kairbekov Zh., Dzheldybaeva I.M.* Integrated processing of solid fossil fuels: state and prospects. *Almaty : Printing house "IP Volkova E.V.", 2019. 168 p.*
20. *Tashmukhambetova Zh.Kh.,* editor. *Materials of the international scientific-practical conference "Technology of complex processing of hydrocarbon raw materials" dedicated to the 70th anniversary of Professor Zh.K. Kairbekova. Almaty : Kazakh University, 2014. 312 p.*
21. *Vol-Epshtein D.B., Shpilberg M.B., Platonov V.V., Rudenskii A.V.* Oil shales are hydrogen donors during thermal dissolution of brown coal of the Kansk-Achinsk basin // *Solid Fuel Chemistry*. 1987. Vol. 2. P. 75–77.
22. *Vol-Epshtein A.B., Shpilberg M.B., Gorlov E.G.* Obtaining fuel products by thermal dissolution of enriched Baltic oil shale // *Chemistry of solid fuel*. 1983. Vol. 2. P. 59–68.
23. Patent №2024577/ 20.03.92. *Vol-Epshtein A.B., Shpilberg M.B., Gorlov E.G., et al.* Method for producing liquid products from heavy oil products and solid fossil fuels.
24. *Vol-Epshtein A.V., Platonov V.V., Shpilberg M.B., et al.* Thermal cracking of oil tar // *Solid Fuel Chemistry*. 1990. Vol. 5. P. 86–91.

25. Soone Yu. Obtaining fuels from oil shale. Processes and technologies. 2009. P. 32–34.
26. Nazarenko M.Yu., Kondrasheva N.K., Saitykova S.N. Increasing the efficiency of using oil shale // News SPbGTI (TU). 2016. Vol. 38. P. 76–80.
27. Abdullina A.A., Bespaeva H.A., Votsalevsky E.S., Daukeeva S.Zh., Miroshnichenko L.A., editors. Basins and deposits of coal and oil shale. Almaty : Publishing House Kazak University, 2013. 112 p.

REFERENCES

1. Karabalin U, Serikov F, Lyzlov O, et al. Processing perspectives of hard hydrocarbons of Kenderlyk coal-oil shale field in "Vostochno-Kazakhstanskaya" area of Republic of Kazakhstan. *Bulletin of KazNU. Ser. chem.* 2011;1(61):61.
2. Strizhakova YA, Usova TV. Current trends in the pyrolysis of oil shale: A review). *Solid Fuel Chemistry.* 2008;4(42):197–201. DOI: 10.3103/S0361521908040022.
3. Kairbekov ZK, Yemelyanova VS, Myltykbaeva ZK, Bayzhomartov BB. Thermal catalytic processing of brown coal and oil shale from the Kenderlyk deposit. *Fundamental research.* 2012;9(4):924–926.
4. Kairbekov ZK, Yemelyanova VS, Myltykbaeva ZK, Bayzhomartov BB. The brown coal and combustible slate(s) thermocatalytic processing of the «kenderlyk» deposit. *European Journal of Natural History.* 2012;5:17–18.
5. Maloletnev AS, Kairbekov ZK, Yemelyanova VS, et al. The deep processing of oil residues conjunction with shales. *Bulletin of KazNU. Ser. chem.* 2012;4(68):22–28. doi:10.15328/chemb_2012_422-28.
6. Kairbekov ZK, Yemelyanova VS, Baizhomartov BB. Thermocatalytical processing of coal and shales. *Bulletin of KazNU. Ser. chem.* 2012;4(68):126–133. doi:10.15328/chemb_2012_4126-133.
7. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Jeldybayeva IM. Application of Ultrasonication to Intensify the Thermal Cracking of Fuel Oil in a Mixture with Oil Shale. *Solid Fuel Chemistry.* 2020;54(3):175–179. doi: 10.3103/S0361521920030052.
8. Gyl'maliev AM, Kairbekov ZK, Maloletnev AS, et al. Thermodynamic Analysis of the Gasification of Oil Shale from the Kenderlyk Deposit. *Solid Fuel Chemistry.* 2013;47(6):360–364. doi:10.3103/S0361521913060037.
9. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Emelyanova VS, et al. Hydrogenolysis of kenderlyk shale. Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference; 2013 May 28–30; Minsk, Belarus.
10. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Emelyanova VS, et al. Transformation of oil tar in the presence of Kenderlyk shale. Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV – International Scientific and Technical Conference; 2013 May 28–30; Minsk, Belarus.
11. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Emelyanova VS, et al. Joint thermal catalytic destruction of Kenderlyk shale and fuel oil. Alternative sources of raw materials and fuel. Abstracts of the IV International Scientific and Technical Conference; 2013 May 28–30; Minsk, Belarus.
12. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Emelyanova VS, Baizhomartov EA. Oil shale processing technology (Overview). Proceedings of the international scientific and practical conference "Technology of complex processing of hydrocarbon raw materials" dedicated to the 70th anniversary of Prof. Zh.K. Kairbekov; 2014 Oct 15–16.
13. Ermoldina ET, Dzheldybaeva IM, Kairbekov ZK, Maloletnev AS. Combined Hydrogenation of Coal and Shale from the Kenderlyk Deposit in Kazakhstan. *Solid Fuel Chemistry.* 2019;53(2):76–82. doi:10.3103/S036152191902006X.
14. Kairbekov ZK, Maloletnev AS, Dzheldybaeva IM, et al. Application of modified iron-containing catalysts and preliminary ozonation of coal from the Shubarkol deposit to the hydrogenation of this coal. *Solid Fuel Chemistry.* 2017;6:365–369. doi: 10.3103/S0361521917060039.
15. Kairbekov ZK, Ermoldina ET, Kairbekov AZ, Dzheldybaeva IM. *Complex processing of brown coals of Southern Kazakhstan.* Almaty: KazNU Publishing House; 2018. 454 p.
16. Kairbekov ZK, Toktamysov MT, Zhalgasuly N, Eshova ZT. *Complex processing of brown coals of Central Kazakhstan.* Almaty: Publishing House of KazNU; 2014. 278 p.
17. Kairbekov ZK, Aubakirov EK, Myltykbaeva ZK, Smagulova NT. *Complex processing of brown coals of East Kazakhstan.* Almaty: Publishing House of KazNU; 2017. 392 p.
18. Kairbekov ZK, Emelyanova VS, et al. *Theory and practice of coal processing: monograph.* Almaty: Publishing house "Bilim"; 2013. 496 p.
19. Kairbekov Z, Dzheldybaeva IM. *Integrated processing of solid fossil fuels: state and prospects.* Almaty: Printing house "IP Volkova E.V."; 2019. 168 p.
20. Tashmukhambetova ZK, editor. Materials of the international scientific-practical conference "Technology of complex processing of hydrocarbon raw materials" dedicated to the 70th anniversary of Professor Zh.K. Kairbekova. Almaty: Kazakh University; 2014. 312 p.

21. Vol-Epshtein DB, Shpilberg MB, Platonov VV, Rudenskii AV. Oil shales are hydrogen donors during thermal dissolution of brown coal of the Kansk-Achinsk basin. *Solid Fuel Chemistry*. 1987;2:75–77.
22. Vol-Epshtein AB, Shpilberg MB, Gorlov EG. Obtaining fuel products by thermal dissolution of enriched Baltic oil shale. *Chemistry of solid fuel*. 1983;2:59–68.
23. Patent №20245771/ 20.03.92. Vol-Epshtein A.B., Shpilberg M.B., Gorlov E.G., et al. *Method for producing liquid products from heavy oil products and solid fossil fuels*.
24. Vol-Epshtein AV, Platonov VV, Shpilberg MB, et al. Thermal cracking of oil tar. *Solid Fuel Chemistry*. 1990;5:86–91.
25. Soone Y. Obtaining fuels from oil shale. *Processes and technologies*. 2009;32–34.
26. Nazarenko MY, Kondrasheva NK, Saltykova SN. Increasing the efficiency of using oil shale. *News SPbGTI (TU)*. 2016;38:76–80.
27. Abdullina AA, Bespaeva HA, Votsalevsky ES, Daukeeva SZ, Miroshnichenko LA, editors. *Basins and deposits of coal and oil shale*. Almaty: Publishing House Kazak University; 2013. 112 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Каирбеков Жаксынтай Каирбекович

докт. хим. наук, профессор
ORCID 0000-0002-0255-2330
Scopus author ID: 55910705200
WoS Researcher ID: A-5389-2015
e-mail: zh_kairbekov@mail.ru.

Сармурзина Раушан Гайсиевна

докт. хим. наук, профессор
ORCID 0000-0002-9572-9712
Scopus author ID: 6603381995
e-mail: sarmurzina_r@mail.ru.

Есеналиева Маншук Зинуллаевна

канд. хим. наук, доцент
ORCID 0000-0002-0817-2048
Scopus author ID: 6507284187
e-mail: manshuk.esenalieva@mail.ru.

Каирбеков Алтай Жаксыннтаевич

канд. тех. наук
Scopus author ID: 56600640700
e-mail: altay_kairbekov@gmail.com.

Суймбаева Салтанат Маликовна

PhD
ORCID 0000-0003-3990-4974
Scopus author ID: 57201691853
WoS Researcher ID: EBK-0532-2022
e-mail: saltanat_suimbayeva@mail.ru.

***Джелдыбаева Индира Мухаметкеримовна**

PhD
ORCID 0000-0002-1525-4046
Scopus author ID: 56600659100
WoS Researcher ID: CPH-4244-2022
Science Index Author ID: 1093987
SPIN-код: 8666-3303
e-mail: indiko_87@mail.ru.

AUTHORS' INFO

Zhaksyntay Kairbekov

D. Sc. (Chemistry), professor
ORCID 0000-0002-0255-2330
Scopus author ID: 55910705200
WoS Researcher ID: A-5389-2015
e-mail: zh_kairbekov@mail.ru.

Raushan G. Sarmurzina

D. Sc. (Chemistry), professor
ORCID 0000-0002-9572-9712
Scopus author ID: 6603381995
e-mail: sarmurzina_r@mail.ru.

Manshuk Z. Esenalieva

Cand. Sc. (Chemistry), Ass. Professor
ORCID 0000-0002-0817-2048
Scopus author ID: 6507284187
e-mail: manshuk.esenalieva@mail.ru.

Altay Zh. Kairbekov

Cand. Sc. (Technology)
Scopus author ID: 56600640700
e-mail: altay_kairbekov@gmail.com.

Saltanat M. Suimbaeva

PhD
ORCID 0000-0003-3990-4974
Scopus author ID: 57201691853
WoS Researcher ID: EBK-0532-2022
e-mail: saltanat_suimbayeva@mail.ru.

***Indira M. Dzheldybaeva**

PhD
ORCID 0000-0002-1525-4046
Scopus author ID: 56600659100
WoS Researcher ID: CPH-4244-2022
Science Index Author ID: 1093987
SPIN-cod: 8666-3303
e-mail: indiko_87@mail.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 519.6, 532.5
МРНТИ 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>

Получена: 15.09.2023.

Одобрена: 20.10.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Экспериментальное изучение растворения карбонатных образцов с применением рентгеновской микрокомпьютерной томографии

Д.А. Болысбек^{1,3}, А.Б. Кульджабеков^{1,2}, Б.Е. Бекбау¹

¹Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

²KBTU BIGSoft, г. Алматы, Казахстан

³Казахский национальный университет имени аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Исследование взаимодействия соляной кислоты с карбонатными материалами имеет важное значение в нефтегазовой промышленности. Карбонатные породы являются распространенными типами горных пород, и половина всех запасов нефти по всему миру находится в карбонатных месторождениях. Понимание механизмов и особенностей растворения карбонатных пород имеет важное практическое значение при добыче углеводородов и закачке углекислого газа в пласты.

Цель. Целью настоящей статьи является изучение процессов растворения карбонатных образцов в лабораторных условиях с применением рентгеновской микрокомпьютерной томографии.

Материалы и методы. В исследовании были использованы 5 цилиндрических карбонатных образцов, которые были испытаны во время закачки растворов соляной кислоты, а также дополнительные экспериментальные и цифровые данные 8 образцов. Трёхмерное поровое пространство образцов было получено с помощью специализированного программного обеспечения на основе томографических изображений.

Результаты. Полученные результаты демонстрируют значимость применения рентгеновской компьютерной томографии для более глубокого понимания процессов растворения в геологических и инженерных исследованиях. Исследование подчеркнуло сложность процесса растворения породы, который зависит от множества факторов. Созданные трёхмерные модели образцов позволили визуализировать червоточины, включая разветвлённые и доминантные червоточины. 3D визуализация предоставила ценную информацию об изменениях поровой структуры образцов до и после воздействия кислоты.

Заключение. Результаты данного исследования подчеркивают важность учёта физических и структурных свойств при анализе процессов растворения карбонатных образцов. Эти данные могут иметь практическое применение в нефтегазовой индустрии, способствуя более точному пониманию и оптимизации процессов взаимодействия кислотных растворов с карбонатными образцами.

Ключевые слова: карбонатные образцы, рентгеновская микрокомпьютерная томография, пористая структура, проницаемость.

Как цитировать:

Болысбек Д.А., Кульджабеков А.Б. Бекбау Б.Е. Экспериментальное изучение растворения карбонатных образцов с применением рентгеновской микрокомпьютерной томографии // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 92–106. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>.

UDC 519.6, 532.5
CSCSTI 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>

Received: 15.09.2023.

Accepted: 20.10.2023.

Published: 30.12.2023.

Original article

Experimental study of carbonate samples dissolution using X-ray microcomputer-based tomography

Darezhat A. Bolysbek^{1,3}, Alibek B. Kuljabekov^{1,2}, Bakbergen Ye. Bekbau¹

¹Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

²KBTU BIGSoft, Almaty, Kazakhstan

³Al-Farabi Kazakh National University, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The study of the interaction of hydrochloric acid with carbonate materials is important in the oil and gas industry. Carbonate rocks are common rock types, and half of all petroleum reserves worldwide are found in carbonate deposits. Understanding the mechanisms and characteristics of dissolution of carbonate rocks is of great practical importance in the production of hydrocarbons and the injection of carbon dioxide into formations.

Aim: The purpose of this article is to study the dissolution processes of carbonate samples in laboratory conditions using X-ray microcomputer-based tomography.

Materials and methods: The study used 5 cylindrical carbonate samples, which were tested during the injection of hydrochloric acid solutions. Additional experimental and digital data from 8 samples are also used. The three-dimensional pore space of the samples was obtained using specialized software based on tomographic images.

Results: The results obtained demonstrate the significance of the use of X-ray computed tomography for a deeper understanding of dissolution processes in geological and engineering studies. The study highlighted the complexity of the rock dissolution process, which depends on many factors. The created three-dimensional models of the samples allowed us to visualize wormholes, including branched and dominant wormholes. 3D imaging provided valuable information about changes in the pore structure of the samples before and after acid exposure.

Conclusion: The results of this study highlight the importance of considering physical and structural properties when analyzing dissolution processes in carbonate samples. These data can have practical applications in the oil and gas industry, contributing to a more accurate understanding and optimization of the processes of interaction of acid solutions with carbonate samples.

Keywords: carbonate samples, X-ray microcomputer-based tomography, porous structure, permeability.

To cite this article:

Bolysbek DA, Kuljabekov AB, Bekbau BY. Experimental study of carbonate samples dissolution using X-ray microcomputer-based tomography. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):92–106.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>.

ӘОЖ 519.6, 532.5
ГТАХР 27.41, 30.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>

Қабылданды: 15.09.2023.

Мақұлданды: 20.10.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Рентгендік микрокомпьютерлік томография көмегімен карбонат үлгілерінің еруін эксперименталды зерттеу

Д.Ә. Болысбек^{1,3}, А.Б. Кульджабеков^{1,2}, Б.Е. Бекбау¹

¹Satbayev University, Алматы қаласы, Қазақстан

²КВТУ BIGSoft, Алматы қаласы, Қазақстан

³Әл-Фараби атындағы Қазақ Ұлттық Университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Тұз қышқылының карбонатты жыныстармен әрекеттесуін зерттеудің мұнай-газ өнеркәсібінде маңызы зор. Карбонатты тау жыныстары кең таралған тау жыныстары болып табылады және дүние жүзіндегі барлық мұнай қорының жартысы карбонатты кен орындарында кездеседі. Көмірсутектерді өндіруде және қабаттарға көмірқышқыл газын айдау кезінде карбонатты жыныстардың еру механизмдері мен сипаттамаларын түсінудің практикалық маңызы зор.

Мақсаты. Бұл мақаланың мақсаты – рентгендік микрокомпьютерлік томографияны қолдану арқылы зертханалық жағдайда карбонат үлгісінің еру процестерін зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеуде 5 цилиндрлік карбонат үлгілері қолданылды, олар тұз қышқылы ерітінділерін айдау кезінде сыналған. Және де 8 үлгідегі қосымша эксперименттік және сандық деректер пайдаланылады. Үлгілердің үш өлшемді кеуекті кеңістігі томографиялық кескіндерге негізделген арнайы бағдарламалық жасақтама қолдану арқылы алынды.

Нәтижелері. Алынған нәтижелер геологиялық және инженерлік зерттеулерде еру процестерін тереңірек түсіну үшін рентгендік компьютерлік томографияны қолданудың маңыздылығын көрсетеді. Зерттеу көптеген факторларға байланысты тау жыныстарының еру процесінің күрделілігін көрсетті. Үлгілердің жасалған 3D модельдері құрт саңылауларын, соның ішінде тармақталған және басым құрт тесіктерін 3D визуализациялауға мүмкіндік берді. 3D кескіні қышқыл әсерінен бұрын және одан кейінгі үлгілердің кеуек құрылымындағы өзгерістер туралы құнды ақпарат берді.

Қорытынды. Бұл зерттеудің нәтижелері карбонат үлгілеріндегі еріту процестерін талдау кезінде физикалық және құрылымдық қасиеттерді ескерудің маңыздылығын көрсетеді. Бұл деректер қышқыл ерітінділерінің карбонат үлгілерімен әрекеттесу процестерін дәлірек түсінуге және оңтайландыруға ықпал ете отырып, мұнай-газ өнеркәсібінде практикалық қолданылуы мүмкін.

Негізгі сөздер: карбонат үлгілері, рентгендік микрокомпьютерлік томография, кеуекті құрылым, өткізгіштік.

Дәйексөз келтіру үшін:

Болысбек Д.Ә., Құлжабеков Ә.Б., Бекбау Б.Е. Рентгендік микрокомпьютерлік томография көмегімен карбонат үлгілерінің еруін эксперименталды зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №4, 92–106 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108669>.

Введение

Изучение процессов растворения в карбонатных образцах имеет важное значение в геологии и нефтегазовой индустрии, поскольку оно позволяет лучше понимать изменения в пористой структуре горных пород и их влияние на проницаемость. Эти процессы играют ключевую роль в контексте извлечения и хранения углеводородных ресурсов в подземных образованиях, а также в процессах геологического хранения углекислого газа.

Карбонатные образцы, такие как кальцит, являются распространенными компонентами горных пород и коллекторов нефти и газа. Понимание их поровой структуры играет важную роль в процессах растворения и переноса углеводородов, а также в реакциях с агрессивными химическими средами, такими как соляная кислота.

Многие исследования были посвящены процессам растворения в продуктивных слоях с использованием реактивных транспортных моделей [1–3]. Также проводились эксперименты по растворению карбонатных пород различными кислотными растворами [4, 5].

Для создания трехмерных цифровых моделей карбонатных образцов стала широко применяться рентгеновская микрокомпьютерная томография [6–8]. Численные моделирования использовались для изучения процессов растворения пористых структур [9, 10]. При этом исследователи также изучали влияние масштабов образцов на изменение фронтов растворения [10].

Было проанализировано влияние соляной кислоты различных концентраций на пористость и проницаемость карбонатных пород [12, 13]. Кроме того, исследования охватывали влияние температуры на процессы растворения карбонатных образцов [14] и механизмы растворения в карбонатных образцах в условиях высокого давления [15]. Исследования также затрагивали вопросы влияния химического состава карбонатных пород на их растворимость [16].

Было исследовано влияние геометрии пор на эффективность процессов растворения в карбонатных образцах [17]. Изучено влияние

воздействия разных видов кислотных составов на карбонатные породы при медленных скоростях [18].

В настоящей статье изучаются механизмы растворения карбонатных образцов и их влияние на основные характеристики этих образцов с помощью рентгеновского микрокомпьютерного томографа.

Для достижения этой цели были использованы 5 цилиндрических образцов карбоната. В каждый из них был закачан 12%-й раствор соляной кислоты с разной скоростью – от 0,5 до 32 мл/мин, а также были использованы дополнительные экспериментальные и цифровые данные образцов из работы [18].

Материалы и методы

Карбонатные образцы

Для выполнения физических экспериментов, связанных с процессом растворения, в данной работе используются 5 цилиндрических карбонатных образцов длиной и диаметром около 5 и 3 см соответственно. Эти образцы были взяты из геологического керна, извлеченного из карбонатного коллектора, расположенного в каменноугольной системе одного из нефтяных месторождений Республики Татарстан (рис. 1). Глубина залегающего продуктивного пласта составляет 900–1000 м. Карбонатные породы коллектора являются известняками-грейнстоунами. На рис. 1 в верхнем ряду – фотографии входного и выходного слоев образцов, тогда как в нижнем ряду приведены фотографии образцов сбоку. При визуальном осмотре образцов трещины и каверны не были обнаружены.

Дополнительно были использованы результаты аналогичных экспериментов, проведенных на 8 образцах с аналогичными характеристиками [18]. Также имеются их обработанные цифровые модели, полученные с использованием микрокомпьютерной томографии с разрешением 18 мкм. Отличием результатов 8 образцов от образцов, использованных в эксперименте, является скорость закачки (1–8 мл/мин) и различные закачанные кислотные составы (12%

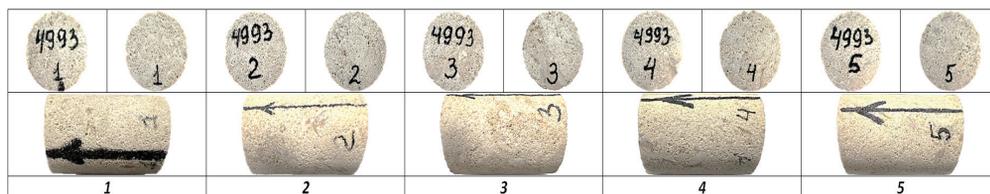


Рисунок 1. Фотографии образцов

Figure 1. Photos of samples

1 – образец №1 / Sample No. 1, 2 – образец №2 / Sample No. 2, 3 – образец №3 / Sample No. 3, 4 – образец №4 / Sample No. 4, 5 – образец №5 / Sample No. 5

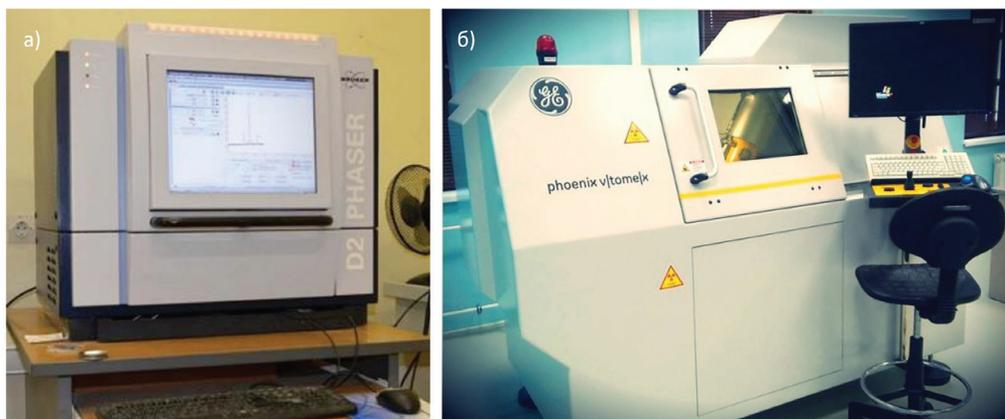


Рисунок 2. Используемые аппараты для определения минерального состава и сканирования образцов

Figure 2. Equipment used to determine the mineral composition and scan samples

а) рентгеновский дифрактометр Bruker D2 / X-ray diffractometer Bruker D2; б) рентгеновский микрокомпьютерный томограф General Electric V|tome|X S240 / X-ray microcomputer-based tomograph General Electric V|tome|X S240

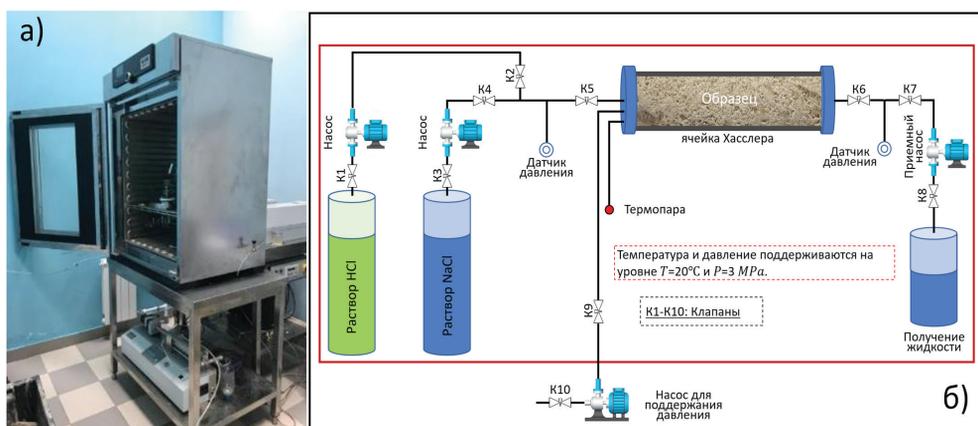


Рисунок 3. Аппарат и процедура фильтрационных экспериментов
Figure 3. Equipment and Procedure of filtration experiments

а) установка Wille Geotechnik Y1000 / Wille Geotechnik Y1000 Installation ; б) схема процедуры экспериментов / experimental procedure diagram

и 18% HCl). Для удобства номера дополнительных образцов будут обозначены с добавлением в конце «.Ref», т.к. они используются в качестве референса.

В ходе проведения стандартных исследований образцы прошли через экстракцию углеводородов, очищение от солей и высушивание в аппаратах Сокслета. После чего были определены фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства, включающие открытую пористость, объемную плотность и проницаемость образцов.

Минеральный состав образцов определялся с помощью рентгеновского дифрактометра Bruker D2 (рис. 2, а).

Эксперименты по закачке кислотного раствора

Перед проведением фильтрационных экспериментов образцы сканировались с помощью рентгеновского микрокомпьютерного томографа General Electric V|tome|X S240 (рис. 2, б) с разрешением около 18 мкм.

При проведении фильтрационных экспериментов для соответствующих образцов использовалась модельная пластовая вода (раствор NaCl 2% мас.). В качестве кислотного раствора был использован 12%-й раствор соляной кислоты (HCl). Скорость закачки растворов в образцы варьировалась от 0,5 до 32 мл/мин.

Таблица 1. Фильтрационно-ёмкостные свойства и минеральный состав образцов
Table 1. Properties and mineral composition of samples

Образец Sample	Длина, см Length, cm	Диаметр, см Diameter, cm	Пористость, % Porosity, %	Проницаемость, мД Permeability, mD	Минеральный состав, % Mineral composition, %		
					кальцит calcite	доломит dolomite	кварц quartz
1	4,93	2,98	22,39	642,18	99	<1	1
2	4,92	2,96	23,05	920,64	100	-	<1
3	4,93	2,99	27,17	635,03	100	-	-
4	4,95	2,98	21,91	816,65	100	-	-
5	4,92	2,98	18,05	406,67	100	-	-
2.Ref	5,02	2,97	20,62	434,49	100	-	-
7.Ref	5,01	2,98	20,92	721,04	99	-	1
9.Ref	5,02	2,98	20,67	135,13	100	-	-
10.Ref	5,02	2,98	19,02	289,94	99	-	1
11.Ref	5,01	2,98	19,58	394,71	99	-	1
12.Ref	5,03	2,98	18,34	202,34	100	-	-
13.Ref	5,03	2,98	20,04	458,86	100	-	-
18.Ref	5,02	2,99	11,16	153,68	100	-	-

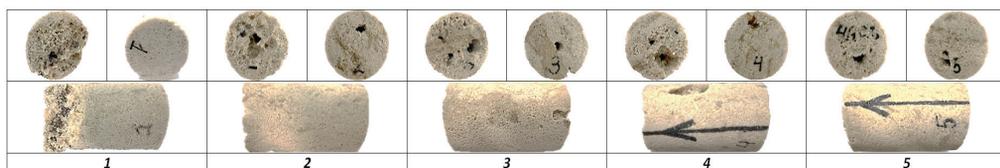


Рисунок 4. Фотографии образцов после закачки кислотного раствора

Figure 4. Photos of samples after injection of acid solution

1 – образец №1 / Sample No. 1, 2 – образец №2 / Sample No. 2, 3 – образец №3 / Sample No. 3, 4 – образец №4 / Sample No. 4, 5 – образец №5 / Sample No. 5

Таблица 2. Результаты фильтрационных испытаний
Table 2. Results of experimental tests

Образец Sample	Раствор HCl, мас. % HCl solution, wt. %	Скорость закачки, мл/мин Injection rate, ml/min	Пористость до закачки кислоты, % Porosity before acid injection, %	Пористость после растворения, % Porosity after dissolution, %	Проницаемость, мД Permeability, mD		PVbt
					до растворения before dissolution	после растворения after dissolution	
1	12	0,5	22,84	32,65	642,18	918,89	-
18.Ref	12	1	11,16	-	153,68	1083,15	1,20
9.Ref	12	2	20,67	-	135,13	516,91	3,20
13.Ref	12	4	20,04	-	458,86	4153,61	4,40
7.Ref	12	8	20,92	-	721,04	3900,88	4,20
2	12	12	23,94	30,61	920,64	2391,17	5,81
3	12	16	27,74	32,46	635,03	3331,20	4,50
4	12	25	22,41	28,13	816,65	3889,23	6,31
5	12	32	18,72	23,31	406,67	3009,90	6,19
12.Ref	18	1	18,34	-	202,34	516,91	2,6
10.Ref	18	2	19,02	-	289,94	990,77	2,9
11.Ref	18	4	19,58	-	394,71	4424,37	2,7
2.Ref	18	8	20,62	-	434,49	3849,42	2,4

PV_{bt} – закачанный поровый объем кислотного раствора / injected pore volume of acid solution

Фильтрационные эксперименты по закачке 2%-го раствора хлорида натрия (NaCl) и растворов соляной кислоты (HCl) проводились с помощью электронной установки для испытания пород Wille Geotechnik Y1000 (рис. 3, а). Схематическая иллюстрация процедуры экспериментов представлена на рис. 3 (б).

Образец насыщался 2%-м раствором NaCl и выдерживался в течение 12 ч при температуре 20°C и давлении 3 МПа (пластовые условия).

После этого в образец закачивался 2%-й раствор NaCl и измерялся перепад давления в образце после его стабилизации. Далее клапаны K3 и K4 закрываются, а клапаны K1 и K2 открываются, затем в образец закачивается раствор HCl до прорыва. После завершения закачки растворов HCl в образец снова закачивается 2%-й раствор NaCl для измерения перепада давления в образце, пока оно не стабилизируется. Затем каждый образец подвергался сухому сканированию рентгеновским микрокомпьютерным томографом. Все экспериментальные данные записываются на компьютер. Все эксперименты проводились при постоянных температуре и давлении – 20°C и 3 МПа соответственно. Процедура восстановления смачиваемости не была проведена. Кислота не была ингибирована. Система не останавливалась для кислотной ванны.

Абсолютная проницаемость образцов по воде рассчитана согласно линейному закону Дарси:

$$K = \mu L Q / \Delta P F \quad (1)$$

где K – абсолютная проницаемость, м²; μ – динамическая вязкость, Па·с; L – длина образца, м; Q – объемный расход, м³/с; ΔP – перепад давления на торцах образца, Па; F – площадь поперечного сечения образца, м².

Рентгеновская компьютерная томография

Принцип функционирования метода рентгеновской томографии заключается в получении последовательности рентгеновских изображений объекта, которые после этого обрабатываются с использованием программных методов для создания объемного изображения. В данной методике ключевой единицей, определяющей разрешение трёхмерной модели объекта, является воксель. Воксели аналогичны пикселям, но применяются в трёхмерном пространстве. Результатом восстановления трёхмерного изображения является трёхмерный массив вокселей, выстроенных в соответствии с координатными осями X, Y, Z. Единичный срез толщиной в один воксель обычно называется слайсом.

В статье цифровая модель образцов содержит около 1800 x 1800 x 3000 слайсов в трёх направлениях соответственно.

Обработка и расчёт характеристик объёмной модели производились в специализированной программе Avizo [19], позволяющей создавать 3D модели образцов и проводить расчеты микроскопических и макроскопических свойств.

Обработка полученной цифровой модели образцов состоит из нескольких обязательных операций, таких как вырезка, удаление шумов и сегментация. Вырезка производилась с целью удаления нежелательных граничных шумов. Фильтрация цифровых данных проведена с целью удаления шумов и артефактов непосредственно внутри образца. Для фильтрации был использован медианный фильтр, который является наиболее предпочтительным при решении рентгеновской томографии около 18 микронов [18]. После фильтрации была выполнена сегментация порового пространства с помощью модуля «Interactive Thresholding» в Avizo, в котором определялось пороговое значение границы серого для адекватного отделения порового пространства от твёрдого скелета.

Результаты и их обсуждения

Результаты физических экспериментов по растворению образцов

Перед проведением экспериментов по закачке кислоты в образцы были определены их фильтрационные и петрофизические свойства (табл. 1). Данные по дополнительным образцам также включены в таблицу. Образцы имеют схожие размеры, но различаются по объёму пор, пористости и проницаемости. Если сравнить значения пористости и проницаемости в представленных образцах, можно заметить, что образцы с более высокой пористостью имеют более высокие значения проницаемости.

Также был определен минеральный состав образцов, который показывает, что все образцы практически нацело сложены кальцитом (табл. 1). Лишь в нескольких изученных образцах обнаружена небольшая доля кварца, не превышающая 1%. Это указывает, что все изученные образцы являются в высокой степени однородными по составу, что исключает влияние этого параметра при сравнении эффективностей взаимодействия образцов с кислотными составами.

После стандартных исследований были проведены эксперименты по закачке кислоты в образцы, результаты которых показаны в табл. 2. На рис. 4 показаны фотографии образцов после закачки кислотного раствора. Фотографии образцов после закачки кислоты

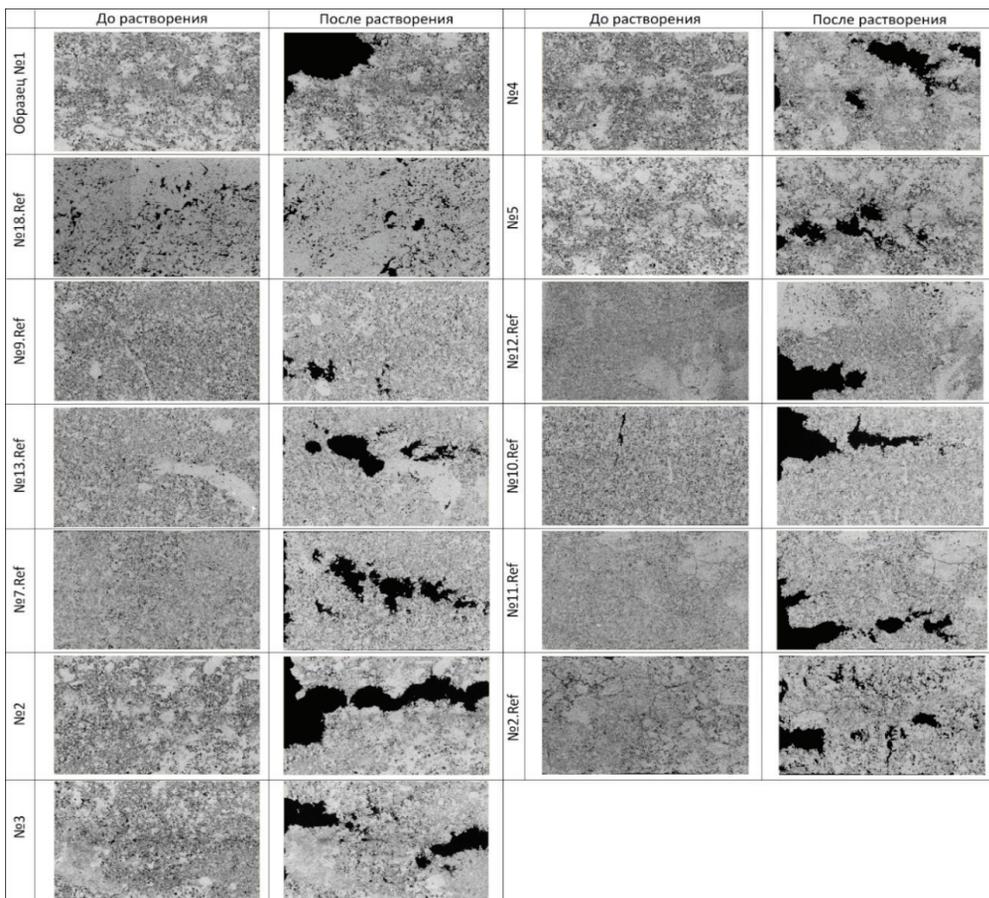


Рисунок 5. Сырые изображения образцов до и после растворения породы
Figure 5. Raw images of samples before and after rock dissolution

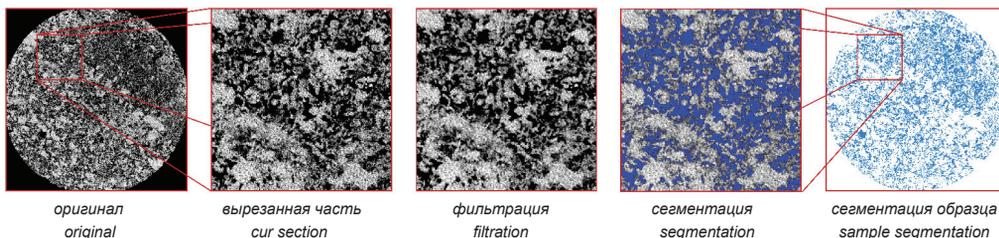


Рисунок 6. Результаты фильтрации и сегментации изображений образца 3
Figure 6. Results of filtering and segmentation of sample 3 images

показывают, что почти во всех образцах были прорывы, кроме образца 1.

В образце 1 наблюдался процесс растворения породы у входного торца вследствие низкой скорости закачки кислотного раствора, в остальных экспериментах образовались червоточины с прорывом образца.

При анализе изменений основных параметров всех образцов за счет растворения был выявлен ряд особенностей.

Образцы, которые подвергались воздействию 12%-го раствора, имели разнообразные изменения пористости и проницаемости.

Экспериментальные значения пористости дополнительных образцов после растворения отсутствовали, таким образом, не удалось оценить изменения пористости в дополнительных образцах.

Изменений пористости в основных 5 образцах замечено не было. Наибольший

Таблица 3. Результаты расчета пористости по изображениям
Table 3. Results of porosity calculation from images

Образец Sample		Пористость по изображению, % Porosity by image, %	Экспериментальная пористость, % Experimental porosity, %	Отклонение, % Deviation, %	Порог серого Gray threshold
1	до / before	20,21	22,39	9,75	25300
	после / after	29,63	32,65	9,24	30400
2	до / before	21,01	23,05	8,84	21570
	после / after	28,07	30,61	8,31	24100
3	до / before	24,73	27,17	8,97	26900
	после / after	29,81	32,46	8,15	28850
4	до / before	19,80	21,91	9,63	11240
	после / after	25,54	28,13	9,22	27930
5	до / before	16,33	18,05	9,51	24800
	после / after	21,30	23,31	8,61	24990
2.Ref	до / before	17,36	20,62	15,79	26800
	после / after	26,58	-	-	23000
7.Ref	до / before	17,95	20,92	14,17	28900
	после / after	26,90	-	-	19900
9.Ref	до / before	17,94	20,67	13,21	21450
	после / after	19,94	-	-	22900
10.Ref	до / before	16,28	19,02	14,39	21250
	после / after	25,51	-	-	34200
11.Ref	до / before	17,01	19,58	13,14	29150
	после / after	24,40	-	-	23900
12.Ref	до / before	15,57	18,34	15,13	28650
	после / after	20,94	-	-	23650
13.Ref	до / before	17,00	20,04	15,19	23250
	после / after	22,67	-	-	2500
18.Ref	до / before	10,11	11,16	9,41	10250
	после / after	13,56	-	-	17200

прирост пористости наблюдался в образце 1 за счёт сильного растворения входной области. Образцы со сравнительно высоким приростом пористости показали не совсем однозначную связь с изменением проницаемости.

Наибольший прирост проницаемости после растворения наблюдался в образцах 18.Ref, 13.Ref и 5. Наименьший прирост был в образце 2.

Наблюдались разные реакции на изменения скорости закачки. Определенные образцы показали значительный прирост проницаемости при увеличении скорости, в то время как для других образцов такие изменения могли быть менее выраженными. С увеличением скорости закачки наблюдался и рост PVbt. В образце 1 не было выявлено прорыва кислоты, следовательно, значение параметра PVbt для данного образца не было определено.

В данных эксперимента с закачкой 18%-го раствора в образцы был замечен наибольший прирост проницаемости в 11.Ref. и 2.Ref. Учитывая диапазон скоростей, раствор в них закачивался с относительно средней скоростью закачки (4, 8 мл/мин). Следует отметить, что поровый объём, который необходим для прорыва в случае закачки 18%-го раствора, практически оставался неизменным в образцах.

Изменения основных параметров карбонатных образцов при растворении показали не совсем однозначный паттерн, который может быть связан с особенностями изменения в их структуре.

Создание 3D цифровой модели образцов

В этом разделе представляются результаты работ по созданию 3D цифровой модели основных 5 образцов по их рентгеновским снимкам. Также были

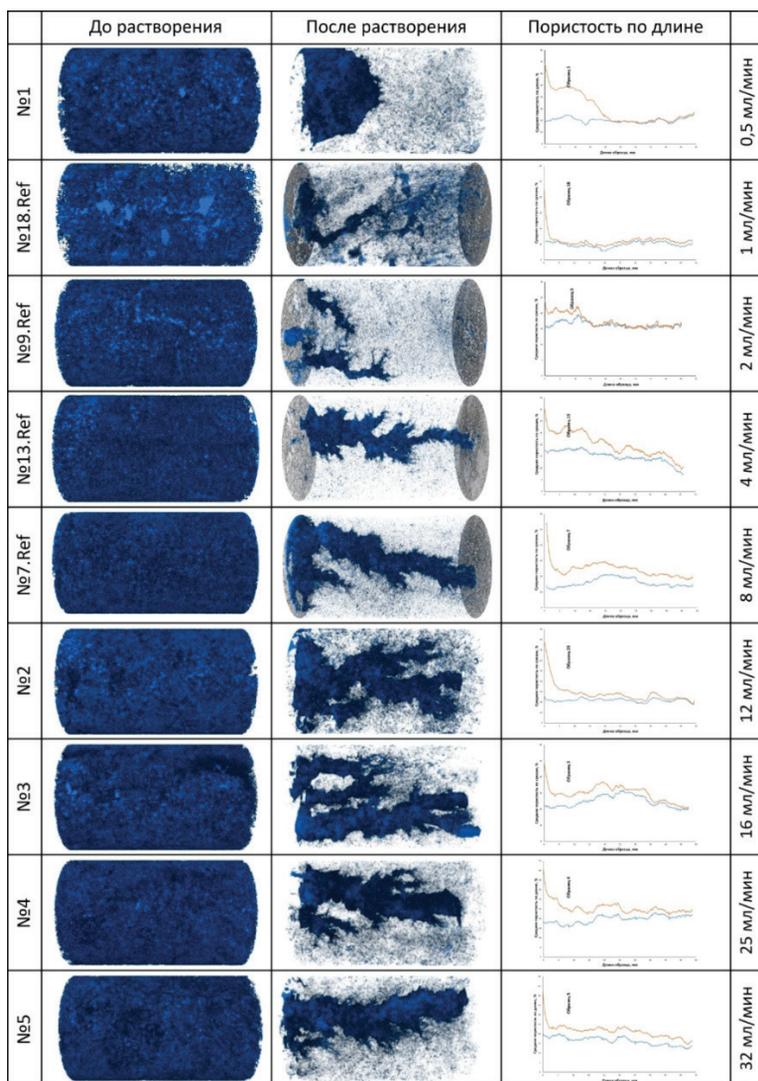


Рисунок 7. Поровые пространства образцов и распределение пористости по длине образцов до и после растворения при закачке 12%-го раствора HCl

Figure 7. Pore spaces of samples and porosity distribution along the length of samples before and after dissolution when injecting a 12% HCl solution

получены данные дополнительных образцов по микрокомпьютерной томографии с аналогичным разрешением. Цифровые данные представляют собой трехмерный массив вокселей, выстроенных в соответствии с координатными осями X, Y, Z.

Каждому вокселю в изображениях образца присваивается значение рентгеновской плотности, измеряемое в условных единицах шкалы линейного ослабления излучения относительно воздуха. В данном случае оно изменяется в диапазоне от 0 до 65535 ед. На рис. 5 показаны срезы сырых изображений образцов до и после растворения соляной

кислотой. Кислотный раствор был закачан слева направо.

Как видно из срезов образцов, были обнаружены микротрещины и уплотнённые области, которые могли стать причиной разброса изменения проницаемостей (табл. 2). В основных 5 образцах не были обнаружены ярко выраженные трещины, в то время как в дополнительных образцах присутствовали микротрещины и микрокаверны. Следует отметить, что качество снимков дополнительных образцов было ниже, чем основных 5 образцах. Таким образом, требовалась тщательная обработка изображений образцов.

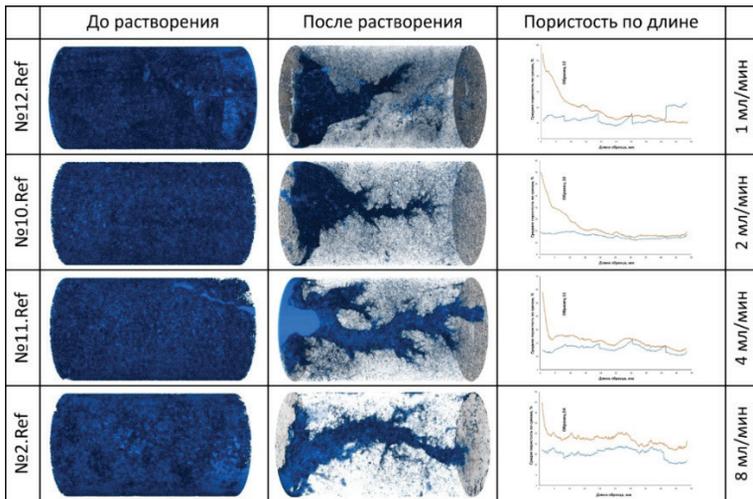


Рисунок 8. Поровые пространства образцов и распределение пористости по длине образцов до и после растворения при закачке 18% HCl

Figure 8. Pore spaces of samples and porosity distribution along the length of samples before and after dissolution when injecting a 18% HCL solution

Изображения образцов были обработаны путём удаления нежелательных шумов. Перед наложением фильтров границы изображения были срезаны до краев цилиндра. В итоге количество слайсов в трёх направлениях были сокращены до ~1600 x 1600 x 2600 слайсов.

После этого была проведена фильтрация изображений образцов и их сегментация. Была выбрана определенная прямоугольная область на одном из срезов образца 3 с целью демонстрации результатов фильтрации и сегментации. На рис. 6 приведено сопоставление оригинального изображения с изображением после применения фильтрации, а также их сегментации на примере образца 3. Следует отметить, что распределение серого цвета было отрегулировано с целью показа результатов фильтрации, на которых видно, что шумы, которые присутствовали в оригинальном изображении, были разглажены. В зависимости от структуры, состава и от процесса сканирования границы распределения плотности поглощения рентгеновских лучей изменяются по-разному – также, как и их границы серого, устанавливаемые для сегментации порового пространства в модуле Interactive thresholding. Значения верхнего порога для сегментации были определены путём визуального анализа срезов, и они отличались для каждого образца (табл. 3). В свою очередь по бинарным данным образцов были рассчитаны их пористости (табл. 3). Расчёты пористости, проведенные на основе сегментированных изображений образцов, продемонстрировали хорошие результаты. Отклонения от экспериментальной

пористости варьируются, но в целом остаются на относительно низком уровне для 5 образцов (~10%). В дополнительных образцах отклонения пористости больше (~15%) в связи с тем, что качество их рентгеновских снимков было относительно ниже. Отклонение означает разницу между измеренной пористостью на изображениях и фактическим значением пористости, полученным экспериментально. Дело в том, что некоторым порам в образцах недостаточно разрешения в 18 мкм (sub-resolution porosity). В некоторых случаях для карбонатных пород даже разрешение в 1 мкм является недостаточным [20].

Такие отклонения связаны, в первую очередь, с качеством снимков, которое определяется разрешением рентгеновского микрокомпьютерного томографа. Также влияют условия и параметры съёмки, которые для каждого образца подстраивались оператором отдельно. Все эти факторы влияют на значения оттенков серого, отражающих коэффициент поглощения рентгеновского излучения материалом. Оно в значительной мере зависит от минерального состава пород. Поскольку для каждого образца требуется настройка индивидуальных параметров съёмки, это смещает значения оттенков серого для одних и тех же плотностных элементов в разных образцах.

На рис. 7, 8 показаны результаты объёмного рендеринга сегментированного порового пространства образцов до и после растворения, а также расчётов усреднённой пористости по длине образцов в различных концентрациях. Тёмно-синий цвет показывает

поровое пространство. Направление закачки на рис. 7, 8 происходит слева направо. Синие и оранжевые линии показывают распределение пористости до и после растворения соответственно. Следует отметить, что для визуализации червоточин в 3D моделях образцов после растворения прозрачность была увеличена.

По созданным 3D цифровым моделям образцов, а также по распределению пористости по длине образцов можно увидеть особенности механизмов растворения образцов.

Поровое пространство в образцах, где закачивался 12%-й раствор соляной кислоты, претерпело существенные изменения. В образце 1 наблюдается режим поверхностного растворения из-за низкой скорости закачки, и поэтому не наблюдался прорыв кислотного раствора через образец. В образце 18.Ref в целом наблюдалось однородное растворение, однако была замечена маленькая диагональная червоточина. До растворения в этом образце количество пор было меньше, что также подтверждается экспериментальными данными (табл. 1). Однако размеры пор были сравнительно больше, чем у остальных образцов. Заметный прирост проницаемости (табл. 2), возможно, связан с повсеместным увеличением этих пор и их соединённостью.

В остальных образцах заметны признаки режимов разветвлённого и доминирующего (червоточины) растворения. При низких скоростях потока, а именно 1 и 2 мл/мин, наблюдается значительное интенсивное растворение породы, в основном, в начальной части образцов. По мере увеличения скорости закачки и закачанного порового объема кислоты толщина червоточин увеличивается. При высоких скоростях потока (12–32 мл/мин) наблюдается утолщение червоточин.

При введении 18%-го раствора HCl со скоростью 1 и 2 мл/мин также начинается интенсивное растворение входной части, а паттерн растворения развивается от конического к доминирующему. По мере увеличения скорости закачки также развиваются доминирующие червоточины. Такие изменения свидетельствуют о сложном процессе растворения породы, который характеризуется конкуренцией между переносом раствора и взаимодействием кислоты с породой, а также различной неоднородностью в распределении пор и проницаемости.

В целом при закачке раствора соляной кислоты различных концентраций было

замечено, что в обоих случаях в образцах 13.Ref, 5, 11.Ref, 2.Ref, где были наибольшие приросты проницаемости, развивается одна доминирующая червоточина.

Закключение

В настоящей статье было экспериментально изучено растворение образцов карбонатной породы с применением рентгеновской микрокомпьютерной томографии с пространственным разрешением в 18 мкм. Результаты исследования выявили, что различные образцы, обладающие разными характеристиками пористости и проницаемости, реагируют по-разному на воздействие соляной кислоты. Конкретные результаты включают увеличение пористости и проницаемости после растворения. Наибольшие приросты пористости и проницаемости наблюдались при более высоких концентрациях и скоростях закачки кислоты.

Установлены различные механизмы растворения, включая червоточины, разветвлённое растворение и поверхностное растворение. Скорость закачки кислоты имела влияние на эти механизмы.

При введении 18%-го раствора HCl поровый объём, необходимый для прорыва, оставался почти постоянным.

Замечено, что наибольшие приросты проницаемости наблюдались при относительно высоких скоростях, а также в обоих случаях (при закачке 12%-го и 18%-го растворов HCl) развивалась одна доминирующая червоточина.

Исследование подчеркнуло сложность процесса растворения породы, который зависит от множества факторов, включая свойства породы, скорость закачки, концентрацию кислоты и даже индивидуальные структурные характеристики образцов.

Полученные результаты демонстрируют значимость применения рентгеновской компьютерной томографии для более глубокого понимания процессов растворения в геологических и инженерных исследованиях. Этот метод позволяет создавать трёхмерные модели и более точно определять изменения в структуре породы.

Дальнейшие исследования будут направлены на оптимизацию условий воздействия кислотных растворов для достижения наиболее эффективных результатов, а также на изучение изменения смачиваемости пород в результате растворения.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Данное исследование было профинансировано

Комитетом науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в рамках проекта AP09058419 «Прогно-

зирование характеристик пористой среды с учетом режимов растворения породы в масштабе пор на основе машинного обучения».

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 следующий образом: Болысбек Д.А. – эксперимент, программное обеспечение, источники, подготовка первоначального черновика, визуализация, написание и редактирование статьи, Бекбау Б.Е. – концептуализация, методология, анализ данных, валидация, написание и редактирование статьи, Кульджабеков А.Б. – финансовые услуги по проведению экспериментов, административные работы, анализ данных, валидация, написание и редактирование статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This research was funded by the Committee of Science of the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan within the framework of the project AP09058419 “Forecasting the characteristics of porous media taking into account rock dissolution regimes at the pore scale based on machine learning”.

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: Darezhat A. Bolysbek – experiment, software, sources, initial draft preparation, visualization, article writing and editing; Bakbergen Ye. Bekbau – conceptualization, methodology, data analysis, validation, writing and editing the article; Alibek B. Kuljabekov – financial services for experiment running, administrative work, data analysis, validation, writing and editing the article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Maheshwari P., Maxe J., Balakotaiah V. Simulation and Analysis of Carbonate Acidization with Gelled and Emulsified Acids // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; Ноябрь 10–13, 2014; Абу-Даби, ОАЭ. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/14ADIP/2-14ADIP/210607>. Дата обращения: 20.07.2023.
2. Luo Z., Cheng L., Zhao L., Xie Y. Study on the mechanism of reactive acid transport in fractured two-mineral carbonate rocks // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 94. doi:10.1016/j.jngse.2021.104118.
3. An S., Erfani H., Hellevang H., Niasar V. Lattice-Boltzmann simulation of dissolution of carbonate rock during CO₂-saturated brine injection // Chemical Engineering Journal. 2021. Vol. 408. doi:10.1016/j.cej.2020.127235.
4. Luquot L., Rodriguez O., Gouze P. 2014. Experimental Characterization of Porosity Structure and Transport Property Changes in Limestone Undergoing Different Dissolution Regimes // Transport in Porous Media. 2014. Vol 101, N 3. P. 507–532. doi:10.1007/s11242-013-0257-4.
5. Soltanbekova, K., Assilbekov B., Zolotukhin A., et al. Results of laboratory studies of acid treatment of low-permeability rock cores // Series of Geology and Technical Sciences. 2014. Vol. 5, N 449. P. 113–123. doi:10.32014/2021.2518-170X.105.
6. Qajar J., Arns C. Characterization of reactive flow-induced evolution of carbonate rocks using digital core analysis – part 1: Assessment of pore-scale mineral dissolution and deposition // Journal of Contaminant Hydrology. 2016. Vol. 192. P. 60–86. doi:10.1016/j.jconhyd.2016.06.005.
7. Smith M.M., Sholokhova Y., Hao Y., Carroll S.A. CO₂-induced dissolution of low permeability carbonates. Part I: Characterization and experiments // Advances in Water Resources. 2013. Vol. 62. P. 370–387. doi:10.1016/j.advwatres.2013.09.008.
8. Xie L., You Q., Wang E., et al. Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208 (Part E). doi:10.1016/j.petrol.2021.109733.
9. Zhou X., Xu Z., Xia Y., et al. Pore-scale investigation on reactive flow in porous media with immiscible phase using lattice Boltzmann method // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. doi:10.1016/j.petrol.2020.107224.

10. Турегелдиева К.А., Жалбасбаев У.К., Асилбеков Б.К., Золотухин А.Б. Моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины с учетом ее ухудшенных фильтрационно-емкостных характеристик (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2016. №4. С. 108–110.

11. Асилбеков Б., Акашева Ж., Болысбек Д., Кульджабеков А. Численное исследование растворения карбонатной породы: влияние масштаба области // Вестник КазНПУ им. Абая. Серия «Физико-математические науки. 2022. Том 3, № 79. С. 63–72. doi:10.51889/3035.2022.74.92.008.

12. Liu S., Zhang L., Su X., et al. Micro-CT characterization on pore structure evolution of low-permeability sandstone under acid treatment // Applied Geochemistry. 2023. Vol. 152. doi:10.1016/j.apgeochem.2023.105633.

13. Al-Arji H., Al-Azman A., Le-Hussain F., Regenauer-Lieb K. Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 203. doi:10.1016/j.petrol.2021.108593.

14. She M., Shou J., Shen A., et al. Experimental simulation of dissolution law and porosity evolution of carbonate rock // Petroleum Exploration and Development. 2016. Vol. 43. P. 616–625. doi:10.1016/S1876-3804(16)30072-6.

15. He Z., Ding Q., Wo Y., et al. Experiment of Carbonate Dissolution: Implication for High Quality Carbonate Reservoir Formation in Deep and Ultradeep Basins // Geofluids. 2017. Vol. 2017. P. 1–8. doi:10.1155/2017/8439259.

16. Meng J., Chen S., Wang J., et al. Development and Application of Carbonate Dissolution Test Equipment under Thermal – Hydraulic – Chemical Coupling Condition // Materials. 2022. Vol. 15. doi:10.3390/ma15207383.

17. Болысбек Д., Асилбеков Б., Кульджабеков А. Численное изучение влияния растворения породы на поровую структуру карбонатных образцов на основе экспериментальных данных // Вестник «Физико-математические науки». 2023. Том 82, № 2.

18. Акашева Ж.К., Болысбек Д.Ә., Асилбеков Б.К. Исследование растворения карбонатных пород с использованием рентгеновской микрокомпьютерной томографии: влияние скорости потока кислоты. Известия национальной академии наук Республики Казахстан. 2023. Том 1, № 457. С. 20–32. doi:10.32014/2023.2518-170X.256.

19. Amira-Avizo Software [Internet]. Thermo Fisher Scientific [cited 2023 April 28]. Available from: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.

20. Soulaire C., Gjetvaj F., Garing C., et al. A. The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability // Transport in Porous Media. 2016. Vol. 113, N 1. P. 227–243. doi:10.1007/s11242-016-0690-2.

REFERENCES

1. Maheshwari P, Maxey J, Balakotaiah V. Simulation and Analysis of Carbonate Acidization with Gelled and Emulsified Acids. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference; 2014 Nov 10–13; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/14ADIP/2-14ADIP/210607>. Cited 2023 July 20.

2. Luo Z, Cheng L, Zhao L, Xie Y. Study on the mechanism of reactive acid transport in fractured two-mineral carbonate rocks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021;94:104118. doi:10.1016/j.jngse.2021.104118.

3. An S, Erfani H, Hellevang H, Niasar V. Lattice-Boltzmann simulation of dissolution of carbonate rock during CO₂-saturated brine injection. *Chemical Engineering Journal*. 2021;408:127235. doi:10.1016/j.cej.2020.127235.

4. Luquot L, Rodriguez O, Gouze P. 2014. Experimental Characterization of Porosity Structure and Transport Property Changes in Limestone Undergoing Different Dissolution Regimes. *Transport in Porous Media*. 2014;101(3):507–532. doi:10.1007/s11242-013-0257-4.

5. Soltanbekova, K, Assilbekov B, Zolotukhin A, et al. Results of laboratory studies of acid treatment of low-permeability rock cores. *Series of Geology and Technical Sciences*. 2014;5(449):113–123. doi:10.32014/2021.2518-170X.105.

6. Qajar J, Arns C. Characterization of reactive flow-induced evolution of carbonate rocks using digital core analysis – part 1: Assessment of pore-scale mineral dissolution and deposition. *Journal of Contaminant Hydrology*. 2016;192:60–86. doi:10.1016/j.jconhyd.2016.06.005

7. Smith MM, Sholokhova Y, Hao Y, Carroll SA. CO₂-induced dissolution of low permeability carbonates. Part I: Characterization and experiments. *Advances in Water Resources*, 2013;62:370–387. doi:10.1016/j.advwatres.2013.09.008.

8. Xie L, You Q, Wang E, et al. Quantitative characterization of pore size and structural features in ultra-low permeability reservoirs based on X-ray computed tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;208(Part E), 109733. doi:10.1016/j.petrol.2021.109733

9. Zhou X, Xu Z, Xia Y, et al. Pore-scale investigation on reactive flow in porous media with immiscible phase using lattice Boltzmann method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;191:107224. doi:10.1016/j.petrol.2020.107224.
10. Turegeldieva KA, Zhapbasbayev UK, Assilbekov BK, Zolotukhin AB. Matrix acidizing modeling of near-wellbore with reduced reservoir properties (part 2). *Oil Industry*. 2016;4:108–110. (In Russ).
11. Assilbekov B, Akasheva Z, Bolysbek D, Kuljabekov A. Numerical study of carbonate rock dissolution: influence of domain scale. *Bulletin Abai KazNPU. Series of Physics & Mathematical Sciences*. 2022;3(79):63–72. doi:10.51889/3035.2022.74.92.008.
12. Liu S, Zhang L, Su X, et al. Micro-CT characterization on pore structure evolution of low-permeability sandstone under acid treatment. *Applied Geochemistry*. 2023;152:105633. doi:10.1016/j.petrol.2021.108593.
13. Al-Arji H, Al-Azman A, Le-Hussain F, Regenauer-Lieb K. Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;203:108593. doi:10.1016/j.petrol.2021.108593.
14. She M, Shou J, Shen A, et al. Experimental simulation of dissolution law and porosity evolution of carbonate rock. *Petroleum Exploration and Development*. 2016;43:616–625. doi:10.1016/S1876-3804(16)30072-6.
15. He Z, Ding Q, Wo Y, et al. Experiment of Carbonate Dissolution: Implication for High Quality Carbonate Reservoir Formation in Deep and Ultradeep Basins. *Geofluids*. 2017;2017:1–8. doi:10.1155/2017/8439259.
16. Meng J, Chen S, Wang J, et al. Development and Application of Carbonate Dissolution Test Equipment under Thermal – Hydraulic – Chemical Coupling Condition. *Materials*. 2022;15:7383. doi:10.3390/ma15207383.
17. Bolysbek D, Assilbekov B, Kuljabekov A. Numerical study of the effect of rock dissolution on the pore structure of carbonate samples based on experimental data. *Bulletin Abai KazNPU. Series of Physics & Mathematical Sciences*. 2023;82(2).
18. Akasheva ZK, Bolysbek DA, Assilbekov BK. Study of carbonate rock dissolution using x-ray microcomputed tomography: impact of acid flow rate. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*. 2023;1(457):20–32. doi:10.32014/2023.2518-170X.256. (In Russ).
19. Amira-Avizo Software [Internet]. Thermo Fisher Scientific [cited 2023 April 28]. Available from: <https://www.fei.com/software/amira-avizo/>.
20. Soulaire C, Gjetvaj F, Garing C, et al. A. The Impact of Sub-Resolution Porosity of X-ray Microtomography Images on the Permeability. *Transport in Porous Media*. 2016;113(1):227–243. doi.org/10.1007/s11242-016-0690-2.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Болысбек Дәрежат Абілсеітұлы**
ORCID 0000-0001-8936-3921
e-mail: bolysbek.darezhat@gmail.com.
Кульджабеков Алибек Бахиджанович
PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463
e-mail: alibek.kuljabekov@gmail.com.
Бекбау Бақберген Ермекбайұлы
PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626
e-mail: bakbergen@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Darezhat A. Bolysbek**
ORCID 0000-0001-8936-3921
e-mail: bolysbek.darezhat@gmail.com.
Alibek B. Kuljabekov
PhD, ORCID 0000-0003-4384-6463
e-mail: alibek.kuljabekov@gmail.com.
Bakbergen Ye. Bekbau
PhD, ORCID 0000-0003-2410-1626
e-mail: bakbergen@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 66.061.1
МРНТИ 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Получена: 02.10.2023.

Одобрена: 23.11.2023.

Опубликована: 30.12.2023.

Оригинальное исследование

Комплексный методический подход к обоснованию свойств высоковязких нефтей на примере месторождения Каражанбас

Р.Н. Утеев, К.М. Кунжарикова, Л.М. Бисикенова, Г.Ж. Бектас

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Характерной особенностью современного этапа разработки нефтяных месторождений является увеличение доли трудноизвлекаемой нефти, к которой относится в основном тяжёлая, высоковязкая нефть. Это связано с изменениями структуры нефти, увеличением обводнённости добываемой нефти, неблагоприятными для извлечения геолого-геофизическими характеристиками и условиями залегаания. Запасы такой нефти значительно превышают запасы легкой и маловязкой нефти и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы её развития на ближайшие годы. Особенность тяжелой нефти объясняется её составом и PVT свойствами, которые оказывают достаточно серьёзное влияние на добычу.

Цель. Применение комплексного подхода к обоснованию свойств высоковязкой нефти и инструментов математического моделирования фазового состояния флюидов с целью повышения достоверности подсчёта запасов и эффективности разработки месторождений.

Материалы и методы. В основу научной работы легли результаты геохимических исследований (фингерпринтинг и биомаркерный анализ), экспериментальные данные геологических исследований и результаты моделирования фазового состояния флюидов.

Результаты. Предложено использование комплексного подхода к интерпретации данных и композиционных расчётов, которые позволяют сузить диапазон неопределённости и объясняют огромную вариацию значений физико-химических параметров по пробам.

Заключение. Комплексный подход анализа результатов PVT экспериментов вместе с геолого-промысловыми данными и результатами геохимических исследований обеспечивают получение высококачественных данных, позволяющих принимать стратегические решения по разработке месторождений, проводить точную оценку ресурсов и прогнозировать добычу углеводородов.

Ключевые слова: PVT модель, залежь, высоковязкая нефть, корреляция.

Как цитировать:

Утеев Р.Н., Кунжарикова К.М., Бисикенова Л.М., Бектас Г.Ж. Комплексный методический подход к обоснованию свойств высоковязких нефтей на примере месторождения Каражанбас // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №4. С. 107–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

UDC 66.061.1
CSCSTI 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Received: 02.10.2023.

Accepted: 23.11.2023.

Published: 30.12.2023.

Original article

An integrated methodological approach to substantiating the properties of high-viscosity oils using the example of the Karazhanbas oil field

Rakhim N. Uteyev, Klara M. Kunzharikova, Laura M. Bissikenova, Gaukhar Zh. Bektas
KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Rationale: A characteristic feature of the modern stage of oil field development is the increase in the share of hard-to-recover oils, which mainly include heavy, highly viscous oils. This is due to changes in the structure of oil, an increase in the water cut of produced oil, geological and geophysical characteristics and conditions of oil occurrence that are unfavorable for extraction. The reserves of such oil significantly exceed the reserves of light and low-viscosity oil and, according to experts, they amount to at least 1 trillion tons. In industrialized countries they are considered not so much as a reserve for oil production, but as the main basis for its development in the coming years. The peculiarity of heavy oil is explained by its composition and PVT properties, which have a fairly serious impact on production.

Target: Application of an integrated approach to substantiating the properties of high-viscosity oil and tools for mathematical modeling of the phase state of fluids in order to increase the reliability of reserve calculations and the efficiency of the oil field development.

Materials and methods: The scientific work was based on the results of geochemical studies (fingerprinting and biomarker analysis), experimental data from rheological studies and the results of modeling the phase state of fluids.

Results: It is proposed to use an integrated approach to data interpretation and compositional calculations, which make it possible to narrow the range of uncertainty and explain the huge variation in the values of physicochemical parameters across samples.

Conclusion: An integrated approach to analyzing the results of PVT experiments, together with geological and field data and the results of geochemical studies, provides high-quality data that allows you to make strategic decisions on the oil field development, conduct accurate resource assessments and predict hydrocarbon production.

Keywords: *PVT model, reservoir, high-viscosity oil, correlation.*

To cite this article:

Kunzharikova KM, Bissikenova LM, Bektas GZ. An integrated methodological approach to substantiating the properties of high-viscosity oils using the example of the Karazhanbas oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(4):107–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

ӨЖ 66.061.1
ҒТАХР 31.15.25

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>

Қабылданды: 02.10.2023.

Мақұлданды: 23.11.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Қаражанбас кен орны мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеудегі кешенді әдістемелік тәсіл

Р.Н. Өтеев, К.М. Күнжарықова, Л.М. Бисекенова, Г.Ж. Бектас

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Мұнай кен орындарын игерудің қазіргі кезеңінің өзіне тән ерекшелігі негізінен ауыр, тұтқырлығы жоғары мұнайды қамтитын, өндірілуі қиын мұнайдың үлесін ұлғайту болып табылады. Бұл мұнай құрылымының өзгеруіне, өндірілетін мұнайдың сулануының ұлғаюына, өндіруге қолайсыз геологиялық-геофизикалық сипаттамаларға және мұнайдың пайда болу жағдайларына байланысты. Мұндай мұнай қорлары жеңіл және тұтқырлығы төмен мұнай қорларынан айтарлықтай асып түседі және мамандардың бағалауы бойынша олар кем дегенде 1 трлн тоннаны құрайды. Индустриалды дамыған елдерде олар мұнай өндіру резерві ретінде емес, оны алдағы жылдарға дамытудың негізгі базасы ретінде қарастырылады. Ауыр мұнайдың ерекшелігі оның құрамы мен PVT қасиеттеріне байланысты, бұл өндіріске айтарлықтай әсер етеді.

Мақсаты. Қорларды есептеудің дұрыстығын және кен орындарын игерудің тиімділігін арттыру мақсатында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін және сұйықтықтардың фазалық күйін математикалық модельдеу құралдарын негіздеуге кешенді тәсілді қолдану.

Материалдар мен әдістер. Ғылыми жұмыстың негізі геохимиялық зерттеулердің нәтижелері (фингерпринтинг және биомаркерлік талдау), реологиялық зерттеулердің эксперименттік деректері және сұйықтықтардың фазалық күйін модельдеу нәтижелері болды.

Нәтижелері. Деректер интерпретациясы мен композициялық есептеулерге кешенді тәсілді қолдану ұсынылады, бұл белгісіздік ауқымын тарылтуға мүмкіндік береді және сынамалар бойынша физика-химиялық параметрлер мөндерінің үлкен вариациясын түсіндіреді.

Қорытынды. Тәжірибелердің PVT нәтижелерін талдаудың кешенді тәсілі геологиялық-кәсіптік деректермен және геохимиялық зерттеулердің нәтижелерімен бірге кен орындарын игеру бойынша стратегиялық шешімдер қабылдауға, ресурстарды дәл бағалауға және көмірсутектерді өндіруді болжауға мүмкіндік беретін жоғары сапалы деректерді алуды қамтамасыз етеді.

Негізгі сөздер: PVT моделі, кеніш, тұтқырлығы жоғары мұнай, корреляция.

Как цитировать:

Өтеев Р.Н., Күнжарықова К.М., Бисекенова Л.М., Бектас Г.Ж. Қаражанбас кен орны мысалында тұтқырлығы жоғары мұнайдың қасиеттерін негіздеудегі кешенді әдістемелік тәсіл // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №4, 107–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108678>.

Введение

По мере истощения сравнительно легко извлекаемых запасов как в мире, так и в Казахстане необходимы новые подходы в области разработки технологий добычи высоковязких нефтей. В промышленно развитых странах высоковязкая нефть рассматривается не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы её развития на ближайшие годы. Особенность тяжёлой нефти объясняется её составом и PVT свойствами, которые оказывают достаточно серьёзное влияние на добычу. Для этого необходимо как можно больше научно-исследовательских работ, содержащих максимальное количество сведений о физико-химических и реологических свойствах исследуемой нефти. Разработка единого поэтапного подхода по созданию и адаптации PVT моделей высоковязкой нефти на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния для достоверного моделирования PVT свойств пластовых флюидов позволит получить высококачественные данные, позволяющие принимать стратегические решения по разработке месторождений, проводить точную оценку ресурсов и прогнозировать добычу углеводородов [1].

Основная часть

Одним из важных факторов, осложняющих разработку нефтяных месторождений и делающих нефть трудноизвлекаемыми, является высокая вязкость добываемой нефти, содержащей значительное количество смол, асфальтенов, парафинов, обуславливающих высокую степень структурированности нефти [2].

Согласно последнему утвержденному отчету по подсчёту запасов месторождения Каражанбас (ПЗ-2008 г.), свойства пластовой нефти принимались отдельно по горизонтам А, Б, В, Г, Д1, Д2, Ю-I, Ю-II, Ю-III. Параметры пластовой нефти обосновывались отдельно по горизонтам путём отбраковки некачественных проб и осреднений значений параметров по оставшимся пробам. Однако изученность разных горизонтов пробами неравномерная, и горизонты с отбором небольшого количества проб имеют повышенные неопределенности при оценке параметров. В табл. 1 приведены данные по изученности пробами месторождения Каражанбас.

Таблица показывает неравномерную изученность горизонтов. Значительная часть проб отбиралась из совместных горизонтов. Всего по месторождению отобрано 259 проб из 148 скважин, в т.ч. 197 проб из меловых и 62 пробы из юрских отложений.

В ходе аналитической работы по изучению состава и свойств параметров пластовой

Таблица 1. Изученность месторождения пробами пластовой нефти
Table 1. Knowledge of the field using reservoir oil samples

Объект Object	Кол-во скважин, ед. Number of wells, units	Кол-во проб пластовой нефти, ед. Number of reservoir oil samples, units
А	36	65
Б	8	15
В	1	2
А, Б, В	19	41
Г	47	67
Д1	3	3
Г, Д	2	4
Д2	3	9
Ю-I	17	28
Д2, Ю-I	4	7
Ю-II	0	0
Ю-I, Ю-II	3	5
Ю-III	5	13
Всего по меловым отложениям Total for Cretaceous deposits	116	197
Всего по юрским отложениям Total for Jurassic deposits	32	62
Итого по месторождению Total for the oil field	148	259

и сепарированной нефти по месторождению были выявлены следующие характерные особенности:

- высота всей продуктивной толщи (меловые и юрские отложения) достигает 280 м, а разница глубин залегания одного горизонта по разным блокам достигает 200 м;

- плотность дегазированной нефти практически не изменяется по горизонтам, блокам и возрасту коллектора, о чём свидетельствуют выводы по начальным пробам, сделанные в отчёте 1977 г. (941–945 кг/м³), результаты исследований более поздних отборов проб (среднее значение плотности нефти составляет 937 кг/м³ при стандартном отклонении 6,5 кг/м³); [3].

- изучив зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти по пробам с месторождения Каражанбас (рис. 1), можно увидеть устойчивую корреляционную связь этих параметров, которая не зависит от принадлежности пробы к продуктивному горизонту и выражается

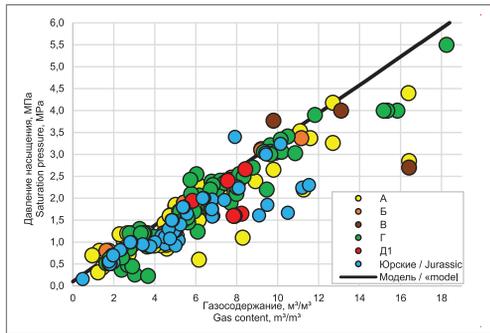
единым коэффициентом растворимости. Это физически обосновано при отсутствии изменчивости с глубиной свойств сепарированной нефти (отсутствие вариации плотности) и состава газа сепарации (состав практически состоит из метана (на 93–95 мол.%), а содержание гомологов метана – около 3 мол.%).

На рис. 1 также можно увидеть, что уже в начальный период изучения флюидов месторождения газосодержание по глубинным пробам фиксировалось в довольно большом диапазоне. Такое поведение флюидов при начальных условиях характерно для околоразрабатанных флюидов. В дальнейшем при разработке месторождения, несмотря на мероприятия по поддержанию пластового давления, газосодержание по пробам снижалось и к настоящему времени заметно упало. Поэтому средние значений параметров как начальных проб,

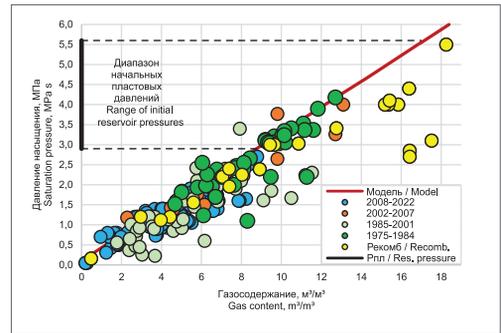
так и проб за всю историю разработки ведёт к занижению газосодержания первоначальной нефти, а также искажению других свойств нефти в пластовых условиях. К проблемным данным на графике можно отнести результаты исследования рекомбинированных проб ввиду повышенных погрешностей определения, связанных с методикой получения этих проб.

Отсутствие вариации плотности дегазированной нефти по всей высоте разреза толщ месторождения свидетельствует об отсутствии вертикальной гравитационной дифференциации тяжёлых и лёгких компонентов состава по глубине.

Несмотря на отсутствие вариации состава и свойств дегазированной нефти и газа по разрезу продуктивной толщи месторождения, а также единый коэффициент растворимости газа в нефти, насыщенность нефти газом по разным горизонтам и блокам может быть разной. Однако выявить зависимость



а)



б)

Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти

Figure 1. Dependence of saturation pressure on the gas content of reservoir oil

а) зависимость по горизонтам / horizon dependence; б) зависимость по годам с учетом рекомбинированных проб / Dependence by year, taking into account recombinated samples

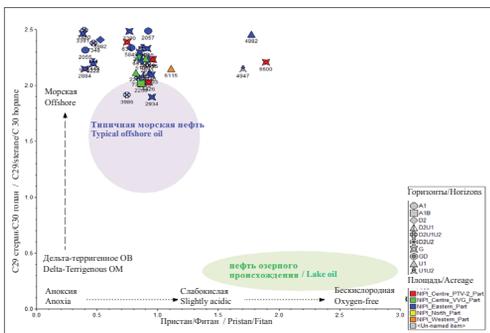


Рисунок 2. Зависимость пристан/фитан (Pr/Ph) к стерану C29/гопану C30

Figure 2. Dependence of pristane/phytane (Pr/Ph) to sterane C29/hopane C30

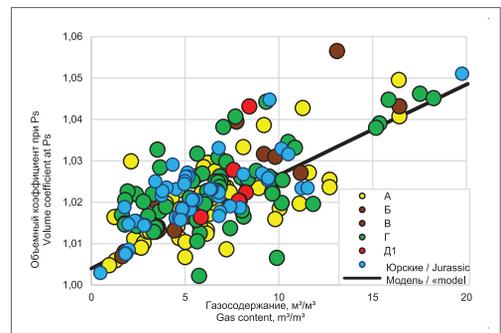


Рисунок 3. Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти

Figure 3. Dependence of the volumetric coefficient on the gas content of reservoir oil

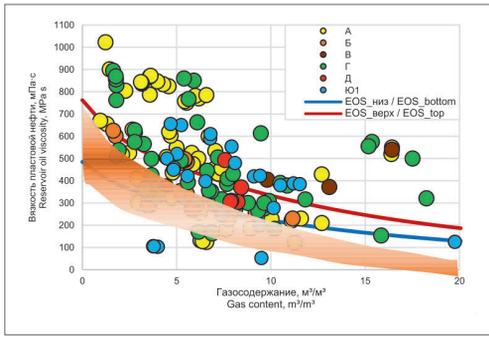


Рисунок 4. Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти
Figure 4. Dependence of viscosity on the gas content of reservoir oil

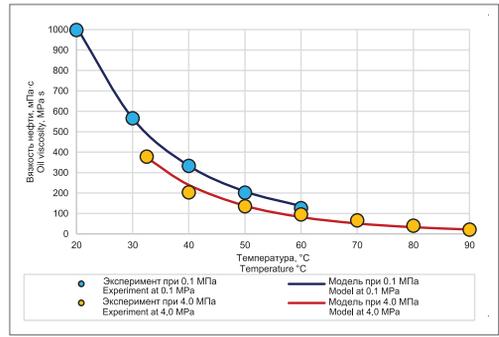


Рисунок 5. Зависимость вязкости нефти от температуры при разных давлениях
Figure 5. Dependence of oil viscosity on temperature at different pressures

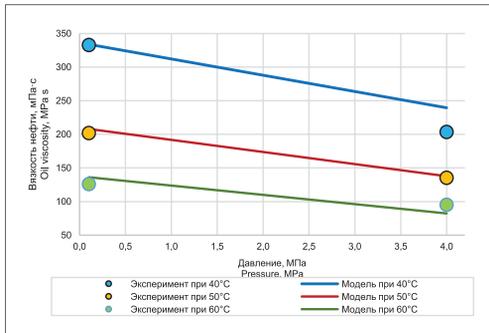


Рисунок 6. Зависимость вязкости нефти от давления для разных температур
Figure 6. Dependence of oil viscosity on pressure for different temperatures

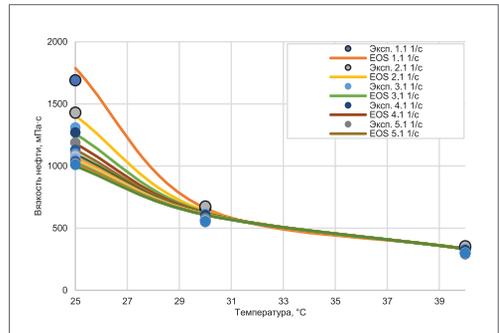


Рисунок 7. Зависимость вязкости нефти от температуры при разной скорости сдвига
Figure 8. Dependence of oil viscosity on temperature at different shear rates

газосодержания начальной нефти от глубины по экспериментальным данным невозможно ввиду сильной «зашумленности» выборки данными истощенных проб, т.е. с частичной потерей газа. При проведении детальных геохимических исследований образцов нефти и керна, отобранных из различных скважин месторождения Каражанбас с целью выявления генетического сходства и различий, а также корреляции типов нефтей из разных горизонтов и структурных блоков, установлено, что нефти месторождения Каражанбас относятся преимущественно к единому генетическому типу – морская карбонатная нефтематеринская порода палеозойского возраста. Что же касается типа органического вещества (далее – ОВ), то юрские и меловые нефти также близки, для них установлен общий сапропелево-гумусовый тип ОВ с высоким содержанием нафтеновых компонентов. Тип ОВ из-за биодеградации больше касается юрской нефти. Таким образом, существование в разрезе, близком по физико-

химическим свойствам и углеводородному составу нефти месторождения Каражанбас, свидетельствует о единой генетической основе. Некоторые отличия меловых от юрских нефтей обусловлены перераспределением компонентов нефти, связанных с вертикальной миграцией из юрских отложений в меловые (рис. 2) [4].

Изменение состава и свойств нелетучей нефти в одной гидродинамически связанной залежи, как правило, всегда подчиняется законам гравитации: с глубиной увеличивается содержание тяжелых компонентов в составе, плотность дегазированной нефти растёт, газосодержание и давление насыщения падают. Иную картину фиксируют при изучении несвязанных залежей, расположенных на существенно разных глубинах. С увеличением глубины газосодержание пластовой нефти часто растёт. В пользу насыщенного варианта пластовой нефти меловых и юрских отложений месторождения Каражанбас указывает наличие газовой шапки в горизонте Ю-1.

Таблица 2. Сравнение экспериментальных и симуляционных данных по вязкости нефти при разных температурах и скоростях сдвига
Table 2. Comparison of experimental and simulation data on oil viscosity at different temperatures and shear rates

Температура, °C Temperature, °C	Скорость сдвига, с ⁻¹ Shear rate, c ⁻¹	Вязкость нефти, МПа·с Oil viscosity, mPa·s		
		эксперимент experiment	модель model	отклонение, % deviation, %
25	1,1	1690	1788	5,8
30	1,1	664	660	-0,6
40	1,1	343	334	-2,6
25	2,1	1430	1404	-1,8
30	2,1	674	639	-5,3
40	2,1	354	334	-5,7
25	3,1	1310	1258	-4
30	3,1	615	629	2,2
40	3,1	331	334	0,9
25	4,1	1270	1179	-7,1
30	4,1	606	623	2,8
40	4,1	324	334	3,1
25	5,1	1190	1129	-5,1
30	5,1	581	619	6,5
40	5,1	304	334	9,9
25	6,2	1130	1094	-3,2
30	6,2	569	616	8,2
40	6,2	299	334	11,7
25	7,2	1100	1068	-2,9
30	7,2	566	614	8,4
40	7,2	301	334	10,9
25	8,2	1080	1048	-2,9
30	8,2	564	612	8,4
40	8,2	302	334	10,6
25	9,2	1060	1032	-2,6
30	9,2	558	610	9,3
40	9,2	300	334	11,3
25	10,2	1040	1019	-2
30	10,2	550	609	10,7
40	10,2	291	334	14,8
25	11,2	1020	1008	-1,2
30	11,2	551	608	10,3
40	11,2	294	334	13,6
25	12,2	1010	999	-1,1
30	12,2	555	607	9,3
40	12,2	299	334	11,7

Максимально возможные значения газосодержания в насыщенной нефти зависят от способности нефти растворять газ (коэффициент растворимости) и термобарических условий в залежи. Давление начала кипения пластовой нефти не может быть больше начального пластового давления в залежи, иначе флюид станет двухфазным (с газовой шапкой) [5].

Коэффициент растворимости газа в нефти при постоянной температуре един для всех флюидов продуктивной толщи месторождения и определен на рис. 1. Ввиду небольших откло-

нений давления насыщения нефти и объёмного коэффициента от изменения начальной пластовой температуры в диапазоне глубин продуктивной толщи вариацией коэффициента растворимости, давления насыщения и объёмного коэффициента нефти можно пренебречь в рамках подсчёта запасов. Однако при моделировании разработки месторождения эти изменения можно учесть как в рамках «black oil», так и в рамках EOS моделирования.

Начальные пластовые давления зависят от глубины залегания той или иной залежи в пределах горизонтов и блоков. Диапазон начальных пластовых давлений всей толщи месторождения колеблется от 2,9 до 5,6 МПа, что при максимально насыщенном характере нефти, по данным зависимости на рис. 1, соответствует газосодержанию начальной нефти на уровне 9–17 м³/м³ в зависимости от глубины залегания.

На рис. 3 изображена зависимость объёмного коэффициента при давлении насыщения от газосодержания пластовой нефти по экспериментальным данным и по модели пластовой нефти (уравнение фазового состояния с настройкой параметров на воспроизведение экспериментальных данных).

Газосодержанию насыщенной нефти (9–17 м³/м³) продуктивной толщи месторождения Каражанбас соответствует объёмный коэффициент 1,023–1,042. Высокая неопределённость экспериментальных данных вызвана маленькой величиной объёмного коэффициента тяжелой нефти, благодаря чему погрешность определения параметра стала сопоставимой с величиной его изменения от газосодержания. В целом вариация объёмного коэффициента по экспериментальным данным не превышает ±1%. Поскольку модель строилась с помощью уравнения состояния, в основе которого лежит закон Менделеева – Клапейрона, рассчитанные значения объёмного коэффициента носят физически обоснованный характер и связаны как с составом исследуемой нефти, так и с другими параметрами нефти в пластовых условиях. Поэтому объёмный коэффициент по модели в зависимости от насыщенности нефти газом (газосодержания) можно принять для пластовой нефти разных залежей месторождения.

Моделирование вязкости пластовой и дегазированной нефти, учёт неньютоновского течения

Изменение газосодержания начальной пластовой нефти (9–17 м³/м³) при постоянной температуре приводит к изменению вязкости пластовой нефти. Кроме того, на вязкость пластовой нефти будет значительно влиять пластовая температура, которая при начальных

условиях возрастает с глубиной по разрезу продуктивной толщи от 23 до 31°C.

На рис. 3 представлена зависимость вязкости пластовой нефти от газосодержания. Приведены данные экспериментальных замеров по пробам. Также на графике представлены две кривые, полученные при моделировании вязкости при снижении газонасыщенности, для пластовых температур (23°C и 31°C), характеризующих самую верхнюю и самую нижнюю глубину продуктивной толщи (абс. отм. -220 и -490 м соответственно). На рис. 4 приведены результаты настройки симуляционной модели на экспериментальные замеры зависимости вязкости дегазированной нефти от температуры.

Результаты настройки модели вязкости нефти при разных температурах и давлениях приведены на рис. 4 и 5.

Помимо настройки вязкости нефти при разных давлениях и температурах, дополнительно были учтены экспериментальные исследования, направленные на учёт неньютоновского течения. Были использованы экспериментальные данные по замеру скорости сдвига нефти [6].

На рис. 6 изображены результаты воспроизведения моделью зависимости вязкости нефти от температуры при разных скоростях сдвига. В табл. 2 приведены исходные данные для построения графика и отклонения расчётных значений вязкости от экспериментальных.

Заключение

Выполненный анализ первичной информации и переинтерпретация данных с учетом результатов геохимических и реологических исследований нефти позволили скорректировать параметры начальной пластовой нефти месторождения Каражанбас.

Проведённая работа позволила сделать следующие выводы:

- начальная пластовая нефть по горизонтам продуктивной толщи месторождения Каражанбас находилась при начальных условиях в насыщенном и/или околонасыщенном состоянии;

- с учётом недостаточного, по сравнению с реальной добычей попутного газа, количества обоснованных запасов нефте-

растворенного газа считаем целесообразным принять свойства начального пластового флюида, насыщенность газом которого увеличивается с глубиной;

- нефть месторождения Каражанбас относится преимущественно к единому генетическому типу – морская карбонатная нефтематеринская порода палеозойского возраста;

- с увеличением глубины растёт пластовое давление, что позволяет растворяться большему количеству газа в нефти. Насыщенная пластовая нефть предполагает равенство давления насыщения начальному пластовому давлению, следовательно, с увеличением глубины будет расти и газосодержание. Данная концепция описывает насыщенный флюид в пределах глубины каждой залежи, она физически возможна и не противоречит экспериментальным данным;

- особое значение для моделирования разработки тяжёлой нефти имеет вязкость пластовой нефти. В предложенной модели описания пластовой нефти месторождения Каражанбас на вязкость существенное влияние оказывают количество растворённого в нефти газа и пластовая температура. Насыщенный характер начальной пластовой нефти привёл к сложностям отбора и большим вариациям газосодержания по глубинным пробам, а разница пластовых температур сверху и внизу продуктивной толщи достигает 8°C. В этих условиях достоверная оценка вязкости пластовой нефти традиционными методами невозможна. Использование новых методов интерпретации данных и композиционных расчётов позволяет сузить диапазон неопределённости и дать концепцию, объясняющую значительную вариацию значений вязкости по пробам. При создании вязкостной модели учтены эффекты неньютоновского поведения. Модель флюида настроена на воспроизведение зависимости вязкости от температуры и скорости сдвига;

- результаты работы будут использованы в рамках нового подсчета запасов для пересмотра подсчетных параметров с использованием новых методик интерпретации исходных данных и оценки начальных параметров насыщенной пластовой нефти.

ных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в раз-

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциаль-

работку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Кунжарикова К.М. – концептуализация и дизайн исследования, написание текста, Бискиенова Л.М. – администрирование проекта, анализ полученных материалов, Бектас Г.Ж. – визуализация, сбор и обработка материалов, написание первичного варианта.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Klara M. Kunzharikova – conceptualization and research design, text writing; Laura M. Bissikenova – project administration, analysis of received materials; Gaukhar Zh. Bektas – visualization, collection and processing of materials, writing the primary version.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния.
2. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. № 1. С. 68–74.
3. Бадоев Т.И., Шахова А.И., Токарев В.П. и др. Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Каражанбас, Сев.Бузачи и Жалгизтобе, Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 сентября 1977 года. Том I–III. КазНИПИнефть, объединение «Мангышлакнефть», НГДУ «Узеньнефть»; 1972.
4. Seytkhaziev Y.Sh., Bayburina G.G., Barlybaeva L.M., et al. («KazNIPImunaygas» LLP, «Caspimunaigas Research Institute» LLP). Geochemical studies of core and oil samples from the Karazhanbas field. Contract No. 80/17–n–181 / DIS dated 19.10.2017.
5. Adeeyo Y., Saaid I.M. Mathematical Modelling of Oil Viscosity at Bubble point Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; 2019 Aug 5–7; Lagos, Nigeria.
6. Брусиловский А., Нугаева А., Хватова И. Методология системного обоснования свойств пластовых нефтей при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений (часть I) // Недрапользование XXI век. 2009. № 5. С. 23–30.

REFERENCES

1. Yushchenko TS., Brusilovskiy A.I. A step-by-step approach to the creation and adaptation of PVT models of reservoir hydrocarbon systems based on the equation of state.
2. Brusilovskiy AI, Yushchenko TS. Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and pVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. *PROneft. Professionally about Oil*. 2016;(1):68–74. (In Russ.).
3. Badoyev TI, Shahova AI, Tokarev VP, et al. Calculation of oil and gas reserves in the Karazhanbas, S. Buzachi and Zhalgiztobe fields, Mangyshlak region of the Kazakh SSR as of September 1, 1977. Vol. I–III. *KazNIPIneft', ob"edinenie Mangyshlakneft', NGDU Uzen'neft'*; 1972. (In Russ).
4. Seytkhaziev YS, Bayburina GG, Barlybaeva LM, et al. («KazNIPImunaygas» LLP, «Caspimunaigas Research Institute» LLP). Geochemical studies of core and oil samples from the Karazhanbas field. Contract No. 80/17–n–181 / DIS dated 19.10.2017.
5. Adeeyo Y, Saaid IM. Mathematical Modelling of Oil Viscosity at Bubble point Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*; 2019 Aug 5–7; Lagos, Nigeria.
6. Brusilovskiy A, Nugaeva A, Hvatova I. Metodologiya sistemnogo obosnovaniya svoystv plastovykh neftey pri podschete zapasov i proektirovani razrabotki mestorozhdeniy (chast' I). *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2009;5:23–30. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Утеев Рахим Нагангалиевич**

докт. геол. наук

e-mail: r.uteyev@kmge.kz.***Кунжарикова Клара Мырзахановна**

канд. техн. наук

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.**Бисикенова Лаура Махметовна**e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.**Бектас Гаухар Жарылкасыновна**e-mail: g.bektas@kmge.kz.**AUTHORS' INFO****Rakhim N. Uteyev**

PhD (Geology)

e-mail: r.uteyev@kmge.kz.***Klara M. Kunzharikova**

Cand. Sc. (Engineering)

e-mail: k.kunzharikova@kmge.kz.**Laura M. Bissikenova**e-mail: l.bissikenova@kmge.kz.**Gaukhar Zh. Bektas**e-mail: g.bektas@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи результатов исследований, опыта внедрения оборудования, новой техники и технологий на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала (геология, бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, техника и технология добычи нефти и газа, подготовка нефти и газа, проектирование и обустройство, экономика, экология).

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском и английском языках, присланные в редакцию через личный кабинет на сайте журнала vestnik-ngo.kz, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Рукопись должна содержать файл с полным текстом, графическим и табличным материалом. Рукопись сопровождается письмом на имя главного редактора о возможности опубликовании статьи, подписанное всеми членами авторского коллектива. При подаче рукописи авторы подписывают авторский договор (оферты).

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания рукописей. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Решение о публикации принимает главный редактор и редакционная коллегия журнала после рассмотрения рукописи, проверки на плагиат и слепого рецензирования, учитывая научную и практическую значимость и актуальность представленных материалов. Редакция журнала оставляет за собой право выбора рецензента, а также его замены при необходимости. Рукопись, получившая недостаточно высокую оценку по итогам рассмотрения, отклоняется как не соответствующая уровню или тематике публикаций журнала. Отклоненные рукописи повторно не принимаются и не рассматриваются.

Если рукопись отобрана к опубликованию в определенном выпуске журнала, редакция производит вычитку материала, литературное редактирование, а также проверяет оформление рукописи

на соответствие настоящим требованиям к статьям. Отредактированная рукопись направляется авторам на доработку в соответствии с комментариями редакции посредством сайта журнала. Доработанная авторами рукопись должна быть направлена в заданные редакцией сроки на сайте журнала. Рукопись считается принятой после устранения авторами всех замечаний редакции и рецензента.

2. Требования к статьям

Рукопись должна быть в текстовом редакторе (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файл должен иметь расширение *.doc, *.docx, *.rtf.

Структура рукописи должна включать в себя:

1. УДК¹, МРНТИ², тип публикации, название, ФИО авторов, места работы авторов (наименования организаций без указания юр. форм, город, страну), аннотацию, ключевые слова – в одну колонку на трех языках (русский, английский, казахский) на отдельной странице на каждом языке.

2. Текст статьи – в две колонки на языке оригинала. Текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение.

3. Рисунки, таблицы – в одну или две колонки в зависимости от размера, с названиями, обозначениями, подрисуночными/подтабличными надписями, приведенными на языке оригинала с переводом на английский язык³. Каждый рисунок следует размещать на сайте в виде отдельного дополнительного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы – в формате excel.

4. Дополнительные сведения об источнике финансирования, конфликте интересов и вкладе авторов – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (әдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр.

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

при необходимости) – в две колонки на языке оригинала и на английском языке.

7. Указание автора, ответственного за переписку (corresponding author), под знаком «*» – в одну колонку.

Структурные элементы рукописи следует оформлять следующим образом:

1. **УДК (UDC, ЭОЖ), МРНТИ (CSCSTI, FТАХР)** задаются прописными буквами, шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

2. **Тип публикации** задается после УДК, МРНТИ, шрифтом Arial, размер 12, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

3. **Заголовок рукописи** должен быть коротким и информативным, без аббревиатур, задан шрифтом Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

4. **ФИО авторов** приводятся под заголовком, шрифт Arial, размер 14, начертание – полужирное, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15. Инициалы пишутся через точку без пробела внутри.

5. **Места работы авторов** (наименования организаций без указания юр. форм, город, страна) приводятся под ФИО авторов, шрифт Arial, размер 11, начертание – курсив, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

6. **Аннотации** рукописей типа «оригинальные исследования» должны иметь следующую структуру: обоснование, цель, материалы и методы, результаты, заключение. Объем аннотации – не более 300 слов. Перед текстом аннотации задается заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11, отступ 0,75 см, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, межстрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение»

и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), б), с)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи содержат расшифровку обозначений**, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задается шрифтом Arial, размер от 8 до 12. Текст должен иметь перевод с языка оригинала на английский язык, исключение составляют скриншоты, материалы, выгруженные из программных продуктов, и иные виды графического и табличного материала в неотредактируемом формате.

13. **Упоминания в тексте рисунков и таблиц** следует оформлять так же, как и текст, используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

14. **Список использованной литературы (эдебиттер тізімі, referenes)** должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте. Ссылки задаются последовательно ([1], [2], [3] и т.д.), в соответствии с данным порядком источники должны располагаться в списке использованной литературы. Список не должен превышать 30 пунктов для оригинальных исследований, не более 60 – для научных обзоров, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке 1 раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных

скобках. Оформление списков использованной литературы на русском и казахском языках проводится по ГОСТ Р 7.0.5-2008, на английском языке – стилем AMA (Vancouver). Подробнее ознакомиться с правилами оформления ссылок на определенные виды публикаций можно по ссылке: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Информация об авторах** должна содержать ФИО авторов полностью, ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и иные сведения при необходимости. Оформляется шрифтом Arial, размер 12, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – множитель 1,15. Заголовок «ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ (-Е)» («АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-S) INFO») задается прописными буквами и выделяется

полужирным начертанием. ФИО авторов также выделяются полужирным начертанием. Звездочкой («*») слева от ФИО отмечается автор, ответственный за переписку (хабар алмасуға жауапты автор, corresponding author). Поясняющая строка «*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author» («*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author») приводится после раздела «Информация об авторах».

Поля страницы должны иметь следующие параметры: верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см. Размер статьи – не более 10 стр. для оригинальных исследований, не более 20 стр. для научных обзоров и иных типов рукописей. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

Requirements for submitting articles for the publication in the “Kazakhstan journal for oil & gas industry” Journal of Research and Practice

1. Rules for publishing articles

The Journal publishes scientific articles on the research results, experience in the implementation of new equipment and technologies at the production facilities in various areas of the oil and gas industry in accordance with the Journal sections (geology, drilling, development and operation of the oil and gas fields, equipment and technology for the oil and gas production, oil and gas treatment, design and development, economics, ecology).

The editorial board accepts for consideration the manuscripts in Kazakh, Russian and English, sent to the editorial office through a personal account on the Journal website vestnik-ngo.kz, previously not published and not intended for the publication in other editions. The manuscript should contain a file with full text, graphics and Tables. A letter addressed to the editor-in-chief on a possibility of publishing the article, signed by all members of the authors' team, should be attached to the manuscript. When submitting a manuscript, the authors sign an Authorship Agreement (offers).

The authors are responsible for the reliability and significance of the scientific and practical results and the relevance of the scientific content of the manuscripts. Plagiarism is not allowed, i.e. illegal use of the materials of the published works: articles, monographs, patents, etc., which are the subject of someone else's creative work.

The decision to publish is made by the editor-in-chief and the editorial board of the Journal after reviewing the manuscript, checking for plagiarism

and blind peer review, taking into account the scientific and practical significance and relevance of the submitted materials. The editorial board of the Journal reserves the right to choose a reviewer, as well as to replace the latter, if necessary. The manuscript, which has received an insufficiently high rating on the basis of the reviewing results, is rejected as not corresponding to the level or subject of the Journal's publications. The rejected manuscripts are not re-accepted and will not be considered.

If the manuscript is selected for the publication in a particular issue of the Journal, the editorial board makes proofreading of the material, literary editing, and also checks the design of the manuscript for the compliance with the present requirements for the articles. The edited manuscript is sent to the authors for the revision in accordance with the editorial comments via the Journal's website. The manuscript, finalized by the authors, should be sent within the deadlines set by the editors on the Journal's website. The manuscript is considered accepted after the authors eliminate all the comments of the editors and the reviewer.

2. Requirements to the articles

The manuscript should be in a text editor (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), the file should have *.doc, *.docx, *.rtf extensions.

The structure of the manuscript should include:

1. UDC¹, CSCSTI², type of publication, title, full name of the authors, places of work of the authors (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country), annotation, keywords – in one column in the three languages (Russian, English, Kazakh) on a separate page in each language.

2. Text of the article – in two columns in the original language. The text should be logically structured. It is recommended to use the following subheadings: introduction, main part, calculation part, experimental part, results and discussion, summary and conclusions.

3. Figures, Tables – in one or two columns, depending on the size, with titles, symbols, figure and table captions, provided in the original language with the translation into English. Each Figure should be posted on the site as a separate additional file in its original form in jpg, gif, jpeg, tiff format, diagrams – in excel format³.

4. Additional information on the source of funding, conflict of interests and the contribution of the authors – in two columns in the original language and in English.

5. References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі) – in one column.

6. Detailed information about the authors (academic titles, academic degrees, ORCID, ScopusSPIN code, email, etc., if necessary) – in two columns in the original language and in English.

7. Indication of the author, responsible for the correspondence (corresponding author), under the sign “*”.

The structural elements of the manuscript should be formatted as follows:

1. **UDC (УДК, ӘЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full

names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a), b), c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English,

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Hereinafter, if the original language is English, the translation into other languages is not required.

with the exception of screenshots, materials downloaded from the software products, and other types of graphic and tabular material in a non-editable format.

13. **References in the text of the Figures and Tables** should be formatted in the same way as the text, using the short form of the constant part of the name ("Fig. 1", "Table 2").

14. **References (список использованной литературы, әдебиеттер тізімі)** should contain only those publications, which are referenced in the text. The references are given sequentially ([1], [2], [3], etc.), in accordance with this order, the sources should be placed in the list of references. The list should not exceed 30 items for the original research, no more than 60 for the scientific reviews, preferably modern publications. Each source is mentioned in the list 1 time, regardless of how often it is referred to in the text of the work. The references to the source number in the list in the text should be given in square brackets. Drawing-up of the lists of the used literature in the Russian and Kazakh languages is carried out in accordance with GOST R 7.0.5-2008, in English – in the AMA (Vancouver) style. You can learn more about the rules for formatting references to certain types of publications at the link: [https://journals.](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split)

[eco-vector.com/index/pages/view/references_split](https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split).

15. **Information about the authors** should contain the full name of the authors, academic titles, academic degrees, ORCID, Scopus SPIN code, e-mail and other information, if necessary. Set in Arial font, size 12, alignment – on the left, no indent, line spacing – multiplier 1.15. The heading "INFORMATION ABOUT THE AUTHORS" ("ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ", АВТОР(-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ" is written in capital letters and highlighted in bold. The authors' names are also highlighted in bold. An asterisk ("*") to the left of the full name marks the author responsible for the correspondence (автор, ответственный за переписку, хабар алмасуға жауапты автор). The explanatory line "Corresponding author" ("Corresponding author/ Автор, ответственный за переписку") is provided after the "Information about authors" section.

The page margins should have the following parameters: top and bottom – 2 cm, left – 3 cm, right – 1.5 cm. The article size – no more than 10 pages for the original research, no more than 20 pages for the scientific reviews and other types of manuscripts. For a set of complex mathematical formulas, the standard editor EquationEditor of formulas in the Word format is used.

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар

1. Мақалаларды жариялау ережелері

Журналда Журналдың айдарларына сәйкес (геология, бұрғылау, игеру және мұнай және газ кен орындарын пайдалану, мұнай мен газ өндірудің техникасы мен технологиясы, мұнай мен газды дайындау, жобалау және жайластыру, экономика, экология) мұнай-газ өнеркәсібінің әртүрлі салаларындағы өндіріс нысандарында зерттеулердің нәтижелері, жабдықтарды, жаңа техника мен технологияларды енгізу тәжірибесі туралы ғылыми мақалалар жарияланады.

Редакция vestnik-ngo.kz журналындағы жеке кабинет арқылы редакцияға жіберілген, бұрын жарияланбаған және басқа басылымдарда жариялауға арналмаған қазақ, орыс және ағылшын тілдеріндегі қолжазбаларды қарауға қабылдайды. Қолжазбада толық мәтіні, графикасы және кестелері бар файл болуы тиіс. Қолжазбаға авторлар ұжымының барлық мүшелері қол қойған мақаланы жариялау мүмкіндігі туралы бас редактордың атына жазылған хат қоса беріледі. Қолжазбаны тапсыру кезінде авторлар авторлық келісімге (оферталарға) қол қояды.

Авторлар ғылыми-практикалық нәтижелердің сенімділігі мен маңыздылығына және қолжазбалардың ғылыми мазмұнының өзектілігіне жауап береді. Плагиатқа рұқсат берілмейді – басқа біреудің шығармашылық жұмысының нысанасы болып табылатын жарияланған жұмыстардың: мақалалардың, монографиялардың, патенттердің және т.б. материалдарын заңсыз пайдалану.

Жариялау туралы шешімді журналдың бас редакторы мен редакция алқасы қолжазбаны қарастырғаннан, плагиат пен соқыр рецензиялауды тексергеннен кейін, ұсынылған материалдардың ғылыми және практикалық маңыздылығы мен өзектілігін ескере отырып қабылдайды. Журналдың редакциясы рецензент таңдауға, және де қажет болған жағдайда оны ауыстыруға құқылы. Қарастыру нәтижелері бойынша жеткіліксіз жоғары баға алған қолжазба журнал жарияланымдарының деңгейіне немесе тақырыбына сәйкес емес деп қабылданбайды. Қабылданбаған қолжазбалар қайта қабылданбайды және қарастырылмайды.

Егер қолжазба журналдың белгілі бір нөмірінде жариялану үшін таңдалса, редакция материалды оқиды, әдеби редакциялауды жүзеге асырады, сонымен қатар қолжазбаның ресімделуінің мақалаларға қойылатын осы талаптарға сәйкестігін тексереді. Редакцияланған қолжазба журналдың сайты арқылы редакциялық түсініктемелерге сәйкес авторларға түзетуге жіберіледі. Авторлар дайындаған қолжазбаны журналдың сайтында редакция белгілеген мерзімде жіберу тиіс. Авторлар редакция мен рецензенттің барлық ескертулерін жойғаннан кейін қолжазба қабылданды деп есептеледі.

2. Мақалаға қойылатын талаптар

Қолжазба мәтіндік редакторда болуы тиіс (MS Word, OpenOffice, LibreOffice), файлда *.doc, *.docx, *.rtf болуы тиіс.

Қолжазбаның құрылымы келесілерден құралуы тиіс:

1. **ӨОЖ¹, FТАХР²**, басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі туралы қосымша ақпарат – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

5. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) – бір бағанда.

6. Авторлар туралы толық ақпарат (ғылыми атақтар, ғылыми дәрежелер, ORCID, Scopus SPIN-код, email және т.б. қажет жағдайда) – түпнұсқа тілде және ағылшын тілінде екі бағанда.

7. Хат алмасуға жауапты авторды көрсету (corresponding author), «*» белгісімен – бір бағанда.

Қолжазбаның құрылымдық элементтері келесідей ресімделуі қажет:

1. **ӨОЖ (UDC, ӘОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** өОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады. Бастауыш әріптер ішінде бос орынсыз нүктемен жазылады.

5. **Авторлардың жұмыс орындары** (ұйымдардың атаулары заңды нысандарын, қаласы, елін көрсетпей) авторлардың АТЫ-ЖӨНІ астында, Arial шрифті, өлшемі 11, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

6. «Түпнұсқа зерттеулер» үлгідегі қолжазбалар **аннотациясы** келесі құрылымда болуы тиіс: негіздеме, мақсат, материалдар мен әдістер, нәтижелер, қорытынды. Аннотация көлемі 300 сөзден аспайды. Аннотация мәтінінің алдында «АННОТАЦИЯ» тақырыбы қойылады, шрифт Arial, өлшемі 11, шегініс 0,75 см, жоғарылық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады, өлшемі 10, шегініс 0,75, жоғарылық интервал – 1,15.

7. **Негізгі сөздер** аннотация астына қос нүкте арқылы, 10 сөзден немесе сөз тіркесінен аспайтын, Arial шрифтімен, өлшемі 10, курсивпен, 0,25 шегініспен, 1,15 жоғарылық интервалмен жазылады. «Негізгі сөздер:» жалпылаушы тіркесі («Keywords», «Негізгі сөздер») көк түспен белгіленуі қажет, екпін 1.

8. Қолжазбаның **мәтіні** жаңа беттен басталуы тиіс, шрифт Arial, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15.

9. Қолжазба **мәтінінің тақырыптары** («Кіріспе», «Негізгі бөлім», «Қорытынды» және т.б.) Arial шрифтімен, өлшемі 11, туралау – сол жақта, шегініс 0,75 см, жоғарылық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnti.ru/>

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

көрсетпей басқа материалдардан алуға болмайды. **Суреттер мен кесте тақырыптары** толық, аббревиатурасыз («1 Сурет», «2 Кесте», «Figure 3», «Table 4»), бас әріппен жазылуы тиіс. **Суреттер мен кестелердің атаулары** қысқа, бірақ мазмұнды, тақырыптан бос орынмен нүктемен бөлінген, бірінші сөз – бас әріппен, Arial шрифтімен белгіленген, өлшемі 11, қаралау, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болуы тиіс. Кестенің жазбалары және атауы ол кестенің жоғарғы жағында, суреттің жазбасы мен тақырыбы – суреттің астында жазылады. Тақырыптан кейін нүкте қойылмайды. Егер суретте әріптермен немесе сандармен белгіленген тізім болса (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), b), c)...), мұндай белгілеулер Arial шрифтімен белгіленген суреттің астында, өлшемі 10, стиль – курсив, туралау – ортасында, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 жазылады.

11. **Сурет пен кестенің астындағы жазбаларында белгілеуді толық жазу қамтылады**, Arial шрифтіңде, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтіңде, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлігінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур.», «2 кесте»).

14. **Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references)** мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер

үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. **Авторлар туралы ақпаратта** авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID, Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS' (-'S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

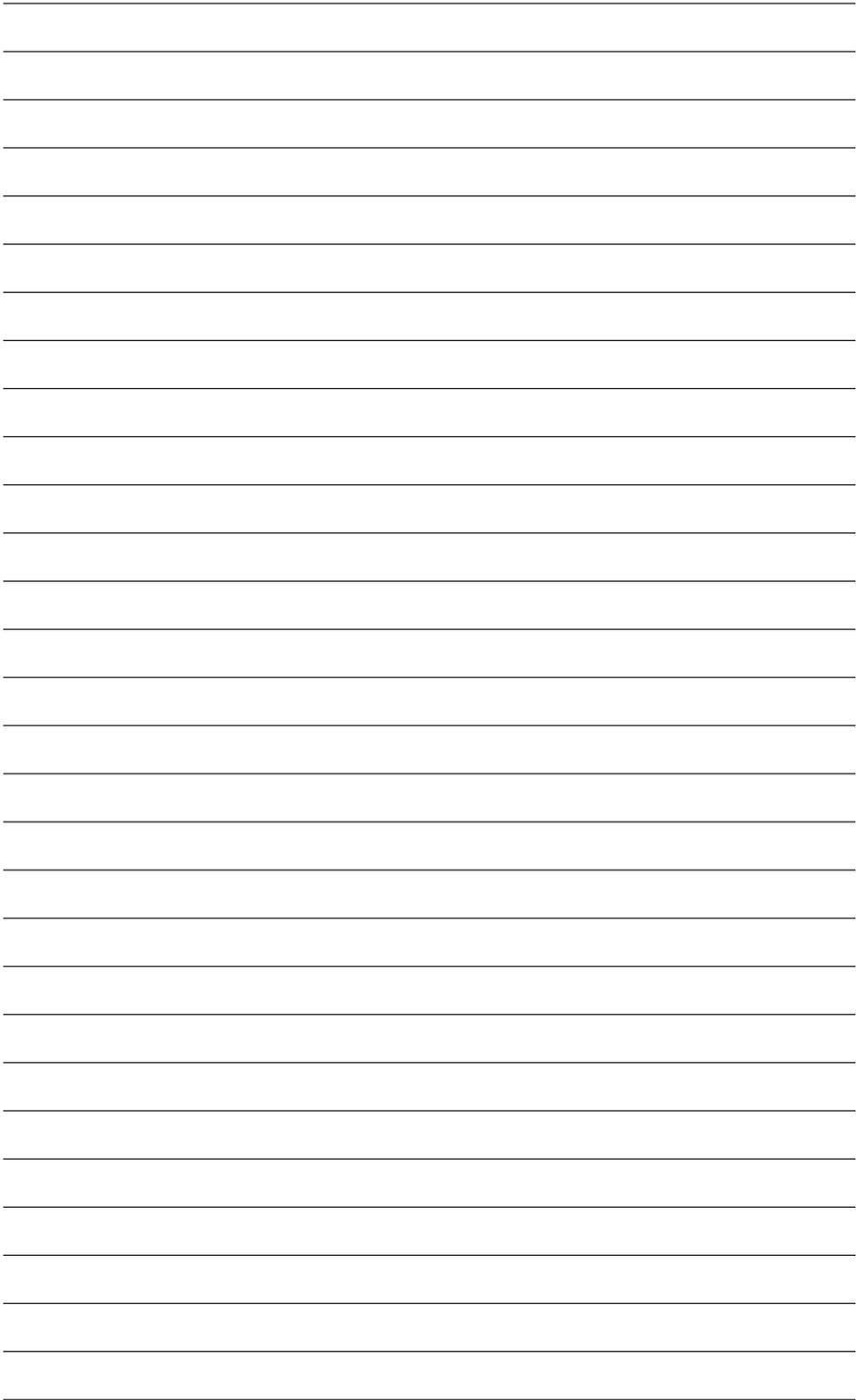
Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Утеев Рахим Нагангалиулы	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.- мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Руководитель проектов НИОКР ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пятибратов Петр Вадимович	Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR), Баку, Азербайджан, PhD в области технических наук
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Уфа, Башкортостан (Россия), докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулбергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор
Габдуллин Маратбек Тулбергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, PhD по физике плазмы, профессор

**Editorial board members
of the Kazakhstan journal of oil and gas industry**

Full name	Position, rank, scientific degree
Editor-in-Chief	
Uteyev Rakhim Nagangaliuly	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Deputies of the Editor-in-chief	
Karabalin Uzakbai Suleimenovich	Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Academician of the International Engineering Academy and the National Engineering Academy of the Republic of Kazakhstan, doctor of technical sciences
Ogai Evgeny Kiponiyevich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Members of the editorial board	
Ibrashev Kenzhebek Niyazovich	General Director of the KAZENERGY Association, Candidate of Technical Sciences
Kuandykov Baltabek Mukhanovich	President of Meridian Petroleum LLP, President of the Kazakhstan Society of Petroleum Geologists, doctor of geological and mineral sciences, Academician of the International Academy of Mineral Resources
Kulekeyev Zhaksybek Abdrakhmetovich	Disciplinary expert of KMG Engineering LLP, Candidate of Economic Sciences, Professor
Umraliyev Baurzhan Tazhikenovich	Expert of the technical assessment service of KMG Engineering LLP, doctor of technical sciences
Munara Askar	R&D project manager of KMG Engineering LLP, PhD in Geology
Sarmurzina Raushan Gaisiyevna	Advisor to the Deputy Chairman of the KAZENERGY Association, Doctor of Chemical Sciences
Nurtayeva Gulnara Kamidollayena	Lead Engineer of KMG Engineering LLP, Candidate of Chemical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences
Pyatibratov Pyotr Vadimovich	Dean of the Faculty of Oil and Gas Fields Development, Head of the Department of Oil Fields Development and Operation, Director of the Center for Innovative Training of Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU), Candidate of Technical Sciences
Ismailov Fakhraddin Sattarovich	Head of the Science Research Project Institute "Neftegaz" (SOCAR), Baku, Azerbaijan, PhD in Technical Sciences
Agzamov Farit Akramovich	Professor of the Oil and gas drilling Department of Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Bashkortostan (Russia), doctor of technical sciences
Abilkhasimov Khairly Babashevich	Academician of the Academy of Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, doctor of geological and mineral sciences
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, PhD in plasma physics, Professor
Gabdullin Maratbek Tulepbergenovich	Interim Rector, Chairman of the Board of JSC "Kazakh-British Technical University", Candidate of Physical and Mathematical Sciences, PhD in plasma physics, Professor

**«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы»
журналының редакциялық алқасының құрамы**

АТЫ-ЖӨНІ	Лауазымы, атағы, дәрежесі
Бас редактор	
Өтеев Рақым Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС бас директоры (Басқарма төрағасы), геология жөніндегі PhD
Бас редактордың орынбасарлары	
Қарабалин Ұзақбай Сүлейменұлы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасының орынбасары, Халықаралық инженерлік академиясының және ҚР Ұлттық инженерлік академиясының академигі, техн. ғылым. докт.
Огай Евгений Кипониевич	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Редакциялық алқа мүшелері	
Ибрашев Кенжебек Ниязұлы	«KAZENERGY» қауымдастығының бас директоры, техн. ғылым. канд.
Қуандықов Балтабек Мұханұлы	«Меридиан Петролеум» ЖШС компаниясының президенті, Қазақстан мұнайшы-геологтар қоғамының (ҚМГҚ) президенті, геол.-мин. ғылым. докт., Халықаралық минералдық ресурстар академиясының академигі
Құлекеев Жақсыбек Әбдірахметұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, экон. ғылым. канд., профессор
Өмірәлиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мұнара Асқар	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС ҒЗТҚЖ жобасының басшысы, геология жөніндегі PhD
Сармурзина Раушан Гайсиқызы	«KAZENERGY» қауымдастығы төрағасы орынбасарының кеңесшісі, хим. ғылым. докт.
Нұртаева Гүлнар Қамидоллақызы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС жетекші инженері, хим. ғылым. канд., пед. ғылым. канд.
Пятибратов Петр Вадимович	Мұнай және газ кен орындарын игеру факультетінің деканы, Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану кафедрасының меңгерушісі, И.М. Губкин атындағы мұнай және газ (МГУ) РМУ Инновациялық оқыту орталығының директоры, техн. ғылым. канд.
Исмаилов Фахреддин Саттарұлы	«Мұнайгаз» ғылыми-зерттеу жобалау институтының (SOCAR) басшысы, Баку, Әзірбайжан, Техника ғылымдары саласындағы PhD
Ағзамов Фарит Акрамұлы	Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университетінің «Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау» кафедрасының профессоры, Уфа, Башқұртстан (Ресей), техн. ғылым. докт.
Әбілхасымов Хайырлы Бабашұлы	ҚР Минералдық ресурстар академиясының академигі, геол.-мин. ғылым. докт.
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор
Ғабдуллин Маратбек Төлебергенұлы	Ректордың м.а., «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ басқарма төрағасы, физ.-мат. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор



Подписано в печать 21.12.2023 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Жарқын Ко»
010000, г. Астана, пр. Абая, 57/1.
Тел.: +7 (7172) 21-50-86.
www.zharkyn.kz