

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

Том 5, №1 (2023)

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

**ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ
САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ**

**KAZAKHSTAN JOURNAL
FOR OIL & GAS INDUSTRY**

Том 5, № 1 (2023)

Астана 2023

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 5, № 1 (2023)

Научно-практический журнал

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Салимгереев Малик
Жанабаевич
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг»

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
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по
геологии
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., докт. наук PhD по
геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук
Исмаилов Ф.С., докт. наук 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, докт. PhD по физике
плазмы
Пятибратов П.В., канд. техн.
наук (Россия)

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

ГЕОЛОГИЯ

Халелова А.Б.

Фациальный контроль распределения коллекторских свойств в карбонатных породах эпиконтинентальных платформ 5

Мунара А., Кателино М., Карпантье С., Абылай Н.

Глины как индикаторы палеоклимата и материнские породы Чу-Сарысуйской впадины (Казахстан) 21

БУРЕНИЕ

Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Деликешева Д.Н., Коргасбеков Д.Р.

Исследование ударопрочности тампонажных материалов 36

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Келлер Ю.А., Усков А.А.

Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи трассерными исследованиями SWCTT и PITT 47

Перепонов Д.И., Щербакова А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н.

Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений 57

Канбаева Ж.С., Сейтмаганбетов С.С.

Использование программного обеспечения для увеличения межремонтного периода на примере скважин часто ремонтируемого фонда ПУ «Жетыбаймунайгаз» 74

Ермеков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К.

Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N 94

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джаксылыков Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б.

Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении «Х» АО «Эмбамунайгаз» 103

КАДРОВАЯ И ОРГАНИЗАЦИОННАЯ ПОЛИТИКА

Байсеитова Ж.А., Джумагазиева Ш.К.

Подготовка будущих кадров со студенческой скамьи 117

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 129

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 137

Kazakhstan journal for oil & gas industry

2023;5(1)

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

Salimgereyev Malik
Zhanabayevich
Director General
KMG Engineering LLP

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)
Uteyev R.N., Ph. D. of Geological Sciences
Umraliyev B.T., D. Sc. (Engineering)
Munara A., Ph.D. of Geological Sciences
Sarmurzina R.G., D. Sc. (Chemistry)
Nurtayeva G.K., D. Sc. (Pedagogy), 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

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

GEOLOGY

Khalelova A.

Facies control of the reservoir properties distribution in the carbonate rocks of epicontinental platforms 5

Munara A., Cathelineau M., Carpentier C., Abylay N.

Clays as indicators of paleoclimate and source rocks in The Chu-Sarysu Basin (Kazakhstan) 21

DRILLING

Kabdushev A., Agzamov F., Manapbayev B., Delikesheva D., Korgasbekov D.

Investigation of impact resistance of grouting materials 36

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Keller Yu., Uskov A.

The methods for evaluating the efficiency of EOR by SWCTT & PITT tracer tests 47

Pereponov D., Scerbacova A., Kazaku V., Hajiyev M., Tarkhov M., Shilov E., Cheremisin A.

Application of microfluidics to optimize oil and gas field development technologies 57

Kanbayeva Zh., Seitmaganbetov S.

The use of software to increase the TBO on the example of the wells of the frequently repaired fund of the PM "Zhetybaimunaygas" 74

Yermekov A., Baspayeva A., Amirov S.

Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the "N" oil field 94

Mailybayev A., Uteyev R., Jaksylykov T., Bektas A., Niyazbayeva A.

Analysis of the efficiency of horizontal wells operation at the field "X" of Embamunaigas JSC 109

PERSONNEL AND ORGANIZATIONAL POLICY

Baysseitova Zh., Dzhumagazyeva Sh.

Training of future personnel from student's bench 117

Requirements for submitting articles for the publication in the "Kazakhstan journal for oil & gas industry" Journal of Research and Practice 131

Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry 138

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

5 том, № 1 (2023)

Ғылыми-практикалық журнал

Журнал ҚР Ақпарат және қоғамдық даму Министрлігінде тіркелген

Қуәлік № 17609-Ж

Құрылтайшы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор

Сәлімгереев Мәлік
Жаңабайұлы
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Бас директоры

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.

Өтеев Р.Н., геология жөніндегі PhD

Өмірәлиев Б.Т., техн. ғылым. докт.

Мұнара А., геология жөніндегі PhD

Сармурзина Р.Г., хим. ғылым. докт.

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

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

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

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

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

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

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

ГЕОЛОГИЯ

Халелова А.Б.

Толқындар аймағының карбонаттарындағы коллекторлық қасиеттері таралуының фашиалдық бақылауы..... 5

Мунара А., Кателино М., Карпантьев С., Абылай Н.

Балшықтар палеоклимат индикаторлары ретінде және Шу-Сарысу ойпатының (Қазақстан) аналық жыныстары 21

БҰРҒЫЛАУ

Қабдушев А.А., Ағзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Деликешева Д.Н., Қорғасбеков Д.Р.

Тампонач материалдарының соққыға төзімділігін зерттеу 36

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Келлер Ю.А., Усков А.А.

SWCTT және PITT трассерлік зерттеулері мен мұнай өндіруді арттырудың химиялық әдістерінің тиімділігін бағалау әдістері 47

Перепонов Д.И., Щербакова А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н.

Мұнай-газ кен орындарын игеру технологияларын оңтайландыруға арналған микрофлюидиканы қолдану 57

Қанбаева Ж.С., Сейтмағанбетов С.С.

«Жетібаймұнайгаз» ӨБ жиі жөнделетін қор ұңғымдарының мысалында жөндеуаралық кезеңді ұлғайту үшін бағдарламалық жасақтаманы қолдану 74

Ермеков А.А., Баспаева А.Т., Әміров С.К.

N кен орнының мұнай жинау жүйесін оңтайландыру үшін модельдеуді қолдану..... 94

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джақсылыков Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б.

«Ембімұнайгаз» АҚ «Х» кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігін талдау 109

КАДРЛЫҚ ЖӘНЕ ҰЙЫМДАСТЫРУШЫЛЫҚ САЯСАТ

Бәйсеитова Ж.А., Джумағазиева Ш.К.

Болашақ кадрларды студенттік кезеңнен бастап даярлау..... 117

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар..... 134

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» журналының редакциялық алқасының құрамы 139

УДК 550.8

МРНТИ 38.15.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjog108561>

Получена: 21.06.2022.

Одобрена: 02.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Фациальный контроль распределения коллекторских свойств в карбонатных породах эпиконтинентальных платформ

А.Б. Халелова

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Современный мир трудно представить без углеводородного сырья. Добыча нефти и газа является не только основой мощного топливно-энергетического комплекса, но и главным источником валютных поступлений, ведущим компонентом бюджета для многих стран. Карбонатные породы поражают своим разнообразием, но при этом доставляют и немало проблем: с точки зрения коллекторов они крайне изменчивы. Основные проблемы продуктивных карбонатных пачек – неоднородность, хаотичное распределение коллекторов в виде линз с различной конфигурацией и простиранием, нередко бывает хаотична и гидродинамическая связь между линзами. Все перечисленные проблемы карбонатных коллекторов связаны со вторичными процессами.

Цель. Изучение фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород с точки зрения фациального районирования на примере овинлармских пород.

Материалы и методы. В данной работе были использованы: каменный материал по 8 скважинам (475 м), 14 скважин с данными гидродинамических исследований и сейсмический 3D куб.

Результаты. На основании полученных данных были разработаны принципы фациальной диагностики отложений эпиконтинентальных платформ, выделены фаши эпиконтинентальных платформ, привязка каменного материала к данным гидродинамических исследований, построены фациальная модель и фациальная карта, проведен сиквенс-стратиграфический анализ, выявлена закономерность селективного характера проявления вторичных процессов в зависимости от особенностей условий накопления фаций эпиконтинентальных платформ, выделены перспективные зоны с учетом фациального районирования и интенсивности прохождения вторичных процессов на изучаемой территории.

Заключение. Выяснив, как связаны фильтрационно-емкостные свойства с условиями осадконакопления карбонатных пород, мы можем прогнозировать наиболее интересные зоны и определять основные вторичные процессы, приводящие к таким улучшенным или ухудшенным свойствам коллекторов.

Ключевые слова: фациальное моделирование, доломитизация, трещинообразование, сейсмофациальный анализ.

Как цитировать:

Халелова А.Б. Фациальный контроль распределения коллекторских свойств в карбонатных породах эпиконтинентальных платформ // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 5–20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjog108561>.

UDC 550.8

CSCSTI 38.15.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108561>

Received: 21.06.2022.

Accepted: 02.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Facies control of the reservoir properties distribution in the carbonate rocks of epicontinental platforms

Assel B. Khalelova

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: It is difficult to imagine the modern world without hydrocarbon raw materials. Oil and gas production is not only the basis of a powerful fuel and energy complex but also the main source of foreign exchange earnings and a leading component of the budget for many countries. Carbonate rocks strike the imagination by their diversity, but at the same time they cause many problems: they are extremely variable from the point of view of reservoirs. The main problems of productive carbonate members are heterogeneity; distribution of reservoirs in the form of lenses with different configurations and strikes as well as hydrodynamic connections between the lenses is often chaotic. All of the listed problems of carbonate reservoirs are associated with secondary processes.

Aim: The project aims to assess the reservoir properties of carbonate rocks from the point of view of facies zoning on the example of Ovinparm rocks.

Materials and methods: In this work, we used: rock material from 8 wells (475 m), 14 wells with hydrodynamic data and a 3D seismic cube.

Results: Based on the data obtained, the principles of facies diagnostics of the epicontinental platform deposits were developed, facies of epicontinental platforms were identified, rock material was linked to logging data, a facies model and a facies map were built, a sequence stratigraphic analysis was carried out, and the regularity of the selective nature of the manifestation of secondary processes depending on the characteristics of the conditions for the accumulation of facies of epicontinental platforms was revealed, promising zones were identified taking into account the facies zoning and the intensity of the passage of secondary processes in the study area.

Conclusion: By understanding how the reservoir properties are related to carbonate depositional conditions, we can predict the most interesting zones and determine the main secondary processes leading to such improved or degraded reservoir properties.

Keywords: *facies modeling, dolomitization, fracturing, seismic facies analysis.*

To cite this article:

Khalelova AB. Facies control of the reservoir properties distributions in the carbonate rocks of the epicontinental platforms. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(1):5–20. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108561>.

ӨОЖ 550.8

ГТАХР 38.15.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108561>

Қабылданды: 21.06.2022.

Мақұлданды: 02.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Эпиконтинентальды платформалардың карбонатты жыныстарындағы коллекторлық қасиеттердің таралуын фациялық бақылау

Халелова А.Б.

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

ТҮЙІНДЕМЕ

Негіздеу. Қазіргі әлемді көмірсутек шикізатынсыз елестету қиын. Мұнай мен газ өндіру қуатты отын-энергетикалық кешеннің негізі ғана емес, сонымен қатар көптеген елдер үшін бюджеттің жетекші құрамдас бөлігі болып табылатын валюта түсімдерінің негізгі көзі болып табылады. Карбонатты жыныстар әртүрлілігімен таң қалдырады, бірақ сонымен бірге көптеген проблемалар туғызады: коллекторлар тұрғысынан олар өте өзгермелі. Өнімді карбонатты бумалардың негізгі проблемалары - гетерогенділік, әртүрлі конфигурациясы мен кеңеюі бар линзалар түріндегі коллекторлардың ретсіз таралуы, линзалар арасындағы гидродинамикалық байланыс жиі ретсіз болады. Карбонатты коллекторлардың барлық аталған мәселелері қайталама процестермен байланысты.

Мақсат. Овинпарм тау жыныстарының мысалында фациялық аудандастыру тұрғысынан карбонатты жыныстардың сұзу-сыйымдылық қасиеттерін зерттеу.

Материалдар мен тәсілдер. Бұл жұмыста: 8 ұңғымадан (475 м) тас материал, гидродинамикалық зерттеу деректері бар 14 ұңғыма және сейсмикалық 3D текше метр пайдаланылды.

Нәтижелер. Алынған мәліметтер негізінде эпиконтиненттік платформалардың шөгінділерін фациялы диагностикалау принциптері әзірленді, эпиконтиненттік платформалардың фациялары, тас материалды ГАЗ деректерімен байланыстыру бөлінді, фациялық модель және фациялық карта салынды, сиквенс-стратиграфиялық талдау жүргізілді, эпиконтиненттік платформалар фацияларының жинақталу жағдайларының ерекшеліктеріне байланысты қайталама процестердің көріністерінің селективті сипатының заңдылығы анықталды, ГАЗ деректерін ескере отырып, перспективалық аймақтар бөлінді зерттелетін аумақта фацналды аудандастыру және қайталама процестердің өту қарқындылығы.

Қорытынды. Сұзу-сыйымдылық қасиеттерінің карбонатты жыныстардың шөгү жағдайларымен қалай байланысты екенін біле отырып, біз ең қызықты аймақтарды болжай аламыз және коллекторлардың осындай жақсартылған немесе нашарлаған қасиеттеріне әкелетін негізгі қайталама процестерді анықтай аламыз.

Негізгі сөздер: фациялық модельдеу, доломиттену, жарықшақтану, сейсмикалық фациялық талдау.

Дәйексөз үшін:

Халелова А.Б. Эпиконтинентальды платформалардың карбонатты жыныстарындағы коллекторлық қасиеттердің таралуын фациялық бақылау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №1. 5–20 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108561>.

Введение

К карбонатным отложениям относятся более 40% мировых запасов углеводородов. С ними связаны месторождения-гиганты, такие как Поса-Рика в Мексике, Келли-Снайдер в США, Суон-Хиллс в Канаде, Карачок в Сирии, Киркук в Ираке, Гавар и Шайба в Саудовской Аравии. Казахстанские крупные месторождения также связаны с карбонатными резервуарами.

Карбонатные породы характеризуются широким спектром типов по своему строению и составу и крайне изменчивы по своим коллекторским свойствам. Основными проблемами продуктивных карбонатных пачек являются неоднородность, хаотичное распределение коллекторов в виде линз различной конфигурации и простираются, что нередко отражается и на гидродинамической связи между линзами. Перечисленные проблемы карбонатных коллекторов связаны с вторичными процессами.

Общие сведения

Изучаемая территория относится к Тимано-Печорскому нефтегазоносному бас-

сейну России. Основным продуктивным горизонтом являются карбонатные отложения овинпармского горизонта, лохковского яруса, нижнего девона.

По региональным данным, в овинпармское время изучаемая территория находилась в пределах очень протяженного, крайне мелководного моря, которое было ограничено на континентальном склоне цепочкой барьерных рифов [2]. По выделенным категориям седиментационных моделей М. Таккера и П. Райта овинпармские отложения относятся к эпиконтинентальным платформам. По условиям осадконакопления такие бассейны характеризуются приливо-отливной зоной (рис. 1).

Современные аналоги условий осадконакопления, которые контролируются приливо-отливной деятельностью, известны на шельфе Южной Флориды и в заливе Шарк в Западной Австралии. По результатам исследований этих современных субтропических и тропических морей выделяются надприливные (супралитораль), межприливные (литораль) и подприливные (сублиторальные) обстановки.

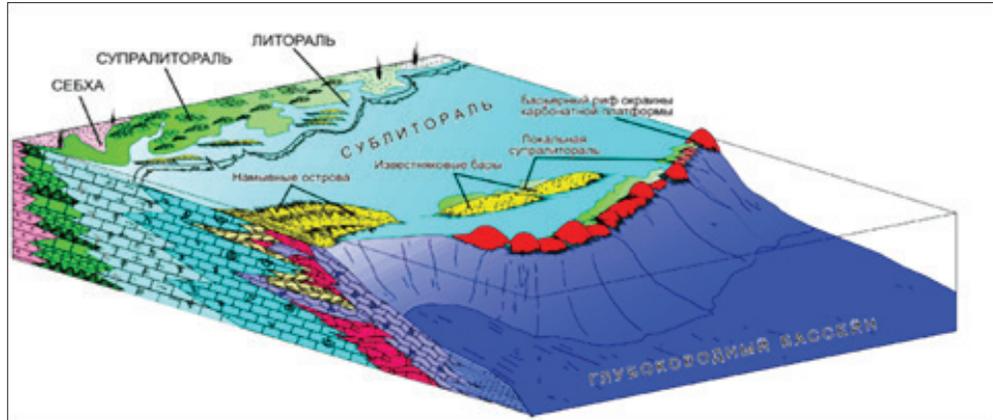


Рисунок 1. Седиментационная модель эпиконтинентальной платформы Тимано-Североуральского региона [2]

Figure 1. Depositional model of the epicontinental platform of the Timan-North Ural region [2]

На изучаемой территории карбонатное осадконакопление происходило в условиях мелководного шельфа, размер которого постепенно сокращался, и шельф обмелел с смещением западной его границы к востоку в течение лохковского времени. На этом фоне проявляются периодические изменения солёности бассейна и интенсивности поступления в него

терригенного материала, что подтверждается керновым материалом и данными гидродинамических исследований (далее – ГИС). На схеме межсважинной корреляции по линии I-I' (рис. 2) наблюдается сокращение глинистых пачек с северо-запада на юго-восток, что предопределяет факт того, что источник сноса находился на северо-западе.

По литературным данным и по данным ГИС, овинпармский сиквенс (S(IV)D1ор) можно разделить на 3 сиквенса V порядка, в пределах которых выделяют 4 фации (рис. 2). Для изучаемого региона повсеместно продуктивными является 2-я и 4-я пачки, которые характеризуются более чистыми карбонатами.

Генетический анализ пористости овинпармских отложений

В процессе анализа фотографий шлифов, керн и их описания выделены 4 фации: супралитораль, верхняя литораль, нижняя литораль и мелкая сублитораль, которые характерны для древних эпиконтинентальных платформ. Основой для разделения на фации являлись: различная седиментационная структура пород, текстурные особенности, такие как тип слоистости, наличие биотурбации и т.д., наличие остатков организмов, различное содержание глинистой примеси (рис. 3).

Выделенные фации формируют элементарные циклиты, начинающиеся с отложений сублиторали и обмеляющиеся вверх по разрезу. Эти циклиты делятся на два типа, которые различаются, главным образом, по количеству глинистой примеси в составе циклитов и по их толщине (рис. 4–5).

Строение элементарных циклитов

Отложения мелкой сублиторали

К отложениям сублиторали с низким содержанием глинистой примеси отнесены массивные, интенсивно биотурбированные мадстоуны (рис. 6). Они характеризуются отсутствием фауны, причиной чему могли служить периодические увеличения солёности, а также мутность воды из-за карбонатных частичек пелитовой размерности, выносимых в подприливную зону.

Отложениям сублиторали с высоким содержанием глинистой примеси свойственны глинистые карбонаты с нодулярной текстурой (рис. 6, а-д)). Они характеризуются отсутствием фауны и следов биотурбации. Вероятно, вследствие увеличения привноса глинистого материала илоеды перестали занимать эту биологическую нишу. Образование нодулярной текстуры связано со стяжением карбонатного материала, при котором происходит выжимание рассеянной глины (рис. 6, е-и)).

Отложения литорали

Межприливная зона характеризуется развитием приливо-отливных течений и значительными колебаниями гидродинамической активности водного потока. Литораль обладает отчетливой вертикальной зональностью, которая контролируется энергией водной среды, поэтому в литорали выделяются:

1. Нижняя литораль из-за низкой гидродинамической активности маркируется развитием горизонтально слоистых микритовых известняков. Слоистость обусловлена переслаиванием темных пелитоморфных разностей и более светлых пеллоидных. В зернистом компоненте, помимо пеллоидов, может присутствовать остракодовый детрит, который иногда образует ракушняковые скопления (рис. 7, а-е)). При увеличении привноса глинистого материала сокращается количество детрита, увеличивается содержание микритовой составляющей (рис. 7, ж-и)).

2. Верхняя литораль из-за высокой активности водной среды характеризуется косой и линзовидной слоистостью со знаками ряби. Особенностью этой зоны является развитие песков, пляжей, барьеров и гряд, сложенных из зёрен песчано-алевритовой размерности (водорослевые песчинки, литокласты, пеллоиды, оолиты), также этой зоне характерна фенестровая пористость и развитие водорослевых тел (рис. 8, а-е)).

При увеличении привноса глинистого материала уменьшается размерность оолитовых песков и сокращается их мощность (рис. 8, ж-к)).

Отложения супралиторали

Для супралиторальных отложений характерна тонкая слоистость, преобладание пелитоморфных известняков и седиментационных доломитов с трещинами усыхания. Также встречаются строматолиты (рис. 9, а-г)). При привносе глинистого материала, отложения супралиторали представлены алевритистыми микритовыми карбонатами (рис. 9, д-е)).

Влияние вторичных процессов на коллекторские свойства овинпармских пород

По итогам выделения фаций на керновом материале выполнена привязка к данным ГИС. По результатам привязки выявлены петрофизические облики каждой

выделенной фации. Основой для выделения данных литотипов служит изменение глинистости по разрезу. Поэтому для расчленения разреза основным методом является гамма-каротаж (далее – ГК). Фации сублиторали и верхней литорали представлены относительно чистыми известняками, фации нижней литорали – слабоглинистыми известняками, а супралитораль – сильноглинистыми известняками и глинами.

Кроме показаний гамма-каротажа, также использован метод нейтронного гамма-каротажа (далее – НГК), бокового каротажа (далее – БК), акустического

каротажа (далее – АК) и плотностного гамма-гамма-каротажа (далее – ГГК).

Таким образом, сублитораль характеризуется низкими значениями ГК и АК, высокими значениями НГК и плотности, средними и высокими значениями БК. Отложениям нижней литорали характерны средние значения ГК, НГК, средние и низкие значения БК и плотности, средние и высокие значения АК. Фациям верхней литорали свойственны низкие значения ГК, высокие значения НГК, очень высокие значения БК, низкие и средние значения АК, высокие и средние значения плотности.

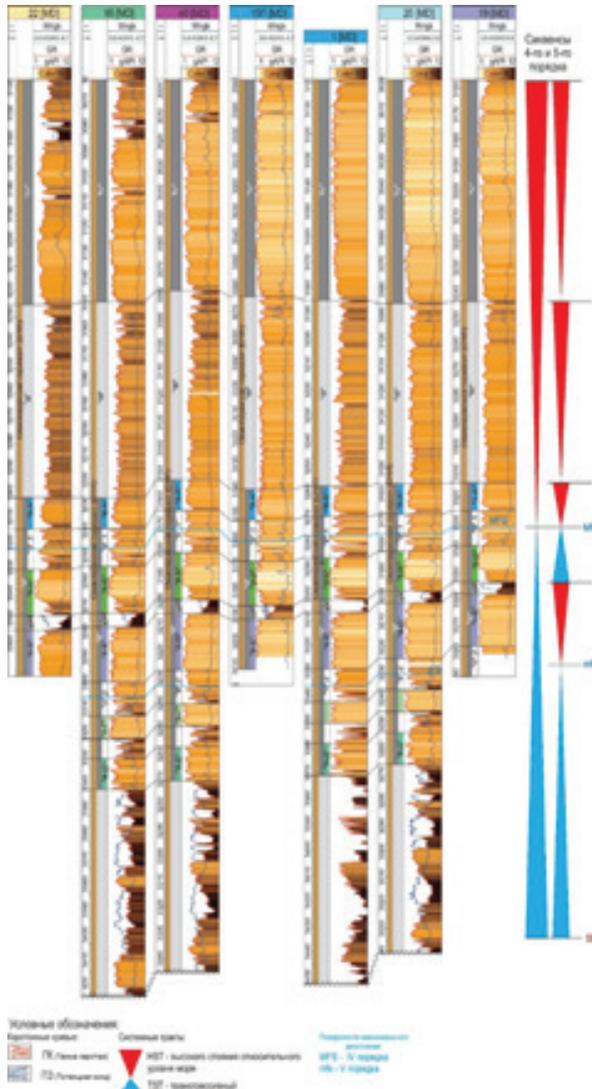


Рисунок 2. Межскважинная корреляция по линии I-I'
Figure 2. Inter-well correlation along the I-I' line

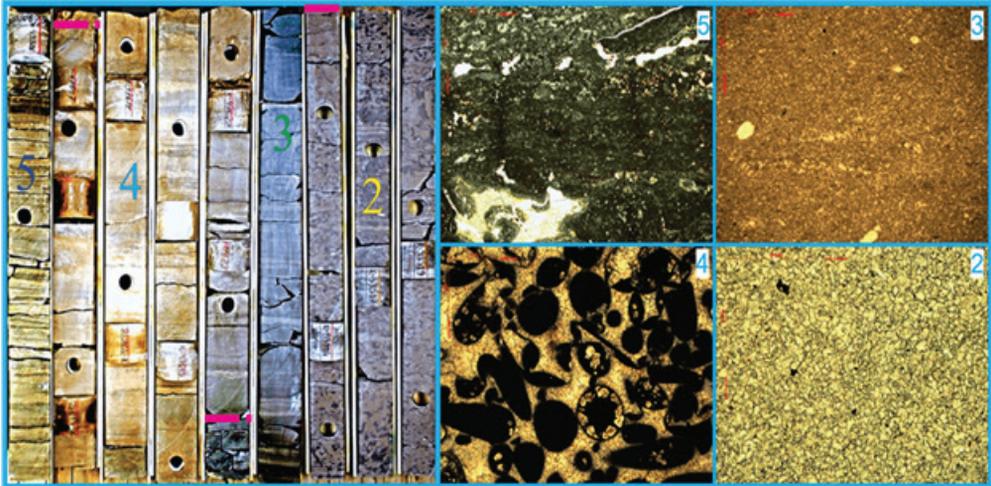


Рисунок 4. Структура элементарного циклита овинпармских отложений в условиях низкого привноса глинистого материала
Figure 4. The structure of the elementary cyclite of the Ovinparma deposits under conditions of the low input of argillaceous material

2 – фашии мелкой сублиторали; 3 – нижней литорали; 4 – верхней литорали; 5 – супралиторали
 2 – facies of shallow littoral; 3 – of lower littoral; 4 – of upper littoral; 5 – of supralittoral

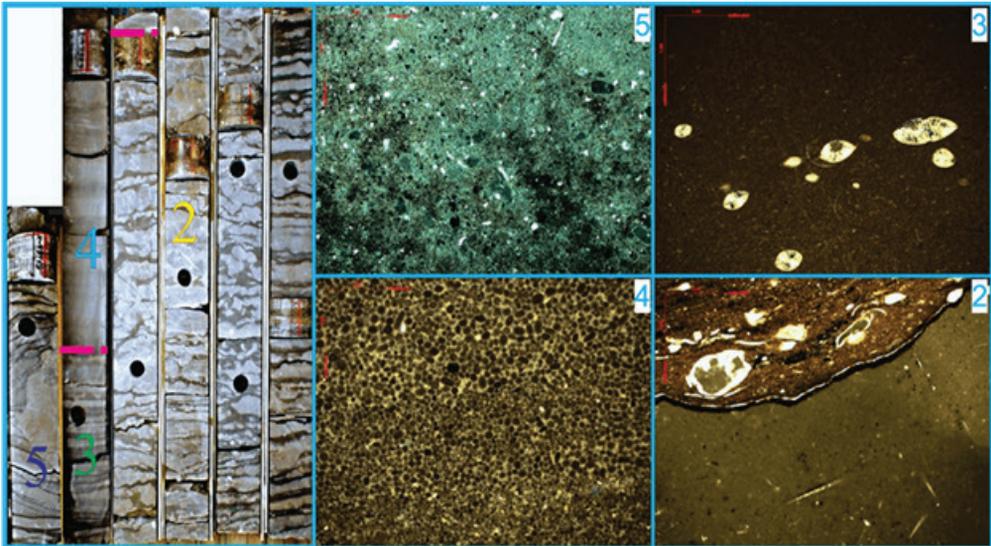


Рисунок 5. Структура элементарного циклита овинпармских отложений в условиях увеличенного привноса глинистого материала
Figure 5. The structure of the elementary cyclite of the Ovinparma deposits under conditions of the increased input of argillaceous material

2 – фашии мелкой сублиторали; 3 – нижней литорали; 4 – верхней литорали; 5 – супралиторали
 2 – facies of shallow littoral; 3 – of lower littoral; 4 – of upper littoral; 5 – of supralittoral

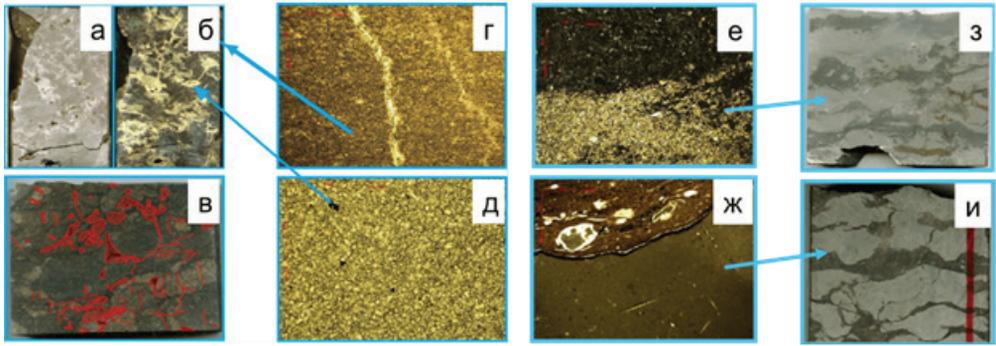


Рисунок 6. Отложения мелкой сублиторали

Figure 6. Shallow littoral deposits

Биотурбированный доломит / Bioturbated dolomite: а) при дневном свете / in daylight; б) при ультрафиолетовом свете / under ultraviolet light; в) биотурбированный доломит (красными линиями показаны раскрытые трещины, красными областями – каверны выщелачивания) / bioturbated dolomite (red lines show open cracks, red areas show / desalination caverns); г) мелкозернистый доломит / fine-grained dolomite; д) крупно-среднезернистый доломит, образованный по ходам илоедов / coarse-medium-grained dolomite formed along the burrows. Надулярный доломит / Nadular dolomite: е) мелкозернистый доломит с разной степенью заглинитизированности / fine-grained dolomite with varying degrees of clay content; ж) микроновый доломит с разной степенью заглинитизированности / micritic dolomite with varying degrees of clay content; з, и) надулярные доломиты / nodular dolomites

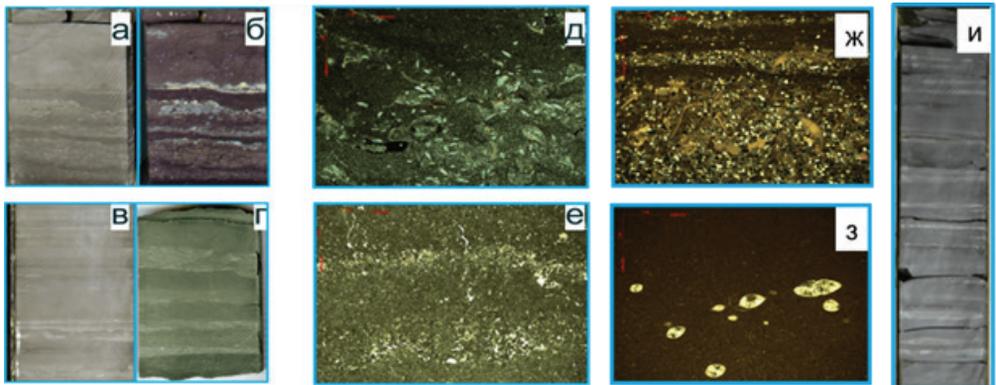


Рисунок 7. Отложения нижней литорали

Figure 7. Deposits of the lower littoral

Известняки с ракушняковыми скоплениями / Limestones with shell accumulations: а) при дневном свете / in daylight; б) при ультрафиолетовом свете / under ultraviolet light; в) микроновый известняк с горизонтальной слоистостью / micritic limestone with horizontal layering; г) тонкозернистый доломит с включениями фауны / fine-grained dolomite with faunal inclusions; д) раковины остракод в микроновом известняке / ostracod shells in micritic limestone; е) слоистый микроновый известняк / layered micritic limestone. Алевритистые карбонаты / Silty carbonates: ж) слоистые алевритовые известняки с детритом / layered silty limestones with detritus; з) единичные раковины остракод в микроновом известняке / single ostracod shells in micritic limestone; и) слоистый алевритистый известняк / layered silty limestone

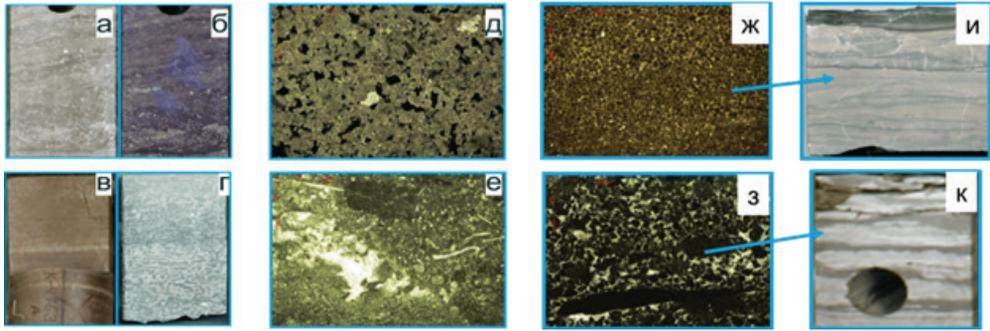


Рисунок 8. Отложения верхней литорали

Figure 8. Upper intertidal deposits

Крупно-среднезернистые известняки с косою слоистостью / Coarse-medium-grained limestones with oblique bedding: а) при дневном свете / in daylight; б) при ультрафиолетовом свете / under ultraviolet light; в) среднезернистые известняки с косою слоистостью / medium-grained limestones with oblique bedding; г) водорослевый известняк / algal limestone; д) микрокодиевые водоросли / microcodia algae; е) водорослевый известняк с фенестровой пористостью, заполненный кальцитом / algal limestone with fenestra porosity filled with calcite. Мелкозернистые известняки с косою слоистостью с прослоями глинистых микритовых известняков / Fine-grained obliquely bedded limestones with interlayers of argillaceous micritic limestones; ж) слоистый мелко оолитовый известняк / layered finely oolitic limestone; з) разнозернистый оолитовый известняк / inequigranular oolitic limestone; и) мелкозернистые оолитные известняки с косою слоистостью, с прослоями глин / fine-grained ooid limestones with oblique bedding, with interlayers of clays; к) мелкозернистые оолиты с прослоями глин / fine-grained oolites, with interlayers of clay

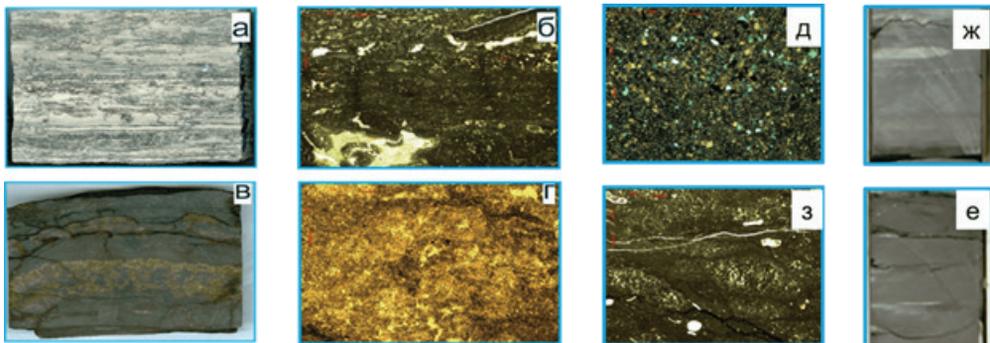


Рисунок 9. Отложения супралиторали

Figure 9. Supralittoral deposits

Строматолитовый известняк / Stromatolitic limestone: а) в образце / in the sample; б) в шлифе, вторичный доломит по водорослевому строматолитовому известняку / in the thin section, secondary dolomite after algal stromatolitic limestone; в) в образце / in the sample, г) в шлифе / in the thin section. Алевролитовый известковистый доломит / Silty calcareous dolomite: д) в шлифе / in the thin section; е) в образце / in the sample; ж) линзовидно-микрослоистый микритовый известняк с трещинами усыхания / lenticular-microlayered micritic limestone with shrinkage cracks; з) в шлифе / in the thin section

Высокие значения ГК, АК, низкие значения НГК, БК и плотности соответствуют отложениям супралиторали, т.к. они представлены более глинистыми породами (рис. 13).

Основными процессами увеличения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) в отложениях овинпармского горизонта являются выщелачивание, доломитизация и процессы трещинообразования. Некоторые из этих процессов имеют селективный характер развития. Эта

избирательность предопределяется различными свойствами каждой выделенной фации: структурно-текстурными особенностями, наличием разнообразных примесей, морфологией первичного пустотного пространства, вещественного состава.

На изучаемой территории трещины в большей степени характерны для отложений мелкой сублиторали и нижней литорали (рис. 10). В процессе изучения керна материала определены признаки избирательности трещинообразования:

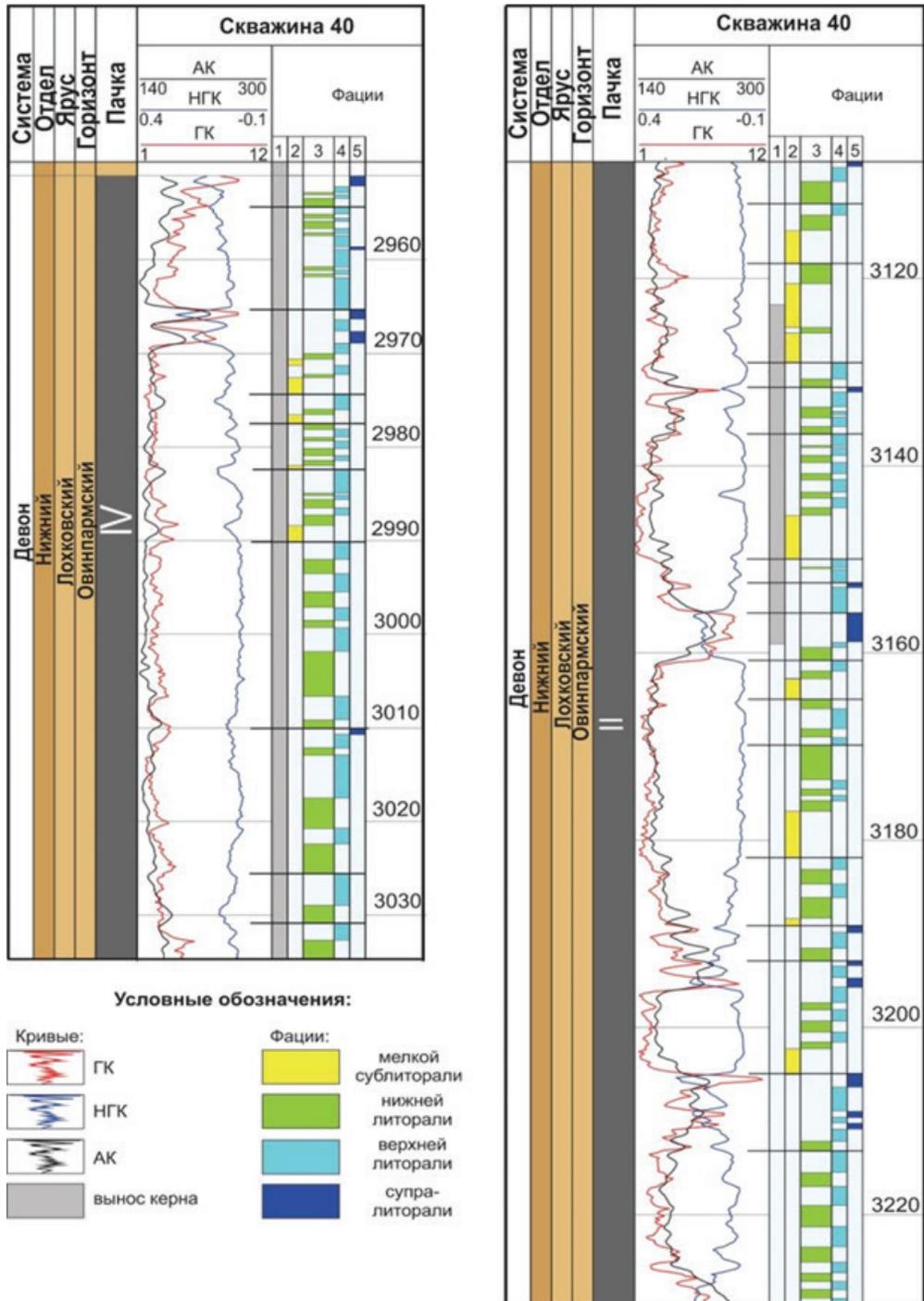


Рисунок 10. Модель циклофациального расчленения отложений овинпармского горизонта
 Figure 10. The model of the cyclofacial subdivision of the Ovinparma horizon deposits

1) наблюдается последовательное уменьшение плотности трещин от мадстоунов к пакстоунам и к грейнстоунам, т.е. отложения сублиторали и нижней литорали => супралиторали => верхней литорали (рис. 11).

2) наблюдается увеличение плотности трещин по степени увеличения доломитизированности мадстоунов (рис. 10).

По петрофизическим данным можно предположить наличие трещин на

глубинах 3005, 3029 и 3059 м в скв. N, т.к. там наблюдаются «выпадения» из порово-каверновой модели образцов с повторяющимися «отскоками» по трем видам исследований (Кп, Кпр и Кв), что, безусловно, может характеризовать микро-трещиноватость породы (рис. 12). Эти интервалы по керну охарактеризованы отложениями нижней литорали и сублиторали (рис. 10, б, ж).

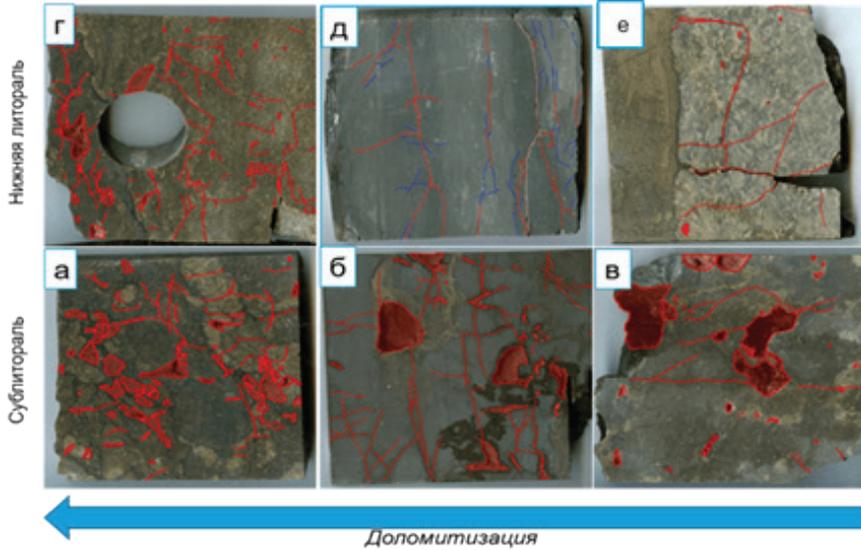


Рисунок 11. Пример расположения микротрещин на керне в породах сублиторали и нижней литорали

Figure 11. An example of the location of microcracks on the core in the rocks of the sublittoral and lower littoral

а) биотурбированный доломит мелкой сублиторали / bioturbated dolomite of the shallow sublittoral zone; б) доломит мелкой сублиторали / dolomite of shallow sublittoral; в) кавернозный известняк мелкой сублиторали / cavernous limestone of the shallow sublittoral zone; г) доломит нижней литорали / dolomite of the lower littoral; д) микроновый известняк нижней литорали / micritic limestone of the lower littoral; е) остракодовый известняк нижней литорали, перекрывающийся породами верхней литорали / ostracod limestone of the lower littoral, overlain by rocks of the upper littoral



Рисунок 12. Примеры трещин в отложениях овинпармского горизонта в колонке керна

Figure 12. Examples of fractures in the sediments of the Ovinparma horizon in the core column
2 – сублиторальные, 3 – нижняя литораль, 4 – верхняя литораль
2 – sublittoral, 3 – lower littoral, 4 – upper littoral

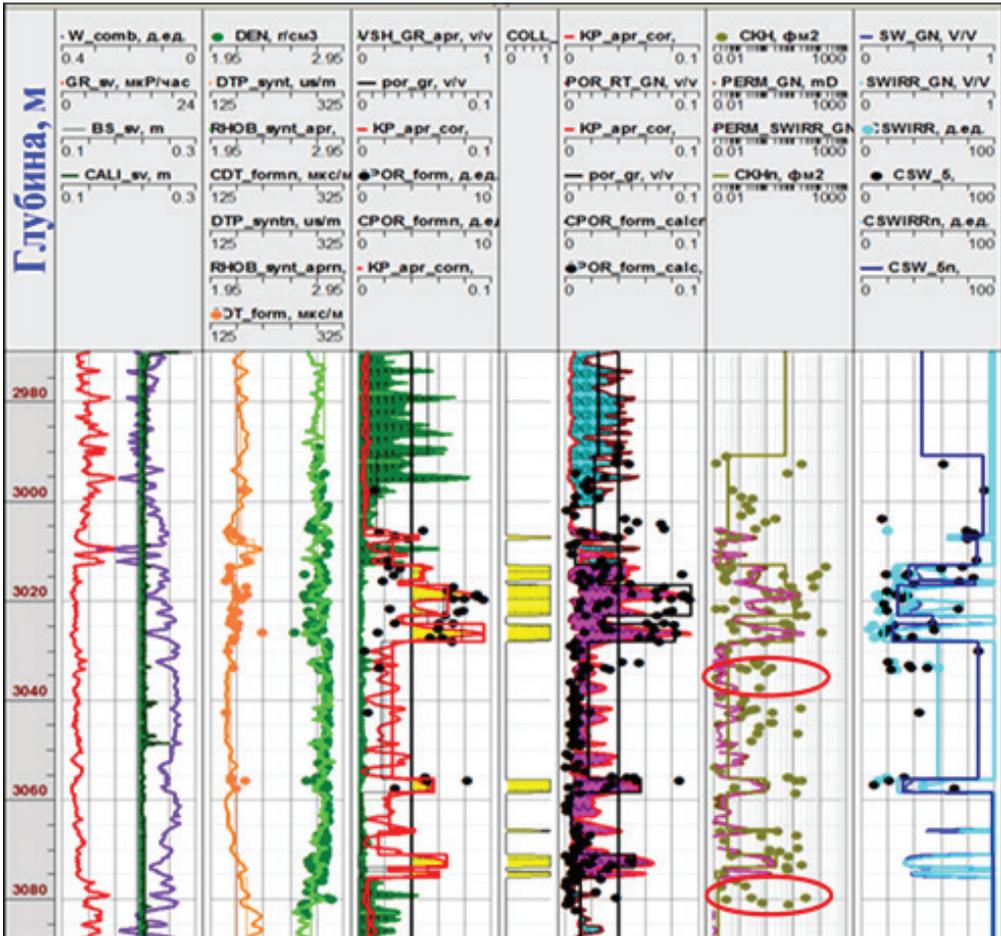


Рисунок 13. Выкопировка из петрофизического планшета скв. N с нанесенными интервалами вероятной трещиноватости
 Figure 13. Mapping extract from the petrophysical surveying plane table of well N with plotted intervals of probable fracturing

По изученным данным керна, шлифов и ГИС наблюдается зависимость степени доломитизации от вертикального расстояния до поверхности размыва и от наличия глинистой примеси. Это позволяет предположить, что основной причиной процессов доломитизации овинпармских отложений является влияние поверхностных вод, связанных с размывами в пражское, а затем и в живетское время. Но при прочих равных условиях наблюдается селективность этих процессов, связанных с наличием микритовой составляющей в породах, т.е. отложения нижней литорали => супралиторали => сублиторали (по ходам илоедов) => верхней литорали.

Сейсмофациальный анализ

Сейсмофациальный анализ предполагает детальное изучение особенностей волновой картины в интервале изучаемого пласта на вертикальных временных разрезах и картах атрибутов. Совместный анализ особенностей формы записи и их отображения на картах позволяет выделить сейсмофации на качественном уровне, т.к. отсутствует хорошая корреляция между атрибутивными и скважинными данными, что связано с частым переслаиванием выделенных фаций. Наиболее информативным для построения фациальной карты для овинпармских пород является атрибут, полученный по результатам AVA инверсии. Сейсмофациальные карты построены

для двух продуктивных пачек овинпармского горизонта.

По данным ГИС IV пачка накапливалась в условиях наименьшего привноса глинистого материала, что создало наиболее благоприятные условия для формирования коллекторов с повышенными ФЕС. По фациальной карте IV пачки были выделены зоны развития нижней и верхней литорали (рис. 14). В пределах зоны развития нижней литорали выделяется зона с увеличенными мощностями, которая

потенциально соответствует зоне развития остракодовых банок. Согласно сейсмическим данным и данным ГИС, для IV пачки наилучшими коллекторами в овинпармских отложениях являются фации верхней литорали, поскольку:

– эти фации состоят из зернистых известняков, сложенных водорослевыми песчинками, литокластами, пелоидами, оолитами и т.д., за счёт чего образуется больше первичной межзерновой пористости;

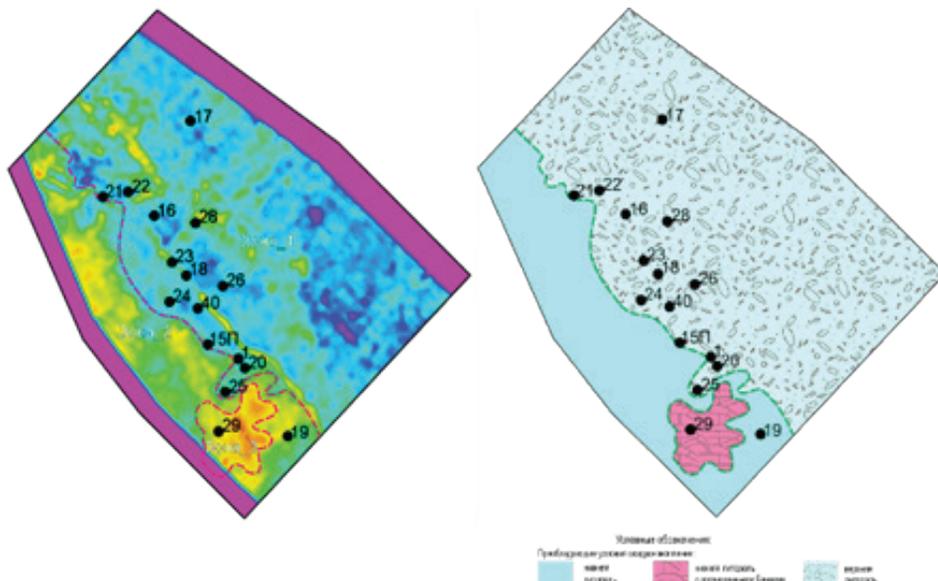


Рисунок 14. Карта сейсмического атрибута и карта преобладающих условий осадконакопления в интервале IV пачки

Figure 14. Seismic attribute map and a map of prevailing deposition conditions in the interval of member IV

– из-за активных гидродинамических условий практически отсутствует первичный цемент между зернами, а постседиментационный спаритовый цемент очень хорошо поддается процессам выщелачивания, что объясняет высокие значения проницаемости для этой фации в наиболее преобразованных частях;

– при вторичных преобразованиях появляются дополнительные типы пористости (внутризерновая и слепковая), которые в большей степени характерны фациям верхней литорали.

По данным ГИС, II пачка накапливалась в условиях увеличения привноса глинистого материала, что привело к ухудшенным ФЕС и сокращению мощностей овинпармских отложений. По фа-

циальной карте II пачки выделены зоны развития нижней и верхней литорали (рис. 15). На изучаемой территории преобладали отложения нижней литорали, отложения верхней литорали представлены в сокращенных мощностях и зонах развития. Привнос глинистого материала сильно ухудшил ФЕС пород верхней литорали. Для II пачки овинпармских пород наилучшими коллекторами являются отложения нижней литорали. Вторичные процессы существенно увеличивают ФЕС пород отложений нижней литорали и мелкой сублиторали. Так, в наиболее преобразованных разностях имеются средние значения ФЕС при нулевых значениях на момент осадконакопления. Это объясняет то, что:

- эти фации характеризуются наибольшей плотностью трещин, которые контролируют все последующие вторичные процессы;
- пористость в этих фациях появ-

ляется за счёт каверн, проницаемость за счёт трещин и каналов, образованных по трещинам, т.е. полностью контролируются вторичными процессами.

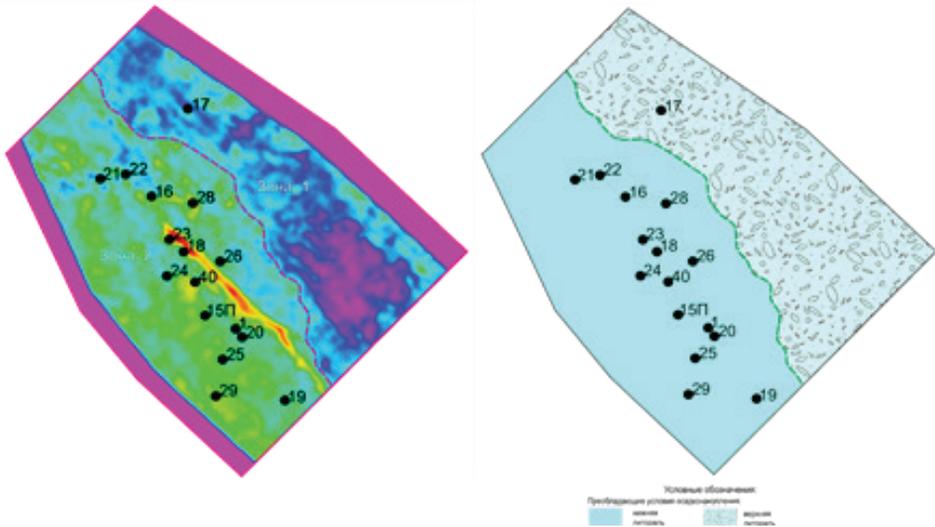


Рисунок 15. Карта сейсмического атрибута и карта преобладающих условий осадконакопления в интервале II пачки

Figure 15. Seismic attribute map and a map of prevailing deposition conditions in the interval of member II

Заключение

Практическое применение понимания перераспределения ФЕС в карбонатных коллекторах помогает выделять наиболее интересные зоны и определять основные вторичные процессы, приводящие к таким результатам, т.е. в пределах месторождения такие данные помогают определиться с постановкой новых скважин и методом добычи.

В региональном плане концептуальная модель осадконакопления карбо-

натных отложений позволяет прогнозировать аналогичные фации за пределами сейсмического куба, а понимание влияния вторичных процессов способствует определению наиболее перспективных участков для разведки. Например, для данных овинпармских карбонатов продуктивность заключается в трещинообразовании, и поэтому коллекторы с улучшенными ФЕС приурочены к надвиговым зонам.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

Competing interests. The author declares that she has no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Москва: ЕАГЕ Геомодель, 2014.
2. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. Учебное пособие для вузов. Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014.
3. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт / под ред. Никонова Н.И., В.И. Богацкого, А.В. Мартынова и др. Ухта: Тимано-Печорский НИЦ, 2000.

REFERENCES

1. Zhemchugova VA. *Reservoir sedimentology of carbonate deposits*. Moscow: EAGE; 2014. (In Russ).
2. Zhemchugova VA. *Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems*. Textbook for universities. Moscow: Publishing Center of Gubkin University; 2014. (In Russ).
3. Nikonov NI, Bogatsky VI, Martynov AV, et al., editors. *Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps*. Ukhta: Timan-Pechora Research Center; 2000. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Халелова Асель Береновна
e-mail: a.khalelova@niikmg.kz.

AUTHOR'S INFO

Assel B. Khalelova
e-mail: a.khalelova@niikmg.kz.

UDC 551.8

CSCSTI 38.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>

Received: 16.09.2022.

Accepted: 24.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Clays as indicators of paleoclimate and source rocks in The Chu-Sarysu Basin (Kazakhstan)

Askar Munara¹, Michel Cathelineau², Cedric Carpentier², Nadir Abylay³

¹ KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

² GeoRessources, Université de Lorraine, CNRS, CREGU, Nancy, France

³ GeoRessources, Université de Lorraine, France

ABSTRACT

Newly formed smectite and palygorskite and their association are good proxies of a subtropical climate alternating dry and warm/ humid seasons during the late Cretaceous during the formation of the Chu-Syrasu basin. The association of fine-grain clays, smectite and fibres (palygorskite) and the occurrence locally of grains of albite, and natrolite, indicate they formed from water, slightly alkali-rich, and enriched in silica and magnesium. These clays may result partly from the alteration of volcanic rocks (glass) either in situ in case of volcanic emissions during sedimentation or close as smectite are euhedral and palygorskite well preserved. The flood plain may have been submitted during the hot season to drying, favouring the formation of brines which interacted with volcanic glass. Evaporation processes could have thus triggered the oversaturation with respect to smectite and palygorskite.

Besides, muscovite as coarse grain particles, illite and chloritized biotites attest to a second source compatible with the coarse grain microcline and quartz, which can derive from granites. Source rocks could be, therefore, dual, with acid plutonic series (peraluminous granites probably) releasing coarse-grained detrital phyllosilicates (muscovite and biotite-chlorite) transported together with quartz and feldspars by rivers, and volcanic series, altered into newly formed clays (smectite and palygorskite).

Keywords: *Chu-Sarysu basin, Muyumkum, Tortkuduk, Kanjugan, Uyuk, Ikansk, Intymak, clay minerals, sediments, uranium deposits, smectite, palygorskite, illite, biotite, chlorite.*

To cite this article:

Munara A, Cathelineau M, Carpentier C, Abylay N. Clays as indicators of paleoclimate and source rocks in the Chu-Sarysu Basin (Kazakhstan). *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):21–35. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>.

УДК 551.8

МРНТИ 38.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>

Получена: 16.09.2022.

Одобрена: 24.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Глины как индикаторы палеоклимата и материнские породы Чу-Сарысуйской впадины (Казахстан)

А. Мунара¹, М. Кателино², С. Карпантье², Н. Абылай³

¹ КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

² Лаборатория георесурсов, Университет Лотарингии, CNRS, CREGU, г. Нанси, Франция

³ Лаборатория георесурсов, Университет Лотарингии, Франция

АННОТАЦИЯ

Новообразованные смектит и палыгорскит и их ассоциации являются показателями субтропического климата, чередующего сухие и теплые/гумидные сезоны в течение позднего мелового периода при формировании Чу-Сарысуйской впадины. Ассоциация мелкозернистых глин, смектита и волокон палыгорскита, а также локальное присутствие зёрен альбита и натролита указывают на то, что они образовались из слабощелочной воды, обогащенной кремнезёмом и магнием. Эти глины могут частично образовываться в результате изменения вулканических пород, либо на месте осадконакопления в случае вулканических выбросов, либо рядом с ним, поскольку смектит имеет идиоморфную форму, а палыгорскит при этом сохраняет начальную геометрию. В жаркое время года пойма могла подвергаться высыханию, что способствовало образованию рассолов, взаимодействовавших с вулканическим стеклом. Таким образом, процессы испарения могли вызвать перенасыщение пород смектитом и палыгорскитом.

Кроме того, мусковит в виде крупнозернистых частиц, иллит и хлоритизированные биотиты свидетельствуют о втором источнике образования глин, совместимом с крупнозернистым микроклином и кварцем, которые могут происходить из гранитов. Следовательно, материнские породы могли быть образованы из двух источников: кислые плутонические свиты (вероятно, перглиноземистые граниты), выделяющие крупнозернистые обломочные филлосиликаты (мусковит и биотит-хлорит), переносимые реками вместе с кварцем и полевыми шпатами, и вулканические свиты, преобразованные в глины (смектит и палыгорскит).

Ключевые слова: Чу-Сарысуйская впадина, Муюмкун, Торткудук, Канжуган, Уюк, Иканск, Интымак, глинистые минералы, отложения, урановые месторождения, смектит, палыгорскит, иллит, биотит, хлорит.

Как цитировать:

Мунара Д., Кателино М., Карпантье С., Абылай Н. Глины как индикаторы палеоклимата и материнские породы Чу-Сарысуйской впадины (Казахстан) // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 21–35. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>.

ӨОЖ 551.8

ГТАХР 38.15.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>

Қабылданды: 16.09.2022.

Мақұлданды: 24.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Балшықтар палеоклимат индикаторлары ретінде және Шу-Сарысу ойпатының (Қазақстан) аналық жыныстары

А. Мұнара¹, М. Кателино², С. Карпантье², Н. Абылай³

¹ ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

² Георесурс лабораториясы, Лотарингии Университеті, CNRS, CREGU, Нанси қаласы, Франция

³ Георесурс лабораториясы, Лотарингии Университеті, Франция

АННОТАЦИЯ

Жаңадан пайда болған смектит пен палыгорскит және олардың бірлестігі Шу-Сырасу ойпатының қалыптасуында Бор кезеңінің соңында құрғақ және жылы/ылғалды мезгілдерді алмастыратын субтропикалық климаттың жақсы көрсеткіштері болып табылады. Ұсақ түйіршікті саздар, смектит және талшықтар қауымдастығы (палыгорскит) және альбит пен натролит дәндерінің жергілікті болуы олардың кремний диоксиді мен магниймен байытылған сәл сілтілі судан пайда болғанын көрсетеді. Бұл саздар жартылай жанартау жыныстарының (шынының) өзгеруі нәтижесінде пайда болуы мүмкін, шөгінділер кезінде жанартау шығарындылары болған жағдайда немесе жақын жерде, себебі смектит идиоморфты және палыгорскит жақсы сақталған. Ыстық маусымда жайылма кеуіп кетуі мүмкін, бұл вулкандық шынымен әрекеттесетін тұзды ерітінділердің пайда болуына ықпал етті. Осылайша, булану процестері смектит пен палыгорскитке қатысты шамадан тыс қанықтылықты тудыруы мүмкін.

Сонымен қатар, ірі түйіршікті бөлшектер түріндегі мусковит, иллит және хлорланған биотиттер граниттерден шығуы мүмкін ірі түйіршікті микроклин мен кварцпен үйлесімді екінші көзді көрсетеді. Осылайша, аналық жыныстар қосарланған болуы мүмкін: қышқыл плутоникалық түзілімдермен (мүмкін перглиноземалық граниттер) ірі түйіршікті филлосиликаттарды (мусковит және биотит-хлорит) шығарады, өзендер кварцпен және дала шпаттарымен және жаңадан пайда болған саздарға (смектит және палыгорскит) айналдырылған жанартаулық түзілімдермен.

Негізгі сөздер: Шу-Сарысу ойпаты, Мойынқұм, Төртқұдық, Қанжуған, Ұйық, Икан, Ынтымақ, сазды минералдар, шөгінділер, уран кен орындары, смектит, палыгорскит, иллит, биотит, хлорит.

Дәйексөз келтіру үшін:

Мұнара А., Кателино М., Карпантье С., Абылай Н. Балшықтар палеоклимат индикаторлары ретінде және Шу-Сарысу ойпатының (Қазақстан) аналық жыныстары // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1. 21–35 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108603>.

Introduction

Clay minerals are the main constituent of shales and a minor component of sands in the fluvial sediments of the Chu-Sarysu basin (Kazakhstan). Shales and sands alternate in the basin, and clays may be considered good indicators of the provenance of the detrital minerals as well as markers of the alteration conditions in the weathering. These clays may have formed or evolved during sedimentation or early post-sedimentation stages. However, the temperature developed in the basin is relatively low due to a thin overburden of less than one kilometre and not favourable to profound alteration of the clays.

The nature of clays within the sands and the layers rich in clay is essential to determine at different scales, from the horizons at the drilling scale to the basin scale. Clays' lateral and vertical distribution between the four main formations (Kanjungan, Uyük, Ikansk, and Intymak) remains incompletely determined. As clay mineralogy can reflect either some diagenetic processes, the source of detrital minerals or the influence of U-mineralization processes, it was characterised by representative samples from the four sedimentary formations, thanks to samples from drill cores from the South-Central Muyunkum and Tortkuduk areas provided by Katco company. The nature of the clays is also essential to determine as it can represent a penalising phase for the mining operation during in situ recovery.

Material and methods

Geology

The study of clay material was carried out on existing drilling cores from the Southern and Central Muyunkum and Tortkuduk deposits within four sedimentary formations thanks to collaborative works with Areva (now Orano) and Katco companies. Twenty-eight samples were selected from 13 wells of South, Central Muyunkum and Tortkuduk fields with the help of JV Katco LLP company.

The Chu-Sarysu Basin is about 200 kilometres wide (east-west) and 800 kilometres long (north-south), separated from the Syrdarya Basin by the Karatau Range [1, 2]. The exploration in the Chu-Sarysu Basin, the first of which was undertaken in the late 1950s, led to the first explorations in the Chu-Sarysu Basin in the late 1950s and led to the discovery of numerous

deposits: Inkai, Uvanas, Muyunkum, Mynkuduk, Akdala, Jalpak [3]. The Mesozoic formations are unconformable with the Paleozoic basement and have various lithologies: alternating sands, clays, silts, gravels, pebbles and limestones. Uranium mineralisation is mainly in roll-front deposits located in several stratigraphic horizons. The uranium, transported in solution under oxidising conditions, was precipitated by various reducing agents.

The Uyük horizon is composed of shallow marine, littoral and deltaic facies. The horizon is divided into two zones: a lower sandy zone (mineralised zone) and an upper silty-clay zone (mineralised zone) and an upper silty-clay zone. The depth of the upper zone is 395 to 525 metres in the southern part of the Suzak depression and 240 to 314 metres in the Tortkuduk area. The lower zone is composed of sands of varying grain sizes (medium and very fine grain) with little clay. The upper zone consists of clays, silts and clayey sands. The boundary between the lower and the upper part is a mixing zone between the upper part corresponds to a mixing zone between the sands of the lower horizon and the clays of the upper horizon. The boundary between the two zones is, therefore, irregular. The total thickness of the Uyük horizon varies between 30 metres in the Tortkuduk area and 80 metres in the deepest part of the Suzak depression.

The Ikansk horizon is divided into two sub-horizons: the lower part is represented by littoral and deltaic facies (medium to very fine-grained sands, well sorted) and the upper part by deltaic facies (coarser, poorly sorted sands with silty lenses). Clays and silts separate these sub-horizons over a thickness of 0.5 to 5 metres. In the Suzak depression, the thickness of the Ikansk horizon varies from 50 to 55 metres, and its depth is between 380 and 550 metres.

The Intymak horizon is characterised by a grey-green to black clay series, possibly mixed with black, Cretaceous volcanic ash. The thickness of the formation varies from 20 to 120 metres.

Petrographic observations and chemical analysis were performed on separated clay fractions of less than two μm . The samples were cleaned, dried, and degreased with acetone for one night. The clays were then separated by ultrasonic treatment of samples followed by ultracentrifugation.

Methods

X-Ray Diffraction (XRD): XRD data were collected with a D8 Bruker diffractometer with Co K α 1 radiation ($\lambda = 1.7902 \text{ \AA}$). Diffractograms of non-oriented powders were obtained to identify non-clay minerals. XRD analysis was also carried out for the air-dried and ethylene glycol (EG) saturated oriented specimens of the $< 2 \mu\text{m}$ fraction.

SEM micrographs were obtained using a Hitachi S-2500 Fevex scanning electron microscope using thin sections. Semi-quantitative chemical analyses were also performed. The separated $< 2 \mu\text{m}$ fraction of each run-sample was also observed to check the nature of newly formed non-clay minerals intimately associated with the coarse-grained phyllosilicates.

TEM image and Energy Dispersive Spectroscopy (EDS-TEM): Micro-chemical analyses of isolated clay particles of the $< 2 \mu\text{m}$ fraction were obtained with an EDAX energy dispersive X-ray analyser attached to a CM20-Philips instrument operating at 200kV equipped with Si-Li detector and Li super ultra-thin windows SUTW. Spectra were collected under nanoprobe mode for 40 s

from an area $\sim 10 \text{ nm}$ in diameter. Elemental composition was calculated assuming the thin film criteria (SMTF program: semi-quantitative metallurgical thin film program) and using k-factors calibrated with independently analysed macroscopic micas, with a maximum error of 5% for each element.

Electron microprobe analysis: The chemical composition of coarse-grained clay particles was obtained using electron microprobe analysis (EMA). Electron microprobe analyses (EMPA) of muscovite, biotite and Fe-chlorite were performed on representative thin sections at SCMEM (Nancy, France). Si, Al, Mg, Fe, Mn, K, V, Ti, Na, and Ca were analysed using a CAMECA SX100 instrument calibrated using natural and synthetic minerals or compounds such as albite (Si, Na), Al_2O_3 (Al), olivine (Mg), hematite (Fe), MnTiO_3 (Mn), Co (Co), NiO (Ni). The analytical conditions were a current of 12 nA, an accelerating voltage of 15 kV and a counting time of 10s. The analyses have a spatial resolution of 1 to 2 microns. Structural formulae were calculated arbitrarily based 12 O per half unit cell, i.e. an $\text{O}_{10}(\text{OH})_2$ base, and considering all iron as trivalent.

Table I. Main features of the studied samples

	Formation	Age	Borehole-Sample	Depth, m	Description
Tortkuduk Nord	Uyuk	Eocene	1722-109	275,7	Brown-greenish clay, compacted in oxidised sand
	Betpakdala	Miocene	1750-2	266,4	Grey-greenish clay homogeneous, compacted
	Intymak	Eocene	1750-9	270,4	Green sandy clay, fine sand, compacted, bivalve
	Intymak	Eocene	1750-12	273,1	Medium sand, pebbles of clays, grey-green
	Intymak	Eocene	1750-14	275,0	Greenish clay, compacted, intercalation medium sand
	Intymak	Eocene	1750-16	276,2	Light greenish clay, compacted, intercalated fine sand
	Uyuk	Eocene	1750-18	278,2	Brown-green clay, sandy
	Uyuk	Eocene	1750-19	278,9	Greenish-black clay, compacted, O.M.
	Uyuk	Eocene	1750-21	279,9	Brownish-black clay, fine-medium sand, intercalation
	Uyuk	Eocene	1750-24	281,8	Grey-greenish clay, fine, sandy
	Uyuk	Eocene	1750-45	304,3	Grey-greenish clay, compacted
	Uyuk	Eocene	1750-48	308,7	Yellow-brown clay, compacted-plastic, Py and O.M
	Uyuk	Eocene	1750-49	311,6	Black clay, oxidised, compacted, much debris
	Uyuk	Eocene	1750-50	314,8	Brownish-black compacted clay
	Uyuk	Eocene	1321-66	308,5	Greyish clay (compact)
Uyuk	Eocene	1321-70	317,1	Yellow clay(compact)	
Betpakdala	Miocene	1319-83	270,3	Grey-greenish sandy clay (compact)	
Muyunkum Central	Uyuk	Eocene	642-2	334	White and green sand and clay; reduced area; medium, mineralised
	Uyuk	Eocene	421-5a, b	390,2	Carbonated sandy dark grey clay with O. M.: reduced; fine
	Intymak	Eocene	996-1	390,6	Dark grey black sand; reduced; medium fine
	Uyuk	Eocene	996-10	450,5	Black clay; reduced zone
	Uyuk	Eocene	998-7a, b	439,7	Dark grey clay, green: oxidised/reduced
Uyuk	Eocene	1427-144	434,0	Grey-greenish clay with O.M. and sulphides	

continuation of Table 1

	Formation	Age	Borehole-Sample	Depth, m	Description
Muyunkum South	Uyuk	Eocene	781-6a-d	420,5	Grey and yellow sand black clay: middle-fine
	Ikansk	Eocene	781-2	392,2	Passage clay and white and green sand; oxidised/reduced
	Ikansk	Eocene	774-1a, b	253,4	White and yellow sand with clay: oxidised; medium fine
	Ikansk	Eocene	761-2	403,6	Dark grey sand with clay; reduced/mineralised; medium fine
	Uyuk	Eocene	768-4a-i	427,2	White sand with dark grey clay and medium, coarse, mineralised

Table 2. Representative analyses of the smectites from the sample 761-2

Sample	Horizon (Field)	Mineral	Si	Al(IV)	Al	Al(VI)	Fe ³⁺	Mg	K	Na	Ca	C.I.
1750-45	Uyuk (TN)	Smectite	3,55	0,45	2,11	1,66	0,32	0,15	0,07	0,00	0,09	0,24
1750-48	Uyuk (TN)	Smectite	3,72	0,28	1,70	1,42	0,42	0,19	0,17	0,00	0,09	0,36
642-2	Uyuk (CM)	Smectite	3,74	0,26	1,72	1,46	0,38	0,20	0,10	0,00	0,11	0,32
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,66	0,34	1,85	1,51	0,39	0,16	0,07	0,00	0,12	0,30
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,71	0,29	1,87	1,58	0,29	0,18	0,04	0,00	0,14	0,32
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,59	0,41	2,14	1,74	0,25	0,09	0,10	0,04	0,07	0,28
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,71	0,29	1,81	1,52	0,40	0,13	0,04	0,00	0,12	0,27
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,75	0,25	1,79	1,54	0,37	0,14	0,06	0,00	0,10	0,26
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,72	0,28	1,81	1,53	0,35	0,18	0,05	0,00	0,10	0,26
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,72	0,28	1,83	1,55	0,36	0,15	0,06	0,00	0,10	0,26
761-2	Ikansk (SM)	Smectite	3,51	0,49	2,25	1,76	0,23	0,10	0,16	0,00	0,07	0,31

Results

Clay mineralogy

Four main clay minerals were identified: smectite, illite, kaolinite and palygorskite. In addition, larger-size detrital phases are mixed with the fine-grained clays but frequently occur in the fine-grained fraction: muscovite and chlorite.

Smectite

Smectite is uniformly presented in all samples from Uyuk formation to the Miocene Betpakdala system in large amounts, smectite being the predominant mineral found in the fine grain fraction (< 2 microns). It constitutes the clay aggregate's main mineral phase and is easily observed either in thin sections or under SEM. This result indicates that smectite is the dominant mineral group in all layers.

TEM images reveal that in most cases, smectite is well crystallised as euhedral plates presenting a sub-hexagonal habitus (Fig. 2 A, B, E). The plates are not randomly distributed but organised geometrically, suggesting crystallisation from a solution

such as those formed during synthesis experiments of smectite [4] or micas [5]. Such growth corresponds to those described as issued from Ostwald ripening. The polygonal euhedral crystals are typical of clays formed from a solution and not resulting from the in situ alteration of a former silicate. They precipitated after the dissolution of Al, Si, and Mg bearing phases, which could be volcanic glass in the present cases.

Within the fine-grain fraction, smectite is generally mixed and associated with palygorskite, as shown by the images from Figure 6 (B, C, D). XRD spectra show that the analysed clay is fully expandable, probably montmorillonite, with a 001 reflection indicating a layer spacing of around 14 Å and swelling after glycolation around 17 Å. Results are almost similar for the 28 samples investigated, meaning that the nature of the smectite is identical, whatever the location and distribution within the different geological formations. The analyses show that the montmorillonite is silica-rich, with relatively low content in Mg and Fe, and the interlayer is dominated by K and Ca.

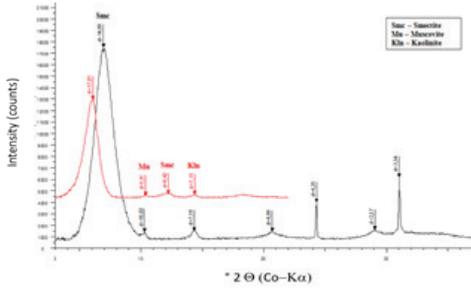


Figure 1. XRD pattern of the clay fraction from a representative South Muyunkum grey sand (sample 761-2)

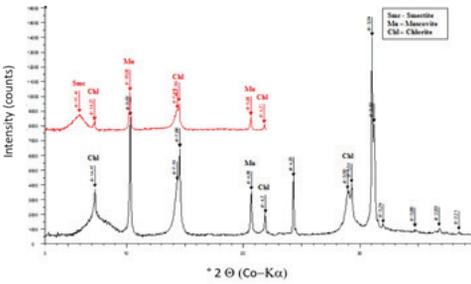


Figure 3. X-ray diffractogram (XRD) of the clay fraction from sample 996-10 dominated by detrital minerals: chlorite and muscovite

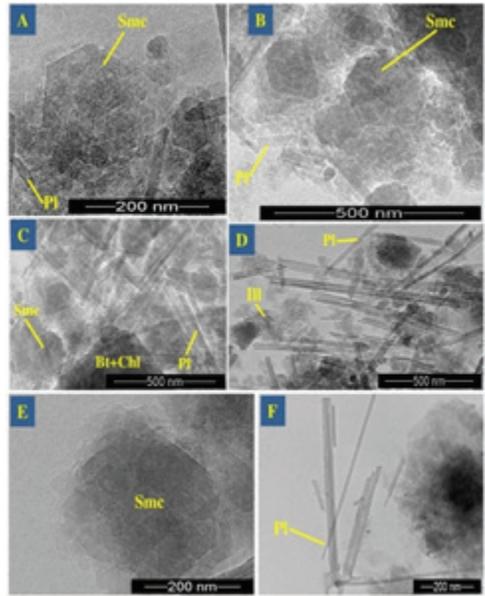


Figure 2. TEM microphotographs show the habitus of smectite with the geometric growth of euhedral crystals as formed by Ostwald ripening (A, B, E) and associated palygorskite (C, D, E). A-D: sample 1750-14; E: 1750-24; F: 421-5a, b

Table 2: Structural formula of detrital muscovite calculated based on 11 oxygens

Sample	Horizon (Field)	Si	Al(IV)	Al	Al(VI)	Fe ³⁺	Mg	K	Na	Ca	C.I.
774-1a,b	Ikansk (SM)	3,20	0,80	2,51	1,71	0,18	0,10	0,91	0,00	0,01	0,93
774-1a,b	Ikansk (SM)	3,24	0,76	2,42	1,66	0,20	0,09	0,85	0,03	0,01	0,89
996-10	Uyuk (CM)	3,06	0,94	2,71	1,78	0,17	0,05	0,99	0,00	0,00	0,99
996-10	Uyuk (CM)	3,10	0,90	2,76	1,86	0,02	0,11	0,84	0,11	0,00	0,95

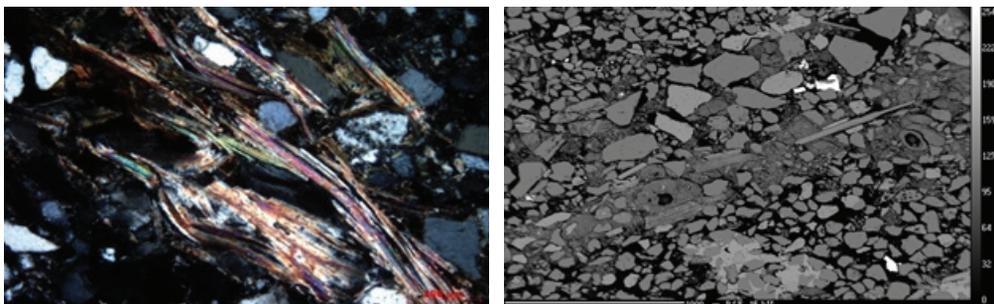


Figure 4. A: Detrital muscovite plates (crossNicholss, optical microscopy); B: backscattered SEM image showing a layer enriched in muscovite and clay in the sandstone. Arg: Clay; Fds: Feldspar; Mu: Muscovite; Py: Pyrite; Qtz: Quartz; U: Uranium phases (coffinite) associated with pyrite

Muscovite, Illite and mixed layered Illite-Smectite

Most sands and clay-rich layers contain muscovite, one of the main constituents of silici-clastic formations. Therefore, although the < 2-micron fraction has been separated, muscovite particles are almost always present.

Depending on their relative abundance, the muscovite particles are identified by a thin 001 reflection indicating the presence of di-octahedral phyllosilicates with a spacing of around 10 Å. It is, therefore, challenging to discriminate well-crystallised illite from small muscovite particles using XRD patterns.

The two main criteria that can be used to differentiate illite and mixed layered illite-smectite from muscovite are the broadening of the 001 reflections on the XRD spectra and the chemical analyses, and structural formulae may reveal a deficiency in the inter-layer site occupancy (Table 3).

In the Uyuk formation, illite was found in Central Muyunkum and Tortkuduk. Within the Ikansk formation, illite is dominated only in South Muyunkum and is partially noticed in the samples of the Tortkuduk. Also, illite is uniformly represented in the Intymak and Betpakdala horizons all along the basin.

Table 3. Structural formulas of illite calculated based on 11 oxygens

Sample	Horizon (Field)	Mineral	Si	Al(IV)	Al	Al(VI)	Fe ³⁺	Mg	K	Na	Ca	C.I.
1321-70	Uyuk (TN)	Illite	3,28	0,72	2,61	1,90	0,05	0,07	0,74	0,00	0,00	0,75
1750-24	Uyuk (TN)	Illite	3,21	0,79	2,52	1,73	0,24	0,06	0,70	0,00	0,02	0,74
421-5 a,b	Uyuk (CM)	Illite	3,39	0,61	2,18	1,57	0,30	0,11	0,70	0,00	0,05	0,80
421-5 a,b	Uyuk (CM)	Illite	3,31	0,69	2,25	1,56	0,23	0,24	0,79	0,00	0,02	0,83
642-2	Uyuk (CM)	Illite	3,43	0,57	2,15	1,59	0,20	0,17	0,84	0,00	0,01	0,86
774-1a,b	Ikansk (SM)	Illite	3,37	0,63	2,37	1,73	0,15	0,11	0,74	0,00	0,01	0,75
774-1a,b	Ikansk (SM)	Illite	3,29	0,71	2,45	1,74	0,18	0,07	0,78	0,00	0,01	0,81
774-1a,b	Ikansk (SM)	Illite	3,12	0,88	2,58	1,70	0,23	0,07	0,89	0,05	0,02	0,97
774-1a,b	Ikansk (SM)	Illite	3,32	0,68	2,34	1,66	0,17	0,17	0,86	0,00	0,00	0,86
996-1	Intymak (CM)	Illite	3,58	0,42	1,97	1,55	0,17	0,26	0,71	0,00	0,01	0,72
996-10	Uyuk (CM)	Illite	3,27	0,73	2,30	1,57	0,33	0,14	0,71	0,00	0,01	0,72
996-10	Uyuk (CM)	Illite	3,12	0,88	2,73	1,85	0,16	0,00	0,78	0,05	0,01	0,86
996-10	Uyuk (CM)	Illite	3,31	0,69	2,30	1,61	0,24	0,11	0,89	0,00	0,01	0,92

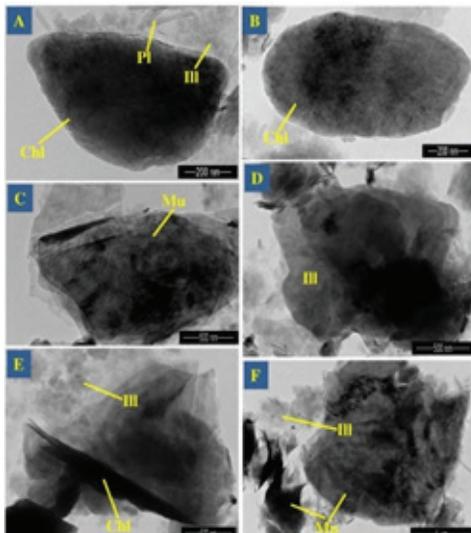


Figure 5. TEM microphotographs show the habitus of muscovite (C, F), illite (D, E) and chlorite (A, B)

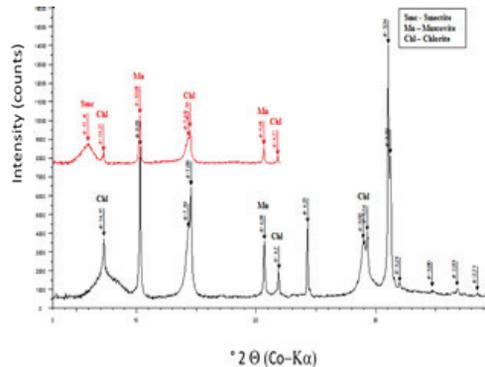
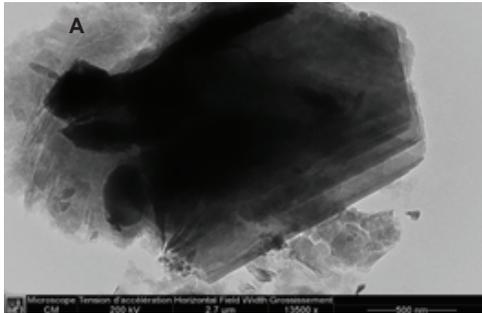


Figure 6. X-ray diffractogram of sample 996-10 from Central Muyunkum showing abundant well-crystallised K-micas (illite, muscovite) in addition to chlorite and smectite illite; a 2-micron fraction, black: air dried; red: glycolated)

Kaolinite

The kaolinite mineral group is much less frequent than smectite, the predominant fine-grain clay, and muscovite (illite) group. Kaolinite is present in small amounts as isolated particles as observed in thin

sections but also under (TEM image, Fig. 7) and identified only in detectable amounts by XRD in a few samples. In the Tortkuduk field, it is noticed in the Intymak formation, whereas in the Central part of Muyunkum, kaolinite is present in both Uyuk and Intymak horizons.



B	Element	Wt%
	O	47.62
	Na	0.00
	Mg	0.02
	Al	22.15
	Si	25.54
	K	0.40
	Ca	0.28
	Fe	3.98
	Total	100,00

Figure 7. A: TEM image of kaolinite in sample 1321-70.; B: Chemical composition of kaolinite (TEM EDS analysis)

Halloysite

Halloysite is a mineral close to kaolinite in composition and structure which is characterised by its no platy habitus contrarily to kaolinite. It is rather difficult to distinguish from kaolinite by XRD as both minerals are in low amounts in the samples, and the main determination comes from TEM investigations. Images show rolled sheets

containing only Al and Si in relative proportion typical of 7Å aluminosilicates of the kaolinite-halloysite group (Fig. 7).

The structural formulae are close to that expected for Halloysite: $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5\text{OH}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ with some deficit in Al compensated by iron and a slight excess in measured silica; $\text{Al}_{1,88-1,91}\text{Fe}_{0,03-0,05}\text{Si}_{2,02-2,08}\text{O}_5\text{OH}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

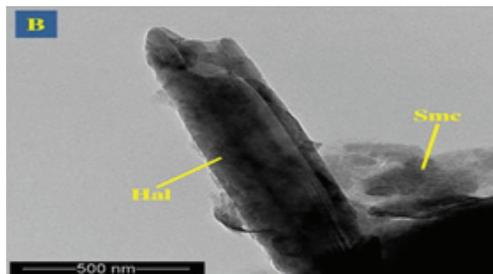
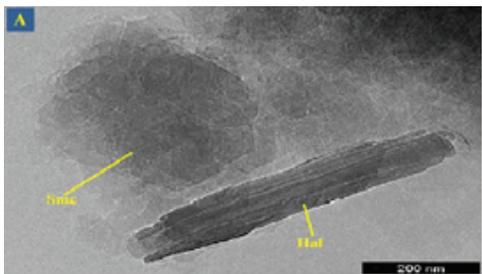


Figure 8. Habitus of halloysite in samples 1750-24 in A and 1750-24 in B (TEM image)

Palygorskite

Palygorskite is widely represented in the Tortkuduk field and selectively in other fields. If in Tortkuduk, the presence of palygorskite is almost omnipresent, then in Central and South Muyunkum, it is represented only in Intymak and Ikansk formations, respectively. It is generally intimately associated with smectite and identified by its typical reflections indicating a spacing of 10, 41 (43) Å on

XRD spectra (Fig. 8). TEM images show that palygorskite forms long fibres, generally 500 nm and up to a few microns, with a width of around 50 ± 20 nm. It is tubular as chrysotile (Fig. 9).

Palygorskite $(\text{Mg}, \text{Al}, \text{vac})_2(\text{Si}_{4-x}, \text{Al}_x)_4\text{O}_{10}(\text{OH})_4 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ is also characterised by its relatively high magnesium content (Table 4). The mean calculated structural formulas of analysed palygorskite are the following: $(\text{Mg}_{0,86}\text{Al}_{0,94}\text{vac}_{0,2})_2(\text{Si}_{4,05}\text{O}_{10}(\text{OH})_4 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$.

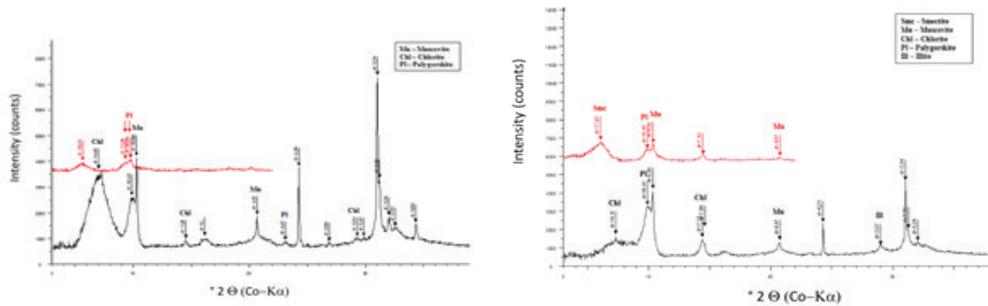


Figure 9. A: X-ray diffractogram of the samples 774-1a, b, and 1750-14. Palygorskite, like most other clays, is accompanied by smectites

Table 4. Structural formulae of palygorskite (sample 774-1)

Sample	Horizon (Field)	Mineral	Si	Al(IV)	Al	Al(VI)	Fe ³⁺	Mg	K	Na	Ca	C.I.
774-1a,b	Ikansk (SM)	Palygorskite	4,00	0,00	0,98	0,98	0,19	0,69	0,06	0,00	0,03	0,11
1750-2	Betpakdala (TN)	Palygorskite	3,89	0,11	1,35	1,24	0,18	0,38	0,01	0,00	0,04	0,09
1750-14	Ikansk (TN)	Palygorskite	3,79	0,21	1,25	1,03	0,29	0,52	0,17	0,00	0,05	0,26

Chlorite

“Chlorite” grains are mixtures of several minerals and could derive from the hydrothermal alteration of Fe-Mg-rich minerals such as biotite. The supergene alteration could have affected them during weathering and transport to the sediments. Therefore, an extensive range of compositions is obtained from chlorite to mixtures with K-rich inherited material (altered biotite, mixing with illite etc.). As well as smectite and muscovite, chlorite is represented all along the studied horizons within the basin scale.

Crystal-chemical features of the analysed clays

The structural formula of the analysed clayey particles from 28 samples

from the three fields (17 samples from Tortkuduk, 6 from Central Muyunkum and 5 from Southern Muyunkum) was considered. The data were obtained using TEM and Electron Microprobe analysis.

Figure x provides the main locations of reference minerals in a series of crystal-chemical diagrams showing the main di- and tri-octahedral clays. Structural formulas of the studied minerals for the diagrammatic interpretation were calculated concerning the oxygen 11 for di-octahedral clays and arbitrarily for the others to compare the whole populations. The main objective was to identify the main distribution of analytical data and composite particles, as clays are intimately associated. Microprobe and TEM data were used but presented in two different figures.

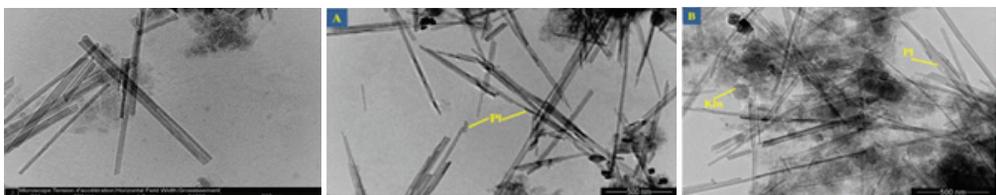


Figure 10. A: TEM microphotographs showing the habitus of palygorskite on the example of samples 774 and 1750-24

The diagram, silica vs interlayer charge (I.C. = Na⁺+2Ca²⁺+K⁺) diagram (Fig. 12A) shows a significant part of the analysed clays distributed in two populations: the smectite-I/S-illite-muscovite trend in the field of di-octahedral clays and a second trend between the chlorite and biotite-vermiculite crystal-chemical

domains (when recalculated based on 11O). Thus, Fe-Mg phases are characterised by lower Si content than di-octahedral series and plot below the line delimiting the field of di-octahedral and tri-octahedral clays.

Fig. 12B show the two main crystal-chemical envelopes for large grains of detrital micas and altered (chloritized) biotite. Micas

are close to the muscovite end-member except for a few points characterised by a lower interlayer charge. Most muscovites are well preserved in the sands.

The biotite-chlorite assemblages display a large chemical envelope due to unachieved alteration of the biotites, which includes both chlorites, as shown by XRD and TEM but also probably tri-octahedral smectites.

Diagram 4-Si – Al (IV)

Most data plot within the smectite group field and between high-charge montmorillonite and high-charge beidellite end-members. A few data correspond to low-charge beidellite, and some composite particles fall between biotite and chlorite fields. A similar distribution is issued from the EMA analysis (Fig. 13). Both diagrams indicate that high-charge smectites dominate most geological horizons.

The K-Ca diagram (Fig. 14) discriminates K-rich di-octahedral micas such as muscovite and illite and the smectites characterised by

low charge (around 0,33) and an interlayer occupancy by K, Ca (or Na).

Clays analysed by Electrom Microprobe are mostly smectites: the diagram shows they have a mixed interlayer, dominated by K and Ca. Na is not presented and considered as it is only in minor amounts. Clays analysed by TEM cover a larger range of compositions and include a few illite and muscovite particles. The interlayer of the smectites is similar when analysed by both techniques.

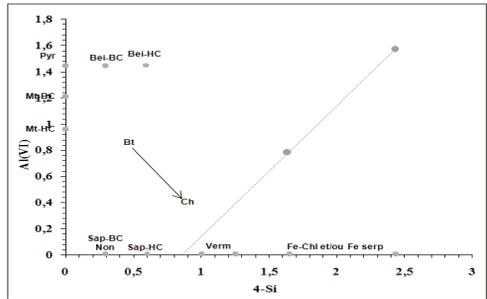
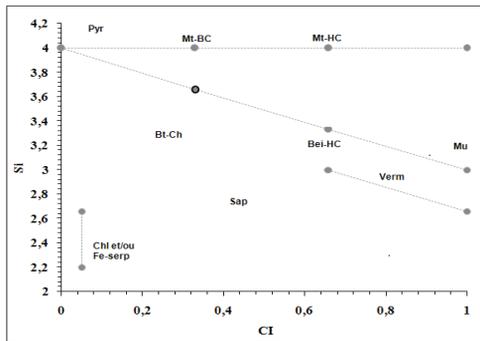


Figure 11. Diagrammatic of the crystal chemistry of clay minerals: Sm: Smectite; Bei: beidellite; Chl: chlorite; Mt: Montmorillonite, Mu: muscovite; Non: Nontronite; Pyr: Pyrophyllite; Sap: Saponite; Verm: Vermiculite, BC: low charge; HC: high charge; Al (VI) = AlTot-Al (IV) with Al (IV) = 4 - Si; Interlayer charge CI = Na + K + 2 Ca

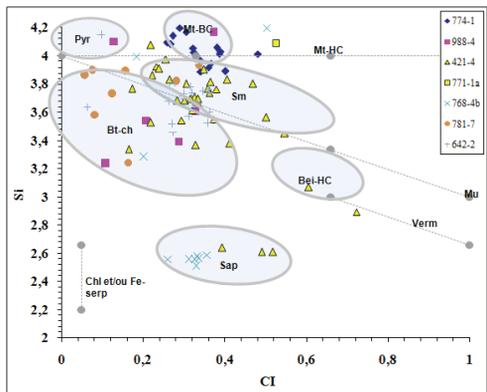
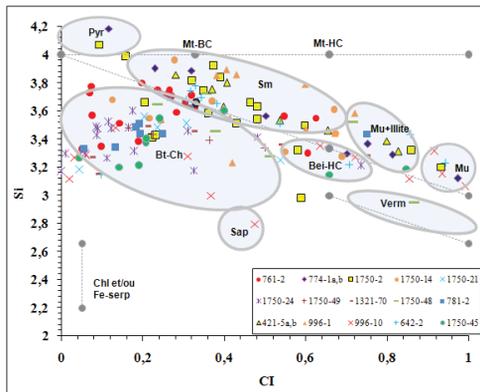


Figure 12. Si-interlayer charge diagram applied to TEM (A) and EMA analysis (B)

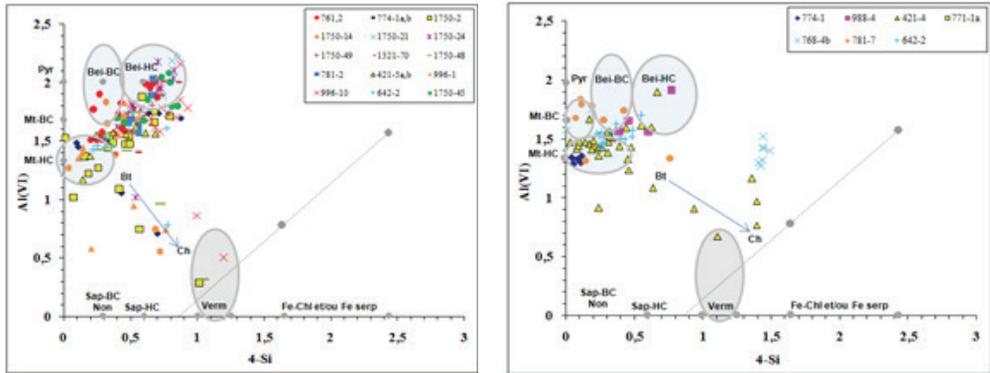


Figure 13. Diagram 4-Si –Al(IV) applied to A: TEM analyses and B: EMA analyses of clay particles

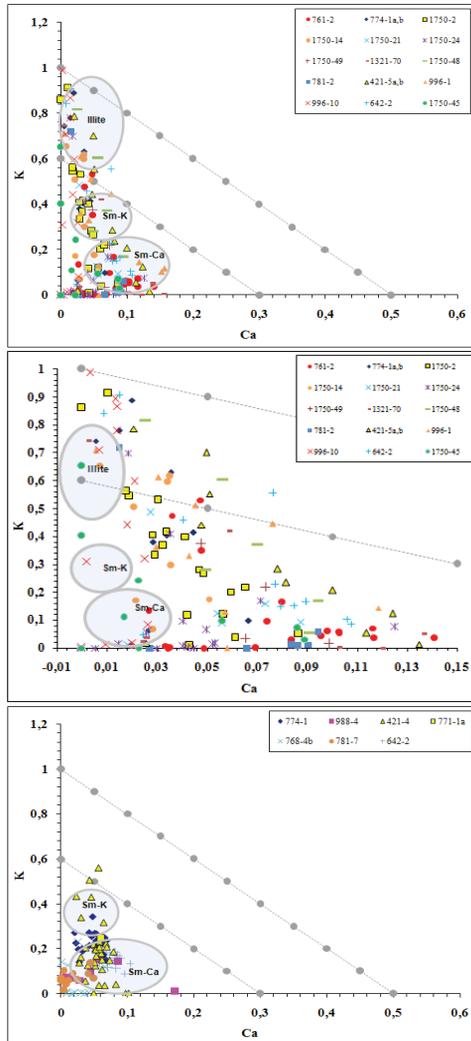


Figure 14. Ca – K diagram applied to data series obtained by TEM and microprobe analyses A: dioctahedral particles analysed by TEM; B: Enlarged part of Figure A; C: clay fraction analysed by EMA

Discussion

Samples from all localities and formations layers have a fine-grain clay fraction dominated by clays from the smectite group. Smectite composition falls in between high-charge montmorillonite and high-charge beidellite. The clay fraction also contains illite and particles of the chlorite-biotite group, besides the coarse grain fraction dominated by muscovite. Palygorskite was found in a significant number of samples in minor amounts detectable with TEM observations, but in some samples, palygorskite was detectable amounts with XRD. It is generally associated with smectite. In the Uyk and Ikansk formations, other minerals such as halloysite, natrolite and albite were found, although in Betpakdala and Uyk-Kyzylshy horizons, such minerals were not identified.

The association between smectite and palygorskite has been mentioned in a significant number of continental basins, generally characterised by:

- Alternated periods of dry and warm/humid periods, e.g. a marked seasonality, which could correspond to a subtropical climate;
- Alteration of volcanic glass, which facilitated the formation of clays from the solution enriched in alkalis, from Si and Al released during glass dissolution.

The formation of newly formed euhedral crystals of smectite is not so common. It may indicate a slow process of crystallisation from a solution oversaturated with respect to smectite, e.g. a solution saturated at less with respect to quartz and probably with amorphous silica, with a ratio, cation/H⁺, sufficiently high to be out of the stability field of Al hydroxides and kaolinite (e.g. a pH enough high or a relatively high cation activity) but below the cation ratio favouring

the formation of albite, analcime or natrolite. The fact that some traces of these minerals have been found in the smectite may indicate that locally the conditions were close to the smectite/Na-silicates boundary. Palygorskite may indicate that locally high Mg and Si content are reached in the interstitial fluids, maybe during dry periods.

It is difficult to determine whether smectite and palygorskite are synchronous and issued from the same process and element source, precipitated both or not from solutions or if they can result from authigenesis within the deposited sediment. This question has been frequently debated in the 1990s [6, 7]. Thus, some authors consider that palygorskite results from direct saturation of the fluid with respect to palygorskite [8]. Still, others think the mineral results from the replacement of another clay, such as smectite [9].

The main question in the case of the Muyumkum area is to determine whether newly formed clays have been developed in situ in the sediments during sedimentation or transported along short distances from a lacustrine site, for instance. In all cases, the assemblage tends to indicate the formation of authigenic clays but in relation to surface paleoconditions and not in connection with the shallow burial of the sediments.

Such conditions are frequently reached in laterally extensive lakes formed after rainfall or swamp.

Some examples are listed below:

- Palygorskite, in palaeosols from the Miocene Xiacaowan Formation of Jiangsu and Anhui Provinces: Long et al. [10] describe the occurrence of palygorskite (5 millions tons) and smectite as alteration products of basalts during the continental alteration of tertiary basalts near Nanjing (Jiangsu province, China) during a period of subtropical alteration;

- Tertiary continental basins in Spain, where sandstones and clay formations alternate, host Mg-rich clays, palygorskite, tri-octahedral smectite and sepiolite. These clays are considered authigenic and occur together, with illite and quartz being the only detrital phases. For the Madrid basin, Daams and Van de Meulen [11] and Pozo and Casas [12] proposed that these clays formed under arid to semiarid climatic conditions based on fossils and mineralogical assemblages;

- The occurrence of Mg-smectite, associated with minor sepiolite and palygorskite, has also been described in marine

basins fed by clays formed in a lacustrine environment [13]. Notably, phosphate generally accompanies palygorskite and has also been found in great abundance, for instance, in sample 998-2. Jamoussi et al. [14] have also described and discussed the occurrence of palygorskite in Tunisia and consider that it results from the transformation of previous silicates (smectites) which comes from close lacustrine type basin or playa-lake and accumulate in sediments during flooding episodes. The dissolution of the last smectite could result in palygorskite precipitation, but this implies the loss of K and Al through a process of dissolution-precipitation in the presence of interstitial fluids enriched in magnesium and silica;

- In some basins, palygorskite is accompanied by smectite but in close association with dolocretes, as Colson et al. [15] proposed for the formation of Danian formations in the Provence basin. This critical difference between the last case and the Kazakh basin, is the lack of calcretes or dolocretes. Clays formed, in the Provence basin, at the top of limestone reliefs, not from volcanites, and probably within a flood plain with a slope and relief different from the Kazakh paleorelief.

Conclusions

Newly formed smectite and palygorskite and their association are good proxies of a subtropical climate alternating dry and warm/humid seasons during the late Cretaceous during the formation of the Chu-Syrasu basin. These clays may result partly from the alteration of volcanic rocks (glass) rather than from the alteration of the plagioclase of plutonic rocks. The association of fine grain clays, smectite and fibres (palygorskite) and the occurrence locally of grains of albite, and natrolite, indicate they formed from water, slightly alkaline, and enriched in silica and magnesium. Besides, muscovite as coarse grain particles, illite and chloritized biotites attest to a second source compatible with the coarse grain microcline and quartz, which can derive from granites.

Source rocks could be, therefore, acid plutonic series (peraluminous granites probably) releasing coarse-grained detrital phyllosilicates (muscovite and biotite-chlorite) and volcanic series, altered into newly-formed clays (smectite and palygorskite). It can be noticed that the preservation

of euhedral newly-formed smectite is in favour of low temperature during early shallow burial as no evidence of significant mixed layering is detected. The K-Ca interlayer may attest to exchanges with the aquifer waters as the interlayer is expected to be more Na-rich in a playa lake or lacustrine environment.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This work was conducted within the framework of A. Munara's PhD thesis financed by a Bolashak grant (Ministry of Science and Education from Kazakhstan) and financial support from CREGU and Areva. J. Ghambaja is warmly thanked for his contribution to the TEM studies of clays.

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. All authors made equal contribution to preparation of this work starting

from sample preparation completing with revising.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Работа выполнена в рамках докторской диссертации А. Мунара, финансируемой за счет гранта программы «Болашак» (Министерство науки и образования Республики Казахстан) и при финансовой поддержке CREGU и Areva. Дж. Гамбаджа выражает глубокую благодарность за его вклад в исследования глин с помощью ПЭМ.

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). В подготовке данной работы, начиная от пробоподготовки и заканчивая редактированием, все авторы принимали равное участие.

REFERENCES

1. Bliachova SM, et al. *Paleontological and stratigraphic studies of Cretaceous, Paleogene and Neogene sediments of Chu-Sarysu depression, Report for the Meso-Cenozoic Part, 1972–75 yy.* Kokshetau: Geoinform; 1976. (In Russ).
2. Bliachova SM, Shakhverdov VA. *The partition and correlation of the Paleocene and Eocene of Chu-Sarysu depression.* Moscow: Soviet geology, №2; 1984. (In Russ).
3. Shakhverdov VN. Metallogeny of uranium of Paleogene deposits of Chu-Sarysu province. Thesis St-Petersbourg, Vsegey. 1988;24:315–317.
4. Mosser-Ruck R, Cathelineau M, Baronnet A, Trouiller A. Hydrothermal reactivity of K-smectite at 300°C and 100 bar: dissolution-crystallisation process and non-expandable dehydrated smectite formation. *Clay Min., Mineral Soc.* 1999;34(2):275–290.
5. Baronnet A, Amouric M, Chabot B. Mécanismes de croissance, polytypisme et polymorphisme de la muscovite hydroxyl synthétique. *J. Cryst. Growth.* 1976;32:37–59.
6. Jones BF. Clay mineral diagenesis in lacustrine sediments. *U.S. Geol. Surv. Bull.* 1986;1578:291–300.
7. Torres-Ruiz J, López-Galindo A, González-López JM, Delgado A. Geochemistry of Spanish sepiolite-palygorskite deposits: Genetic considerations based on trace elements and isotopes. *Chem. Geol.* 1994;112:221–245.
8. Tazaki K, Fyfe WS, Tsuji M, Katayama K. TEM observation of the smectite-to-palygorskite transition in deep Pacific sediments. *Appl. Clay Sci.* 1987;2:223–240.
9. Long DGF, McDonald AM, Facheng Y, Houjei L, et al. Palygorskite, in paleosols from the Miocene Xiacaowan Formation of Jiangsu and Anhui Provinces. *P.R. China. Sed. Geol.* 1997;112: 3–4, 281–295.
10. Daams R, van der Meulen A. Paleoenvironmental and paleoclimatic interpretation of micromammal faunal succession in the Upper Oligocene and Miocene of North Central Spain. *Paleobiol. Cont.* 1984;14:241–257.

11. Pozo M, Casas J. Origin of kerolite and associated magnesium clays in palustrine-lacustrine environments. The Esquivias deposit (Neogene Madrid Basin, Spain). *Clay Min.* 1999;34:395–418.

12. Cavalcante F, Belviso C, Bentivenga M, et al. Occurrence of palygorskite and sepiolite in upper Paleocene–middle Eocene marine deep sediments of the Lagonegro Basin (Southern Apennines—Italy): Paleoenvironmental and provenance inferences. *Sed. Geol.* 2011;233, 1–4, 1 42–52.

13. Jamoussi J, Ben Aboud A, López-Galindo A. Palygorskite genesis through silicate transformation in Tunisia continental Eocene deposits. *Clay Min.* 2018; 38, 2:187–199.

14. Colson J, Cojan I, Thiry M. A hydrological model for palygorskite formation in the Danian continental facies of the Provence Basin (France). *Clay Min.* 1998;33:333–347.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Мунара Аскар**

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

Кателино Мишель

e-mail: michel.cathelineau@univ-lorraine.fr.

Карпантье Седрик

e-mail: cedric.carpentier@univ-lorraine.fr.

Абылай Надир

e-mail: abylay.nadir@gmail.com.

AUTHORS' INFO

***Askar Munara**

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

Michel Cathelineau

e-mail: michel.cathelineau@univ-lorraine.fr.

Cedric Carpentier

e-mail: cedric.carpentier@univ-lorraine.fr.

Nadir Abylay

e-mail: abylay.nadir@gmail.com.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

ӨОЖ 544.6.018.47-03: 622.245.422.4

ҒТАХР 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>

Қабылданды: 16.01.2023.

Мақұлданды: 10.02.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Тампонаж материалдарының соққыға төзімділігін зерттеу

А.А. Қабдушев¹, Ф.А. Ағзамов², Б.Ж. Манапбаев¹,
Д.Н. Деликешева³, Д.Р. Қорғасбеков³

¹ М.Х. Дулати атындағы Тараз өңірлік университеті, Тараз қаласы, Қазақстан

² Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті, Уфа қаласы, Ресей

³ Сәтбаев университеті, Алматы қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Пайдалану бағанасын цементтеу ұңғымаларды аяқтаудың маңызды кезеңі болып табылады. Бұл өз кезегінде ұңғымалардың ұзақ қызмет етуін қамтамасыз ететін тампонаж ерітінділерінің рецептурасын дұрыс таңдауды талап етеді.

Мақсат. Бұл мақалада ұңғыманы әр кезеңде цементтеу сапасына әсер ететін негізгі факторларға талдау жүргізіліп, ұңғыманың түп маңы аймағындағы тампонаж материалдарының соққыға төзімділігі егжей-тегжейлі қарастырылады.

Материалдар мен тәсілдер. Тампонаж материалдарының соққыға төзімділігін соққы тұтқырлығының шамасы бойынша бағалау әдістемесі сипатталған.

Нәтижелер. Цемент тасының меншікті соққы тұтқырлығын арттыру үшін қолданылатын шырмалаушы тампонаж ерітінділерімен осы әдіс негізінде жүргізілген зерттеу жұмыстарының нәтижелері келтірілген.

Қорытынды. Эксперименттік зерттеулер 0,25 және 0,5% концентрацияда полипропилен талшықтары мен құрылыс микро шырмалаушы талшықтарының тиімділігін көрсетті.

Негізгі сөздер: ұңғыма, цементтеу, тампонаждық цемент ерітіндісі, меншікті соққылау, ұңғының түп-маңы, тампонаж тасы, полипропилен, фибра, копер.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қабдушев А.А., Ағзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Деликешева Д.Н., Қорғасбеков Д.Р. Тампонаж материалдарының соққыға төзімділігін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 1, 36–46 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>.

UDC 544.6.018.47-03: 622.245.422.4

CSCSTI 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>

Received: 16.01.2023.

Accepted: 10.02.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Investigation of impact resistance of grouting materials

Arman A. Kabdushev¹, Farit A. Agzamov², Bauyrzhan Zh. Manapbayev¹,
Dinara N. Delikesheva³, Darkhan R. Korgasbekov³

¹ *Dulaty University, Taraz, Kazakhstan*

² *Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

³ *Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

ABSTRACT

Background: Cementing of the production column is an important stage of well completion, which in turn requires the correct selection of the formulation of grouting solutions that ensure the durability of well operation.

Aim: In this article, the analysis of the main factors affecting the quality of well cementing at each stage is carried out, and the impact resistance of grouting materials in the bottom-hole zone of the well is considered in detail.

Materials and methods: The method of assessing the impact resistance of grouting materials by the magnitude of impact strength is described.

Results: The results of research work carried out on the basis of this method with reinforced grouting solutions used to increase the specific impact strength of cement stone are presented.

Conclusion: Experimental studies have shown the effectiveness of polypropylene fiber and building micro-reinforcing fibers at concentrations of 0.25 and 0.5%.

Keywords: *well, cementing, cement slurry, own punch, bottomhole zone, set cement, polypropylene, fibra, coper.*

To cite this article:

Kabdushev AA, Agzamov FA, Manapbayev BZ, Delikesheva DN, Korgasbekov DR. Investigation of impact resistance of grouting materials. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):36–46.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>.

УДК 52.47.15

МРНТИ 52.47.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>

Получена: 16.01.2023.

Одобрена: 10.02.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Исследование ударопрочности тампонажных материалов

А.А. Кабдушев¹, Ф.А. Агзамов², Б.Ж. Манапбаев¹,

Д.Н. Деликешева³, Д.Р. Коргасбеков³

¹ Таразский региональный университет им. М.Х. Дулати, г. Тараз, Казахстан

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

³ Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Цементирование эксплуатационной колонны является важным этапом заканчивания скважин, что в свою очередь требует правильного подбора рецептуры тампонажных растворов, обеспечивающих долговечность эксплуатации скважин.

Цель. В данной статье проведен анализ основных факторов, влияющих на качество цементирования скважины на каждом её этапе, и подробно рассмотрена ударопрочность тампонажных материалов в призабойной зоне скважины.

Методы. Описана методика оценки ударопрочности тампонажных материалов по величине ударной вязкости.

Результаты. Приведены результаты исследовательских работ, проведенных на основе этого метода с армированными тампонажными растворами, применяемыми для повышения удельной ударной вязкости цементного камня.

Заключение. Экспериментальные исследования показали эффективность полипропиленовой фибры и строительных микроармирующих волокон при концентрациях 0,25 и 0,5%.

Ключевые слова: скважина, цементирование, тампонажный раствор, удельный удар, призабойная зона, тампонажный камень, полипропилен, фибра, копер.

Как цитировать:

Кабдушев А.А., Агзамов Ф.А., Манапбаев Б.Ж., Деликешева Д.Н., Коргасбеков Д.Р. Исследование ударопрочности тампонажных материалов // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 1. С. 36–46. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108633>.

Кіріспе

Цементтеу процесі мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау үрдісінде маңызды роль атқарады. Өйткені сапалы цементтеу бұрғылау жұмыстарын жалғастыруға, яғни келесі шегендеу тізбегін орнату аралығын қазуға мүмкіндік береді. Ал, ұңғыманы аяқтау кезіндегі, яғни пайдалану тізбегін цементтеу процесі, сапалы цементтеудің маңыздылығы одан әрі арта түседі. Себебі пайдалану құбыры ұңғыма мен өнімді қабатты байланыстыратын маңызды түйін, және ұңғыманың пайдалану ұзақтылығы мен дебитіне тікелей әсерін тигізеді [1]. Ал, өнімді қабат аймағын сапасыз цементтеу ұңғымалардың өздігінен бітелуінен бастап тұщы су қабаттарының ластануына, немесе күрделі апаттарға алып келуі мүмкін [2].

Жалпы ұңғыманы цементтеудің 3 кезеңі бар, олар:

- 1) ұңғыманы цементтеу алдындағы дайындық кезеңі;
- 2) ұңғыманы цементтеу кезеңі;
- 3) цементтеу аяқталғаннан кейінгі кезең.

Әр кезеңнің өзіне тән цементтеу сапасына әсер етуші факторлары бар. Бұл факторлар 1940 жылдан бастап анықталған және осы факторларды жоюға бағытталған әдістер ұсыныла бастаған. Осы әр кезеңдегі факторларға тоқталсақ, мысалы ұңғыманы цементтеуге дайындау кезеңінде шегендеу тізбегінің дұрыс жабдықталуынан бөлек, ұңғыманың ішінде шегендеу тізбегінің дұрыс орыналасуы мен сақиналы кеңістіктегі бұрғылау ерітіндісінің толығымен ығыстырылып, алмасуы ұңғыманың цементтелу сапасына тікелей әсер етеді [3, 4]. Шегендеу тізбегі шынайы ұңғымаларда центрден ығысқан күйде, бір қабырғаға жанасып орналасады да бұрғылау ерітіндісі қалып қалған, яғни цемент ерітіндісі ене алмайтын аймақтар түзеді. Бірақ бұл мәселе серпімді немесе қатты центраторлар арқылы шешіледі [5, 6]. Жалпы жуу сұйықтарын сақиналы кеңістіктен ығыстырудың тиімділігі ұңғыманың профиліне, ұңғыманың және шегендеу құбырларының диаметріне, сақиналы кеңістіктегі сұйықтардың реологиялық қасиеттері мен тығыздықтарының қатынастарына, ығыстыру режиміне және жоғарда айтылғандай шегендеу тізбегінің ұңғымада орналасуына тәуелді болып келеді [4, 6].

Бұрғылау ерітінділерінің реологиялық қасиеттері цемент ерітіндісімен, немесе буфер ерітіндісімен араласқан кезде физика-химиялық процесстердің әсерінен

тұтқырлығы жоғары қоспалар түзілуі ықтимал. Сол себептен, сақиналы кеңістіктегі гидродинамикалық қысым жоғарылайды, әрі қарай ол қабаттың гидравликалық жарылысқа ұшырауына алып келеді [4]. Көптеген ғалымдар бастапқыда тек турбулентті режимде бұрғылау ерітіндісінің 98% шығаруға болады деп дәлелдеген, дегенмен турбулентті режимді қамтамасыз ету үшін қажетті ерітінділердің үлкен жылдамдығы тағы да гидравликалық жарылысқа алып келуі ықтимал болғадықтан, Кларк ламинарлық режимде бұрғылау ерітіндісінің 90% сақиналы кеңістіктен шығаруға болатындығын дәлелдеді.

Ұңғыманы цементтеу кезінде тампонаждық материалдардың негізгі технологиялық қасиеттері ерекше орын алады, яғни седиментациялық орнықтылықтың жоғары болуы, фильтрацияның төмен көрсеткіші, тығындау ерітіндісінен судың бөлінуі, тығындау ерітіндісінің қозғалғыштығы, ерітіндінің қатуы кезеңінде ұңғымаға ағындардың енуіне ерітіндінің кедергісі, цемент тасының өткізкіштігінің төмен болуы, цемент ерітіндісінің басылуы [3]. Технологиялық қасиеттердің барлығы зертханалық зерттеулер мен өндірістік жағдайдағы сынақтар өткізу барысында реттеледі.

Ұңғыманы цементтеуден кейінгі кезеңде, әдетте, акустикалық каротаж цементтің қату кезеңі аяқталғаннан кейін бірден жүзеге асырылады және цементтеу сапасы туралы мәлімдеме береді. Бірақ, ұңғыманы цементтеуден кейін төменде келтірілген аяқтау жұмыстары жүргізіледі:

- кері клапанының саңылаусыздығын анықтау мақсатында атмосфералық қысымға дейін төмендету [6];
- ұңғымаларды цементтеу сапасын тексеру (акустикалық каротаж, термометрия, радиоактивті каротаж) [6];
- шегендеу тізбегінің саңылаусыздығын гидравликалық әдіспен сынау [6].

Автор өз жұмысында [1] цементтеу сапасын бағалаудың соңғы нәтижесін анықтау мақсатында перфорация алдында акустикалық каротаж өткізуді ұсынады. Өйткені, ұңғыманы оқшаулау потенциалы жоғарыда аталған барлық жүктемелерге төтеп беруі керек және ұңғымаларды пайдалану кезеңінде ғана емес, сонымен қатар осы кезең аяқталғаннан кейін де өзінің тұтастығын сақтауы тиіс.

Ұңғымаларды оқшаулауды зерттеу әдістерінің бірі гидравликалық сынау болып табылады.

Артық қысымда саңылаусыздықты тексеру кезінде жағымсыз салдардың бірі – ішкі қысымның артуы арқылы тізбектің кеңеюі, бұл радиалды және тангенциалды жарықтардың пайда болуымен қатар, цемент тасының ұңғы элементтерімен жанасу орындарында микро-саңылаулардың пайда болуына әкеледі (1 сурет).

Акустикалық каротаж арқылы анықталатын негізгі ақаулар:

– бағанның артында цемент тастың болмауы;

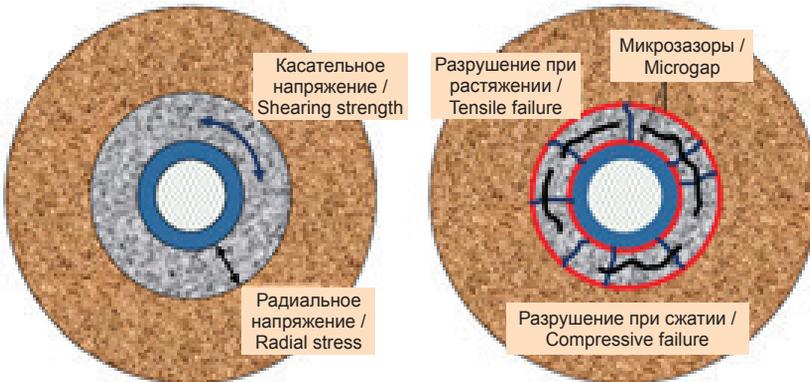
– арналардың пайда болуы: цемент тасының ішінде, шегендеу тізбегі мен цемент тасының арасында, цемент тасы мен тау жыныстарының арасында;

– шегендеу тізбегінің артындағы нашар байланыс;

– микро-саңылаулар;

– цемент тасының механикалық бұзылуы;

– цемент тасының химиялық бұзылуы.



Сурет 1. Шегендеу тізбегін саңылаусыздыққа сынаудан кейінгі цемент тасының бойындағы пайда болатын жарықшақтар мен микро-саңылаулар

Figure 1. Cracks and microcracks occurring along the cement stone after the casing leakage test

1. Бағанның артында цемент тасының болмауының негізгі себептері-тампонаж ерітіндісінің жеткіліксіз мөлшері, буферлік сұйықтықтың шамадан тыс көп мөлшерін айдау, бұрғылау ерітіндісінің толықтай алмаспауы. Көптеген бұрғылаудағы мұнайшылар цементтеуді аяқтағанынан кейін (сорғыларды өшіргеннен кейін) тампонаждық ерітіндісінің деңгейі төмендеп, сақина кеңістігінде төмен түсетінін атап өтеді. Осы кезде ұңғыманың жоғарғы бөлігінде ерітінді жоқ жерлеріне атмосфералық қысым және ұңғымаға қабат сұйықтықтарының ену мүмкіндігі бар. Цемент ерітіндісінің деңгейінің төмендеуі сіңіру аймақтарының болуына байланысты болуы мүмкін. Бұл мәселені жою үшін көптеген бұрғылаушылар кері цементтеу әдісіне жүгінеді.

2. Арналардың пайда болу себептері: арналар цемент тасының ішінде, шегендеу тізбегі мен цемент тасының арасында, цемент тасы мен тау жыныстарының арасында болуы мүмкін:

– физикалық әсерлер, яғни ағын режимі (турбуленттік, немесе құрылымдық);

– физика-химиялық әсерлер;

– шегендеу тізбегін түсіргеннен кейін цементтеу алдында ұңғыманы жеткіліксіз жуу;

– шегендеу тізбегінің және оның бойындағы жабдықтардың сапасы төмен.

3. Цемент тасының механикалық бұзылуына әкелетін цемент ерітіндісінің нашар қасиеттері (саздың, су негізіндегі полимерлердің әсері), цементтеу алдында ұңғыманы жуу, діріл-қозғалыстары және перфорация айтарлықтай кері әсер етеді.

4. Цемент тасының химиялық ыдырауы – ең жаңа тампонаж ерітінділері мен одан пайда болған тастарда өте сирек кездеседі.

Бұл ақауларды анықтайтын негізгі әдістер-каротаждың әртүрлі түрлері:

– термометриялық каротаж;

– радиоактивті каротаж;

– акустикалық каротаж (акустикалық, ультра акустикалық және аралас каротаж).

Цементтеу жұмыстары аяқталған соң ұңғыманы игеру барысында, немесе кейін ұңғыманы пайдалану кезінде, шегендеу

тізбегі мен цемент тасына статикалық және динамикалық күштер әсер етеді [3].

Динамикалық күштерге жоғарыда айтылғандай артық қысым жағдайында периодты түрде сынақтан өткізу, перфорация (кумулятивті) кезіндегі импульстік күштің әсері, гидравликалық жарылыс жасау технологиясын, және қабатты немесе ұңғыманың түп маңы аймағын қышқылмен өңдеу технологиясын қолдану, және осы аталған технологияларды қолданып болған соң, ұңғыманы игерудегі, яғни мұнайдың ағысын ұңғымаға шақыру кезінде температураның күрт өзгеруі, күрделі жұмыстар жүргізуде және ұңғыманы тереңдету немесе қапталды бұрғылау кезіндегі шегендеу тізбегінің бойындағы жергілікті соққы жүктемелері жатады [7].

Мысалы:

- перфорация кезінде шегендеу құбырлар тізбегіне 100 МПа-ға дейінгі қысым берілуі мүмкін [8, 9];

- ұңғымаға күрделі жөндеу жұмыстарын жүргізу кезінде 20–30 МПа [10];

- артық қысым жағдайында периодты түрде сынақтан өткізуде 10–20 МПа дейінгі қысым берілуі мүмкін [11].

Статикалық және динамикалық әсерлерге қарсы тұрып, ұңғыманың саңылаусыз оқшаулануын қамтамасыз ету тақырыбына арналған жұмыста [3] ғалымдар төмендегі талаптардың орныдалуы ұңғыманы аяқтау мен пайдалану кезеңдерінде ерекше маңызды деп санайды:

- статикалық және циклдық өзгеруші температураға орнықтылығы;

- цемент тасының иілуге және сығылуға беріктілігі жоғары болуы керек;

- цемент тасының керілуге жоғары;

- цемент тасының шегендеу құбырымен немесе тау жынысымен адгезиясы.

Жалпы алғанда, жоғарыда келтірілген факторларды саралап келіп, ұңғыманы аяқтауда да және кейінгі пайдалану кезеңінде де цемент тасының беріктілігі, соққыға төзімділігі өте маңызды болып келетіні анықталды.

Жоғарыда келтірілген талаптарды орындауда көптеген әдістер ұсынылуда, бірақ солардың ішінде фибрамен шырмалап күшейтілген тампонаж ерітінділерінен алынған тастардың беріктіліктерін арттырудың тиімділігі көрсетіліп келеді. 1995–2015 жылдар арасындағы зерттеулерде

полипропилендік фибраның тиімділігі дәлелденген [12].

Материалдар

Зерттеу жұмыстарын жүргізуде мына қоспалар қолданылды:

- ПЦТ-1-G – Портландцемент;

- ВСМ – микро деңгейдегі шырмаушы фибра талшықтары бар құрылыс материалы (волокну строительное микроармирующее);

- РД-ЦТ (КМД) «Цементные технологии» жауапкершілігі шектелген серіктестік компаниясы шығаратын ұлғайғыш қоспа;

- CaCl_2 – кальция стеаратымен өңделген кальций хлор;

- NaCl – натрий хлор;

- фибра ПП – полипропилендік талшықтар;

- FLOSS – субергіштікті төмендеткіш;

- НТФ – цемент ерітіндісінің қатуын ұзартушы қоспа.

Бұл “AP09058636 – Дифференциалдық қасиеттері бар тампонаждық ерітінділерді жасау” (қаржыландыру көзі Қазақстан Республикасының Ғылым және жоғары білім министрлігі болып табылатын) жобасы негізінде орындалып жатқан жұмыстан үзінді болып саналады. Тампонаж тасының соққыға төзімділігін зерттеу үшін келесі рецептуралар зерттелді. Нәтижелері 1 және 2 кестелерде және 4–6 суреттерде келтірілген.

Рецептура 1 (әрі қарай – Таза цемент) құрамында қоспа жоқ.

Рецептура 2. Су-цемент қатынасы $\text{C}/\text{Ц} = 0,7$, CaCl_2 – 2,5% қоспасы, FLOSS – 0,3% субергіштікті төмендеткіші, РД-ЦТ (КМД) – 5% көлеміндегі ұлғаюшы қоспасы және (ПП – 3 мм) 0,25% арматуралаушы фибрасы бар – ПЦТ-1-G негізіндегі тығындау ерітіндісі.

Рецептура 3. Су-цемент қатынасы $\text{C}/\text{Ц} = 0,44$, НТФ – 0,05% қоспасы, FLOSS – 0,3% субергіштікті төмендеткіші, РД-ЦТ (КМД) – 5% көлеміндегі ұлғаюшы қоспасы және (ПП – 3 мм) 0,25% шырмаушы фибрасы бар – ПЦТ-1-G негізіндегі тығындау ерітіндісі.

Рецептура 4. Су-цемент қатынасы $\text{C}/\text{Ц} = 0,44$, НТФ – 0,09% қоспасы, FLOSS – 0,3% субергіштікті төмендеткіші, РД-ЦТ (КМД) – 5% көлеміндегі ұлғаюшы қоспасы

¹ КМД – кешенді модификацияланған қоспа (орысша «комплексно-модифицированная добавка»)

және (ПП – 3 мм) 0,25% арматуралаушы шырмаушы фибрасы бар – ПЦТ-1-G негізіндегі тығындау ерітіндісі

Қосымша ВСМ-0,5% + ПЦТ-1-G цемент негізіндегі тығындау ерітіндісі қарастырылды.

Зерттеу әдістемесі

Цемент тасының соққыларға қарсы тұру шыдамдылығының қарапайым сипаттамасы ретінде қандайда бір формаға келтірілген цемент тасының үлгісін бұзуға қажетті, энергия мөлшері бірдей, соққылардың саны бола алады. Көптеген әдістердің ішінде, меншікті соққылау тұтқырлығы шамасы бойынша материалдардың соққыға төзімділігін бағалау әдісі кеңінен таралған [6, 13]. Соққылау тұтқырлығы деген термин соққылаудан болатын жүктеменің әсерінен бұзылу немесе деформациялану процесінде материалдың, яғни біздің жағдайда цемент тасының механикалық энергияны сіңіру мүмкіндігін білдіреді.

Тампонаж тасының үлгілерін сынақтан өткізуге арналған тік динамикалық қада (копер) жүзеге асырылды (2 сурет). Тік динамикалық қада материалдардың соққыға төзімділігін бақылаудың негізгі әдістерінің бірі ретінде тампонаждық материалдың бұзылуы кезіндегі меншікті соққылау тұтқырлығы анықталды [6, 13].

Сынаудың мәні куб пішінді тампонаждық тастың стандартты үлгісі бұзылғанға дейін қабылданған тұрақты биіктіктен массасы белгілі жүкті кезекпен еркін тастауға негізделген. Меншікті соққы тұтқырлығы (A , Дж/см³) үлгінің бұзылуына шығындалған жалпы потенциалдық энергияны тампонаждық тастың көлеміне бөлу арқылы анықталды. Динамикалық қададағы соққылаушы ұштықтың массасы мен сынақтан өтетін тампонаждық тастың көлемінің тұрақты болуы материалдарды соққыға төзімділік бойынша салыстыруға мүмкіндік береді. Бұл жұмысты орындау кезінде сынақтар динамикалық қадада орындалды, және эксперименттік мәліметтерді дәлірек алу үшін үш үлгіден сыналды (3 сурет) [14].

Зертханалық зерттеу жұмыстарының нәтижелері

Зерттеу жұмыстарын жүргізу барысында нәтижелерді салыстыру үшін базалық көрсеткіш ретінде таза цемент ерітіндісі қабылданды. Қалған рецепту-



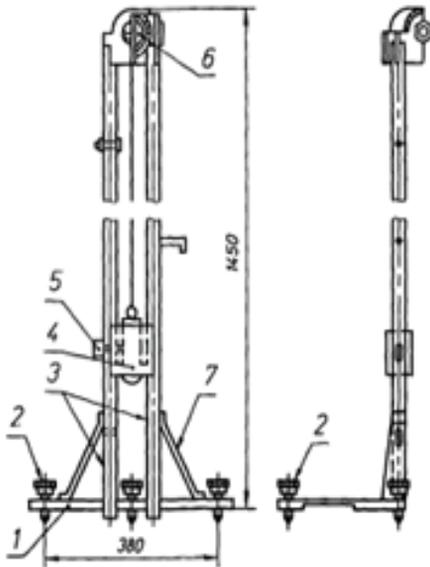
Сурет 2. Тампонаж тасының үлгілерін сынақтан өткізуге арналған тік динамикалық қада (копер) [14]

Figure 2. Vertical dynamic pile (derrick) to test plugging stone samples

ралардың барлығы тампонаждық ерітінділердің технологиялық қасиеттерінің барлығына API (spec. 10, 2012) стандарты мен ГОСТ 1581-96 бойынша да зерттелді. Тампонаждық тастың үлгілерін сынақтан өткізуге арналған тік динамикалық қада арқылы жүргізіліп, ГОСТ 30353-95. (Полы. Метод испытания на стойкость к ударным воздействиям) бойынша нәтижелері талданып, есептелді.

Зертханалық зерттеу жұмыстарының нәтижелері

Зерттеу жұмыстарын жүргізу барысында нәтижелерді салыстыру үшін базалық көрсеткіш ретінде таза цемент ерітіндісі қабылданды. Қалған рецепту-ралардың барлығы тампонаждық ерітінділердің технологиялық қасиеттерінің барлығына API (spec. 10, 2012) стандарты мен ГОСТ 1581-96 бойынша да зерттелді. Тампонаждық тастың үлгілерін сынақтан өткізуге арналған тік динамикалық қада арқылы жүргізіліп, ГОСТ 30353-95. (Полы. Метод испытания на стойкость к ударным воздействиям) бойынша нәтижелері талданып, есептелді.



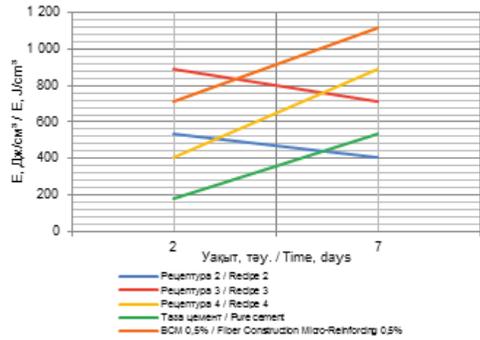
Сурет 3. Еденнің соққыға төзімділігін сынауға арналған қада (копер) [14]
Figure 3. Pile (derrick) to test the impact resistance of the floor

1 – жүктің өтуіне арналған ойығы бар алаң; 2 – реттеу бұрандалары; 3 – тік бағыттаушы; 4 – бүйірлік ойықтары мен ұрғышы бар жүк; 5 – таратылатын түйреуіштер; 6 – бағыттаушы ролик; 7 – тіректер

2 рецептураның көрсеткіші таза цемент ерітіндісімен салыстырғанда 2 тәулікте 1 рецептураның 7 тәуліктегі көрсеткішімен бірдей. Дегенмен, 1 рецептураның яғни қоспасыз таза цемент ерітіндісінен тұратын тығындау ерітіндісімен салыстырғанда 2 рецептураның көрсеткіші 7 тәуліктегімен салыстырғанда төмендегені байқалады. Дәлірек алағанда, 178,77-дан 536,30 Дж/см³ дейін көбейсе, 2-ші рецептураның көрсеткіші 536,30-дан 402,22-ге төмендеді. Жалпы алғанда ең жақсы көрсеткіш ВСМ 0,5%-те алынды. Одан кейінгі жақсы көрсеткіш 2 рецептураға тиесілі.

Қорытындылар

1. Эксперименттердің нәтижелері бойынша шырмаушы қоспа цемент тасының соққыға төзімділігі мен серпімділігін арттыратынын, сондай-ақ соққы жүктемелері кезінде тастың тұтас тығын сақтайтынын көрсетті. Демек, шырмаланған цементтің сынғыштығын төмендетудің перспективті шешімдерінің бірі болып табылады.



Сурет 4. Тампонач тасының үлгілерін 2 тәуліктегі және 7 тәуліктегі сынақтан өткізудегі нәтижелер
Figure 4. Test results of grouting stone samples for 2 and 7 days



Сурет 5. Құрамында шырмаушы күшейткіш қоспасы жоқ цемент тасының соққылау әдісі арқылы зерттеу нәтижесі
Figure 5. Result of an impact study on cement stone that does not contain an ivy enhancer additive



Сурет 6. Құрамында шырмаушы күшейткіш қоспасы бар цемент тасының соққылау әдісі арқылы зерттеу нәтижесі
Figure 6. Result of an impact study on cement stone that contains an ivy enhancer additive

2. ВСМ-0,5% қолданылғанда тығындау ерітіндісі басқа рецептуралармен алыстырғанда жақсы көрсеткіштерге ие болды. Дегенмен, өндірістік жағдайда 0,5% шырмаланған тампонач ерітінділерін сақиналы кеңістікке жеткізу көп қиындықтар туғызады.

3. Рецепттура 2 салысытармалы түрде төмен көрсеткішке ие болды.

4. Егер осы қорытындыдағы 2 пункттегі пайымдаманы ескеретін болсақ, Рецепттура 3 пен 4 салыстырмалы түрде жоғары көрсеткіштерге ие болды, өйткені

бұл рецептураларда не бары 0,25% фибра қолданылады.

5. Полипропилендік фибралар це-

мент тасының соққыларға қарсы тұру қасиетінің зерттеуде тиімділігін көрсетті.

Кесте 1. Зерттеулердің нәтижелері
Table 1. Findings

Құрамы	Ерітіндіні қалыпқа құю	Қалыптардан босату	Сынау	Е, орташа мән, Дж/см ³ ,	Е, квадраттық ауытқу, Дж/см ³ ,
Таза цемент. 2 тәулік	-	-	-	178,77	184,27
Таза цемент –7 тәулік	-	-	-	536,30	268,15
ВСМ 0,5%. 2 тәулік	-	-	-	715,06	513,46
ВСМ 0,5%. 7 тәулік	-	-	-	1 117,28	741,12
Рецепт 2. 3 тәулік	14.10	15.10	17.10	536,30	268,15
Рецепт 4. 3 тәулік	14.10	15.10	17.10	715,06	513,46
Рецепт 2. 2 тәулік	17.10	18.10	19.10	536,30	232,22
Рецепт 3. 2 тәулік	17.10	18.10	19.10	893,83	368,53
Рецепт 4. 2 тәулік	17.10	18.10	19.10	402,22	589,52
Рецепт 2. 7 тәулік	19.10	20.10	26.10	402,22	232,22
Рецепт 3. 7 тәулік	20.10	21.10	27.10	715,06	513,46
Рецепт 4. 7 тәулік	19.10	20.10	26.10	893,83	446,91

Кесте 2. Зерттеулердің нәтижелері
Table 2. Findings

Көрсеткіштер	Қоспасыз		Рецептура 2		Рецептура 3		Рецептура 4		ВСМ 0,5%	
Уақыт, тәу.	2	7	2	7	2	7	2	7	2	7
Е, Дж/см ³	178,77	536,30	536,30	402,22	893,83	715,06	402,22	893,83	715,06	1117,28

ҚОСЫМША

Қаржыландыру көзі. Мақала ИРН АР09058636 "Дифференциалды қасиеттері бар тампонаждық ерітінділерді жасау" жобасы аясында дайындалған. Жобаны қаржыландыру көзі – Қазақстан Республикасының Ғылым және жоғары білім министрлігі болып табылады.

Мүдделер қақтығысы. Авторлар осы мақаланы жариялауға байланысты айқын және ықтимал мүдделер қақтығысының жоқтығын жариялайды.

Авторлардың қосқан үлесі. Барлық авторлар өздерінің авторлығының ICMJE халықаралық критерийлеріне сәйкестігін растайды (барлық авторлар тұжырымдаманы әзірлеуге, зерттеу жүргізуге және мақаланы дайындауға айтарлықтай үлес қосты, жарияланғанға дейін соңғы нұсқасын оқып, мақұлдады). Ең үлкен үлес келесідей бөлінді: Қабдушев А.А., Манапбаев Б.Ж. – зерттеу тұжырымдамасы, оны жүргізу және қолжазбаны редакциялау; Агзамов Ф.А. – тампонаждық материалдардың соққыға төзімділігін соққы тұтқырлығының шамасы бойынша бағалау әдістемесі; Деликешева Д.Н., Қорғасбеков Д.Р. – зерттеу деректерін жинау, талдау, түсіндіру.

ADDITIONAL INFORMATION

Source of funding. The article was prepared within the framework of the IRN project АР09058636 «Development of cement slurries with differential properties». The source of funding for the project is the Ministry of Science and Higher Education of the Republic of Kazakhstan.

Conflict of interest. The authors declare the absence of obvious and potential conflicts of interest related to the publication of this article.

Contribution of the authors. All authors confirm that their authorship meets the international ICMJE criteria (all authors have made a significant contribution to the development of the concept, research and preparation of the article, read and approved the final version before publication). The greatest contribution is distributed as follows: Armsn A. Kabdushev, Bauyrzhan Zh. Manapbayev B. – the concept of the study, its conduct and editing of the manuscript; Farit A. Agzamor – methodology for assessing the impact resistance of grouting materials by the magnitude of impact strength; Dinara N. Delikesheva, Darkhan R. Korgasbekov –

collection, analysis, interpretation of research data.

ӘДБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Cheng XW, Khorami M, Shi Y, et al. A new approach to improve mechanical properties and durability of low-density oil well cement composite reinforced by cellulose fibres in microstructural scale. *Construction and Building Materials*. 2018;177:499–510. doi:10.1016/j.conbuildmat.2018.05.134.
2. Kiran R, Teodoriu C, Dadmohammadi Y, et al. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017;45:511–526. doi:10.1016/j.jngse.2017.05.009.
3. Чернышев С.Е., Кармаенков М.С. Самовосстанавливающиеся тампонажные материалы для обеспечения долговечности крепи скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 6(342). С.40–45. doi:10.33285/0130-3872-2021-6(342)-40-46.
4. Агзамов Ф.А., Кабдушев А.А. Особенности вытеснения бурового раствора в кольцевом пространстве при цементировании современных технологии в нефтегазовом деле // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018» в 2-х томах; Март 30, 2018; Уфа. Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35453717>.
5. Кожевников Е.В., Николаев Н.И., Розенцвет А.В., Лырчиков А.А. Опорно-центрирующая оснастка обсадных колонн для крепления боковых стволов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 16, С.54–60. doi: 10.15593/2224-9923/2015.16.6.
6. Bonett A, Pafitis D. Getting to the root of gas migration. *Oil field Review*. 1996;5:37.
7. Гнибидин В.Н. Результаты исследований в области предотвращения потери герметичности затрубного пространства скважин в результате воздействия статических и динамических нагрузок. Булатовские чтения. 2017. Т. 3, С. 55–59.
8. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И. Применение щелевой гидрокоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. Санкт-Петербург: Недра, 2005. 179 с.
9. Chernyshov SE, Galkin SV, Krisin NI, et al. Efficiency improvement of abrasive jet perforation. SPE Annual Caspian Technical Conf. & Exhibition; 2015 Nov 4–6; Baku, Azerbaijan. doi: 10.2118/177375-MS.
10. Агзамов Ф.А., Самсыкин А.Ф., Губайдуллин И.М., и др. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины с применением метода конечных элементов // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9, № 4. С. 18–24.
11. Рябоконт С.А., Новохатский Д.Ф. Влияние опрессовки обсадных колонн на качество цементирования скважин // Нефтяное хозяйство. 2003. № 9. С. 41–43.
12. Ahmed A, Gajbhiye R, Elkhatatny S, Rahman MK. Enhancing the Cement Quality Using Polypropylene Fibers. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference; 2018 June 25; Port of Spain, Trinidad and Tobago. Paper Number: SPE-191189-MS.
13. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Ишбаев Р.Р., Латыпов Т.Р. Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности // Бурение и нефть. 2015. № 9. С. 38.
14. ГОСТ 30353-95. Полы. Метод испытания на стойкость к ударным воздействиям.

REFERENCES

1. Cheng XW, Khorami M, Shi Y, et al. A new approach to improve mechanical properties and durability of low-density oil well cement composite reinforced by cellulose fibres in microstructural scale. *Construction and Building Materials*. 2018;177:499–510. doi:10.1016/j.conbuildmat.2018.05.134.
2. Kiran R, Teodoriu C, Dadmohammadi Y, et al. Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017;45:511–526. doi:10.1016/j.jngse.2017.05.009.

3. Chernyshev SE, Karmaenkov MS. Self-healing grouting materials to ensure the durability of well lining. *Construction of oil and gas wells on land and at sea* (In Russ). 2021;6(342):40–45. doi:10.33285/0130-3872-2021-6(342)-40-46.
4. Agzamov FA, Kabdushev AA. Peculiarities of displacement of drilling fluid in the annular space during cementing modern technologies in oil and gas business. Proceedings of the international scientific and technical conference "Modern technologies in the oil and gas business – 2018" in 2 volumes; March 30 2018; Ufa. Available from: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35453717>. (In Russ).
5. Kozhevnikov EV, Nikolaev NI, Rozentsvet AV, Lyrchikov AA. Entering equipment for casing columns in sidetrack cementing. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*. 2015;16:54–60. doi: 10.15593/2224-9923/2015.16.6.
6. Bonett A, Pafitis D. Getting to the root of gas migration. *Oil field Review*. 1996;5:37.
7. Gribidin VN. The results of the research in the field of loss prevention the tightness of the annulus of the wells in the result static and dynamic loads. *Bulatov read*. 2017;2:55–59.
8. Salikhov RG, Krapivina TN, Krisin NI. *The use of slotted hydrosandblast perforation in the secondary opening of productive formations*. Saint-Petersburg: Nerda; 2005. P. 179 (In Russ).
9. Chernyshov SE, Galkin SV, Krisin NI, et al. Efficiency improvement of abrasive jet perforation. SPE Annual Caspian Technical Conf. & Exhibition; 2015 Nov 4–6; Baku, Azerbaijan. doi: 10.2118/177375-MS.
10. Agzamov FA, Samsykin AF, Gubaydullin IM, et al. Modeling of dynamic influences on well fixing with finite elements method. *Petroleum Engineering*. 2011;9(4): 18–24.
11. Ryabokon SA, Novokhatsky DF. Drive pipe pressure testing influence on quality of wells casing. *Oil Industry Journal*. 2003;9: 41–43.
12. Ahmed A, Gajbhiye R, Elkatatny S, Rahman MK. Enhancing the Cement Quality Using Polypropylene Fibers. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference; 2018 June 25; Port of Spain, Trinidad and Tobago. Paper Number: SPE-191189-MS.
13. Ishbaev GG, Dil'miev MR, Ishbaev RR, Latypov TR. Development of grouting materials with high impact strength. *Burenie I neft*. 2015;9:38. (In Russ).
14. GOST 30353-95. Floors. Impact resistance test method.

АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ***Қабдушев Арман Арстанғалиевич**PhD, e-mail: arman-kz@mail.ru.**Ағзамов Фарит Акрамович**e-mail: faritag@yandex.ru.**Манапбаев Бауыржан Жарқынбекович**

канд. техн. наук,

e-mail: jiboj@mail.ru.**Деликешева Динара Насипуловна**e-mail: delikeshewa@mail.ru.**Қорғасбеков Дархан Рахметоллаевич**e-mail: daha_korg@mail.ru.**AUTHORS' INFO*****Arman A. Kabdushev**PhD, e-mail: arman-kz@mail.ru.**Farit A. Akramov**e-mail: faritag@yandex.ru.**Bauyrzhan Zh. Manapbayev**

Cand. Sc. (Engineering),

e-mail: jiboj@mail.ru.**Dinara N. Delikeshewa**e-mail: delikeshewa@mail.ru.**Darkhan R. Korgasbekov**e-mail: daha_korg@mail.ru.

*Корреспондент автор/Corresponding Author

УДК 622.276.64

МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>

Получена: 23.11.2022.

Одобрена: 13.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефтеотдачи трассерными исследованиями SWCTT и PITT

Ю.А. Келлер, А.А. Усков

Инжиниринговый центр ООО «Сиам Мастер», г. Томск, Россия

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В России, как и в мире в целом, растёт число нефтяных месторождений, находящихся на последней стадии разработки и характеризующихся высоким показателем обводнённости добываемой продукции. Для продления срока их рентабельной эксплуатации требуется переход от классического заводнения к применению химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), что подразумевает предварительную оценку их потенциальной эффективности.

Цель. Подбор и оценка химических композиций, тестирование на керновых материалах с последующей рекомендацией эффективных составов.

Материалы и методы. В статье приводится описание технологий SWCTT и PITT (Partitioning Inter-Well Tracer Test), а также дается оценка места этих технологий в цепочке реализации химических МУН от лабораторных экспериментов до коммерческой реализации. Метод SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) был разработан в 1970-х гг. как средство для оценки остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне скважины после применения методов увеличения нефти. Этот метод базируется на использовании разделяющегося нефтерастворимого индикатора, который в призабойной зоне скважины образует вторичный неразделяющийся водорастворимый индикатор благодаря процессу гидролиза. Оценка остаточной нефтенасыщенности осуществляется по задержке во времени прихода нефтерастворимого и водорастворимого индикаторов.

Результаты. В результате выполнения пилотного проекта получен опыт реализации технологии SWCTT для оценки эффективности ПАВ-заводнения на добывающей нефтяной скважине одного из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа.

Заключение. Оценка и эффективность технологии с подобранными составами с использованием моделирования и применением альтернативных трассерных методов SWCTT/PITT доказана промысловыми испытаниями.

Ключевые слова: полимерное заводнение, химические методы увеличения нефтеотдачи, оценка эффективности МУН, SWCTT, PITT.

Как цитировать:

Келлер Ю.А., Усков А.А. Методы оценки эффективности химических методов увеличения нефти трассерными исследованиями SWCTT и PITT // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 47–56. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>.

UDC 622.276.64

CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>

Received: 23.11.2022.

Accepted: 13.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

The methods for evaluating the efficiency of EOR by SWCTT & PITT tracer tests

Yuriy A. Keller, Alexander A. Uskov

Engineering Center, Siam Master LLC, Tomsk, Russia

ABSTRACT

Background: In Russia, as well as in the whole world, the number of oil fields that at the last stage of development and characterized by a high water cut of the production is growing. In order to extend the period of their cost-effective operation, a transition from classical waterflooding to the use of chemical methods to enhanced oil recovery (hereinafter - EOR) is required, which implies a preliminary assessment of their potential effectiveness.

Aim: To select and evaluate chemical compositions, test on core materials with subsequent recommendation of effective compositions.

Materials and methods: This paper reviews a description of the SWCTT and PITT and evaluation is made of the place of these technologies in the chain of implementation of EOR from laboratory experiments to commercial implementation. The SWCTT method was developed in the 1970s to measure residual oil saturation in the near-wellbore zone after the application of oil enhancement methods. This method is based on the use of partitioning oil-soluble tracer, which forms a secondary non-separable water-soluble traces in the near-wellbore zone due to the hydrolysis process. Evaluation of residual oil saturation is carried out by the time delay in the arrival of the oil and water partitioning tracers.

Results: As a result of the pilot project, experience was gained in implementing SWCTT technology to evaluate the effectiveness of surfactant flooding at a producing oil well in one of the fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region.

Conclusion: The evaluation and effectiveness of the technology with the selected formulations using simulation and the use of alternative SWCTT/PITT tracer methods has been proven by field tests.

Keywords: *polymer flooding, chemical methods of enhanced oil recovery, evaluation of EOR efficiency, SWCTT, PITT.*

To cite this article:

Keller YA, Uskov AA. The methods for evaluating the efficiency of EOR by SWCTT & PITT tracer tests. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):47–56. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>.

ӨЖ 622.276.64

ҒТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>

Қабылданды: 23.11.2022.

Мақұлданды: 13.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпұнса зерттеу

SWCTT және PITT трассерлік зерттеулерімен мұнай беруді арттырудың химиялық әдістерінің тиімділігін бағалау әдістері

Ю.А. Келлер, А.А. Усков

«Сиам Мастер» ЖШҚ Инжинирингтік орталық, Томск қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Ресейде, жалпы әлемдегі сияқты, игерудің соңғы сатысында тұрған және өндірілетін өнімнің сулануының жоғары көрсеткішімен сипатталатын мұнай кен орындарының саны өсуде. Олардың тиімді қызмет ету мерзімін ұзарту үшін классикалық су тасқынынан мұнай өндіруді арттырудың химиялық әдістерін қолдануға көшу қажет, бұл олардың әлеуетті тиімділігін алдын ала бағалауды білдіреді.

Мақсаты. Химиялық композицияларды таңдау және бағалау, кейіннен тиімді құрамдарды ұсына отырып, кен материалдарында тестілеу.

Материалдар мен әдістер. Мақалада SWCTT и PITT (Partitioning Inter-Well Tracer Test) технологияларының сипаттамасы келтірілген, сонымен қатар зертханалық тәжірибелерден бастап коммерциялық іске асыруға дейінгі химиялық МБАӨ тізбегіндегі осы технологиялардың орны бағаланады. SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) әдісі 1970 жылдары мұнайды ұлғайту әдістерін қолданғаннан кейін ұңғыманың төменгі аймағында қалдық мұнайдың қанықтылығын бағалау құралы ретінде жасалды. Бұл әдіс гидролиз процесінің арқасында ұңғыманың төменгі аймағында екінші бөлінбейтін суда еритін индикаторды құрайтын бөлінетін мұнайда еритін индикаторды қолдануға негізделген. Мұнайдың қалдық қанықтылығын бағалау мұнайда еритін және суда еритін индикаторлардың келу уақытының кешігуі бойынша жүзеге асырылады.

Нәтижелері. Пилоттық жобаны орындау нәтижесінде Ханты-Мансийск автономиялық округінің кен орындарының бірінің өндіруші мұнай ұңғымасында ББЗ-сулану тиімділігін бағалау үшін SWCTT/PITT технологиясын іске асыру тәжірибесі алынды.

Қорытынды. Модельдеуді қолдана отырып және SWCTT/PITT альтернативті трассерлік әдістерін қолдана отырып, таңдалған құрамдармен технологияны бағалау және тиімділігі кәсіпшілік сынақтармен дәлелденген.

Негізгі сөздер: полимерлі суландыру, мұнай беруді арттырудың химиялық әдістері, МБАӨ тиімділігін бағалау, SWCTT, PITT.

Дәйексөз келтіру үшін:

Келлер Ю.А., Усков А.А. SWCTT және PITT трассерлік зерттеулерімен мұнай беруді арттырудың химиялық әдістерінің тиімділігін бағалау әдістері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1. 47–56 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108627>.

Введение

Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 г. предполагает совершенствование технологий добычи нефти, в т.ч. и современных химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – ХМУН), для увеличения коэффициента извлечения нефти¹. Перед нефтяной промышленностью ставится задача не только разработки новых технологий ХМУН, но и обеспечения оценки эффективности методов на стадии пилотного проекта для снижения экономических рисков на этапе их промышленного тиражирования. Такой перспективной технологией является технология Single Well Chemical Tracer Test (далее – SWCTT).

Теоретические основы метода

Данная технология показала свою эффективность в оценке остаточной нефтенасыщенности после применения МУН [1]. Практическая реализация технологии была осуществлена в 1971 г. Г.А. Динном [2] и быстро получила свое промышленное применение, в первую очередь, на территории США.

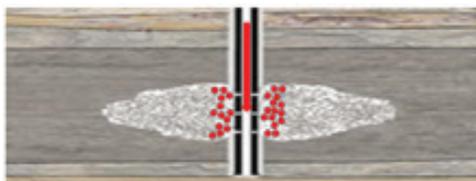
Полный цикл внедрения ХМУН на месторождении может занимать от 5 до 10 лет. Одними из важных этапов в реализации проекта являются подбор химических композиций и тестирование на керновых образцах с последующей рекомендацией эффективных составов к проектированию заводнения на месторождении. Следующим необходимым этапом является проведение промысловых испытаний подобранных химических составов на месторождении с дальнейшей оценкой эффективности мероприятий посредством моделирования, анализа дополнительной добычи нефти, а также альтернативных трассерных технологий (SWCTT, Partitioning Interwell Tracer Test (далее – PITT)). По итогам доказанного эффекта от ХМУН принимается решение о переходе на масштабное заводнение месторождений.

Суть SWCTT сводится к закачке в скважину нефтерастворимого разделяющего индикатора (далее – НИИ) с последующей продавкой на глубину 2–6 м в призабойную зону пласта (далее – ПЗП). Во время технологического отстоя скважины в результате химической реакции гидролиза в ПЗП образуется водорастворимый неразделяющийся индикатор

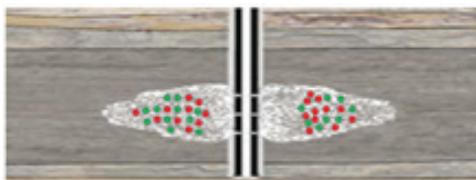
(далее – ВНИ). После того как исследуемая скважина запущена в работу и произведен отбор проб на содержание в них индикаторов, по времени задержки между приходом НИИ и ВНИ определяется остаточная нефтенасыщенность пласта [3]. Необходимо отметить, что при оценке остаточной нефтенасыщенности делается предположение о плоскорадиальной фильтрации флюида в районе призабойной зоны исследуемой скважины. Если по каким-либо причинам это условие нарушается, в величине оценки остаточной нефтенасыщенности появляется неопределенность.

Схематично принцип действия технологии показан на рис. 1.

Ввод разделяющего индикатора (**этилацетат**)
Entering separating tracer (**ethyl acetate**)



Образование **этанол** в процессе гидролиза
Ethanol formation during hydrolysis



Вынос **этилацетата** и **этанола** при запуске скважины / Ethyl acetate and ethanol export during launch of the well

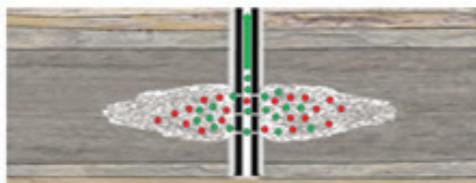


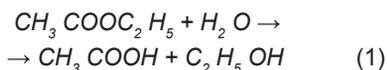
Рисунок 1. Принцип действия технологии SWCTT

Figure 1. The mechanism of SWCTT technology

¹ Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 г.

№ 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 г.».

Опыт применения данной технологии показал, что наиболее часто в качестве НРИ применяется этиловый эфир уксусной кислоты $\text{CH}_3\text{COOC}_2\text{H}_5$ (этилацетат). После ввода в скважину и продвижения в пласт в результате реакции гидролиза (1) образуется ВНИ – этанол $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$.



Помимо этого, при реализации технологии SWCTT используются ещё два индикатора: кавер-индикатор (далее – КИ) и индикатор массового баланса (далее – ИМБ). КИ используется при интерпретации для качественной оценки корректности определения остаточной нефтенасыщенности, а также в случае, если НРИ не вышел на дневную поверхность после запуска скважины в работу, а ИМБ используется для оценки времени завершения исследования. Обычно в качестве КИ используется *n*-пропанол $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH}$, а в качестве ИМБ – изопропанол $(\text{CH}_3)_2\text{CHOH}$ [4].

Описание хода работ на месторождении

Классическая схема проведения SWCTT состоит из следующих этапов [5]:

1. *Большеобъёмная закачка.* Целью этапа является снижение текущей нефтенасыщенности до остаточной путём закачки в скважину больших объемов воды (как правило, от 3 до 5 поровых объемов исследуемой зоны).

2. *Закачка индикаторов.* Целью этапа является размещение в ПЗП триплета индикаторов: НРИ, КИ и ИМБ.

3. *Продавка индикаторов.* Продавка закачанных индикаторов в ПЗП на глубину исследования от 2 до 6 м осуществляется объемом воды с растворенным в нём ИМБ.

4. *Технологический отстой скважины.* Во время технологического отстоя совершается химическая реакция гидролиза (1) в ПЗП скважины с выделением продукта реакции этанола. Этап длится несколько дней.

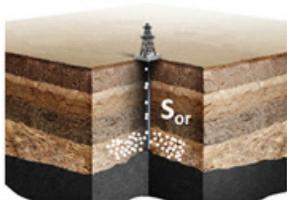
5. *Запуск скважины в работу.* Во время этого осуществляется отбор проб и определение в них содержания индикаторов.

Поскольку интенсивность гидролиза зависит от pH среды в окрестности ПЗП исследуемой скважины, важным является корректная оценка интенсивности гидролиза во время подготовки к проведению SWCTT. Также во время лабораторных исследований определяется коэффициент разделения НРИ (этилацетат) между нефтью и водой. Измерение данных параметров должно быть выполнено в условиях, аналогичных условиям исследуемого пласта (температура, давление, минерализация и соотношение фаз флюида).

Межскважинные трассерные исследования (PITT) применяются с аналогичной целью, однако разделяющийся химический трассер и неразделяющийся, инертный к межскважинной среде, трассер закачиваются в нагнетательную скважину, и по времени задержки их выхода также оценивается нефтенасыщенность в ячейке заводнения. Принципиальные отличия технологий SWCTT и PITT проиллюстрированы на рис. 2 и в табл. 1.

Интерпретация результатов исследования начинается с построения зависимостей концентрации закачанных индикаторов в ПЗП добывающей скважины от накопленной за период проведения исследования добычи жидкости. Получаемые типовые зависимости показаны на рис. 3.

Single Well Chemical Tracer Test



Partitioning Inter-Well Tracer Test

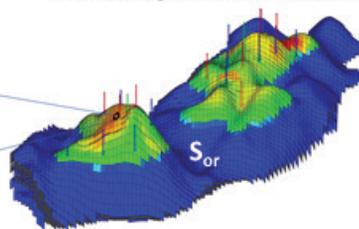


Рисунок 2. Отличия технологий SWCTT и PITT
Figure 2. Differences between SWCTT and PITT technologies

Таблица 1. Сравнительная характеристика технологий SWCTT и PITT
Table 1. Comparative characteristics of SWCTT and PITT technologies

Технология SWCTT / SWCTT technology	Технология PITT / PITT technology
Зона охвата составляет от 3 до 5 м Coverage area is 3 to 5 m	Зона охвата составляет от 100 до 500 м Coverage area is 100 to 500 m
Позволяет оценить остаточную нефтенасыщенность Evaluates residual oil saturation	Позволяет оценить остаточную нефтенасыщенность и установить факт наличия гидродинамической связи Evaluates residual oil saturation and establishes the hydrodynamic connection
Позволяет оценить эффективность ХМУН Evaluates the effectiveness of EOR	Позволяет оценить эффективность ХМУН / заводнения Evaluates the effectiveness of EOR/ water flooding
Позволяет минимизировать риски и вовремя отказаться от масштабного внедрения технологии при недоказанном эффекте Minimizes risks and timely rejection of large-scale implementation of the technology in case of unproven effect	Позволяет произвести корректировку гидродинамической модели Adjusts the hydrodynamic model
Длительность исследования составляет около 1 мес. Study period is about 1 month	Длительность исследования составляет около 1 г. Study period is about 1 year

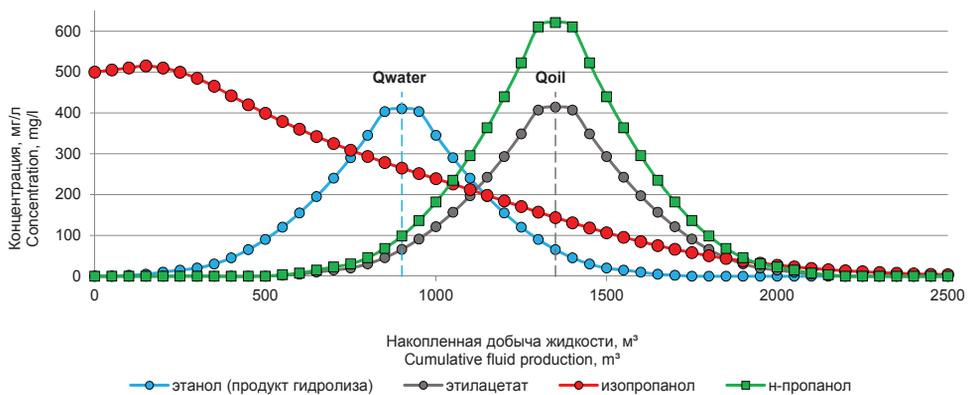


Рисунок 3. Зависимость концентраций индикаторов от накопленной добычи жидкости
Figure 3. Dependence of tracer concentrations on cumulative fluid production

На приведенных выше зависимостях выбираются значения накопленной добычи жидкости, соответствующие экстремумам кривых концентраций (значения Q_{oil} и Q_{water}). Зная коэффициент разделения K_d и объем ствола скважины δ , величину коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{н.о.}$) (в англ. литературе S_{or}) можно определить по формуле (2) [6].

$$K_{н.о.} = \frac{((Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1)}{((Q_{oil} - \delta)/(Q_{water} - \delta) - 1 + K_d)} \quad (2)$$

где

Q_{oil} – накопленная добыча жидкости, соответствующая экстремуму на кривой этилацетата, м³;

Q_{water} – накопленная добыча жидкости, соответствующая экстремуму на кривой этанола, м³;

δ – объем ствола скважины, м³;

K_d – коэффициент разделения этилацетата нефтью и водой, ед.

Целью проводимых работ являлось исследование остаточной нефтенасыщенности пласта в ПЗП добывающей скважины одного из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа до закачки поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ) и после с последующей оценкой эффективности ПАВ-композиции.

Работы по определению $K_{н.о.}$ были проведены в 2021 г. На рис. 4 показано расположение технологических ёмкос-



Рисунок 4. Расположение оборудования на месторождении для выполнения SWCTT
Figure 4. Location of equipment in the field to perform SWCTT

тей, агрегатов и оборудования для проведения SWCTT. Для замеса индикаторов использовались установка «КУДР» и три ёмкости по 50 м³ каждая, для продавки химических индикаторов в пласт использовался цементировочный агрегат ЦА-320,

анализ отобранных проб осуществлялся в мобильной химико-аналитической лаборатории (далее – ХАЛ), расположенной в непосредственной близости от объекта выполнения работ.

Основные параметры исследования приведены в табл. 1. Общий объём воды для проведения большеобъёмной закачки составил 3 поровых объёма исследуемой зоны для снижения текущей нефтенасыщенности до остаточной в пределах радиуса исследования (~5 м). Закачка в скважину композиций индикаторов производилась с расходом 6,6 м³/ч, не превышая затрубного давления и давления опрессовки. Коэффициент разделения, определенный в ХАЛ при пластовой температуре 870°С, составил 3,465. Между SWCTT № 1 и № 2 была произведена закачка ПАВ-композиции в объёме 60 м³.

Таблица 2. Основные параметры SWCTT
Table 2. Main parameters of SWCTT

Операции / Operations	SWCTT #1	SWCTT #2
Большеобъёмная закачка / Large-volume injection		
Минерализация, мг/л / Salinity, mg/l	13210	13210
Общее количество закачанной воды, м ³ / Total amount of water injected, m ³	180	180
Закачка индикаторов в скважину / Injection of tracers into the well		
Концентрация этилацетата / н-пропанола / изопропанола, мг/л / Concentration of ethyl acetate / n-propanol / isopropanol, mg/l	9200 / 4150 / 2800	9200 / 4150 / 2800
Общее количество закачанного раствора, м ³ / Total amount of injected solution, m ³	28	28
Продавка индикаторов в призабойную зону / Tracer sales to the near-wellbore zone		
Концентрация изопропанола, мг/л / Concentration of isopropanol, mg/l	2800	2800
Общее количество закачанного раствора, м ³ / Total amount of injected solution, m ³	60	60
Технологический отстой скважины / Technological settling of the well		
Продолжительность, сут / Duration, days	1,9	2,3
Работа скважины / Well operation		
Дебит скважины, м ³ /сут / Продолжительность, сут / Flow rate of the well, m ³ /day / Duration, days	129–157 / 0,9	112–130 / 1
Накопленная добыча жидкости, м ³ / Cumulative fluid production, m ³	126	121

Аналитическая интерпретация данных из ХАЛ на содержание индикаторов в пробах заключалась в исследовании характера поведения кривых концентраций индикаторов – этилацетата и этанола, выделения объёмов жидкости, соответствующих экстремумам на кривых концентраций, с последующим расчетом Кн.о. по формуле (2). Замеренные значения концентраций индикаторов пока-

заны на рис. 5. Рис. 5а демонстрирует поведение кривых концентраций во время проведения первого SWCTT, а рис. 5б – во время второго SWCTT после применения ПАВ-композиции. По оси абсцисс графиков отложена накопленная добыча жидкости, а по оси ординат – концентрации индикаторов. Исходные данные для применения (2) и полученные величины Кн.о. приведены в табл. 2.

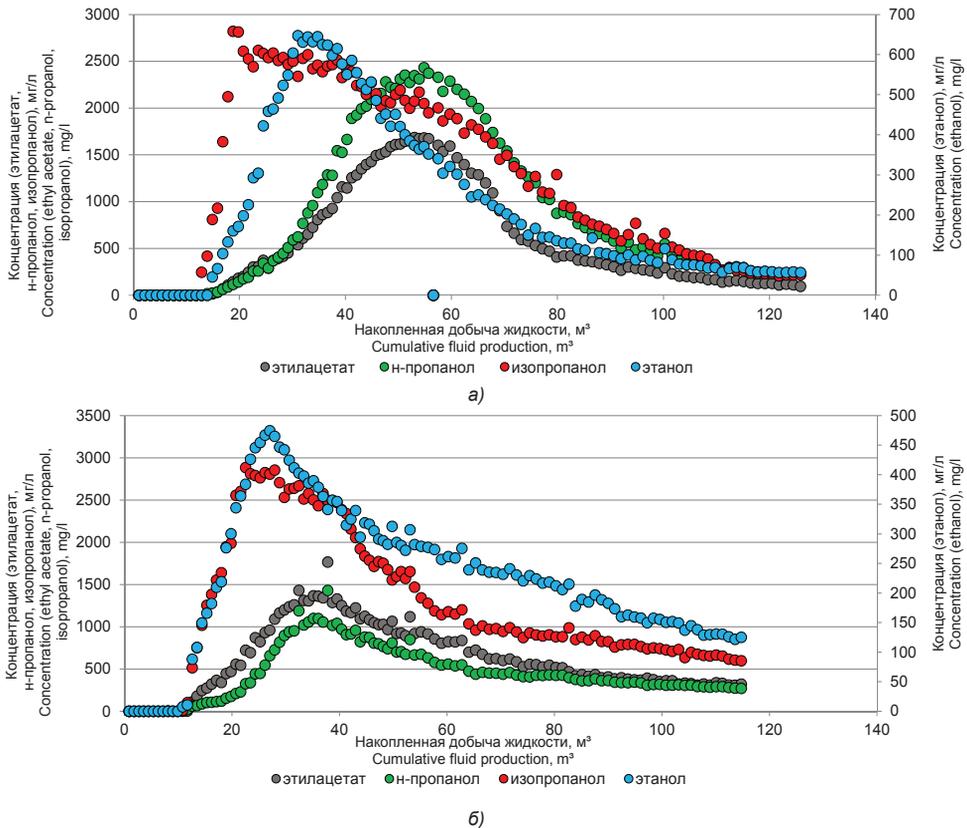


Рисунок 5. Концентрации индикаторов этилацетата и этанола во время проведения SWCTT
Figure 5. Ethyl acetate and ethanol tracer concentrations during SWCTT
 а) SWCTT №1; б) SWCTT №2

Таблица 3. Значения исходных данных для расчета остаточной нефтенасыщенности
Table 3. Values of initial data for calculation of residual oil saturation

Параметр / Parameter	SWCTT №1	SWCTT №2
Накопленная добыча жидкости, соответствующая экстремуму на кривой концентрации этилацетата (Qoil), м³ / этанола (Qwater), м³ / Cumulative fluid production relevant to the extremum on the concentration curve of ethyl acetate (Qoil), m³ / ethanol (Qwater), m³	53,53 / 34,65	35,93 / 27,79
Объем ствола скважины (δ), м³ / Wellbore volume (δ), m³	17,2	12,95
Кэффициент разделения нефтью и водой этилацетата (Kd), ед. / Oil/water partition coefficient of ethyl acetate (Kd), units.	3,465	3,465
Остаточная нефтенасыщенность (Кн.о.), д. ед. / Residual oil saturation (ROS), d, units	0,24	0,14

Оценка эффективности мероприятий по применению ПАВ-композиции осуществлялась по формуле (3):

$$\Delta K_{н.о.} = \left(\frac{K_{н.о.}^1 - K_{н.о.}^2}{K_{н.о.}^1} \right) \times 100 \quad (3)$$

где $K_{н.о.}^1$ – остаточная нефтенасыщенность до применения ПАВ-композиции, д. ед.;

$K_{н.о.}^2$ – остаточная нефтенасыщенность после применения ПАВ-композиции, д. ед.;

$\Delta K_{н.о.}$ – эффективность применения ПАВ-композиции, %.

В случае, если по итогам проведения двух тестов будет наблюдаться снижение Кн.о. в исследуемой ПЗП скважины, то применение ПАВ-композиции демонстрирует свою эффективность. Для данного

состава ПАВ-композиции продемонстрирована эффективность, величина которой, согласно (3), составила 42%. В целом полученный результат оценки эффективности ПАВ-композиции показал схожий интервал величин с работами, проведенными за рубежом [2, 6].

Выводы

В данной статье проанализирован опыт применения ПАВ-композиции на одной добывающей нефтяной скважине месторождения, находящегося на территории Ханты-Мансийского автономного округа, и дана оценка её эффективности с помощью SWCTT. Ключевыми аспектами являются:

1. Технология проведения работ (выбранный триплет химических индикаторов, технологические объемы продавки, входные концентрации индикаторов, дискретность отбора проб) показала свою при-

менимость в условиях рассматриваемого месторождения.

2. До закачки ПАВ-композиции остаточная нефтенасыщенность призабойной зоны пласта в районе исследуемой скважины составила 0,24 д. ед., после закачки ПАВ-композиции – 0,14 д. ед. Относительное уменьшение остаточной нефтенасыщенности составило 42%.

3. Проведенные работы показали востребованность технологии SWCTT на этапе между лабораторными исследованиями эффективности ПАВ-композиции на керновом материале и масштабным внедрением ПАВ-полимерного заводнения на месторождении.

4. При доказанной эффективности химических композиций посредством SWCTT рекомендуется применять ПИТТ для оценки эффективности в масштабе ячейки 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: Усков А.А. – разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, а также общая редакция рукописи статьи, Келлер Ю.А. – систематизация и обработка данных исследования, их анализ и последующая интерпретация данных исследования, написание статьи.

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. Alexander A. Uskov – development of the basics of research behavior, control and revision of the manuscript of the article; Yuriy A. Keller – systematization and processing of research data, their analysis and interpretation of research data, writing an paper.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Carlisle C., Al-Maraghi E., Al-Saad B., et al. One-Spot Pilot Results in the Sabriyah-Maaddud Carbonate Formation in Kuwait Using a Novel Surfactant Formulation. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2014 Apr 12; Tulsa, USA. Paper Number: SPE-169153-MS.

2. Deans H.A. Method of determining fluid saturations in reservoir. United States patent US 3623842. 1971.

3. Al-Abbad M.A., Sanni M.L., Kokal S., et al. A Step-Chance for Single Well Chemical Tracer Tests SWCTT: Field Pilot Testing of New Sets of Novel Tracers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2016 Sept 16; Dubai, UAE. Paper Number: SPE-181408-MS.
4. Al-Mutairi F., Tiwari S., Baroon B., et al. Simulation of Single Well Chemical Tracer Tests Conducted in Carbonate Reservoir. SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference; 2015 Oct 11; Mishref, Kuwait. Paper Number: SPE-175282-MS.
5. Deans H.A., Carlisle C. *Single-Well Chemical Tracer Test Handbook*. 2nd ed. Laramie, Wyoming: Chemical Tracers, Inc.
6. Jerauld G.R., Mohammadi H., Webb K.J. *Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests*. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 Apr; Tulsa, USA. Paper Number: SPE-129724-MS.

REFERENCES

1. Carlisle C, Al-Maraghi E, Al-Saad B, et al. One-Spot Pilot Results in the Sabriyah-Maaddud Carbonate Formation in Kuwait Using a Novel Surfactant Formulation. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2014 Apr 12; Tulsa, USA. Paper Number: SPE-169153-MS.
2. Deans HA. Method of determining fluid saturations in reservoir. United States patent US 3623842. 1971.
3. Al-Abbad MA, Sanni ML, Kokal S, et al. *A Step-Chance for Single Well Chemical Tracer Tests SWCTT: Field Pilot Testing of New Sets of Novel Tracers*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 2016 Sept 16; Dubai, UAE. Paper Number: SPE-181408-MS.
4. Al-Mutairi F, Tiwari S, Baroon B, et al. *Simulation of Single Well Chemical Tracer Tests Conducted in Carbonate Reservoir*. SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference; 2015 Oct 11; Mishref, Kuwait. Paper Number: SPE-175282-MS.
5. Deans HA, Carlisle C. *Single-Well Chemical Tracer Test Handbook*. 2nd ed. Laramie, Wyoming: Chemical Tracers, Inc.
6. Jerauld GR, Mohammadi H, Webb KJ. *Interpreting Single Well Chemical Tracer Tests*. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 Apr; Tulsa, USA. Paper Number: SPE-129724-MS.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Келлер Юрий Александрович

канд. физ.-мат. наук

e-mail: ykeller@integra.ru.

***Усков Александр Александрович**

e-mail: auskov@integra.ru.

AUTHORS' INFO

Yuriy A. Keller

Cand. Sc. (Physics and Mathematics)

e-mail: ykeller@integra.ru.

***Alexander A. Uskov**

e-mail: auskov@integra.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Получена: 08.03.2023.

Одобрена: 17.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Научный обзор

Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений

Д.И. Перепонов^{1,2}, А. Щербакова^{1,2}, В.В. Казаку¹, М.Э. Гаджиев¹,
М.А. Тархов³, Е.Д. Шилов^{1,2}, А.Н. Черемисин^{1,2}

¹ Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, Россия

² ЛАБАДВАНС, г. Москва, Россия

³ Институт нанотехнологий микроэлектроники Российской академии наук, г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Для повышения коэффициента извлечения нефти применяются методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН): химические, газовые, тепловые и комбинированные. Стандартные методы лабораторных исследований для подбора и оптимизации технологий МУН и интенсификации притока требуют больших затрат времени и ресурсов, а также ядерного материала, который часто бывает в дефиците. Для оптимизации подбора реагентов и технологий разработки месторождений предложено применение микрофлюидной технологии, т.е. проведение экспериментов в пластовых условиях с использованием микрофлюидных чипов с пористой структурой, воспроизводящих свойства ядра целевого месторождения. Основными преимуществами проведения тестов в микромоделах являются низкая продолжительность и возможность визуализации процессов фильтрации, которая позволяет оценить поведение флюидов в пластовых условиях.

В данной работе рассмотрено современное применение микрофлюидики для выбора агентов МУН и методов интенсификации притока и статус этой технологии в нефтегазовой отрасли. Описано использование микрофлюидных чипов для скрининга поверхностно-активных веществ и полимеров, а также изучения механизма действия низкоминерализованной воды. Рассмотрено проведение микрофлюидных тестов для оптимизации газовых и термических МУН, что стало возможным благодаря развитию и совершенствованию технологии.

Ключевые слова: микрофлюидика, микрофлюидные чипы, методы увеличения нефтеотдачи, гидроразрыв пласта.

Как цитировать:

Перепонов Д.И., Щербакова А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н. Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 57–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Received: 08.03.2023.

Accepted: 17.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Review article

Application of microfluidics to optimize oil and gas field development technologies

Dmitrii Pereponov^{1,2}, Alexandra Scerbacova^{1,2}, Vitaly Kazaku¹,
Murad Hajiyev¹, Michael Tarkhov³, Evgeny Shilov^{1,2}, Alexey Cheremisin^{1,2}

¹ Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia

² LABADVANCE, Moscow, Russia

³ Institute of Nanotechnology of Microelectronics of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ABSTRACT

To increase the oil recovery factor (RF), enhanced oil recovery (EOR) methods are applied: chemical, gas, thermal, and combined ones. Standard laboratory research methods for selecting and optimizing EOR technologies require a lot of time and resources, as well as core material, which is often in short supply. To optimize the selection of reagents and field development technologies, the use of microfluidic technology is proposed i.e. conducting experiments in reservoir conditions using microfluidic chips with a porous structure, reproducing the properties of the core of the target field. The main advantages of conducting tests in micromodels are the low duration and the ability to visualize filtration processes, which makes it possible to evaluate the behavior of fluids in reservoir conditions.

This paper considers the modern application of microfluidics for the selection of EOR agents and stimulation methods and the status of this technology in the oil and gas industry. The use of microfluidic chips for screening surfactants and polymers, as well as studying the mechanism of low-mineralized water action is described. Conducting microfluidic tests to optimize gas and thermal EOR, which became possible due to the development and improvement of technology, is considered.

Keywords: microfluidics, microfluidic chips, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing.

To cite this article:

Pereponov D, Scerbacova A, Kazaku V, Hajiyev M, Tarkhov M, Shilov E, Cheremisin A. Application of microfluidics to optimize oil and gas field development technologies. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):57–73. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 52.47.27, 59.35.35

<https://doi.org/10.54859/kjogi108639>

Қабылданды: 08.03.2023.

Мақұлданды: 17.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Ғылыми шолу

Мұнай-газ кен орындарын игеру технологияларын оңтайландыруға арналған микрофлюидиканы қолдану

Д.И. Перепонов^{1,2}, А. Щербаква^{1,2}, В.В. Казаку¹, М.Э. Гаджиев¹,
М.А. Тархов³, Е.Д. Шилов^{1,2}, А.Н. Черемисин^{1,2}

¹ Сколково ғылым және технология институты, Мәскеу қаласы, Ресей

² ЛАБАДВАНС, Мәскеу қаласы, Ресей

³ Ресей ғылым академиясының микроэлектроника нанотехнологиялар институты, Мәскеу қаласы, Ресей

АННОТАЦИЯ

Мұнай шығару коэффициентін арттыру үшін мұнай беруді арттыру әдістері (бұдан әрі – МБАӨ) қолданылады: химиялық, газ, жылу және аралас. МБАӨ технологияларын таңдау және оңтайландыру және ағынды күшейту үшін зертханалық зерттеулердің стандартты әдістері көп уақыт пен ресурстарды, сондай-ақ жиі жетіспейтін негізгі материалды қажет етеді. Реагенттер мен кен орындарын игеру технологияларын таңдауды оңтайландыру үшін микрофлюидтік технологияны қолдану ұсынылды, яғни. мақсатты кен орнының керн қасиеттерін қайталайтын кеуекті құрылымы бар микрофлюидті чиптерді пайдалана отырып, қабат жағдайында эксперименттер жүргізу. Микромодельдерде сынақтарды жүргізудің негізгі артықшылықтары - бұл төмен ұзақтық және сүзу процестерін визуализациялау мүмкіндігі, бұл қабаттағы сұйықтықтардың әрекетін бағалауға мүмкіндік береді.

Бұл жұмыста МБАӨ агенттерін таңдау үшін микрофлюидиканың заманауи қолданылуы және ағымды күшейту әдістері және мұнай-газ саласындағы осы технологияның мәртебесі қарастырылған. Микрофлюидті чиптерді беттік белсенді заттар мен полимерлерді скринингтеу, және де төмен минералданған судың әсер ету механизмін зерттеу үшін пайдалану сипатталған. Технологияны дамыту мен жетілдірудің арқасында мүмкін болған газ және термиялық МБАӨ оңтайландыру үшін микрофлюидтік сынақтар жүргізу қарастырылды.

Негізгі сөздер: микрофлюидтер, микрофлюидті чиптер, мұнай беруді арттыру әдістері, қабатты сумен ажырату.

Дәйексөз келтіру үшін:

Перепонов Д.И., Щербаква А., Казаку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н. Мұнай-газ кен орындарын игеру технологияларын оңтайландыру үшін микрофлюидиканы қолдану // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №1, №. 57–73 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

Введение

Согласно опубликованным данным, среднее значение коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) на месторождения варьируется в пределах 20–40% в результате применения первичных и вторичных методов добычи [1, 2]. Таким образом, более половины запасов нефти остаётся в пласте. Применение третичных методов добычи (иначе – МУН) позволяет достичь значительно более высоких КИН, от 50% до 70%, что существенно повышает экономическую эффективность разработки [2]. МУН подразумевают добычу нефти путём закачки веществ, обычно не присутствующих в пласте, за счёт повышения эффективности охвата и снижения остаточной нефтенасыщенности [3, 4]. Таким образом, происходит вытеснение зацемленной нефти, удерживаемой капиллярными силами в поровом пространстве, а также нефти из пропластков, ранее не затронутых заводнением [5]. МУН традиционно разделяют на термические, газовые и химические, а также альтернативные (микробиологические, микроволновые и др.) [6].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи являются наиболее распространенными среди реализованных на наземных месторождениях [4] и применяются в основном в коллекторах, содержащих высоковязкую нефть [7]. Принцип действия основан на закачке в пласт теплоносителя, который значительно повышает его температуру и снижает вязкость нефти, благодаря чему нефть становится более подвижной. В качестве теплоносителя может выступать горячая вода, пар или воздух (в случае внутрипластового горения) [8].

Газовые МУН включают закачку попутного нефтяного газа (далее – ПНГ), углекислого газа CO_2 или азота N_2 . В качестве целевых объектов обычно выбирают месторождения с легкой низковязкой нефтью, а тип используемого газа зависит от доступности и экономической целесообразности [9]. Увеличение нефтеотдачи в основном происходит за счёт снижения вязкости нефти вследствие изменения её состава после смешения с более легкими компонентами газа, снижения межфазного натяжения между фазами, «набухания» нефти и последующего возникновения градиента давления [9, 10].

Химические методы увеличения

нефтеотдачи (далее – ХМУН) включают закачку полимеров, поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), щелочей и их комбинаций (щелочно-ПАВ-полимерное заводнение, ПАВ-полимерное заводнение) [11, 12]. Полимерное заводнение (далее – ПЗ) применяют для выравнивания фронта вытеснения и увеличения коэффициента охвата. Водорастворимые полимеры повышают вязкость вытесняющей жидкости, которая способна продвигаться в пласте, как поршень [13, 14]. В ходе ПАВ-заводнения происходит увеличение количества добытой нефти за счёт снижения остаточной нефтенасыщенности. Основные свойства ПАВ – это снижение межфазного натяжения (далее – МФН) на границе водной и углеводородной фаз, а также изменение смачиваемости поверхности породы в сторону более гидрофильной, что приводит к мобилизации нефти и её более легкому течению в поровом пространстве пласта [15–17]. Щелочное заводнение с целью образования природных ПАВ *in situ* при взаимодействии нефтяных кислот с щелочью способно привести к увеличению нефтеотдачи, а также к снижению адсорбции анионных ПАВ на породе [12].

Обычно подбор, разработка и оптимизация МУН проводится индивидуально для каждого месторождения в зависимости от свойств коллектора, пластовых условий, логистики и возможности реализации [8]. Тестирование методов и реагентов проводят в лабораториях с использованием ядерного материала и дорогостоящего оборудования, что требует большого количества ресурсов и времени. Для улучшения качества подбора МУН и сокращения времени известно применение микрофлюидики как одного из этапов программы лабораторных исследований [18, 19].

Микрофлюидика – это научная дисциплина, изучающая движение и распределение микрообъемов жидкостей в нано-, микро- и макромасштабе [18]. Применение микрофлюидной технологии широко распространено в медицине, фармацевтике, биологии, печати, химическом синтезе и других областях [20]. Первое применение микрофлюидной технологии для экспериментальных исследований в нефтегазовой отрасли известно ещё с 1960-х гг. [21, 22], далее с развитием

технологии и отдельных её компонентов получала все большее распространение в научной среде для решения задач нефтегазовой индустрии. Наиболее бурный рост применения технологии произошел

в 2010-х гг. (рис. 1). На данный момент микрофлюидная технология активно внедряется в цепь лабораторных исследований, традиционно применяемых в нефтегазовой промышленности.

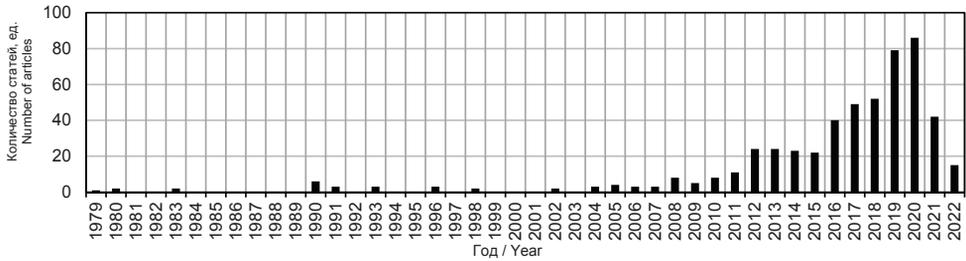


Рисунок 1. Количество статей по применению микрофлюидной технологии в нефтегазовой отрасли

Figure 1. Number of articles on the application of microfluidic technology in the oil and gas industry

Экспериментальные исследования проводят в микрофлюидных чипах – плоских прозрачных аналогах пористой структуры горных пород [19]. Для изготовления микромоделей используют материалы, такие как стекло, кварц, полиметилметакрилат (далее – ПММА) и полидиметилсилоксан (далее – ПДМС), а также кремний [20]. Чипы из кремния и стекла позволяют проводить эксперименты при больших давлениях и температурах. Для производства кремний-стеклянных микрофлюидных чипов используются методы оптической литографии (или фотолитографии). Заданная структура на поверхности кремниевого материала воспроизводится за счёт процесса травления. После создания структуры на кремниевой пластине происходит создание сквозных отверстий, которые могут использоваться как входные и выходные каналы для флюида [20]. Затем кремниевой слой скрепляют с прозрачным слоем (боросиликатное стекло) методом сращивания. Помимо фотолитографии, возможно применение травления химического (мокрое травление кислотами) или лазерного (действие электромагнитного излучения) [20]. Флюиды (нефть, воду, растворы ПАВ и полимеров, газы) закачивают с использованием насосов в микромоделю при разных условиях (температуре и давлении), и далее анализируют характер течения и взаимодействия потоков при помощи камеры микроскопа или другими методами неразрушающего контроля.

Характерным преимуществом применения микрофлюидики для МУН является возможность визуализации однофазного или многофазного течения флюидов в поровом пространстве. Благодаря этому возможно проанализировать как течение в микромасштабе, так и распределение фаз и скрытые локальные эффекты [6]. В данной работе рассмотрены публикации и представлены результаты, в которых показано использование микрофлюидики для скрининга агентов для ХМУН (ПАВ, полимеры), а также для оптимизации жидкостей гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) и оценки эффективности закачки низкоминерализованной воды. Также рассмотрены газовые и тепловые МУН в контексте «лаборатории на чипе» и описаны проекты, реализованные в нашей лаборатории.

Применение микрофлюидки для оптимизации МУН

Полимерное заводнение. ПЗ является наиболее распространенной технологией из перечня ХМУН [10], и его изучению посвящено большое количество работ как в образцах керна, так и в микромоделях. Так, Родригез де Кастро и др. [23] изучали влияние концентрации ксантана на соотношение капиллярного числа и коэффициента подвижности в ходе вытеснения нефти раствором полимера. Использованная микромодель была изготовлена из кремния с гидрофильной поверхностью и покрыта стеклом. Геометрия порового пространства представ-

ляла собой сеть пор и каналов, а проницаемость микромоделей составляла 2,87 Дарси. В результате анализа ПЗ авторы установили, что с ростом концентрации полимера снижается остаточная нефтенасыщенность при любой скорости потока и при всех рассмотренных значениях капиллярного числа.

Вегнер и др. [24] провели ПЗ в микромоделей с целью оценить влияние вязкоупругих свойств раствора полимера на остаточную нефтенасыщенность. Работу проводили в стекляннокремнистеклянных микромоделей с геометрией порового пространства, повторяющей срез образца породы. Внутренняя поверхность микрофлюидных чипов была покрыта тонким слоем диоксида кремния для гидрофобизации поверхности. Таким образом, исследование реологических свойств в свободном объеме и визуализация характера течения раствора в пористой структуре показали, что вязкоупругие свойства полимера не влияют на остаточную нефтенасыщенность.

Лейси и др. [25] изучали влияние размера пор и зёрен в структуре кремнистеклянных микромоделей на динамику течения и КИН раствора ксантана. Геометрия порового пространства была разработана на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии модели песчаника. Было выяснено, что эффективность ПЗ ниже в системах с более мелкими порами, где капиллярные силы преобладают над вязкими.

Бучграбер и др. [26] сравнивали поведение широко применяемых полимерных композиций с новыми разработками в микромоделей с геометрическими и топологическими свойствами песчаника Береа. В качестве традиционного полимера был использован гидролизированный полиакриламид (далее – ГПАА), а новыми композициями выступали растворы ассоциативного полимера (такие полимеры способны сильнее повышать вязкость водной фазы по сравнению с ГПАА при добавлении равных концентраций [27]). Растворы ГПАА и ассоциативных полимеров достигли приблизительно равных КИН, но ассоциативные полимеры показали более равномерные фронты вытеснения.

Также известны работы по визуализации течения нанополимерных композиций (раствор полимера с нано-

частицами). Сантамария и др. [28] рассматривали процесс вытеснения нефти составами на основе ГПАА и наночастиц диоксида кремния SiO_2 . Авторы пришли к выводу, что увеличение КИН достигается за счёт снижения капиллярных сил и улучшения вязкоупругих свойств полимера при добавлении наночастиц. Руеда и др. [29] исследовали влияние насыщенности и размера участков гидрофобной поверхности в микромоделей на распределение флюидов в ходе вытеснения нефти нанополимерными составами.

Отдельной задачей является изучение влияния реологических свойств полимеров на вытеснение нефти на уровне пор. Такие исследования проводили Ки и др. [30], Де и др. [31], Друетта и др. [32]. Авторы демонстрировали поведение растворов полимеров при взаимодействии с нефтью на микроуровне и проводили корреляции между свойствами композиций и основными действующими механизмами, вовлеченными в процесс.

ПАВ-заводнение. Визуализация взаимодействия ПАВ-композиций с нефтью в пористых структурах является информативным методом, с помощью которого можно качественно и количественно оценить поведение ПАВ и его эффективность. Ким и др. [33] проводили скрининг ПАВ для конкретного месторождения с использованием стеклянных микрофлюидных чипов вместо моделей песчаника. Такой подход позволил существенно сократить затраченное на работу время (несколько дней вместо нескольких недель). В структуру закачивали нефть и выдерживали при нагреве до 65°C в течение ночи для гидрофобизации поверхности, а затем закачивали воду (имитируя вторичный МУН), после чего довытесняли нефть раствором ПАВ (третичный МУН). Авторы установили, что наиболее эффективным агентом вытеснения оказался ПАВ с наименьшим значением МФН порядка 10^{-3} мН/м.

Поскольку поверхность карбонатных коллекторов преимущественно гидрофобная из-за адсорбции полярных компонентов нефти [34, 35], для имитации карбонатного пласта в микрофлюидном чипе необходимо создавать гидрофобную поверхность для корректной оценки эффективности ПАВ. На данный момент известно несколько способов гидрофобизации внутренней поверхности

микромоделей помимо закачки нефти с последующей выдержкой при пластовой температуре в течение 12–24 ч. Это закачка растворов веществ, модифицирующих смачиваемость, покрытие тонким слоем наночастиц графена или диоксида кремния, а также выращивание слоя кальцита в чипе. Ксю и др. [36] сравнивали МФН-профили нескольких ПАВ и их влияние на значение коэффициента вытеснения, уделяя пристальное внимание начальному и равновесному значениям МФН. В работе была использована стеклянная микромодель с геометрией среза реальной карбонатной породы, которую гидрофобизовали путем прокачки 0,5%-го раствора диметилсилоконового масла в петролейном эфире с последующим выпариванием растворителя. Схема эксперимента также имитировала третичный МУН – закачка воды с последующим довытеснением ПАВ. Авторы пришли к выводу, что ПАВ с более низким начальным значением МФН способны эффективнее вытеснять нефть, т.к. они быстрее и активнее мобилизуют заземленную нефть.

Вегнер и др. [37] использовали стеклянно-кремний-стеклянные микромоделли с нанопокрывом SiO_2 для изменения смачиваемости чипа с гидрофильной на гидрофобную. Для скрининга агентов МУН авторы провели тест на фазовое поведение нефти с ПАВ-композициями с разной минерализацией воды для определения оптимальной солёности. Затем сравнили результаты с фильтрационными экспериментами в микрофлюидных чипах и выяснили, что максимальный коэффициент вытеснения показал состав, отобранный в ходе скрининга солёности.

Юн и др. [38] также проводили скрининг ПАВ, для чего в микрофлюидных чипах из боросиликатного стекла выращивали слой нанокристаллов кальцита толщиной 1–2 мкм *in situ* согласно методике, описанной ими ранее [39]. Так, после активации поверхности стекла силансодержащим связывающим агентом, проводилась попеременная закачка растворов хлорида кальция CaCl_2 и карбоната натрия Na_2CO_3 (5–20 циклов). После образования слоя кальцита микромодель насыщали нефтью, после чего проводили закачку ПАВ с целью сравнить новую композицию с коммерчески доступной.

Одним из направлений применения микрофлюидики для изучения ПАВ яв-

ляется исследование образования эмульсий с нефтью, в т.ч. сравнение эмульгирующей способности в свободном объеме и в пористой структуре. Варва и др. [40] предложили новый подход к интерпретации фазового поведения флюидов с ранжированием по шкале вязкости верхней (нефтяной) фазы. Далее авторы сравнили значение кажущейся вязкости, полученной в ходе фильтрационных тестов в микрофлюидных чипах, со значениями в свободном объеме. Джао и др. [41] визуализировали образование эмульсий при контакте нефти с растворами ПАВ в стеклянных микромоделлях двух типов – с гомогенной и гетерогенной структурами. Было получено два типа эмульсий – «масло в воде» (прямая) и «вода в масле» (обратная), а также выявлен движущий механизм их образования. Авторы продолжили работу [42] с целью изучения механизмов образования микроэмульсий. В обоих случаях была проведена корреляция между эмульсификацией в свободном объеме и при течении флюидов.

Закачка низкоминерализованной воды. В 90-х гг. XX в. группа ученых под руководством Морроу доказала, что изменения солёности закачиваемой воды при определённых условиях могут положительно влиять на нефтеотдачу [43]. С каждым годом изучение продолжалось с целью улучшения исследовательских подходов и точности экспериментов. Одними из первых, кто начал это исследование с использованием микрофлюидных чипов, была группа учёных во главе с профессором Ковчек [44]. Их микромодель со структурой-аналогом песчаника Береа была модифицирована с помощью каолинита и монтмориллонита, что обеспечило репрезентативное взаимодействие между породой и флюидами. Так, на кремниевостеклянных микрочипах было изучено влияние смачиваемости поверхности и процесса образования эмульсий на нефтеотдачу. Кроме того, для микрочипов с каолинитом заводнение при низкой солёности показало мобилизацию нефти и перенаправление потока в более мелкие поры, которые были частично закупорены глиной; для микрочипов с монтмориллонитом такого эффекта не наблюдалось. Последующие исследования [45] доказали, что зачастую именно тип глины определяет, произойдёт ли изменение смачиваемости или нет. Микромоделли, покрытые каоли-

нитом, изменяли смачиваемость с гидрофобной на смешанную при закачке низкоминерализованной воды; для модели, покрытой иллитом, такого эффекта не наблюдалось.

Хотя все вышеуказанные тесты проводились с глинистыми включениями, закачка низкоминерализованной воды может быть эффективной и при их отсутствии, предполагая пренебрежение такими механизмами, как набухание глины, миграция мелких частиц, ионный обмен. Основными механизмами, наблюдаемыми на стеклянных микромоделях были образование микродисперсий, ремобилизация нефти [46], уменьшение электростатических сил притяжения [47], более высокий коэффициент диффузии молекул воды, изменение смачиваемости [47]. Дополнительным эффектом было образование микроэмульсий, которые были более характерны для гидрофобной поверхности [44]. При закачке низкоминерализованной воды также оказалось важно контролировать значение кислотного числа нефти [48]. При его увеличении наблюдался рост коэффициента вытеснения, но лишь до критического значения, далее дополнительного нефтевытеснения не наблюдалось. В литературе также встречаются случаи, когда закачка воды с низкой минерализацией нецелесообразна независимо от условий выдержки или температуры [49].

Одним из новейших подходов является оценка эффективности закачки воды низкой минерализации на микрочипе, вытравленном в кальците. Так, например, на структуре с прямым каналом и ответвлениями, имитирующими поры, было показано, что при закачке воды высокой минерализации большая часть нефти оставалась зацементированной [49]. Последующая закачка воды с низкой минерализацией, напротив, способствовала довытеснению нефти за счёт изменения смачиваемости, но только там, где уже находилась высокоминерализованная вода. Иным подходом является использование стеклянных чипов, покрытых кальцитом [50]. В ходе исследования влияния солёности закачиваемой воды и двухвалентных ионов на смачиваемость было обнаружено, что изменение смачиваемости может произойти через несколько часов после закачки низкоминерализованной воды и даже при комнатной температуре.

Газовые МУН. Как только прогресс производства микрофлюидных чипов достиг возможности работы с высокими давлениями, учёные приступили к изучению процессов взаимодействия газов с различными флюидами. Насколько нам известно, первые микрофлюидные тесты по изучению газовых МУН были проведены в Бергенском университете [51]. В их эксперименте углекислый газ закачивался в микромодель с остаточной нефте- и водонасыщенностью при давлении в 1 бар. Было замечено, что CO_2 сначала фильтровался в сторону крупных пор, заполненных нефтью, оставляя при этом воду неподвижной. В условиях эксперимента углекислый газ должен был быстрее растворяться в нефти, но оказалось, что попадание диоксида углерода в пору также зависело от характера взаимодействия флюидов, непрерывности фаз и смачиваемости. В 2018 г. группа исследователей из Канады и США создала микрофлюидный чип с нанопористой структурой [52]. Первая серия экспериментов проводилась с азотом при давлениях от 5 до 11 МПа. По мере увеличения давления газа «газовые пальцы» становились меньше и демонстрировали более высокую пространственную плотность, что приводило к более высокому КИН. Последующие эксперименты проводились с углекислым газом при давлении 11 МПа, что выше значения минимального давления смеси (ранее – МДС) для данных флюидов. Когда газ закачивался в пористую среду с низким давлением (около 5 МПа), наблюдался прорыв газа вблизи стенок модели, и вытеснение оказывалось неэффективным. В то же время, когда давление на выходе поддерживалось равным 10 МПа, CO_2 практически полностью вытеснял нефть, изначально насыщавшую модель, хотя перепад давления при этом был достаточно низким (1 МПа). Далее авторы изготовили микрофлюидный чип иного дизайна, где по бокам от нанопористой среды находились два высокопроницаемых канала. Моделирование процесса циклической закачки газа производилось путем насыщения пористой среды легкой нефтью через оба микроканала. Далее эти каналы продувались воздухом под высоким давлением, чтобы полностью вытеснить нефть из двух тонких капилляров.

Впоследствии газ был закачан с обеих сторон от пористой структуры, и вся система выдерживалась определённое время, что позволяло газу просочиться внутрь нанопористой структуры. На этапе добычи давление газа в боковых микроканалах было снижено. Авторы смогли оптически наблюдать взаимодействие газа и нефти, а также измерить коэффициент вытеснения при различных термобарических условиях.

Тепловые МУН. Микрофлюидное оборудование непрерывно совершенствовалось, что позволило впоследствии проводить эксперименты при высоких температурах. Одна из первых серий экспериментов была проведена в Канаде, где при температуре 100°C была протестирована эффективность использования щелочной добавки при термогравитационном дренировании пласта (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage) [53]. Для экспериментов была использована микрофлюидная модель, имитирующая горную породу реального месторождения. Результаты показали, что использование пара с добавлением щелочи в отличие от чистого пара увеличивает эффективность вытеснения битума из пористой структуры. Более того, в случае с экспериментом с щелочной добавкой средний размер эмульсий типа «нефть в воде» уменьшился с 150 до 6 мм. Такая разница была обусловлена усиленным высвобождением натуральных водорастворимых ПАВ в битуме при добавлении щелочи. Последующий эксперимент проводился на той же микрофлюидной модели, но помимо оптической визуализации использовалась инфракрасная [54]. Комбинированный инфракрасный и оптический анализ процесса SAGD выявил сильно сегментированную границу паровой камеры с зонами медленного и быстрого дренажа. Также было замечено, что концентрация щелочной добавки в паре до концентрации 800 мг/кг приводила к более высоким скоростям вытеснения. Анализ температурного поля показал, что падение температуры на границе раздела фаз становилось менее резким по мере продвижения паровой камеры, тем самым доказана взаимосвязь между фильтрационными и тепловыми процессами.

В случае когда SAGD оказывается нерентабельным, можно рассматривать совместную закачку пара и растворителя [55]. Для тестирования данной технологии

были использованы два чистых (бутан и гексан) и два промышленных растворителя (конденсат и нефтя) при пластовой температуре (до 200°C). Гексан, в отличие от бутана, конденсировался с паром на границе раздела битума, но азеотропная температура была близка к температуре насыщения паром, что приводило к разбавлению битума с сильным осаждением асфальтенов. В то время, как и конденсат, и нефтя конденсировались с водяным паром, температура на границе раздела с битумом была выше для нефтя из-за присутствия в её составе более тяжелых фракций. Таким образом, наиболее эффективным тепловым МУН оказалась закачка пара с нефтя, показав более высокую азеотропную температуру парорастворителя, эффективное разбавление и незначительное осаждение асфальтена. Другим тепловым МУН, успешно протестированным на микрофлюидном чипе, была совместная закачка пенных ПАВ, неконденсирующихся газов и пара [56]. Для быстрой оценки характеристик пены, а также наблюдения за возможным осаждением и распадом на фазы, в микрофлюидных экспериментах использовалось прямое наблюдение за динамикой вспенивания с последующим тестированием стабильности и подвижности в пористых средах. Такой быстрый тип скрининга при температурах более 150°C позволил отобрать наиболее перспективные агенты ПАВ для последующего их тестирования с нефтяю.

Подбор жидкости ГРП. Для описания основных процессов, связанных с ГРП и последующей добычей, учёные из США разработали экспериментальную установку и микрофлюидные модели из геоматериалов для имитации пластовых условий в лаборатории [57]. Согласно их выводам, использование смешивающихся растворителей в процессах рестимуляции может продлить срок службы скважин для ГРП. Микрофлюидные исследования показали, что углеводороды и сверхкритический углекислый газ лучше смешиваются в гидрофобных породах в присутствии воды. Кроме того, было обнаружено, что даже при наличии подвижной воды в результате перемешивания, вызванного неоднородностью, углеводороды легче вытеснялись из пор, насыщенных нефтяю. В другом исследовании, использующем

кремнево-стеклянные микрочипы с круглой и квадратной формой зёрен, была представлена технология для визуализации вытеснения жидкости во время ГРП [58]. Деионизированная вода, раствор KCl и реагент на водной основе (slick water) оценивались по эффективности вытеснения, захвата в ловушку жидкости гидроразрыва и объемной инфильтрации в нанопористую структуру. Результаты показали, что для зёрен квадратной формы раствор KCl проникает в наибольшей степени на стадии ГРП, при этом демонстрируя наименьшее заземление в пористой структуре и наибольшее нефтеизвлечение. Наименьшее количество жидкости вытесняется при использовании дистиллированной воды, поскольку она наименее эффективна как при инфильтрации, так и при очистке от жидкости ГРП.

Впоследствии исследование были продолжены для прямой количественной оценки динамики образования отложений при закачке жидкости ГРП и сопоставления микрофлюидных экспериментов с результатами керновых тестов [59]. Результаты показали, что в дополнение к межфазному натяжению, изменению смачиваемости и подвижности жидкости существуют и другие факторы, влияющие на эффективность обратного притока. В частности, было обнаружено, что увеличение скорости обратного притока приводит к уменьшению закупорки пор остатками полимера путем диспергирования. Также было замечено, что жидкость ГРП, показавшая наилучший результат в ходе керновых исследований, была более эффективной и в экспериментах на микрофлюидном чипе. Результаты показали корреляцию между тестами на кернах и микрофлюидных чипах, что подтверждает эффективность использования микрофлюидных чипов для скрининга ГРП жидкостей.

Примеры реализованных проектов с использованием микрофлюидной технологии

Экспериментальная установка. Для задач нефтегазовой индустрии важно, чтобы лабораторные эксперименты проводились при высоких давлениях и температурах. Все коммерческое микрофлюидное оборудование (микрофлюидные держатели и микрофлюидные чипы), которое доступно сегодня на

рынке, не рассчитано на эксперименты при больших давлениях и температурах. Именно поэтому для тестов, которые будут описаны в этой части статьи, был использован запатентованный микрофлюидный держатель [60] (рис. 2). Он был разработан специально для микрофлюидных тестов под высокими давлением (до 60 МПа) и температурой (до 200°C). Конструкция микрофлюидного держателя позволяет обеспечить герметичный подвод флюидов внутрь каналов микрофлюидного чипа (до 9 каналов), контролируя при этом температуру флюида внутри самого чипа.

Контроль давлений в данной установке обеспечивается абсолютными датчиками давления, стоящими на входе и выходе из микрофлюидного держателя, а также датчиками перепада давления. Для визуализации взаимодействия флюидов в микрофлюидном держателе используется микроскоп, способный работать в белом и флуоресцирующем свете, что позволяет оценивать эффективность того или иного агента вытеснения, изучать локальные эффекты и валидировать симуляторы. Применения высокоскоростной камеры (до 10000 кадров в секунду) позволяет детально изучать динамические процессы.

Измерение МДС для газовых МУН.

При закачке газа в нефтяной пласт одним из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность технологии, является минимальное давление смесимости. МДС – это минимальное давление, при котором при постоянных температуре и составе флюидов достигается одноконтантная или многоконтантная смесимость. Общепринятым нефтяным стандартом измерения данного параметра является slim-трубка, длинная металлическая трубка малого диаметра, набитая песком или стеклянными шариками.

Для определения МДС был создан уникальный дизайн микрофлюидного чипа, полностью отвечающего критериям slim-трубки: длина канала много больше его ширины. Кроме того, микрофлюидный канал был заполнен столбиками, имитирующими набивку стеклянными шариками, что позволило воспроизводить многоконтантную смесимость газа с нефтью. Во время эксперимента на качественном уровне было замечено, что при давлении ниже МДС газ прорывается через пористую структуру с высокой долей остаточной нефти. В случае же

смешивающегося вытеснения газовой фронт полностью вытесняет нефть из модели. Примеры экспериментальных кадров представлены на рис. 3а. Более того, для количественной оценки все кадры экспериментальных видео были бинаризованы, что позволило получить графики зависимости коэффициента вытеснения (Квыт) от времени и строить итоговый график зависимости Квыт от давления аналогично стандартной слим-трубке.

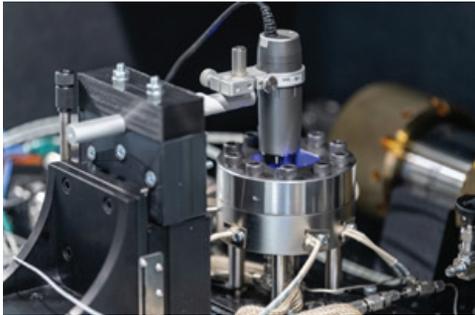


Рисунок 2. Микрофлюидное оборудование
Figure 2. Microfluidic device

Скрининг газовых МУН. Для исследования газовых МУН возникла идея создать микрофлюидный чип, который позволил бы проводить эксперименты как на обычную, так и циклическую закачку газа, будучи при этом репрезентативным для экстраполяции на реальное месторождение. Дизайны чипов, опубликованные авторами ранее, были, в первую очередь, сосредоточены на описании лишь одного механизма, влияющего на эффективность вытеснения. Так, была создана радиальная модель микрофлюидного чипа с гомогенной пористой структурой (рис. 3б).

При обычной закачке газ сначала попадал в центр модели по высокопроницаемому каналу. Далее газ вытеснял нефть к четырем равноудаленным каналам вокруг модели, имитируя при этом пятиточечную систему расстановки скважин. При циклической закачке газ сначала на большой скорости фильтровался через центральное отверстие пористой структуры. Далее, после этапа выдержки, начиналась откачка газа в сторону того же центрального отверстия. Такой уникальный микрофлюидный чип и разработанная экспериментальная процедура позволили находить зависимость Квыт от скоростей фильтрации, абсолютного давления,

а также изучить локальные эффекты, возникающие при процессе фильтрации.

Скрининг ПАВ на аналогах цифрового ядра. Для быстрой оценки вытесняющей эффективности ПАВ была разработана структура микрофлюидного чипа на основе цифровой модели ядра (рис. 3в). Такая структура была создана путём наложения всех 3D-слоев образца реального ядра (полученных томографированием образца) вдоль оси. Затем было выполнено несколько операций для получения окончательного варианта структуры: применение локального медианного фильтра, расширение и эрозия. Также было получено распределение размеров пор цифровой 2D модели, которое хорошо коррелировалось с распределением размеров пор реального ядра.

В рамках данного проекта был проведен скрининг ряда ПАВ-композиций в свободном объеме при пластовой температуре 83°C, который включал тест на стабильность, фазовое поведение с нефтью и измерение межфазного натяжения. Особое внимание уделялось МФН-профилям, а именно начальному и равновесному значениям. В результате скрининга были отобраны 4 ПАВ-композиции, с которыми затем были проведены фильтрационные тесты в микро-моделях, а также базовый эксперимент с вытеснением нефти пластовой водой соленостью 22,5 г/л. В результате проведенных тестов было установлено, что все ПАВ достигают больших значений Квыт, чем вода, а также демонстрируют более равномерное вытеснение.

Исследование поведения ПАВ в пористых структурах с различными свойствами. Целью данной работы было создание универсального микрофлюидного чипа, с помощью которого можно проводить оценку эффективности ПАВ при разных соленостях и температурах, анализировать локальные эффекты, такие как образование эмульсий, а также визуализировать поведение и распределение флюидов в структурах с близкими значениями пористости, но значительно различающимися значениями проницаемости. Для этого была спроектирована структура чипа с тремя параллельными каналами, каждый из которых заполнен зернами разного диаметра (рис. 4а). Проницаемость каналов составила 500, 250 и 50 мД для мелких, средних и крупных зёрен соответственно.

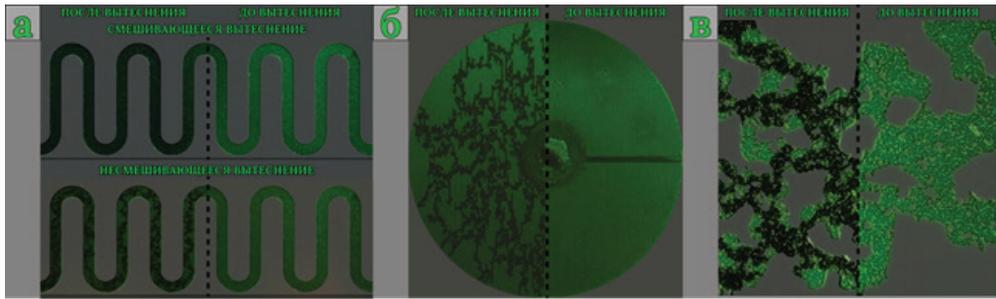


Рисунок 3. Примеры изображений микрофлюидных моделей до и после вытеснения

Figure 3. Sample images of microfluidic models before and after displacement

а) микрофлюидная slim-трубка / microfluidic slim-tube; б) радиальная модель для газовых МУН / radial model for gas EOR; в) модель цифрового ядра на чипе / digital core model with the use of a chip

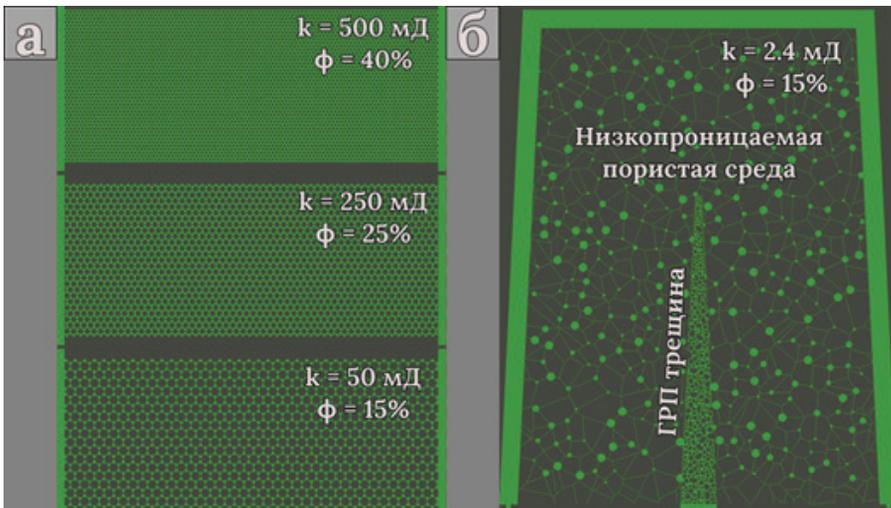


Рисунок 4. Примеры дизайнов микрофлюидных моделей

Figure 4. Examples of microfluidic model designs

а) модель для скрининга ПАВ / model for screening surfactants; б) имитация ГРП трещины / simulated hydraulic fracturing

Для двух выбранных ПАВ был проведён тест по определению термостабильности при 70°C и разных солёностях, тест по оценке фазового поведения с нефтью и измерения МФН. Были выбраны стабильные ПАВ-композиции с разными значениями МФН порядка 100, 10⁻¹ и 10⁻² мН/м, проведены фильтрационные тесты в микромоделях, а затем определен Квит в каждой структуре (канале) чипа.

Скрининг жидкостей ГРП на микрофлюидном аналоге низкопроницаемого месторождения. В данном исследовании была разработана методология подбора жидкостей для гидроразрыва пласта. Дизайн микрофлюидного чипа представлял собой высокопроницаемую зону, имитирующую трещину ГРП, а также низкопроницаемую пористую среду вокруг

трещины (рис. 4б). Свойства пористой структуры, включающие проницаемость, пористость, распределение пор по размерам, были воспроизведены по данным реального месторождения, на котором запланировано пилотное исследование по оптимизации технологии ГРП. Дополнительно для воспроизведения реальных процессов, происходящих на глубине нефтяной залежи, микрофлюидный эксперимент проводился при термобарических условиях, соответствующих пластовым.

Серия экспериментов проводилась на трёх различных композициях жидкостей: эталонной жидкости и двух жидкостях для ГРП. Изначально микрофлюидный чип заполнялся нефтью реального месторождения, далее в том же направлении закачивалась жидкость ГРП. Для ини-

циации обратного притока нефть закачивалась в противоположную сторону от первоначальной закачки, имитируя этап добычи нефти. На данном этапе с помощью флуоресцентного микроскопа рассматривалась эффективность очистки модели от жидкости ГРП, охарактеризованная коэффициентом продуктивности. Дополнительным параметром, свидетельствующим о качестве очистки модели, служило изменение перепада давления при обратной прокачке.

Выводы

В данной работе представлен обзор применения микрофлюидной технологии для скрининга агентов и исследования свойств агентов МУН, а также статус самой технологии на данный момент. В работе рассмотрены ХМУН (ПАВ и ПЗ), газовые и термические методы, а также подходы к исследованию жидкостей ГРП и низкоминерализованной воды. Проведение экспериментов в микромоделях предоставляет уникальную возможность ви-

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Перепонов Д. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, подготовка и редактирование текста, Щербак А. – сбор и обработка материалов, написание текста, редактирование текста, Казаку В. – сбор и обработка материалов, подготовка текста, Гаджиев М. – сбор и обработка материалов, подготовка текста, Тархов М. – сбор и обработка материалов, редактирование текста, Шилов Е. – сбор и обработка материалов, анализ полученных данных, редактирование текста, Черемисин А. – сбор материалов, редактирование текста.

зуализации потоков флюидов в пористой структуре. Реализация экспериментов при высоких температурах и давлениях стала возможной благодаря активному развитию отдельных компонентов технологии, а именно подходов к производству микрофлюидных чипов, микрофлюидных держателей высокого давления, шприцевых насосов высокого давления и методов обработки экспериментальных результатов.

Несмотря на активное использование микрофлюидики в цепи экспериментов многими исследовательскими группами, она все ещё не стала одним из общепринятых стандартных методов лабораторных исследований для нефтегазовой отрасли.

Вторая часть работы описывает результаты, полученные нашей научной группой. Описание включает информацию об экспериментальной установке, подходах к проектированию микрофлюидных чипов (некоторые из них не имеют аналогов в литературе), а также краткий обзор основных результатов, полученных на начало 2023 г.

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. Dmitry Pereponov – collection and processing of materials, analysis of the obtained data, preparation and editing of the text; Alexandra Shcherbakova – collection and processing of materials, writing the text, editing of the text, Vitaly Kazaku – collection and processing of materials, preparation of the text, Murad Gadzhiev – collection and processing of materials, preparation of the text, Michael Tarkhov – collection and processing of materials, editing of the text, Evgeny Shilov – collection and processing of materials, analysis of the obtained data, editing of the text, Alexey Cheremisn – collection of materials, text editing.

REFERENCES

1. Sheng JJ. Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*. 2015;1(2):97–105. doi:10.1016/j.petlm.2015.07.003.
2. Muggeridge A, Cockin A, Webb K, et al. Recovery rates , enhanced oil recovery and technological limits. *Philos Trans A Math Phys Eng Sci*. Published online 2014. doi:10.1098/rsta.2012.0320.
3. Lake LW. *Enhanced Oil Recovery*. New York: Prentice Hall, Englewood Cliffs; 1989.
4. Kang P-S, Lim J-S, Huh C. Screening Criteria and Considerations of Offshore Enhanced Oil Recovery. *Energies*. 2016;9(1):1–18. doi:10.3390/en9010044.
5. Pwaga S, Iluore C, Idrees MU, et al. *Comparative Study of Different EOR Methods*. Trondheim: NTNU; 2010.
6. Fani M, Pourafshary P, Mostaghimi P, Mosavat N. Application of microfluidics in chemical enhanced oil recovery: A review. *Fuel*. 2022;315:123225. doi:10.1016/j.fuel.2022.123225.
7. Xu ZX, Li SY, Li BF, et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Pet Sci*. 2020;17(4):990–1013. doi:10.1007/s12182-020-00467-5.
8. Askarova A, Turakhanov A, Markovic S, Popov E. Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance. *J Pet Sci Eng*. 2020;194:107456. doi:10.1016/j.petrol.2020.107456.
9. Gbadamosi AO, Kiwalabye J, Junin R, Augustine A. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *J Pet Explor Prod Technol*. 2018;8(4):1373–1387. doi:10.1007/s13202-018-0451-6.
10. Alvarado V, Manrique E. Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*. 2010;3(9):1529–1575. doi:10.3390/en3091529.
11. Gbadamosi AO, Junin R, Manan MA, Agi A, Yusuff AS. *An Overview of Chemical Enhanced Oil Recovery: Recent Advances and Prospects*. Berlin Heidelberg: Springer; 2019. doi:10.1007/s40089-019-0272-8.
12. Olajire AA. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*. 2014;77:963–982. doi:10.1016/j.energy.2014.09.005.
13. Kamal MS, Sultan AS, Al-mubaiyeh UA, Hussein IA. Review on Polymer Flooding : Rheology, Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. *Polymer Reviews*. 2015;55(3):491–530. doi:10.1080/15583724.2014.982821.
14. Li X, Zhang F, Liu G. Review on polymer flooding technology. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science; 2021 Oct 10–14; Orlando, Fl. doi:10.1088/1755-1315/675/1/012199. Available from: <https://www.researchgate.net/journal/IOP-Conference-Series-Earth-and-Environmental-Science-1755-1315>https://www.researchgate.net/publication/349886677_Review_on_polymer_flooding_technology.
15. Hirasaki GJ, Miller CA, Puerto M. Recent advances in surfactant EOR. *SPE J*. 2011;16(4):889–907. doi:10.2118/115386-PA.
16. Pal S, Mushtaq M, Banat F, Al Sumaiti AM. Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives. *Pet Sci*. 2018;15(1):77–102. doi:10.1007/s12182-017-0198-6.
17. Sagir M, Mushtaq M, Tahir MS, Tahir MB, Shaik AR. *Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications*.; 2020. doi:10.1007/978-3-030-18785-9.
18. Lifton VA. Microfluidics: An enabling screening technology for enhanced oil recovery (EOR). *Lab Chip*. 2016;16(10):1777–1796. doi:10.1039/c6lc00318d.
19. Gogoi S, Borgohain S. Review on microfluidic studies for EOR application. *J Pet Explor Prod Technol*. 2019;9(3):2263–2277. doi:10.1007/s13202-019-0610-4.
20. Karadimitriou NK, Hassanizadeh SM. A Review of Micromodels and Their Use in Two-Phase Flow Studies. *Vadose Zo J*. 2012;11(3):vzj2011.0072. doi:10.2136/vzj2011.0072.
21. Mattax C, Kyte J. Ever see a water flood? *Oil Gas J*. 1961;59:115–128.
22. Davis JA, Jones SC. Displacement Mechanisms of Micellar Solutions. *J Pet Technol*. 1968;20(12):1415–1428. doi:10.2118/1847-2-pa.
23. Rodriguez A, Castro D, Oostrom M, Shokri N. Effects of shear-thinning fluids on residual oil formation in microfluidic pore networks. *J Colloid Interface Sci*. 2016;472:34–43. doi:10.1016/j.jcis.2016.03.027.

24. Wegner J, Hincapie RE, Födisch H, Ganzer L. Novel Visualisation of Chemical EOR Flooding Using a Lab-on-a-Chip Setup Supported by an Extensive Rheological Characterisation; 2015 Aug 11–13; Kuala Lumpur, Malaysia. Paper Number: SPE-174648-MS.

25. Lacey M, Hollis C, Oostrom M, Shokri N. Effects of Pore and Grain Size on Water and Polymer Flooding in Micromodels. *Energy and Fuels*. 2017;31(9):9026–9034. doi:10.1021/acs.energyfuels.7b01254.

26. Buchgraber M, Clemens T, Castanier LM, Kovscek AR. A Microvisual Study of the Displacement of Viscous Oil by Polymer Solutions. *SPE Reserv Eval Eng*. 2011;14(03):269–280.

27. Aktas F, Clemens T, Castanier LM, Kovscek AR. Viscous oil displacement with aqueous associative polymers. *Proc – SPE Symp Improv Oil Recover*. 2008;1:384–394.

28. Santamaria O, Lopera SH, Riazzi M, Minale M, Cort FB, Franco CA. Phenomenological study of the micro- and macroscopic mechanisms during polymer flooding with SiO₂ nanoparticles. *J Pet Sci Eng*. 2021;198. doi:10.1016/j.petrol.2020.108135.

29. Rueda E, Akarri S, Torsæter O. Experimental Investigation of the Effect of Adding Nanoparticles to Polymer Flooding in Water-Wet Micromodels. *Nanomaterials*. 2020.

30. Qi ZB, Pierobon S, Serediak O, Le J, Pettigrew A, Abedini A. Effects of thief zones on displacement efficiency: Microfluidic pore-scale and conformance control analysis. *Fuel*. 2022;316:123371. doi:10.1016/j.fuel.2022.123371.

31. De S, Krishnan P, Schaaf J Van Der, et al. Viscoelastic effects on residual oil distribution in flows through pillared microchannels. 2018;510:262–271. doi:10.1016/j.jcis.2017.09.069.

32. Druetta P, Picchioni F. Influence of physical and rheological properties of sweeping fluids on the residual oil saturation at the micro- and macroscale. *J Nonnewton Fluid Mech*. 2020;286:104444. doi:10.1016/j.jnnfm.2020.104444.

33. Kim J, Willmott E, Quintero L. Microfluidics Technology for Visualizing Surfactant Performance in Enhanced Oil Recovery. IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery; 2019 Apr 08; Pau, France. doi:10.3997/2214-4609.201900088.

34. Brady PV, Thyne G. Functional Wettability in Carbonate Reservoirs. *Energy & Fuels*. 2016;30:9217–9225. doi:10.1021/acs.energyfuels.6b01895.

35. Buckley JS, Liu Y, Monsterleet S, Recovery P. Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils. *SPE J*. 1998;3(01):54–61. doi:https://doi.org/10.2118/37230-PA.

36. Xu L, Han M, Cao D, Wang J. Study on dynamic interfacial tension behaviors in surfactant selection for improving oil production. *J Pet Sci Eng*. 2022;209:109978. doi:10.1016/j.petrol.2021.109978.

37. Wegner J, Ganzer L. Rock-on-a-Chip Devices for High p, T Conditions and Wettability Control for the Screening of EOR Chemicals. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition; 2017 June 12–15; Paris, France. Paper Number: SPE-185820-MS.

38. Yun W, Chang S, Cogswell DA, et al. Toward Reservoir-on-a-Chip: Rapid Performance Evaluation of Enhanced Oil Recovery Surfactants for Carbonate Reservoirs Using a Calcite-Coated Micromodel. *Sci Rep*. 2020;10(1):1–13. doi:10.1038/s41598-020-57485-x.

39. Wang W, Chang S, Gizzatov A. Toward Reservoir-on-a-Chip: Fabricating Reservoir Micromodels by in Situ Growing Calcium Carbonate Nanocrystals in Microfluidic Channels. *ACS Appl Mater Interfaces*. 2017;9(34):29380–29386. doi:10.1021/acsami.7b10746.

40. Vavra E, Puerto M, Biswal SL, Hirasaki GJ. A systematic approach to alkaline – surfactant – foam flooding of heavy oil : microfluidic assessment with a novel phase – behavior viscosity map. *Sci Rep*. 2020;10:1–12. doi:10.1038/s41598-020-69511-z.

41. Zhao X, Feng Y, Liao G, Liu W. Visualizing in-situ emulsification in porous media during surfactant flooding: A microfluidic study. *J Colloid Interface Sci*. 2020;578:629–640. doi:10.1016/j.jcis.2020.06.019.

42. Zhao X, Zhan F, Liao G, et al. In situ micro-emulsification during surfactant enhanced oil recovery : A microfluidic study. *J Colloid Interface Sci*. 2022;620:465–477. doi:10.1016/j.jcis.2022.04.045.

43. Jadhunandan PP, Morrow NR. Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems. *Spe Reserv Eng*. 1995;10(01):40–46. doi:https://doi.org/10.2118/22597-PA.

44. Song W, Kovscek AR. Lab on a Chip for investigation of low salinity oil-recovery processes. *Lab Chip*. 2015;16:3314–3325. doi:10.1039/c5lc00544b.

45. Amirian T, Haghghi M, Mostaghimi P. Pore Scale Visualization of Low Salinity Water Flooding as an Enhanced Oil Recovery Method. *Energy & Fuels*. 2017;31(12):13133–13143. doi:10.1021/acs.energyfuels.7b01702.
46. Tetteh JT, Cudjoe SE, Aryana SA, Barati R. Investigation into fluid-fluid interaction phenomena during low salinity waterflooding using a reservoir-on-a-chip microfluidic model. *J Pet Sci Eng*. 2021;196:108074. doi:10.1016/j.petrol.2020.108074.
47. Al-khafaji A, Wilson M, Neville A, Wen D. Pore-Scale Displacement Efficiency during Different Salinity Water Flooding in Hydrophilic and Hydrophobic Microstructures. *Energy & Fuels*. 2019;33(5):3859–3870. doi:10.1021/acs.energyfuels.8b04295.
48. Golmohammadi M, Mohammadi S, Mahani H, Ayatollahi S. The non-linear effect of oil polarity on the efficiency of low salinity waterflooding : A pore-level investigation. *J Mol Liq*. 2022;346:117069. doi:10.1016/j.molliq.2021.117069.
49. Le-anh D, Rao A, Stetten AZ, et al. Oil Displacement in Calcite-Coated Microfluidic Chips via Waterflooding at Elevated Temperatures and Long Times. *Micromachines*. 2022;13(8):1316. doi:10.3390/mi13081316.
50. Shaik IK, Aichele CP, Bikkina PK. Microfluidics-Based Low Salinity Wettability Alteration Study of Naphthenic-Acid-Adsorbed Calcite Surfaces. *Energy and Fuels*. 2022;36(4):1842–1853. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c03837.
51. Gauteplass J, Folleso HN, Graue A, Kovscek AR, Ferno MA. Visualization of Pore-level Displacement Mechanisms During CO₂ Injection and EOR Processes. IOR 2013 – 17th European Symposium on Improved Oil Recovery; 2013 Apr 16–18; Saint Petersburg, Russia. doi:https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142617.
52. Zhong J, Abedini A, Xu L, Xu Y, Qi Z, Sinton D. Nanomodel visualization of fluid injections in tight formations. *Nanoscale*. 2018;10:21994–22002. doi:10.1039/c8nr06937a.
53. W. de Haas T, Fadaei H, Guerrero U, Sinton D. Steam-on-a-chip for oil recovery: the role of alkaline additives in steam assisted gravity drainage. *Lab on a Chip*. 2013;13(19):3832–3839. doi:10.1039/c3lc50612f.
54. Syed AH, Mosavat N, Riordon J, et al. A combined method for pore-scale optical and thermal characterization of SAGD. *J Pet Sci Eng*. 2016;146:866–873. doi:10.1016/j.petrol.2016.07.030.
55. Xu L, Abedini A, Qi ZB, Kim M, Guerrero A, Sinton D. Pore-scale analysis of steam-solvent coinjection: azeotropic temperature, dilution and asphaltene deposition. *Fuel*. 2018;220:151–158. doi:10.1016/j.fuel.2018.01.119.
56. Haas TW De, Bao B, Ramirez HA, Abedini A, Sinton D. Screening High-Temperature Foams with Microfluidics for Thermal Recovery Processes. *Energy & Fuels*. 2021;35(9):7866–7873. doi:10.1021/acs.energyfuels.1c00332.
57. Hyman JD, Viswanathan HS, Carey JW, et al. Understanding hydraulic fracturing: a multi-scale problem. *Phil. Trans. R. Soc. A*. 2016;374. doi:10.1098/rsta.2015.0426.
58. Hasham AA, Abedini A, Jatukaran A, Persad A, Sinton D. Visualization of fracturing fluid dynamics in a nanofluidic chip. *J Pet Sci Eng*. 2018;165:181–186. doi:10.1016/j.petrol.2018.02.017.
59. Ren G, Abedini A, Yang H, Sanders A. Visualization of Flowback Aid Mechanisms Utilizing a Microfluidic Pore-Scale Device. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control; 2020 Feb 19–21; Lafayette, Louisiana, USA. Paper Number: SPE-199269-MS.
60. Cheremisin A, Shilov E, Isupov A. *High-Pressure and High-Temperature Holder for Microfluidic Chip*. United States patent US 2764734. 2022.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Перепонов Дмитрий Ильич**e-mail: dmitrii.pereponov@skoltech.ru.**Щербакова Александра**e-mail: a.scerbacova@skoltech.ru.**Казаку Виталий Вячеславович**e-mail: vitaly.kazaku@skoltech.ru.**Гаджиев Мурад Эhtiрам**e-mail: murad.hajiyev@skoltech.ru.**Тархов Михаил Александрович**e-mail: tmafuz@mail.ru.***Шилов Евгений Дмитриевич**e-mail: shilov@labadvance.net.**Черемисин Алексей Николаевич**e-mail: a.cheremisin@skoltech.ru.**AUTHORS' INFO****Dmitrii Pereponov**e-mail: dmitrii.pereponov@skoltech.ru.**Alexandra Scerbacova**e-mail: a.scerbacova@skoltech.ru.**Vitaly Kazaku**e-mail: vitaly.kazaku@skoltech.ru.**Murad Hajiyev**e-mail: murad.hajiyev@skoltech.ru.**Michael Tarkhov**e-mail: tmafuz@mail.ru.***Evgeny Shilov**e-mail: shilov@labadvance.net.**Alexey Cheremisin**e-mail: a.cheremisin@skoltech.ru.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276.7

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Получена: 20.09.2022.

Одобрена: 08.12.2022.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Использование программного обеспечения для увеличения межремонтного периода на примере скважин часто ремонтируемого фонда ПУ «Жетыбаймунайгаз»

Ж.С. Канбаева, С. Сейтмаганбетов

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Эксплуатация месторождений на поздней стадии разработки требует применения эффективных методов повышения межремонтного периода добывающего фонда в целях снижения затрат на ремонтно-профилактические работы.

Цель. Целью данной работы послужило выявление основных причин отказа глубинно-насосного оборудования и выбор пути решения с применением информационных технологий.

Материалы и методы. Механическое воздействие между муфтой и телом насосной штанги с внутренней стенки насосно-компрессорной трубы во время возвратно-поступательных движений приводит к истиранию внутренней полости трубы. Для минимизации контакта штанги с трубой необходим качественный подбор компоновки штанг с дальнейшим спуском насосных штанг с центратором. Программное обеспечение является отличным инструментом для моделирования установок штанговых глубинных насосов и оптимизации компоновок текущих систем.

Результаты. Анализ профилей скважин показал возможность прогнозирования отказов подземного оборудования и их последствий. Эффективность спуска компоновки подземного оборудования, рассчитанная в программном обеспечении «RodStar», показала снижение количества ремонтов с 66 до 31 ед. и увеличение средней наработки с 52 до 114 сут. Количество отказов по причине негерметичности насосно-компрессорных труб уменьшилось с 25 до 10 ед., количество обрывов штанг – с 24 до 6 ед.

Заключение. Подводя итоги анализа применения программных продуктов для подбора глубинно-насосного оборудования при эксплуатации механизированного фонда скважин на нефтегазовых месторождениях, нужно отметить актуальность и своевременность создания корпоративной базы данных и использование современных инструментов. Эффективность применения программного обеспечения и модуля подтверждена положительными результатами – повышением наработки на отказ и увеличением межремонтного периода добывающих скважин.

Ключевые слова: программное обеспечение RodStar, наработка на отказ, межремонтный период скважины, негерметичность, насосно-компрессорные трубы, обрыв, насосные штанги, модуль, подбор, глубинно-насосное оборудование, АВАІ.

Как цитировать:

Канбаева Ж.С., Сейтмаганбетов С. Использование программного обеспечения для увеличения межремонтного периода на примере скважин часто ремонтируемого фонда ПУ «Жетыбаймунайгаз» // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 74–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>.

UDC 622.276.7

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Received: 20.09.2022.

Accepted: 08.12.2022.

Published: 30.03.2023.

Original article

The use of software to increase the TBO on the example of the wells of the frequently repaired fund of the "Zhetybaimunaygas" PM

Zhanat S. Kanbayeva, Sabit Seitmaganbetov

KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The operation of fields at a late stage of development requires the use of more efficient methods for increasing the TBO of the producing field in order to reduce the high costs of maintenance and repair works of production well stock.

Aim: Analysis of a well operation in a frequently repaired field (FRF), identification of the main causes of failure of downhole pumping equipment (DPE) and a way to solve problems using information technology.

Materials and methods: An important indicator of improving the reliability of the production facilities is the time between overhauls of wells (the TBO). One of the most significant complications during the well operations at the fields is the abrasion of the internal cavity of the tubing by pumping rods (the PR). Abrasion occurs due to mechanical action between the sleeve joint and the body of the rod from the inner wall of the tubing during reciprocating movements.

In order to minimize the contact of the rod with the tubing, a high-quality selection of the rod layout is required with further lowering of the pump rods with a centralizer. The software is an excellent tool for modeling sucker-rod pumping units (SRP), as well as for optimizing layouts of current SRP systems.

Results: According to the well profiles analysis, it is possible to predict failures and the consequences of failures of underground equipment. The efficiency of lowering the layout of underground equipment, calculated in the RodStar software, the number of repairs decreased from 66 to 31 units, and the average operating time increased from 52 to 114 days. It is important to note that failures due to leaky tubing decreased from 25 to 10 units, and the number of parted rods – from 24 to 6 units.

Conclusion: Summing up the analysis of the use of software products for the selection of downhole pumping equipment in the operation of mechanized well stock in oil and gas fields, the relevance and timeliness of creating a corporate database and the use of modern tools should be noted. The effectiveness of the software and the module application are certainly confirmed by the positive results i.e. an increase in TBF and TBO of the production wells of "Zhetybaymunaigaz" PD.

Keywords: "RodStar" software, time between failures, TBO, well repair period, tubing tightness, rod break, pump design selection module in ABAI.

To cite this article:

Kanbayeva ZS, Seitmaganbetov S. The use of software to increase the TBO on the example of the wells of the frequently repaired fund of the "Zhetybaimunaygas" PM. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):74–93. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>.

ӨЖ 622.276.7

ҒТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Қабылданды: 20.09.2022.

Мақұлданды: 08.12.2022.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

«Жетібаймұнайгаз» ӨБ жиі жөнделетін қор ұңғымдарының мысалында жөндеуаралық кезеңді ұлғайту үшін бағдарламалық жасақтаманы қолдану

Ж.С. Қанбаева, С.С. Сейтмағанбетов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазҒЗЖИмұнайгаз» Филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Игерудің соңғы сатысында кен орындарын пайдалану өндіруші ұңғымалардың жөндеу-профилактикалық жұмыстары шығындарын азайту мақсатында өндіруші қордың жөндеу аралық кезеңін арттырудың неғұрлым тиімді әдістерін қолдануды талап етеді.

Мақсат. Бұл жұмыстың мақсаты тереңдік-сорғы жабдықтарының істен шығуының негізгі себептерін анықтау және ақпараттық технологияларды қолдана отырып шешім қабылдау жолын таңдау болды.

Материалдар мен тәсілдер. Жалғастырғыш пен сорғы штангасының денесі арасындағы механикалық әсер сорғы-компрессорлық құбырдың ішкі қабырғасынан кері қозғалыс кезінде құбырдың ішкі қуысының тозуына әкеледі. Штанганың құбырмен байланысын азайту үшін сорғы штангаларын орталықтандырғышпен одан әрі түсіре отырып, штангалардың орналасуын сапалы таңдау қажет. Бағдарламалық жасақтама тереңдік сорғыларының қондырғыларын модельдеуге және ағымдағы жүйелердің орналасуын оңтайландыруға арналған тамаша құрал болып табылады.

Нәтижелер. Ұңғымалардың профильдерін талдау жер асты жабдықтарының істен шығуын және олардың салдарын болжау мүмкіндігін көрсетті. "RodStar" бағдарламалық жасақтамада есептелген жерасты жабдығының орналасуын түсіру тиімділігі жөндеу санының 66 бірліктен 31 бірлікке дейін төмендегенін және орташа жұмыс істеудің 52 тәуліктен 114 тәулікке дейін ұлғайғанын көрсетті. Сорғы-компрессорлық құбырлардың ағып кетуіне байланысты істен шығу саны 25 бірліктен 10 бірлікке дейін, штангалардың үзілу саны 24 бірліктен 6 бірлікке дейін азайды.

Қорытынды. Мұнай-газ кен орындарында ұңғымалардың механикаландырылған қорын пайдалану кезінде тереңдік-сорғы жабдықтарын таңдау үшін бағдарламалық өнімдерді қолдануды талдауды қорытындылай келе, корпоративтік деректер базасын құрудың өзектілігі мен уақтылығын және қазіргі заманғы құралдарды пайдалануды атап өткен жөн. Бағдарламалық жасақтама мен модульді қолданудың тиімділігі оң нәтижелермен расталды – істен шығудың жоғарылауы және өндіруші ұңғымалардың жөндеуаралық кезеңінің артуы.

Негізгі сөздер: *RodStar бағдарламалық жасақтама, істен шығуға атқарым, ұңғыманың жөндеуаралық кезеңі, герметикалық емес, сорғы-компрессорлық құбырлар, үзілу, сорғы штангалары, модуль, таңдау, тереңдік-сорғы жабдықтары, ABAI.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Қанбаева Ж.С., Сейтмағанбетов С. «Жетібаймұнайгаз» ӨБ жиі жөнелетін қор ұңғымдарының мысалында жөндеуаралық кезеңді ұлғайту үшін бағдарламалық құралды қолдану // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 74–93 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108608>

Введение

Главной целью практически любого геолого-технического мероприятия (далее – ГТМ) является достижение максимальной прибыли при минимальных затратах. Снижение потерь в добыче нефти и сокращение затрат на ремонтно-восстановительные работы за счёт увеличения наработки оборудования на отказ являются наиболее эффективными методами сокращения себестоимости производства. Нарботка на отказ и увеличение межремонтного периода прямо или косвенно отражают эксплуатационные показатели работы глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО): показатели производительности, экономичности, рентабельности и т.д.

Важным показателем повышения надёжности работы добычного комплекса является межремонтный период работы скважин (далее – МРП). На месторождениях производственного управления «Жетыбаймунайгаз» (далее – ПУ «ЖМГ») добывающие скважины в основном эксплуатируются механизированным способом – установками плунжерных штанговых насосов (далее – УПШН).

На текущий период увеличение МРП скважин является одной из основных задач в решении проблем при эксплуатации месторождений ПУ «ЖМГ». Эксплуатация месторождений на поздней стадии разработки требует применения более эффективных методов повышения МРП добывающего фонда для снижения больших затрат на ремонтно-профилактические работы добывающих скважин.

На месторождениях одним из наиболее значимых осложнений при эксплуатации скважин является истирание насосными штангами (далее – НШ) внутренней полости насосно-компрессорной трубы (далее – НКТ). Истирание происходит за счёт механического воздействия между муфтой и телом штанги с внутренней стенки НКТ во время возвратно-поступательных движений.

Для минимизации контакта штанги с насосно-компрессорной трубой рекомендуется качественный подбор компоновки штанг с дальнейшим спуском насосных штанг с центратором [1].

Основные причины отказа на 10 скважинах

За скользящий год по 10 скважинам было 64 отказа без ГТМ, из них 25 отказов по негерметичности НКТ (38%), 24 отказа

по обрыву насосных штанг (36%) и 11 отказов по причине пропуска либо износа насоса (17%) [2]. Ниже в табл. 1 представлены основные параметры 10 скважин за скользящий год на момент первого пуска по каждой скважине.

Большинство отказов 10 скважин (74%) происходит по причине негерметичности НКТ и обрыва насосных штанг, основными причинами которых являются протирание подземного оборудования из-за кривизны ствола скважины и компрессионные нагрузки.

Одним из методов устранения протирания является установка центраторов в той части колонны, в которой наблюдается наиболее интенсивное искривление. Иногда количество устанавливаемых центраторов достигает нескольких десятков. В таких случаях главную роль играют степень и интервал кривизны, нагрузка на штанги, диаметр спущенных труб и ряд других факторов.

RodStar является программным обеспечением (далее – ПО) для моделирования установок штанговых глубинных насосов (далее – ШГН), а также для оптимизации компоновок текущих систем ШГН. С RodStar можно проектировать установки новых ШГН или вносить изменения в существующие. Эту программу можно использовать для сравнения насосных агрегатов, скоростей откачки, размеров плунжера, насосных штанг, типов двигателей и т.д., а также оценки влияния заполнения насоса, уровня жидкости или дисбаланса насосного агрегата. Кроме того, ПО позволяет детально оценить и подобрать наиболее критичный компонент установки – колонну штанг, определить нагрузку на конце колонны штанг, а также рассчитать контактные нагрузки между колонной штанг и НКТ для выбора программы центраторов.

Существуют два режима: режим отклонения, предназначенный преимущественно для установки плунжерного штангового глубинного насоса (далее – УПШГН) с наклонными скважинами, и вертикальный режим, предназначенный, соответственно, для вертикальных скважин (от небольшого до нулевого отклонения). Используя мощные «экспертные» знания ПО, можно сэкономить время и прийти к лучшим решениям. Это позволяет оптимизировать дизайн колонны штанг, а также определить число качаний насоса в минуту

Таблица 1. Основные параметры скважин на момент пуска
Table 1. Main parameters of wells at the time of start-up

№	ЦДНГ / OGPД	ГУ / GI	№ скв. / Well No.	Фактические параметры до ОПИ (за скользящий год на момент пуска скважин) Actual parameters before field trials (LTM of the well start-up time)						Кол-во ПРС без ГТМ, ед. UWR without GTM	Отрабо- тное время, сут / Hours worked, days	МРП, сут ТВО, days	Первый подход ПРС по компоновке RODSTAR / The first approach of UWR on the layout of RODSTAR	Соблю- дение компоновки (глубина спуска, диаметр насоса, компоновка НШ) Compliance with the layout (descent depth, pump diameter, pump rod layout)	Соблю- дение компоновки по НШ с рами Compliance with the layout of pump rods with centralizers	
				Количество отказов по причинам: Number of failures due to												
				негерметич- ность НКТ tubing leaks	заклинива- ние из-за механической примесей (солеотложе- ния, парафин, песок, и др.) locking due to mechanical impurities (salt deposits, paraffin, sand, etc.)	пропуск/ износ НСН capacity / depre- ciation of the tubing pump	обрыв НШ breakage of the sucker rod	отво- рот НШ turn- away of the pump rod	ГТМ inter- ven- tions	Кол-во ПРС, ВСЕГО, ед. UWR, TOTAL	Кол-во ботан- ное время, сут / Hours worked, days	начало ремонта / start of repair	конец ремонта / end of repair	Соблю- дение компоновки (глубина спуска, диаметр насоса, компоновка НШ) Compliance with the layout (descent depth, pump diameter, pump rod layout)	Соблю- дение компоновки по НШ с рами Compliance with the layout of pump rods with centralizers	
1	1	18	482													3
2	1	11	826	4		3	2			9	9	12.12.19	14.12.19	да	да	
3	2	28	4787	5						7	7	05.12.19	09.12.19	да	да	
4	2	19	4839	3	2	1	3	1		8	7	18.11.19	29.11.19	да	да	
5	1	21	4854	4		2	5			11	11	10.12.19	12.12.19	да	да	
6	1	25	1515	1	1	2	1			5	5	29.01.20	01.02.20	да	да	
7	1	13	4713	0			4			4	4	20.02.20	22.02.20	да	да	
8	2	1	4550	2			2			4	4	05.03.20	08.03.20	да	да	
9	2	9	2924	3			3			6	6	02.04.20	07.04.20	да	да	
10	1	8	1502		1		2	1		4	3	19.04.20	24.04.20	да	нет	
ВСЕГО / TOTAL				25	4	11	24	0	2	66	64					54

ЦДНГ / OGPД – цех добычи нефти и газа / oil and gas production division
 ГУ / GI – групповая установка / group installation
 ОПИ – опытно-промысловые испытания / field trials
 НСН / ТР – насос скважинный неуставной / tubing pump
 ПРС / UWR – подземный ремонт скважин / underground well repair

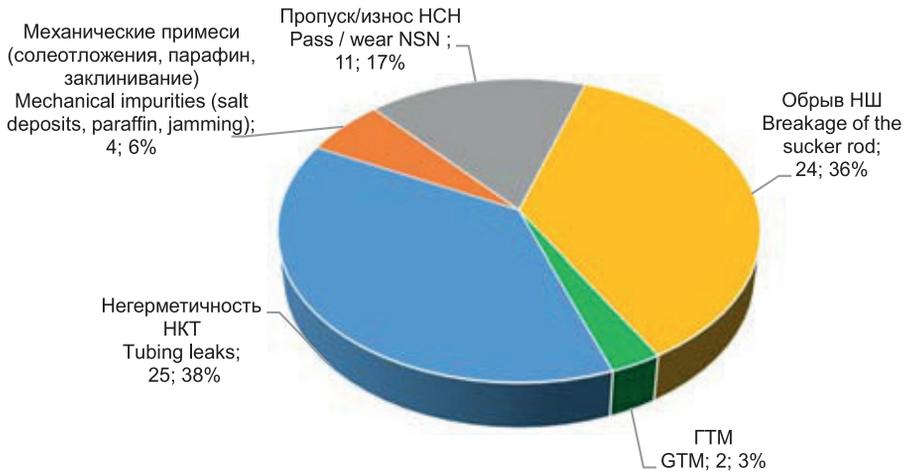


Рисунок 1. Основные причины отказа оборудования 10 скважин
Figure 1. Main causes of equipment failure among 10 wells

и размер плунжера, необходимые для ожидаемых значений по добыче нефти [2].

Данное программное обеспечение может смоделировать любую насосную установку и точно определить её производительность. Для указанной системы программа прогнозирует динамограммы, снятые на поверхности и в скважине. Программа рекомендует необходимый размер насосного оборудования, рассчитывает ожидаемый дебит, число качаний в минуту, размер плунжера и дизайн колонны штанг.

Наклонная версия RodStar также позволяет вводить данные о замерах по отклонению скважины и рассчитывать контактную нагрузку, темп набора кривизны и выдаёт рекомендации по расположению центраторов и т.д.

После запуска созданного проекта RodStar оценивает дизайн УПШГН. Исходя из нагрузки на поверхность, нагрузки на колонну штанг и производительности насоса указывает, какие секции могут нуждаться в улучшении.

RodStar обладает множеством расширенных функций, которые позволяют точно прогнозировать производительность системы для любой УПШГН. С помощью этой программы можно моделировать скважины любой глубины, включая очень глубокие или неглубокие, влияние изменения скорости двигателя и инерции насосного оборудования, а также точно рассчитать потребление электроэнергии.

Благодаря всем этим функциям ПО практически не имеет ограничений и является одной из продвинутых и простых в использовании других подобных программ.

Инклинометрия скважин влияет на контактные силы между колонной НКТ и колонной штанг. Ниже на рис. 2 представлены профили скважин, полученные в ПО RodStar на основе инклинометрии скважин.

По профилям 10 скважин имеется возможность прогнозирования отказов и последствий, с которыми можно столкнуться, а именно:

- наличие сжимающих нагрузок (зависания) колонны штанг;
- анализ инклинометрии показывает наличие значительных контактных нагрузок (трения колонны штанг и НКТ);
- некоторые режимы эксплуатации (число качаний и глубина спуска) показывают значительные нагрузки на станок-качалку и редуктор.

Все эти причины приводят к обрыву штанг, протиранию, негерметичности НКТ.

Анализ текущей компоновки на примере скважины 4839

Основными причинами отказа скважины 4839 за анализируемый период являются:

- обрыв по муфте на глубине 800 м;
- обрыв штанг из-за протирания на глубине 680 м, 700–740 м;
- негерметичность НКТ;

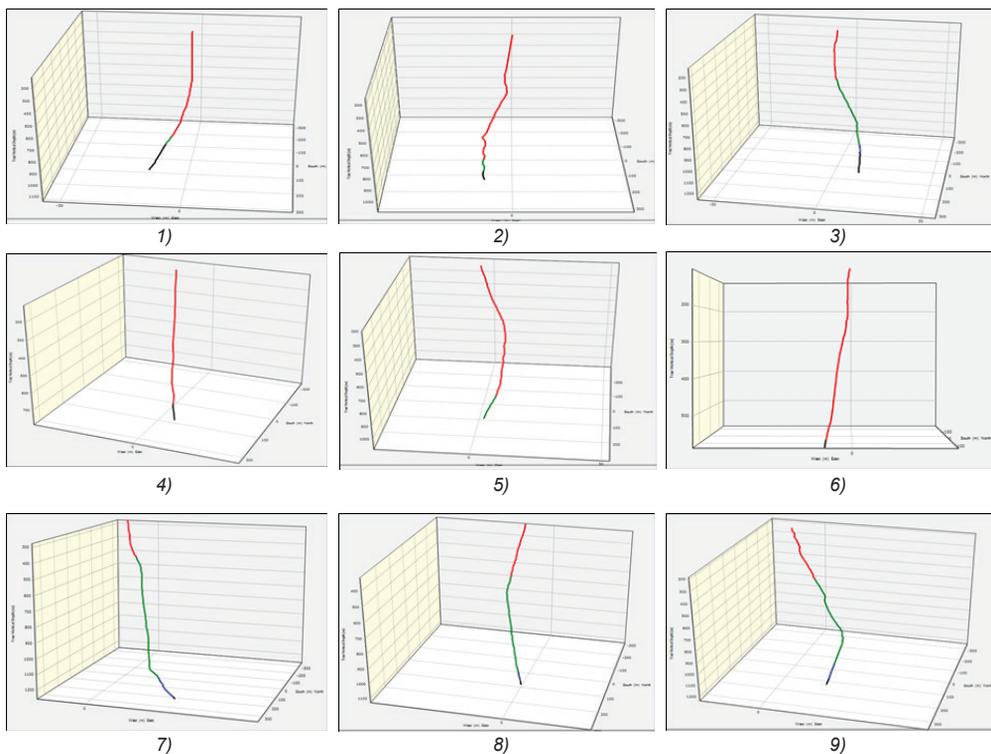


Рисунок 2. Профили скважин

Figure 2. Well profiles

1) 482; 2) 1502; 3) 1515; 4) 2924; 5) 4550; 6) 4761; 7) 4787; 8) 4839; 9) 4854

- заклинивание плунжера.

Опыт эксплуатации УПШГН показывает, что разрушение штанговых колонн обусловлено преимущественно усталостью металла из-за циклических и переменных по величине нагрузок.

При подборе штанговых колонн необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. Колонна должна иметь достаточную усталостную прочность, т.е. приведенные напряжения (стрессовая нагрузка) в любом сечении колонны должны быть меньше предельно допустимых значений напряжений для выбранного материала штанг. Приведенные напряжения между ступенями (равнопрочность ступеней колонны штанг) равны или их разница не превышает 5–10%.

2. Колонна должна иметь минимальный вес.

3. Колонна должна обладать небольшой деформацией (минимальные потери хода плунжера от упругих деформаций) [3, 4].

Фактические интервалы протираний и обрывов НШ совпадают с интервалами, где имеются высокие контактные силы, которые были определены с помощью ПО RodStar (рис. 3).

Указанные недостатки ведут к износу штанг из-за компрессионных или сжимающих нагрузок, большого перепада напряжения в ступенях и приводят:

- к деформации сжатия и кручению колонны штанг,
- дополнительному контакту НКТ и штанг при ходе вниз (так называемое зависание колонны штанг при ходе вниз);
- изменению при ходе плунжера [4].

В табл. 2–3 представлены параметры скважины 4839 и расчет нагрузок для анализа текущей компоновки.

Как видно из табл. 3, приведённое напряжение между ступенями весьма высокое и составляет 24,9%, хотя оно не должно превышать 5–10%.

В табл. 4 представлен полученный расчёт нагрузок на колонне штанг с тяжёлым низом.

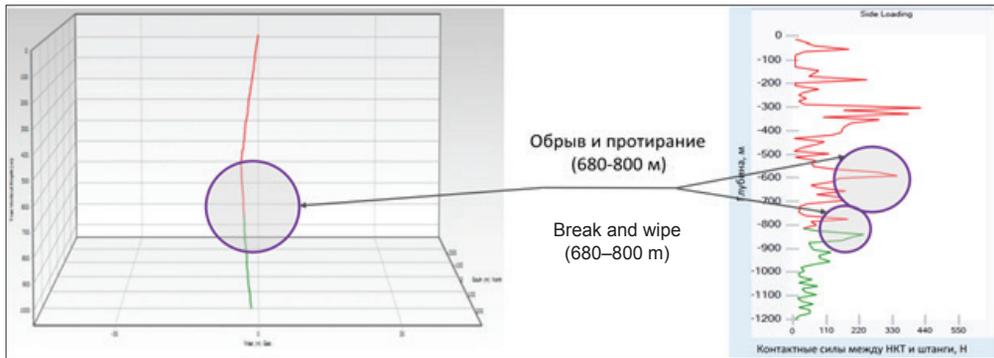


Рисунок 3. Контактные силы на скважине 4839

Figure 3. Contact forces in well 4839

Таблица 2. Параметры скважины 4839

Table 2. Well parameters 4839

Параметры / Parameters	Значения / Value
Дебит по жидкости, м ³ /сут / Liquid flow rate, m ³ /day	26,3
Дебит по нефти, м ³ /сут / Oil flow rate, m ³ /day	7,5
Текущий динамический уровень, м / Current dynamic level, m	401
Число качаний, кач/мин / Pumping speed, pumps/min	5,9
Полезная длина хода, см / Clear distance, cm	256
Максимальные нагрузки на полированном штоке, Н Maximum loads on polished rod, N (1)	48 527
Минимальные нагрузки на полированном штоке, Н Minimum loads on polished rod, N (2)	25 592
Отношение (1)/(2) / Ratio (1)/(2)	0,527
Загруженность станка-качалки, % / Workload	62

Таблица 3. Расчет текущих нагрузок на колонне штанг

Table 3. Calculation of current loads on the stem

Диаметр штанги, мм D, mm	Длина, м Length, m	Стрессовая нагрузка, % Stress load, %	Верхняя максимальная нагрузка, кПа Upper maximum load, kPa	Верхняя минимальная нагрузка, кПа Upper minimum load, kPa	Нижняя минимальная нагрузка, кПа Lower minimum load, kPa
22 С	800	62,4	123 939	67 113	15 350
19 С	400	37,5	61 673	17 497	-3 121

Таблица 4. Расчет нагрузок на колонне штанг с тяжелым низом

Table 4. Calculation of loads on the stem with a heavy bottom

Диаметр штанги, мм D, mm	Длина, м Length, m	Стрессовая нагрузка, % Stress load, %	Верхняя максимальная нагрузка, кПа Upper maximum load, kPa	Верхняя минимальная нагрузка, кПа Upper minimum load, kPa	Нижняя минимальная нагрузка, кПа Lower minimum load, kPa
22 С	405	58,2	116 439	61 825	35 070
19 С	660	57,8	105 127	45 951	3 746
22 С	135	20,8	24 949	-1 703	-2 293

В целях снижения количества отказов на скважине 4839 22.11.2019 г. была подобрана компоновка насосных штанг в ПО RodStar и направлена специалистам АО «Мангистаумунайгаз» для дальней-

шего применения. Эскиз данной компоновки подземного оборудования представлен на рис. 4.

30.11.2019 г. скважина 4839 была запущена после капитального ремонта

с соблюдением компоновки насосных штанг, предоставленной Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз».

После запуска скважина отработала без отказа 293 сут и была остановлена на ремонт по причине отложения парафина и солей на НКТ. Если до спуска за календарный год на скважине было проведено 7 ремонтов, то после спуска с соблюдением компоновки был проведен 1 ремонт.

Анализ эффективности работы 10 скважин

В конце ноября 2019 г. начаты работы по спуску оборудования согласно предложенной компоновке в ПО RodStar. Основным критерием для снижения количества отказов является соблюдение последовательности сборки компоновки. Результаты анализа работы после пуска скважины представлены в табл. 5.

Как видно из данных таблицы, после спуска компоновки, рассчитанной в ПО RodStar, количество ремонтов уменьшилось с 66 до 31 ед., а средняя наработка увеличилась с 52 до 114 сут. Важно отметить, что отказы по причине негерметичности НКТ уменьшились

с 25 до 10 ед., а количество обрывов штанг с 24 до 6 ед.

В табл. 6 представлен зеркальный анализ по скважинам (соблюдение выданных компоновок по 10 скважинам), где наглядно показано, что все рекомендации были выполнены.

Функционал по технологии добычи. Модуль подбор ГНО

Наряду с применением ПО RodStar, на текущий момент продолжается разработка функционала по технологии добычи в Информационной системе АВАИ.

«Подбор ГНО» является программным модулем, позволяющим повысить эффективность рекомендаций при выборе способа эксплуатации и подборе ГНО. Данный модуль на основе автоматической агрегации входных параметров из существующих баз данных позволяет произвести оценку потенциала действующих и новых (из бурения) скважин и на основе технико-экономических критериев выдавать рекомендации по выбору способа эксплуатации. За счёт оптимального расчёта дизайна скоростной и качественный подбор ГНО позволяет снизить частоту отказов ГНО и количество ПРС.

Таблица 5. Сравнительный анализ до и после спуска компоновки за календарный год
Table 5. Comparative analysis before and after launching the layout for the calendar year

Виды отказов Failure modes	До начала ОПИ Before the start of field trials	До начала ОПИ Before the start of field trials	Отклонение Deviation
Негерметичность НКТ / Tubing leakage	25	10	-15
Механические примеси/заклинивание / Mechanical impurities / jamming	5	5	0
Обрыв штанг / Parted rods	24	6	-18
Отворот штанг / Rods turnaway	0	1	1
Пропуск/износ насоса / Pump capacity/ depreciation	11	7	-4
ГТМ / interventions	1	2	1
ВСЕГО отказов / TOTAL failures	66	31	-35
Средняя наработка на отказ / Average time to failure	52	114	61

По итогам совместной работы специалистов АО «Мангистаумунайгаз» и ТОО «КМГ Инжиниринг» в 4 кв. 2021 г. модуль введен в промышленную эксплуатацию в АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Жетыбай.

В процессе совместной работы были проведены работы по следующим направлениям:

1. Подбор ШГН и составление рекомендаций на отказавших скважинах часто ремонтируемого фонда (далее – ЧРФ) месторождения Жетыбай.

2. Анализ соблюдения технологии спуска ШГН на скважинах [5].

3. Сравнительный анализ спущенных компоновок [6].

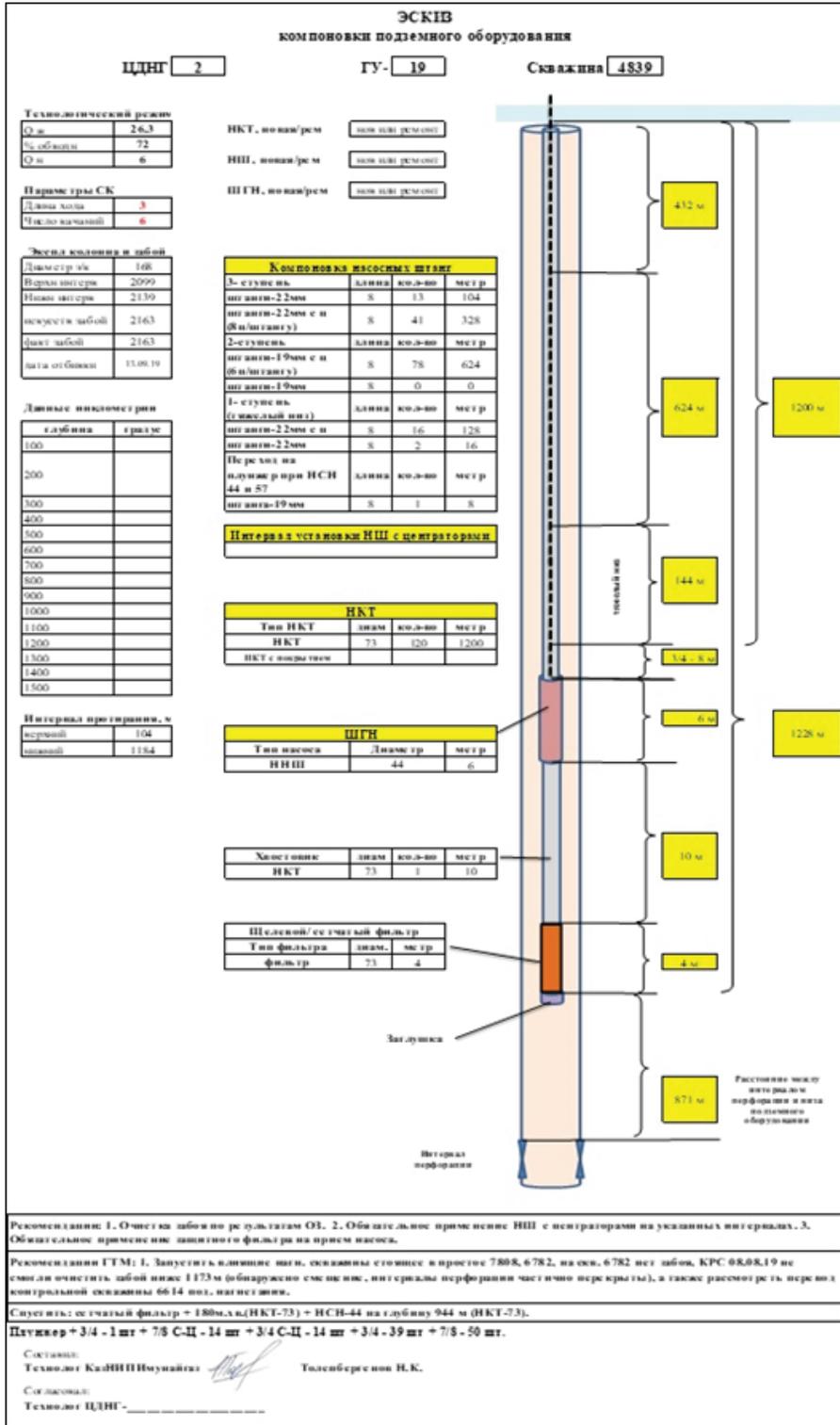


Рисунок 4. Эскиз подземного оборудования скважины 4839
Figure 4. Scheme of underground equipment for well 4839

4. В рамках доработок по запросу ключевых пользователей разработан и внедрён дополнительный функционал по компоновке штанг и центраторов [7, 8].

Сопровождение работ по промышленному использованию модуля

Анализ рекомендаций по изменению компоновки

Подбор ШГН и рекомендации в соответствии с расчетами в модуле выполнены для 21 скважины ЧРФ [9].

Подбор каждой компоновки сопровождался анализом эксплуатации скважины, составлением карточки, содержащей графическую и табличную информацию по гидродинамическим исследованиям, параметрам работы, истории отказов и др., составлением рекомендаций по дальнейшей эксплуатации, составлением отчёта по подбору ГНО [9].

В компоновке ГНО и направленных рекомендациях содержатся следующие изменения: диаметра ШГН, числа качаний, длины хода, конструкции колонны штанг, глубины спуска, установки газопесочных якорей, отборов скважины.

Вся информация вводилась в оптимизированной единой форме для контроля и анализа выполняемых работ по подбору ШГН. После выполнения основной части подбора компоновки, помимо создания отчёта, есть возможность в ручном и автоматизированном режиме управлять компоновкой штанг и центраторов.

Реализованные алгоритмы модуля «Подбор ГНО» позволяют:

- учесть превышения стола ротора над устьем;
- выбрать интервалы рекомендуемой и обязательной установки в целом и интервально;
- задать конструкцию нижней штанги компоновки;
- установить исторические интервалы истираний колонны НКТ и штанг;
- рассчитывать запас по установке штанг с центраторами выше и ниже проектных интервалов, исходя из точности глубины спуска и длины хода колонны штанг;
- объединять интервалы установки центраторов во избежание слишком сложных компоновок;

– автоматически пересчитывать количество штанг по диаметрам с центраторами и без для текущей компоновки, что позволяет находить оптимум при ограничении количества штанг с центраторами в наличии;

– выводить в отчете компоновку штанг с центраторами в виде готового плана работ на спуск и в табличном виде.

Анализ соблюдения технологии спуска ШГН

Для проведения анализа соблюдения технологии спуска ШГН была разработана форма проверки и учёта результатов. Пункты проверки исходят из основных нарушений технологии спуска, которые могут вызывать ранний отказ (рис. 6). В акте проверки состояния спускаемого ГНО указаны возможные обстоятельства отказа, не зависящие от выполненных расчётов в модуле. Поскольку при спуске ШГН не всегда соблюдается технология, основные области для оптимизации – это смазка резьбовых соединений, шаблонирование, замер НКТ, спуск кондиционного оборудования, ведение учёта спущенного и поднятого ГНО.

Анализ соответствия спущенной компоновки представленным рекомендациям

Спуск ШГН на основе расчётов в модуле выполнен на 19 скважинах [10].

Длины хода и числа качаний на 5 скважинах менялись уже после запуска, в ходе вывода скважины на режим, на 8 скважинах число качаний превышает расчётное, на 6 скважинах в связи с этим происходит превышение расчётного дебита.

На 3 скважинах отклонения от рекомендованной компоновки штанг (расчет исходил из условия равнопрочности секций). На 3 скважинах произошел преждевременный отказ. Истирания (отсутствие центраторов в указанном интервале), обрыв штанг (несоблюдение рекомендуемого режима, снижение притока, превышение допустимых нагрузок), механические примеси (засорение клапанов и цилиндра насоса механическими примесями).

По скважинам составлены рекомендации и направлены в ПУ «ЖМГ» для учета в дальнейшей эксплуатации.

Таблица 6. Зеркальный анализ по 10 скважинам / Table 6. Mirror analysis for 10 wells

№	ШДНГ OGPD GI	№ сква Well No.	Дата пуска Start date	Параметры скважин Well parameters						Причины отказов ПО Reasons for software failures						Статус Mode			
				кален- дар- ные дни calen- dar days	дни прос- тов down- time days	отрабо- таные дни worked days	кол-во ПРС, ед. UWR	кол-во учета ГТМ) UWR (exclu- ding inter- ventions)	СНО (без учета ГТМ) ATF (exclu- ding inter- ventions)	СНО ATF	пропуск/ износ ШП pump capacity/ depre- ciation	негер- метич- ность НКТ tubing leaks	обрыв штанги parted rods	отворот штанги rods turn- away	отложение механических примесей, солесотложения mechanical impurities, salt deposits		закли- нива- ние jam- ming	ГТМ inter- ven- tions	ВСЕГО TOTAL
1	1	18	06.12. 2019	365	20	345	8	8	43	43	43	3	3	2			8	в работе in process	
																			365
2	1	11	14.12. 2019	0	20	-20	-3	-4	38	22	22	-3	-1	-2	0	0	-3	9	в работе in process
				365	25	340	9	38	38	3	4	2							
3	2	28	09.12. 2019	365	23	342	4	4	86	86	86	3		1			4	в работе in process	
				0	-2	2	-5	-5	48	48	0	-4	-1	0	0	0	0		0
4	2	19	30.11. 2019	365	21	344	7	7	49	49	49	0	5			7	в работе in process		
				365	8	357	4	4	89	89	0	1	1	0	0	2		2	4
5	1	21	12.12. 2019	0	-13	13	-3	-3	40	40	40	0	-4	1	0	-3	8	в работе in process	
				365	52	313	8	7	45	39	1	3	3	0	0	0			0
6	1	25	01.02. 2020	365	3	362	1	1	362	362	362	1	1			1	8	в работе in process	
				0	-49	49	-7	-6	317	323	-1	-2	-3	0	0	0			0
7	1	25	01.02. 2020	365	25	340	11	11	31	31	31	2	4	5			11	в работе in process	
				365	4	361	2	2	181	181	2								2
8	1	25	01.02. 2020	0	-21	21	-9	-9	150	150	150	0	-4	-5	0	0	-9	в работе in process	
				365	15	350	5	5	70	70	1	1	1						5
9	1	25	01.02. 2020	365	21	344	8	8	43	43	43	1	3	3	1		8	в работе in process	
				0	6	-6	3	3	-27	-27	0	2	2	1	0	-2	0		3

продолжение таблицы 6 / continuation of Table 6

№	ШДНГ OGPD GI	№ скв. Well No.	Дата пуска Start date	Параметры скважин Well parameters						Причины отказов ПО Reasons for software failures						Статус Mode				
				период period	календарные дни calendar days	дни простоя downtime days	отработанные дни worked days	кол-во ПРС, кол-во ед. UWR	кол-во учета ГТМ) UWR (excluding interventions)	СНО (без учета ГТМ) ATF (excluding interventions)	СНО ATF	пропуск/износ ШП capacity/depression	негерметичность НКТ tubing leaks	обрыв штанги parted rods	отворот штанги turn-away		отложение механических примесей, солесотложения mechanical impurities, salt deposits	заклинивание jamming	ГТМ inter- ven- tions	ВСЕГО TOTAL
7	1	13 4713	22.02.2020	до спуска before the descent	365	10	355	4	4	89	89	4	4	4				4	4	в работе in process
				после спуска after the descent	365	9	356	4	4	89	89	1	1	1	1	1	1	1	4	4
8	2	1 4550	08.03.2020	отклонение deviation		-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	в работе in process
				до спуска before the descent	365	11	354	4	4	89	89	2	2	2	2	2	2	2	4	4
9	2	9 2924	07.04.2020	после спуска after the descent	365	2	363	1	1	363	363	1	1	1	1	1	1	1	1	в работе in process
				отклонение deviation	0	-9	9	-3	-3	275	275	0	-1	-2	0	0	0	0	0	0
10	1	8 1502	24.04.2020	до спуска before the descent	365	15	350	6	6	58	58	1	1	1	1	1	1	1	1	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020
				после спуска after the descent	365	13	352	1	0	352	352	3	2	2	2	2	2	2	2	2
				отклонение deviation	0	-2	2	-5	-6	294	294	-1	-3	-2	0	0	0	0	0	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020
				до спуска before the descent	365	13	352	4	4	88	88	3	3	3	3	3	3	3	3	3
				после спуска after the descent	365	4	361	1	1	361	361	1	1	1	1	1	1	1	1	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020
				отклонение deviation	0	-9	9	-3	-3	273	273	0	1	-3	0	0	0	0	0	0
				до спуска before the descent	3650	207	3443	66	65	53	52	11	25	24	0	1	4	1	66	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020
				после спуска after the descent	3650	127	3523	31	29	121	114	7	10	6	1	1	1	4	2	31
				отклонение deviation	0	-80	80	-35	-36	69	62	-4	-15	-18	1	0	1	-35	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020	
				до спуска before the descent	3650	207	3443	66	65	53	52	11	25	24	0	1	4	1	66	в про- срое с 05.09. 2020 г. in a down- time 09.05. 2020

СНО / ATF – средняя наработка на отказ / average time to failure

ПО RodStar & МОДУЛЬ «ПОДБОР ГНО» ИС АВАИ

Анализ методик расчета ШГН

Целью данного проведенного сравнительного анализа являлось определение корректности и применимости алгоритмов, применённых в модуле «Подбор ГНО» посредством сравнения результатов расчёта с результатами аналогичных ПО [10].

Сравнение результатов подбора 7 скважин представлено в табл. 7.

Подбор осуществлён под равные условия, за исключением скважины 4501 (диаметр насоса и число качаний).

Нагрузки на колонну штанг показали хорошую сходимость.

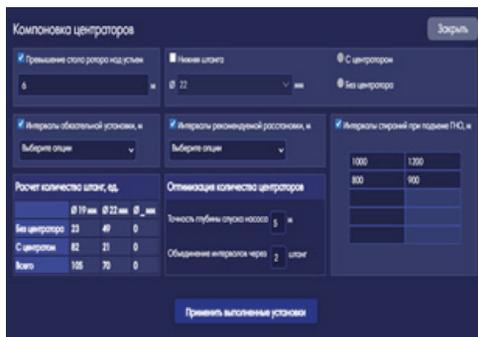
Загрузки равнопрочных колонн отличаются, т.к. применяются различные

методики. В модуле «Подбор ГНО» применяется методика расчета приведенных напряжений.

Сравнение нагрузок колонок штанг 7 скважин показало среднее отклонение нагрузки 5% (рис. 7). Сравнение загрузок колонок штанг 7 скважин представлено в табл. 8–9.

Методика расчета загрузки в модуле «Подбор ГНО» основывается на отношении рассчитанных приведённых напряжений по секциям к приведённому напряжению допустимому для данной марки стали. Согласно данной методике не рекомендуется загружать колонну штанг более чем на 85%.

В ПО RodStar загрузка оценивается по модифицированной диаграмме Гудмана и даёт меньший запас прочности



ИС АВАИ. Модуль Подбор ГНО.

Скважина: 4368
Месторождение: Жылыбай
Дата: 04.11.2021
ПУ Жылыбайгаз ЦШНГ-01

Входные данные				Технологический режим (пользователь)			
Конструкция	Интервал перфорации	1922.0-1931.0	С/м	20.0 м/сут			
	Наружн. Ø мм	150.0	С/м	5.1 м/сут			
	Внутренн. Ø мм	150.0	С/м	70.0 %			
	Интерв. (БДП) м	1922.0	Р/м	114.0 атм			
	Угол на интерв. °	0.0	Р/м	240.0 атм			
	Текущий забой	2038.0	М/м	685.0 м			
			Р/ат	3.0 атм			
			Р/у-Б	3.0 атм			
			Р/м	3.0 атм			
			% газа в нас	0.2			
Результаты расчета				Расчетный режим			
Зак. колонна	168.0 мм		С/м	20.0 м/сут			
НКТ	73.0 мм		С/м	5.1 м/сут			
Штанги	22мм, 62мм, 76мм		С/м	70.0 %			
Штанги	19мм, 60мм, 76мм		Р/м	114.0 атм			
ТН	22мм, 44мм, 66мм		Р/м	63.0 атм			
Насос	44 мм		% газа в нас	0.2			
НП	1280.0 м						
БПТ							
Интервал перфорации	1922.0-1931.0 м						
Текущий забой	2038.0 м						
Колонна штанг				Тех. СК: ПШГН-3-6800			
Секция 1	Ø (ДП)	22	624	76	58.6	48.03	26.22
Секция 2	Ø (ДП)	19	608	76	58.6	29.12	10.93
ТН	Ø (ДП)	22	48	6	25.3	15.39	0.08
Внешний вид штанг (сверху) - вверх (справа)				Дет. оборудования: БПТ			
Насос - 22 с.ц. - 6 шт., 19 с.ц. - 19 шт., 19 с.ц. - 3 шт., 19 с.ц. - 3 шт., 19 с.ц. - 6 шт., 19 с.ц. - 9 шт., 19 с.ц. - 3 шт., 19 с.ц. - 20 шт., 22 с.ц. - 18 шт., 22 с.ц. - 7 шт., 22 с.ц. - 6 шт., 22 с.ц. - 6 шт., 22 с.ц. - 6 шт., 22 с.ц. - 23 шт. - устья							
Комментарии к расчету: Перегруженность колонны штанг. Обеспеченность вероятна за ТР. Установлено для расчета - 70%. Насос спущен в колонну (НП=1400 м ТН=1931.0 м), обеспеченность с инди и дебитом. Режим - Предустановлен до 1380м. Сопоставление по диаметру, установка БПТ.							
Модуль: Согласован							

Рисунок 5. Эскиз подземного оборудования скважины 4368
Figure 5. Scheme of underground equipment for well 4368

№п/п	Раздел	ДА	НЕТ
1	Обеспечение точности спуска компоновки:		
1.1	Наличие в бригаде согласованного и утвержденного плана работ	*	
1.2	Соответствие компоновки на спуск в плане работ подбору, выполненному в АВАИ	*	
1.3	Наличие у старшего оператора схемы [эскиза] спуска колонны штанг и знание спускаемого элемента компоновки на момент проверки в соответствии с этой схемой	*	
1.4	Проверить, организована ли возможность правильного спуска компоновки: есть ли физическая возможность взять штангу нужного типоразмера на каждый момент спуска (сортировка штанг и удобное размещение)		*
1.5	Наличие замерной рулетки	*	
1.6	Проверка факта проведения замеров труб		*
1.7	Наличие журнала замера труб	*	*
1.8	Наличие записей замера последнего (спускаемого) ряда НКТ на момент проверки	*	
2	Обеспечение качественного свинчивания труб:		
2.1	Наличие смазки	*	
2.2	Наличие сертификата смазки в бригаде	*	
2.3	Проверка факта смазки nipple'ев НКТ перед свинчиванием	*	
2.4	Наличие предохранительных колпачков на nipple'ях НКТ	*	
2.5	Проверка правильности свинчивания НКТ – первые 2 нитки резьбы вручную	*	
2.6	Проверка центровки подьемника относительно устья (путем спуска талевого блока без груза, до устья)	*	
2.7	Исправность манометров на гидроключе (для обеспечения правильности момента свинчивания)	*	
3	Состояние спускаемого оборудования:		
3.1	Наличие паспортов на Насос, Штанги, НКТ, переводники	*	*
3.2	Наличие в паспортах информации по количеству СПО и наработок на штанги и трубы	*	
3.3	Внешний вид центраторов штанг – отсутствие <u>протертости</u>	*	
3.4	Внешний вид муфт штанг – отсутствие <u>протертости</u>	*	
3.5	Внешний вид nipple'ев и муфт НКТ – отсутствие <u>протертости, промывности</u> и коррозии	*	
3.6	Отсутствие отложений солей и АСПО в НКТ	*	
3.7	Отсутствие песка на <u>резьбах</u> НКТ и штанг	*	
3.8	Наличие шаблонов НКТ в бригаде, соответствующих диаметру спускаемого НКТ	*	
3.9	Проверка факта <u>шаблонирования</u> НКТ	*	*

Рисунок 6. Акт проверки состояния спускаемого подземного оборудования
Figure 6. The act of checking the condition of the lowered underground equipment

Таблица 7. Сравнение результатов подбора 7 скважин
Table 7. Comparison of the results of the selection of 7 wells

№ скв. Well No.	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected parameters		Колонна штанг Stem												Lнас
			число качаний number of pumps	длина хода, см distance, sm	22 мм насоса / pump type)	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	19 мм 19 mm	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	22 мм 22 mm	Загрузка, % Loading, %	Pmax, кН	Pmin, кН	
4501	Rodstar	57	3,7	3	15,0	21,9	13,7	-1,3	87,0	45,3	33,7	13,9	73,0	45,5	53,6	29,4	1400
	ABAI	44	5,9	3	7,0	25,3	13,5	0,3	85,0	68,2	33,2	11,6	71,0	68,2	51,9	27,1	1300
975	Сравнение Comparison		2,2	0	-8,0	3,4	1,9	76,9	-2,0	22,9	1,6	16,7	-2,0	22,7	3,1	7,8	-100
	Rodstar	57	4,8	3	7,0	30,8	18,7	-2,6	67,0	54,3	33,6	8,4	76,0	55,0	54,5	23,5	1200
1133	ABAI	57	4,8	3	8,0	33,6	17,8	0,1	62,0	71,4	32,3	7,9	80,0	71,3	52,2	25,2	1200
	Сравнение Comparison		0	0	1,0	2,8	4,7	96,2	-5,0	17,1	3,9	5,8	4,0	16,3	4,1	-7,0	0
1241	Rodstar	38	3,9	3	16,0	15,0	9,3	-0,9	84,0	32,6	28,3	14,1	75,0	33,3	48,1	30,5	1400
	ABAI	44	3,9	3	6,0	27,3	11,5	0,2	85,0	68,1	28,3	12,2	84,0	69,3	47,9	30,3	1400
4719	Сравнение Comparison		0	0	-10,0	12,3	-23,4	78,9	1,0	35,5	0,1	13,5	9,0	36,0	0,3	0,6	0
	Rodstar	57	5,8	3	16,0	18,2	11,4	-1,0	85,0	50,0	34,5	12,3	53,0	49,9	50,7	22,4	1232
4741	ABAI	57	5,8	3	6,0	24,1	12,7	0,1	76,0	63,5	30,5	10,1	72,0	64,7	49,4	25,9	1400
	Сравнение Comparison		0	0	-10,0	5,9	-11,1	89,6	-9,0	13,5	11,7	17,7	19,0	14,8	2,5	-15,7	168
5466	Rodstar	32	3,7	3	8,0	34,8	21,6	-2,4	56,0	58,3	34,9	7,7	86,0	58,7	58,0	25,7	1200
	ABAI	57	3,7	3	8,0	39,1	20,6	0,1	52,0	73,7	32,5	6,1	90,0	73,5	54,1	26,4	1200
4741	Сравнение Comparison		0	0	0,0	4,3	4,8	95,8	-4,0	15,4	7,0	20,6	4,0	14,8	6,7	-2,9	0
	Rodstar	57	3	3	7,0	24,7	15,2	-1,7	23,0	36,9	21,2	3,1	81,0	37,4	42,2	20,6	888
5466	ABAI	32	3	3	8,0	43,0	9,0	0,1	30,0	73,7	25,1	3,9	74,0	73,7	42,7	20,4	1000
	Сравнение Comparison		0	0	1,0	18,3	100,0	94,2	7,0	36,8	-18,6	-26,4	-7,0	36,3	-1,3	1,1	112
5466	Rodstar	32	5,1	3	17,0	12,6	7,2	-1,4	127,0	51,4	39,8	18,6	62,0	51,3	57,9	30,9	1648
	ABAI	32	5,1	3	5,0	21,1	9,0	0,2	125,0	74,2	34,2	18,4	77,0	74,0	53,2	35,2	1650
Среднее значение отклонений Average value of deviations			0,0	0,0	-12,0	8,5	-24,6	86,0	-2,0	22,8	14,1	0,8	15,0	22,7	8,1	-13,8	2
			0,3	0,0	-5,4	7,9	7,5	88,2	-2,0	23,4	2,8	7,0	6,0	23,4	3,4	-4,3	26,0

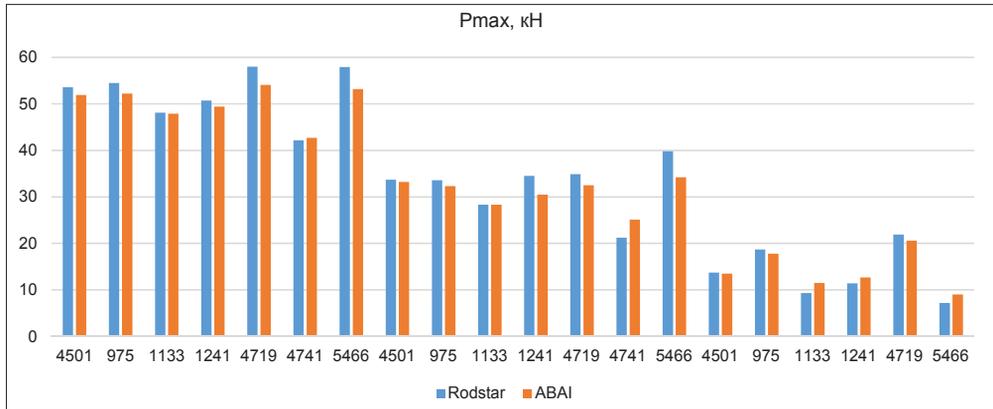
Pmax – максимальное давление / maximum pressure
Pmin – минимальное давление / minimum pressure
Lнас – длина насоса / pump length

в сравнении с модулем.

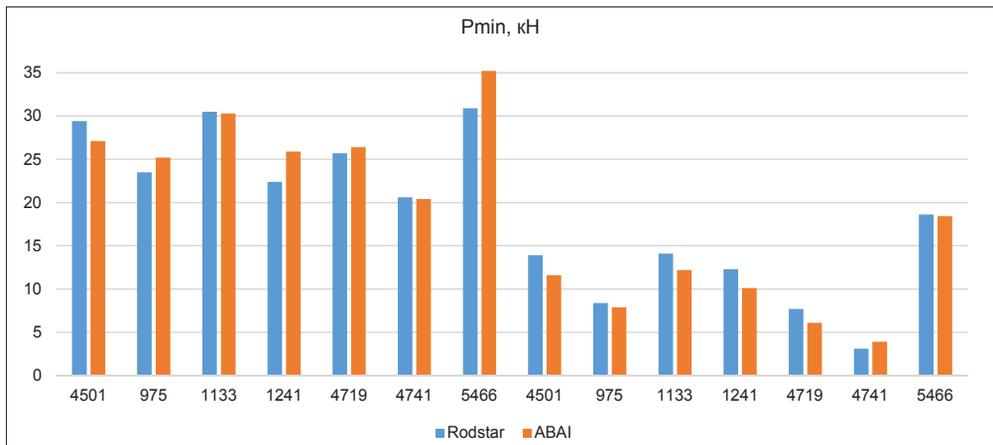
Имеется разница загрузок между секциями, но не критичная. Диапазон – 0,1–1,3% в пределах, рекомендованных 5%. При этом условия по нагрузке (не более 85% от номинала) не нарушаются.

На скважинах до применения расчёта в модуле (фактическая) длина верхней секции была выше, что не соответствовало условию равнопрочности колонны.

Расчет тяжёлого низа представлен в табл. 10.



1)



2)

Рисунок 7. Сравнение нагрузок колонны штанг / Figure 7. Comparison of stem loads
1) сравнительный анализ / comparative analysis Pmax, кН; 2) сравнительный анализ / comparative analysis Pmin, кН

Таблица 8. Сравнение загрузок колонны штанг 7 скважин между секциями
Table 8. Comparison of downloads of the stem among 7 wells between sections

№ скв. Well No	ПО Software	Загрузка между секциями, % Loading, %	Соотношение длин между секциями Length ratio between sections
4501	Rodstar	0,2	-8,0
	ABAI	0,0	-8,6
	Разница загрузок ПО	-0,2	-0,6
975	Rodstar	0,7	6,0
	ABAI	-0,1	12,0
	Разница загрузок ПО	-0,8	6,0
1133	Rodstar	0,7	-5,1
	ABAI	1,2	-0,6
	Разница загрузок ПО	0,5	4,6
1241	Rodstar	-0,1	-20,8
	ABAI	1,2	-2,3
	Разница загрузок ПО	1,3	18,5

продолжение таблицы 8
continuation of Table 8

№ скв. Well No	ПО Software	Загрузка между секциями, %	Соотношение длин между секциями
		Loading, %	Length ratio between sections
4719	Rodstar	0,4	20,0
	ABAI	-0,2	25,3
	Разница загрузок ПО	-0,6	5,3
4741	Rodstar	0,5	52,3
	ABAI	0,0	35,2
	Разница загрузок ПО	-0,5	17,1
5466	Rodstar	-0,1	-31,6
	ABAI	-0,2	-23,3
	Разница загрузок ПО	-0,1	8,3

Таблица 9. Сравнение загрузок колонны штанг 7 скважин по диаметрам насосных штанг
Table 9. Comparison of downloads of the stem among 7 wells by the diameters of the pump rods

№ скв. Well No	22 мм		19 мм		Тип насоса / Pump type	
	Факт до Fact before	ABAI	Факт до Fact before	ABAI	Факт до Fact before	ABAI
4501	1160	568	240	680	0	56
975	904	640	296	496	0	64
1133	992	672	209	680	0	48
1241	720	576	400	608	0	48
4719	880	720	320	416	0	64
4741	600	592	400	240	0	64
5466	800	616	800	1000	0	40

Таблица 10. Расчет тяжелого низа
Table 10. Heavy bottom calculation

№ скв. Well No	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column 22 мм (тип насоса / pump type)	Лнас
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, cm		
4501	Rodstar	57	3,7	3	15,0	1400
	ABAI	44	5,9	3	7,0	1300
	Сравнение / Comparison		2,2	0	-8,0	-100
975	Rodstar	57	4,8	3	7,0	1200
	ABAI	44	4,8	3	8,0	1200
	Сравнение / Comparison		0	0	1,0	0
1133	Rodstar	38	3,9	3	16,0	1400
	ABAI		3,9	3	6,0	1400
	Сравнение / Comparison		0	0	-10,0	0
1241	Rodstar	44	5,8	3	16,0	1232
	ABAI		5,8	3	6,0	1400
	Сравнение / Comparison		0	0	-10,0	168
4719	Rodstar	57	3,7	3	8,0	1200
	ABAI		3,7	3	8,0	1200
	Сравнение / Comparison		0	0	0,0	0
4741	Rodstar	57	3	3	7,0	888
	ABAI		3	3	8,0	1000
	Сравнение / Comparison		0	0	1,0	112

продолжение таблицы 10
continuation of Table 10

№ скв. Well No	ПО Software	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column	Лнас
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, cm	22 мм (тип насоса / pump type)	
5466	Rodstar	32	5,1	3	17,0	1648
	ABAI		5,1	3	5,0	1650
	Сравнение / Comparison		0,0	0,0	-12,0	2
Среднее отклонение, шт. Average deviation, pcs					-5,4	

Расчет тяжёлого низа в модуле считается по стандартной методике, исходя из сил сопротивления, возникающих внизу колонны штанг при движении в вязкой среде.

В ПО RodStar расчёт тяжёлого низа по умолчанию не производится, а подбирается установкой длины тяжёлого низа

и дальнейшим расчетом напряжения внизу колонны (Bottom min). При этом применяется условие допустимого диапазона напряжения при переходе средней секции в тяжёлом низе 2100–4500 кПа.

Рекомендованные варианты подбора представлены в табл. 11.

Таблица 11. Рекомендованные варианты подбора компоновки
Table 11. Recommended layout options

№ скв. Well No	ПО Soft-ware	Насос, мм Pump, mm	Ожидаемые параметры Expected Options		Колонна штанг Rod column					Лнас	
			число касаний number of touches	длина хода, см distance, sm	22 мм (тип насоса / pump type)	Загрузка, % Loading, %	19 мм 19 mm	Загрузка, % Loading, %	22 мм 22 mm		Загрузка, % Loading, %
4501	ABAI	44	5,9	3	7,0	25,3	85,0	68,2	71,0	68,2	1300
	Rodstar	44	6	3	18,0	29,8	89,0	67,1	68,0	67,2	1400
975	ABAI	44	4,8	3	8,0	33,6	62,0	71,4	80,0	71,3	1200
	Rodstar	44	6	3	16,0	16,3	77,0	39,4	57,0	39,6	1200
1133	ABAI	38	3,9	3	6,0	27,3	85,0	68,1	84,0	69,3	1400
	Rodstar	38	6	3	15,0	16,3	78,0	39,5	57,0	39,9	1200
1241	ABAI	44	5,8	3	6,0	24,1	76,0	63,5	72,0	64,7	1400
	Rodstar	44	6	3	19,0	21,3	97,0	60,8	59,0	60,7	1400
4719	ABAI	57	3,7	3	8,0	39,1	52,0	73,7	90,0	73,5	1200
	Rodstar	57	6	3	10,0	42,3	70,0	77,4	70,0	77,9	1200
4741	ABAI	57	3	3	8,0	43,0	30,0	73,7	74,0	73,7	1000
	Rodstar	44	6	3	16,0	18,5	80,0	47,7	54,0	47,4	1200
5466	ABAI	32	5,1	3	5,0	21,1	125,0	74,2	77,0	74,0	1650
	Rodstar	32	6	3	18	12,8	125	53,3	57	52,9	1600

Основные принципы подхода к расчету ШГН в ПО RodStar:

- зачастую режим рассчитывается на длину хода плунжера 3 и число качаний 6 мин⁻¹ для достижения целевого отбора;
- в отдельных случаях рекомендован приподъем подвески насоса одновременно с увеличением частоты качаний до 6 мин⁻¹;

– загрузка колонны остаётся в пределах нормы, что обусловлено применяемой методикой расчета загрузки с меньшим запасом прочности.

Методика расчета компоновок в модуле «Подбор ГНО»:

- предпочтение отдаётся тихоходному режиму (низкое число качаний до 4 мин⁻¹) с максимальной длиной хода плунжера;

– рассматривается возможность за-
глубления насоса при допустимой загрузке
(не более 85%).

Методика расстановки центраторов

Центраторы в ПО RodStar подби-
раются по расчёту боковых контактных
нагрузок, которые учитывают темп набора
кривизны (далее – ТНПК). В случае низкого
качества инклинометрии расстановка
центраторов осуществляется вручную по
истории протираний колонны.

Центраторы в модуле «Подбор
ГНО» подбираются по зонам критических
значений ТНПК и максимальному зе-
нитному углу. В модуле реализована авто-
матическая поинтервальная расстановка
центраторов, включая историю проти-
раний.

Выводы по анализу методик расчета ШГН

1. Среднее отклонение нагрузок по
модулю в сравнении с ПО RodStar соста-
вило 5%.

2. Загрузки равнопрочных колонн
в модуле и ПО отличаются, т.к. применены
разные методики. В обоих случаях загрузки
находятся в пределах допустимого зна-
чения.

3. Разница нагрузок между секциями
незначительная (0,1–1,3%), соблюдается
условие равнопрочности конструкции
колонны штанг.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы
заявляют об отсутствии внешнего финан-
сирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы дек-
ларируют отсутствие явных и потенциаль-
ных конфликтов интересов, связанных
с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы под-
тверждают 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: Кан-
баева Ж.С. – концепция исследования, его
проведение и редактирование рукописи;
Сейтмаганбетов С.С. – сбор, анализ,
интерпретация данных исследования.

4. При сравнении рекомендуемых
вариантов отличия модуля «Подбор
ГНО» от ПО RodStar имеют место
из-за дополнительной оптимизации
в модуле – глубины спуска насоса,
диаметра ШГН и числа качаний балансира
СК, которые выполнялись в АВАИ.

В заключение, подводя итоги анализа
применения программных продуктов
для подбора ГНО при эксплуатации
механизированного фонда скважин на
нефтегазовых месторождениях, нужно от-
метить актуальность и своевременность
создания корпоративной базы данных
и использование современных инстру-
ментов. Эффективность применения ПО
и модуля подтверждена положительными
результатами – повышением наработки на
отказ и увеличением МРП добывающих
скважин ПУ «ЖМГ».

Применение информационных техно-
логий прочно входит в проекты цифровой
трансформации нефтедобывающей от-
расли, что способствует раскрытию
и совершенствованию интеллектуальных
способностей инженеров. Необходимо
более широко использовать современные
технологии для хранения и обработки
больших массивов, структурированных
данных при решении нефтепромысловых
задач, создании геологических и гидрогео-
логических моделей, изучении нефтегео-
логической системы.

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. Zhanat S. Kanbayeva –
conception of the work, drafting and revising
the work; Sabit Seitmaganbetov – acquisition,
analysis, interpretation of data for the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ и выдача рекомендаций, сопровождение опытно-промышленных испытаний по месторождениям ПУ «Жетыбаймунайгаз». Отчет. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз». Актау; 2021.
2. Опытно-промышленные испытания ПО RodStar для подбора компоновок колонны насосных штанг на 10 скважинах ЧРФ ПУ «ЖМГ». Отчет. Актау; 2021.
3. Круман Б.Б. Глубинно-насосные штанги. Москва : Недра. 1977.
4. Окрушко Е.И., Ураксеев М.А. Дефектоскопия глубинно-насосных штанг. Москва: Недра. 1983.
5. ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
6. Обсадные и насосно-компрессорные трубы. API Specification 5CT, 5B (10 редакция).
7. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000). Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности.
8. СТ РК ИСО 11960-2009. Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы, используемые в скважинах как обсадные или насосно-компрессорные.
9. Функционал по технологии добычи. Модуль «Подбор глубинного насосного оборудования» Сопровождение работ по опытно-промышленным испытаниям модуля. Разработка алгоритмов для подбора установки электроцентробежного насоса. Отчет. Астана; 2021.
10. Анализ технологии спуска установки штангового глубинного насоса и результатов подъема. Отчет. Астана; 2021.

REFERENCES

1. Analysis and providing of recommendations, support of pilot testing on the Production Directorate (PD) "Zhetybaymunaigas" fields. Final report. KazNIPImunaygas. Aktau; 2021.
2. The pilot testing of RodStar software for selection of makeup of string of pump rods on 10 wells of the "ZhMG" PD frequently repaired fund. Final report. Aktau; 2021.
3. Kruman BB. *Deep-well pumping rods*. Moscow: Nedra. 1977.
4. Okrushko EI, Urakseev MA. Defectoscopy of deep-well pumping rods. Moscow: Nedra. 1983.
5. GOST 633-80. Tubing pipes and couplings for them. Specifications.
6. Casing and tubing. API Specification 5CT, 5B (10th edition).
7. GOST 34380-2017 (ISO 10405:2000). Casing and tubing for petroleum and natural gas industries.
8. ST RK ISO 11960-2009. Steel pipes for use as casing or tubing for wells in petroleum and natural gas industries.
9. Functionality on production method. The module "Selection of downhole pumping equipment", The support of works on module pilot testing. Development of algorithms for selecting of electric centrifugal pump unit. Final report. Astana; 2021.
10. Technology analysis of sucker-rod pumping unit lowering and lifting results. Final report. Astana; 2021.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Канбаева Жанат Сатыбалдыевна
e-mail: kanbayeva_zh@kaznipi.kz.
Сейтмаганбетов Сабит
e-mail: seitmaganbetov_s@kaznipi.kz.

AUTHORS' INFO

*Zhanat S. Kanbayeva
e-mail: kanbayeva_zh@kaznipi.kz.
Sabit Seitmaganbetov
e-mail: seitmaganbetov_s@kaznipi.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК УДК 622.692.4

МРНТИ 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Получена: 12.09.2022.

Одобрена: 24.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N

А.А. Ермаков, А.Т. Баспаева, С.К. Амиров

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В период 2012–2021 гг. на западном, северном и центральном участке месторождения N было пробурено 456 скважин. Строительство дополнительных скважин в прибрежной зоне (западная часть) увеличит объём жидкости, поступающей на ГЗУ-А, которая уже работает с превышением проектной производительности. Учитывая вышеизложенное, было принято решение о строительстве на западном участке новой ГЗУ-П.

Цель. Целью данной работы послужила необходимость определения оптимального варианта размещения проектной ГЗУ-П.

Материалы и методы. Проведён гидравлический расчёт системы нефтесбора ЦДН-1 месторождения N по симуляции многофазного установившегося потока в специализированном программном комплексе с конвертацией при помощи геоинформационной системы для привязки к рельефу местности.

Результаты. Впервые полностью оцифрована трубопроводная система нефтесбора ЦДН-1 месторождения N. В ходе работы рассмотрено 4 варианта оптимизации системы сбора ЦДН-1 с различными местами локации строительства ГЗУ-П.

Ключевые слова: *система сбора нефти, трубопровод, гидравлический расчёт, скорость потока, давление.*

Как цитировать:

Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К. Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 94–102. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>.

UDC 622.692.4

CSCSTI 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Received: 12.09.2022.

Accepted: 24.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field

Abay A. Yermekov, Aynur T. Baspayeva, Sain K. Amirov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: In the period of 2012–2021 456 wells were drilled in the western, northern and central sections of the N oil field. The construction of additional wells in the coastal zone (western part) will increase the volume of liquid entering the Group Metering Plant (GMP) -A, which is already operating above designed capacity. Given the above, it was decided to build a new GMP-P on the western section.

Aim: The purpose of this work was the need to determine the optimal option for placing the designed GMP-P.

Materials and methods: A hydraulic calculation of the Oil Production Shop's oil gathering system (OPS) of the N field was carried out by simulating a multi-phase steady flow in a specialized software package with conversion using a geographic information system for reference to the terrain.

Results: For the first time, the OPS-1 oil gathering pipeline system of the N field was completely digitized. In the course of the work, 4 options for optimizing the OPS-1 gathering system with different locations for the construction of the GMP-P were considered.

Conclusion: Based on the results of the study, option 2 of the GMP-P construction location was selected and justified.

Keywords: *Oil gathering system, pipeline, hydraulic calculation, flow rate, pressure.*

To cite this article:

Yermekov AA, Baspayeva AT, Amirov SK. Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):94–102.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

ӨОЖ 622.692.4

ҒТАХР 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>

Қабылданды: 12.09.2022.

Мақұлданды: 24.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

Н кен орнының мұнай жинау жүйесін оңтайландыру үшін модельдеуді қолдану

А.А. Ермаков, А.Т. Баспаева, С.К. Әміров

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

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. 2012–2021 жылдар аралығында N кен орнының батыс, солтүстік және орталық учаскелерінде 456 ұңғыма бұрғыланды. Қосымша ұңғымалардың жағалау аймағына (батыс бөлігі) салынуы, жобалық өнімділігінен артық жұмыс жасап отырған ТӨҚ-А-ға түсетін сұйықтық көлемін арттырады. Жоғарыда айтылғандарды ескере отырып, батыс учаскесінде жаңа ТӨҚ-П салынуы туралы шешім қабылданды.

Мақсат. Бұл жұмыстың мақсаты жобалық ТӨҚ-П-ны орналастырудың оңтайлы нұсқасын анықтау қажеттілігі болды.

Материалдар мен әдістер. Жер бедеріне байланыстыру үшін геоақпараттық жүйенің көмегімен түрлендірумен мамандандырылған бағдарламалық кешендегі көп фазалы тұрақты ағынды модельдеу бойынша N кен орнының МӨЦ-1 мұнай жинау жүйесінің гидравликалық есебі жүргізілді.

Нәтижелер. Алғаш рет N кен орнының МӨЦ-1 мұнай жинаудың құбыр жүйесі толығымен цифрландырылды, жұмыс барысында ТӨҚ-П құрылысының әртүрлі орындары бар МӨЦ-1 жинау жүйесін оңтайландырудың 4 нұсқасы қарастырылды.

Қорытынды. Зерттеу нәтижелері бойынша ТӨҚ-П құрылысының 2-нұсқасы таңдалды және негізделді. Зерттеу нәтижелері бойынша ТӨҚ-П құрылысының 2-нұсқасы таңдалды және негізделді.

Негізгі сөздер: бұрғылау технологиясы, көлденең ұңғымалар, өнімді горизонт, сулану, өндіру, мұнай шығару коэффициенті.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Әміров С.К. N кен орнының мұнай жинау жүйесін оңтайландыру үшін модельдеуді қолдану // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 94–102 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108599>.

Введение

Нефтяное месторождение N расположено на территории Мангистауской области Республики Казахстан и имеет сложившуюся систему внутрипромыслового сбора и подготовки нефти. В состав месторождения входят 3 цеха добычи нефти (далее – ЦДН), одним из наиболее загруженных является ЦДН-1.

Основным и целевым предназначением ЦДН-1 является добыча и транспортировка добываемой продукции от устьев скважин до групповых замерных установок (далее – ГЗУ) и от ГЗУ до Цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) месторождения N.

На ЦДН-1 продукция поступает с западного и центрального участков месторождения, к которому относятся ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В. Входящее давление на ГЗУ-А составляет 0,8 атм, на ГЗУ-Б и ГЗУ-В – 0,7 атм.

В ЦДН-1 количество действующих добывающих скважин, отражённых в разработанной модели, составило 1057 ед. Сбор продукции в ЦДН-1 осуществляется следующим образом: устья добывающих скважин – выкидные линии – нефтегазосборные коллекторы – ГЗУ – нефтесборные коллекторы – ЦППН. Замер производится на устьевых расходомерах индивидуально по каждой скважине.

В период 2012–2021 гг. на западном, северном и центральном участках (ГЗУ-А, ГЗУ-Б, ГЗУ-В ЦДН-1) месторождения было пробурено 456 скважин (2012 г. – 72 ед., 2013 г. – 62 ед., 2014 г. – 115 ед., 2015 г. – 64 ед., 2016 г. – 23 ед., 2017 г. – 28 ед., 2018 г. – 4 ед., 2019 г. – 12 ед., 2020 г. – 25 ед., 2021 г. – 51 ед.). В 2022 г. планировалось пробурить 17 скважин.

Выкидные линии данных скважин были подключены к уже существующим коллекторам: стальным и стеклопластиковым трубопроводам (далее – СПТ). Из-за удалённости новых скважин от существующих стальных коллекторов выкидные линии новых скважин монтировались с большой протяжённостью (300 м и более). Большая протяжённость выкидных линий новых скважин спровоцировала за собой ряд негативных последствий, выраженных в высоком устьевом давлении на скважинах (не менее 5–6 атм) и высоком гидравлическом сопротивлении в существующих нефтесборных коллекторах.

ГЗУ-А, находящаяся на западном участке месторождения, работает с превышением проектной производительности, в связи с чем возникают трудности при эксплуатации и ремонте оборудования. Не обеспечивается двухчасовой технологический резерв для накопления жидкости в аварийных ситуациях. По состоянию на 01.01.2021 г. фактическая загруженность ГЗУ-А превысила проектную мощность на 33%, а ГЗУ-Б загружена практически на полную проектную мощность (табл. 1).

Проведение ремонта одного из участков сборных коллекторов или оборудования на ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В приведёт к остановке большого количества добывающих скважин. При этом перенаправление потока жидкости на другие коллекторы приведёт к увеличению устьевого давления на добывающих скважинах, что чревато потерями добываемой жидкости. Из-за перегруженности ГЗУ-А возникают трудности при её эксплуатации и ремонте оборудования. Ещё одной серьёзной проблемой является возможность замены задвижек на узле учёта и участков трубопроводов. В случае полного аварийного отключения ГЗУ или при замене задвижек отсутствует возможность перенаправления потока жидкости на ближайшие ГЗУ. В этом случае есть реальный риск необходимости остановки всех скважин ГЗУ-А.

Строительство планируемых дополнительных скважин в прибрежной зоне (западная часть) увеличит объём жидкости, поступающей на ГЗУ-А, что также негативно скажется на гидравлике существующей системы сбора. Данные обстоятельства могут осложниться и тем, что планируется дополнительное бурение добывающих скважин по всей площади месторождения.

Таким образом, возникла острая необходимость строительства новой ГЗУ, которая позволит разгрузить существующую транспортную систему сбора жидкости на западном участке месторождения, более эффективно распределять добываемую жидкость, что приведёт к уменьшению гидравлических потерь и, в свою очередь, позволит снизить устьевое давление.

Учитывая вышеизложенное, в целях решения данной задачи на месторождении принято решение о строительстве новой ГЗУ-П, определено место локации и начата разработка рабочего проекта [1].

Таблица 1. Показатели по загруженности ГЗУ-А, ГЗУ-Б и ГЗУ-В ЦДН-1 месторождения N по состоянию на 01.01.2021 г.

Table 1. Indicators for the workload of GMP-A, GMP-B and GMP-V of OPS-1 of the field N as of 01/01/2021

ГЗУ GMP	Проектная мощность, м ³ /сут Designed capacity, m ³ /day	Фактическая загруженность Actual workload		Расчётная загруженность Designed workload	
		м ³ /сут m ³ /day	%	м ³ /сут m ³ /day	%
А/А	12 000	15940	133	12635	105
Б/В	8 000	7490	93	8395	105
В/У	12 000	7450	62	7681	64

Расчётно-экспериментальная часть

Для более детального технического обоснования проекта специалистами филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз» (далее – КазНИПИ) были проведены работы по оцифровке системы нефтесбора ЦДН-1 месторождения N с последующим проведением расчётов для анализа и выбора оптимальной локации строительства новой ГЗУ.

Необходимо отметить, что разработанная модель является первой цельно-сформированной цифровой моделью сложносоставной нефтесборной системы ЦДН-1 месторождения N.

Основными этапами проведения гидравлического расчёта явились:

- составление технологической схемы нефтесбора ЦДН-1 по состоянию на 01.01.2021 г. в специализированном программном комплексе по проектированию с последующей конвертацией с помощью геоинформационной системы для привязки к рельефу местности;

- проведение тепло-гидравлических расчётов существующего положения системы нефтесбора ЦДН-1 в специализированном программном комплексе по симуляции многофазного установившегося потока с учётом: рельефа местности, характеристик выкидных линий скважин и коллекторов, а также физико-химических свойств добываемого флюида [2, 3];

- проведение тепло-гидравлического расчёта в специализированном программном комплексе по симуляции многофазного установившегося потока с вариантами местоположений строительства ГЗУ-П на текущее положение и с учётом перспектив ввода новых скважин;

- сравнение фактических устьевых давлений с результатами расчёта существующей системы сбора и сравнение ре-

зультатов расчёта существующей системы сбора с результатами расчёта системы сбора с учётом строительства проектной ГЗУ-П.

Результаты

В результате проведенной работы были рассчитаны четыре варианта размещения строительства новой ГЗУ-П (рис. 1):

1. Вариант 1. Проектный вариант расположения ГЗУ-П. Текущее проектное положение не меняется.

2. Вариант 2. Проектный с дополнениями. В данном варианте предусматривается оптимизация Варианта 1 и планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие.

3. Вариант 3. Альтернативный вариант – предусматривается прокладка трубопроводов, как в варианте 1, планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие и перемещение ГЗУ-П на новую локацию, располагающуюся в «центре масс», а также вблизи пересечения крупных коллекторов.

4. Вариант 4. Альтернативный вариант: предусматривается прокладка трубопроводов, как в варианте 1, планирование дополнительных врезок проектных коллекторов в существующие и перемещение ГЗУ-П на новую локацию, располагающуюся в районе с менее плотной застройкой и вблизи коллекторов.

Расчёты по вариантам были проведены на текущее положение и с учётом перспектив ввода новых скважин в западной части месторождения.

Анализ изменения давлений на скважинах по вариантам показал, что за счёт строительства ГЗУ-П при выборе варианта 2 достигается разгрузка ГЗУ-А (рис. 2, 3), и западный участок ГЗУ-А является участком с максимальным снижением устьевого давления при вводе новой

ГЗУ-П. С учётом этого также наиболее перспективным является вариант 2 локации новой ГЗУ-П (рис. 4).

Преимущества и недостатки вариантов локации строительства новой

ГЗУ-П месторождения N представлены в табл. 2. По результатам расчётов с учётом расширения на запад вариант 2 оптимален среди прочих рассмотренных вариантов и был рекомендован к реализации.

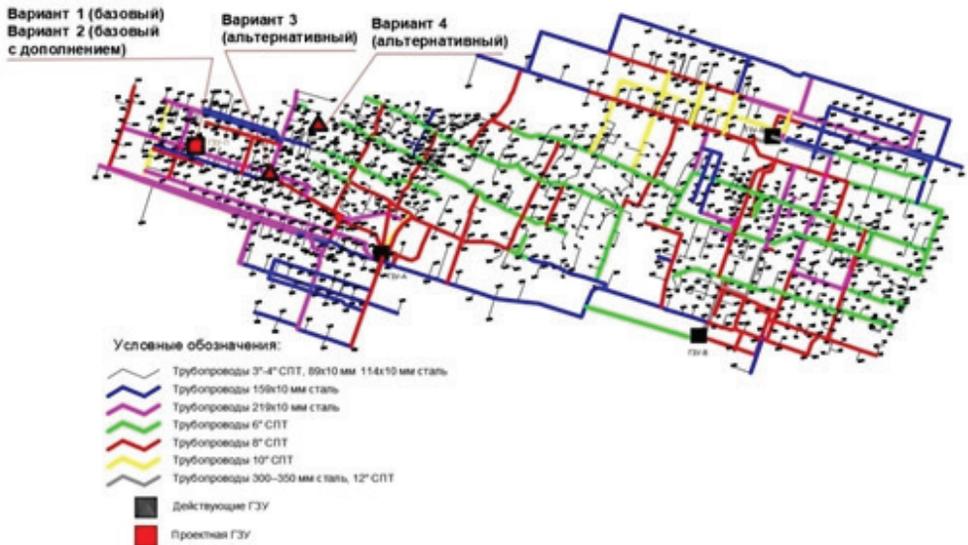


Рисунок 1. Варианты расположения строительства ГЗУ-П
Figure 1. Options for the location of the construction of GMP-P

Таблица 2. Преимущества и недостатки вариантов локации новой ГЗУ-П месторождения N
Table 2. Advantages and disadvantages of location options for the new GMP-P of the N oil field

Вариант Option	Примечание Notes	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
Вариант 1 (проектный) Option 1 (design case)	Вариант 1 был рассчитан в рабочем проекте и взят как базовый / Option 1 was calculated in the working draft and taken as the base option.	<ul style="list-style-type: none"> • для Варианта 1 (базовый) выполнен рабочий проект, включающий в себя строительство ГЗУ-П и дополнительных коллекторов; • нет дополнительных затрат на составление нового рабочего проекта; • нет сдвига сроков реализации в связи с необходимостью перепроектирования. • for Option 1 (basic) a detailed design has been completed, which includes the construction of a GMP-P and additional collectors; • no additional costs for the preparation of a new working draft; • there is no shift in terms of implementation due to the need for redesign. 	<ul style="list-style-type: none"> • не проработаны возможные подключения в существующие коллекторы, вследствие чего не достигнут максимальный эффект снижения давления. • possible connections to existing collectors have not been worked out, as a result of which the maximum effect of pressure reduction has not been achieved.
Вариант 2 (проектный с дополнением) Option 2 (design case with addition)	Оптимизация Варианта 1 с дополнительными врезками и перемычками в существующие коллекторы	<ul style="list-style-type: none"> • более эффективное перераспределение жидкости между коллекторами; • достигается максимальное суммарное снижение устьевых давлений; • достигается существенное снижение загрузки ГЗУ-А; 	<ul style="list-style-type: none"> • необходимость по врезкам в коллекторы. • the need for tie-ins in the collectors.

продолжение таблицы 2
continuation of Table 2

Вариант Option	Примечание Notes	Преимущества Advantages	Недостатки Disadvantages
	Optimization of Option 1 with additional tie-ins and jump-over lines to existing collectors.	<ul style="list-style-type: none"> • минимальный объём изменений относительно запроюктированного варианта, нет сдвига сроков строительства ГЗУ-П; • минимальные дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты. • more efficient redistribution of fluid between collectors; • the maximum total decrease in wellhead pressure is achieved; • a significant reduction in the loading of GMP-A is achieved; • the minimum amount of changes relative to the designed option, there is no shift in the timing of the construction of GMP-P; • minimal additional capital and operating costs. 	
Вариант 3 (альтернативный) Option 3 (alternative)	<p>Вариант с расположением ГЗУ-П в «центре масс» западной части ЦДН-1, в районе пересечения нескольких коллекторов</p> <p>Option with GMP-P location in the "center of stuff" of the western part of OPS-1, in the area of intersection of several collectors.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ГЗУ-П располагается в районе «центра масс» западной части, в непосредственной близости к пересечению нескольких коллекторов; • достигается максимальная, но незначительно отличающаяся от варианта 2 разгрузка ГЗУ-А (~150 м³/сут). • GMP-P is located in the area of the "center of stuff" of the western part, in close proximity to the intersection of several collectors; • the maximum unloading of GMP-A is achieved, but slightly different from option 2 (~150 m³/day). 	<ul style="list-style-type: none"> • необходимость корректировки / дополнения рабочего проекта с учётом изменения локации ГЗУ-П; • сдвиг сроков реализации проекта; • дополнительные затраты; • менее эффективное перераспределение жидкости между коллекторами относительно варианта 2; • высокая плотность застройки в данном районе; • по результатам расчёта снижение устьевых давлений меньше, чем в варианте 2. • the need to correct / supplement the working draft, taking into account the change in the location of the GMP-P; • shift of project implementation terms; • additional expenses; • less efficient redistribution of fluid between collectors as compared to option 2; • high-density development in the area; • according to the results of the calculation, the decrease in wellhead pressures is less than in option 2.
Вариант 4 (альтернативный) Option 4 (alternative)	<p>Вариант с расположением ГЗУ-П на территории с менее плотной застройкой</p> <p>Option with the location of GMP-P on the territory with a less-density development.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ГЗУ-П располагается в районе с менее плотной застройкой в западной части, в непосредственной близости от крупного коллектора. • GMP-P is located in the area with a less-density development in the western part, in close proximity to a large collector. 	<ul style="list-style-type: none"> • необходимость корректировки/дополнения рабочего проекта с учетом изменения локации ГЗУ-П; • сдвиг сроков реализации проекта; • дополнительные затраты; • менее эффективное перераспределение жидкости между коллекторами относительно варианта 2; • по результатам расчёта снижение устьевых давлений меньше, чем в других вариантах. • the need to correct / supplement the working draft, taking into account the change in the location of the GMP-P; • shift of project implementation terms; • additional expenses; • less efficient redistribution of fluid between collectors as compared to option 2; • according to the results of the calculation, the decrease in wellhead pressures is less than in other options.

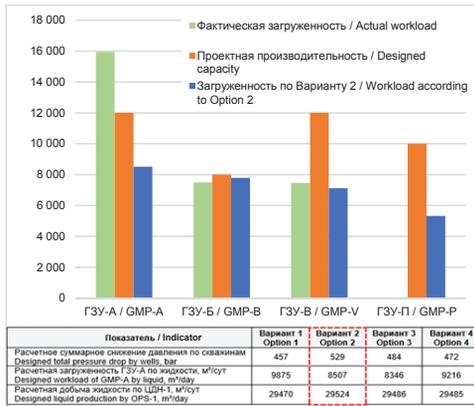


Рисунок 2. Загруженность ГЗУ ЦДН-1 за счет строительства ГЗУ-П по Варианту 2 без учета перспективной зоны на западе
Figure 2. Workload of the GMP of OPS-1 due to the construction of the GMP-P according to Option 2 without taking into account the prospective zone in the west

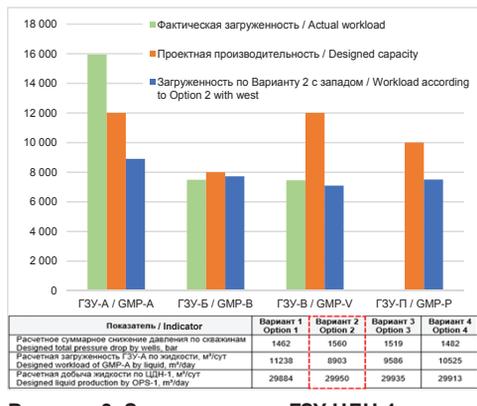


Рисунок 3. Загруженность ГЗУ ЦДН-1 за счет строительства ГЗУ-П по Варианту 2 с учетом перспективной зоны на западе
Figure 3. Workload of the GMP of OPS-1 due to the construction of the GMP-P according to Option 2 with taking into account the prospective zone in the west

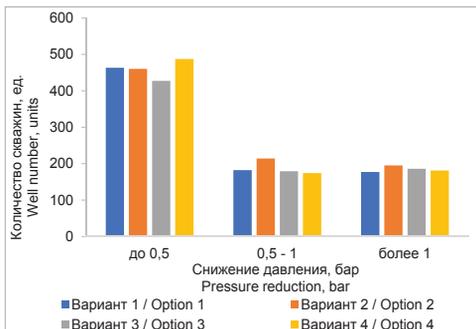


Рисунок 4. Статистика изменения давлений на скважинах по вариантам
Figure 4. Statistics of pressure changes in wells by options

Выводы и заключения

Научная новизна проведённой работы заключается в создании математической модели оценки и прогноза состояния участков сети нефтесбора, полученной зависимости снижения давления по скважинам от расположения проектной ГЗУ и дополнительных врезок и перемычек в существующие коллекторы с учётом перспективной зоны на западной части месторождения.

Практическая значимость построенной математической модели заключается в том, что созданная расчётная база позволяет недропользователю решать задачи эффективного проведения мониторинга системы нефтесбора, обоснованно подойти к реализации мероприятий по оп-

тимизации системы и объемов проводимых работ на стадии эксплуатации месторождения, учитывая прогнозную динамику разработки месторождения.

Проведённые работы по оцифровке нефтесборной системы ЦДН-1, расчётам выбора локации строительства новой ГЗУ-П месторождения N и последующий анализ расчётов по рассмотренным вариантам позволили сделать следующие выводы:

1. При строительстве новой ГЗУ-П в зависимости от вариантов на ~75–82% фонда скважин ЦДН-1 снижается устьевое давление на 0,1–1,7 атм.

2. Строительство ГЗУ-П позволит эффективно распределять добываемую жидкость на западном участке месторождения N и снизить нагрузку по жидкости существующей ГЗУ-А.

3. При выборе варианта 2 достигается оптимальное суммарное снижение устьевых давлений и существенное снижение нагрузки на ГЗУ-А. При этом необходим минимальный объём изменений относительно запроектированного варианта. Строительство дополнительных врезок может быть выполнено по отдельному проекту, что не повлияет на сроки реализации текущего проекта. Рекомендуется провести оценку технического состояния существующих коллекторов с целью подтверждения возможности строительства дополнительных врезок в соответствии с рекомендованным вариантом 2.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

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

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

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Ермеков А.А. — разработка основ проведения исследования, контроль за ходом его проведения, общая редакция рукописи статьи, Баспаева А.Т. — систематизация и обработка данных исследования, их анализ и последующая интерпретация данных исследования, Амиров С.К. — выполнение расчетной части в специализированном программном обеспечении, написание статьи.

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.

Ermekov A.A. — development of the basics for conducting the research, control over the progress of the research, general editorship of the manuscript of the article; Baspayeva A.T. — systematization and processing of the research data, their analysis and subsequent interpretation of the research data; Amirov S.K. — implementation of the calculation part in specialized software, writing an article.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рабочий проект строительства ГЗУ-П. Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2022.
2. Садыков А.Ф. Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. 2019, №12. С. 36–40.
3. Основы PIPESIM: Учебное руководство, Version 2017. Schlumberger. 2017. 156 с.

REFERENCES

1. Working project for the construction of GMP-P. Branch of KMG Engineering LLP “KazNIPImunaygas”, Aktau, Kazakhstan; 2022.
2. Sadykov A.F. Multiphase Flow Simulator PIPESIM – a complete set of workflows for modeling production operations. *Oil. Gas. Innovations*. 2019;12:36–40.
3. PIPESIM Basics: Tutorial, Version 2017. Schlumberger. 2017. 156 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ермеков Абай Алматаевич
e-mail: a.yermekov@kmge.kz.
Баспаева Айнура Танатбергеновна
e-mail: a.baspayeva@kmge.kz.
***Амиров Саин Кубейсинович**
e-mail: s.amirov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Abay A. Yermekov
e-mail: a.yermekov@kmge.kz.
Aynur T. Baspayeva
e-mail: a.baspayeva@kmge.kz.
***Sain K. Amirov**
e-mail: s.amirov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.243.24

МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Получена: 04.10.2022.

Одобрена: 16.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Оригинальное исследование

Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении «Х» АО «Эмбаунайгаз»

**А.С. Майлыбаев, Р.Н. Утеев, Т.С. Джаксылыков, А.А. Бектас,
А.Б. Ниязбаева**

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В связи с ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти задача их разработки становится всё более актуальной. Разработка коллекторов, имеющих сложное геологическое строение, обуславливается низкими темпами отборов и значениями коэффициента извлечения нефти. В данной статье рассматривается эффективность применения технологии бурения горизонтальных скважин на месторождении Х с целью увеличения эффективности разработки и зоны охвата нефтяных залежей. На месторождении Х была успешно пробурена горизонтальная скважина, ствол которой достигает 1000 м. За всё время на месторождении были пробурены 4 горизонтальных скважин, за исключением уже одной упомянутой, длина стволов других скважин варьируются от 300 до 358 м.

Ключевые слова: технология бурения, горизонтальные скважины, продуктивный горизонт, обводненность, выработка, коэффициент извлечения нефти.

Как цитировать:

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джаксылыков Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б. Анализ эффективности эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении «Х» АО «Эмбаунайгаз» // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 102–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>.

UDC 622.243.24

CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Received: 04.10.2022.

Accepted: 16.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Original article

Analysis of the efficiency of horizontal wells operation at the field “X” of Embamunaigas JSC

Alekhan S. Mailybayev, Rakhim N. Uteyev, Talgat S. Jaksylykov, Azamat A. Bektas, Ainur B. Niyazbayeva

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Due to the growing share of hard-to-recover oil reserves, the task of their development becomes more urgent. The development of reservoirs with a complex geological structure is caused by low rates of sampling and values of the oil recovery coefficient. This article discusses the effectiveness of the application of horizontal well drilling technology at field X in order to increase the efficiency of development and coverage of oil deposits. A horizontal well was successfully drilled at the X field, the trunk of which reaches up to 1,000 m. For all the time, 4 horizontal wells have been drilled at the field, with the exception of the one already mentioned, the length of the trunks of other wells vary from 300 to 358 m.

Keywords: *drilling technology, horizontal wells, productive horizon, water cut, production, oil recovery coefficient.*

To cite this article:

Mailybayev AS, Uteyev RN, Jaksylykov TS, Bektas AA, Niyazbayeva AB. Analysis of the efficiency of horizontal wells operation at the field “X” of Embamunaigas JSC. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):103–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

ӨОЖ 622.243.24

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108616>

Қабылданды: 04.10.2022.

Мақұлданды: 16.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Түпнұсқа зерттеу

«Ембімұнайгаз» АҚ «Х» кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігін талдау

А.С. Майлыбаев, Р.Н. Утеев, Т.С. Джақсылықов,

А.А. Бектас, А.Б. Ниязбаева

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Қиын өндірілетін мұнай қорлары үлесінің өсуіне байланысты оларды игеру өзекті мәселелердің бірі болып келеді. Күрделі геологиялық құрылымы бар коллекторларды игеру төмен іріктеу қарқынымен және мұнай шығару коэффициентінің мәндерімен анықталады. Бұл мақалада мұнай кен орындарын игеру тиімділігі мен қамту аймағын арттыру мақсатында Х кен орнында көлденең ұңғымаларды бұрғылау технологиясын қолданудың тиімділігі қарастырылады. Х кен орнында көлденең ұңғыма сәтті бұрғыланды, оның оқпаны 1000 м-ге жетеді. Барлық уақытта кен орнында 4 көлденең ұңғыма бұрғыланды, жоғарыда айтылғандарды қоспағанда, басқа ұңғымалардың оқпандарының ұзындығы 300-ден 358 м-ге дейін өзгереді.

Негізгі сөздер: бұрғылау технологиясы, көлденең ұңғымалар, өнімді горизонт, сулану, өндіру, мұнай шығару коэффициенті.

Дәйексөз келтіру үшін:

Майлыбаев А.С., Утеев Р.Н., Джақсылықов Т.С., Бектас А.А., Ниязбаева А.Б. «Ембімұнайгаз» АҚ «Х» кен орнында көлденең ұңғымаларды пайдалану тиімділігін талдау // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №1, 103–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>.

Введение

История применения горизонтальных скважин (далее – ГС) для большего охвата продуктивных залежей и увеличения темпов разработки месторождения насчитывает более 50 лет. Ранее данный метод бурения применяли тогда, когда другие методы не обеспечивали достижения геологической цели.

Строительство ГС имеет ряд преимуществ перед другими профилями скважин и является предпочтительным, по сравнению с бурением большого количества вертикальных скважин (далее – ВС). Мировой опыт показывает, что стоимость 1 м проходки горизонтальной части ствола примерно на 30–40% выше стоимости бурения 1 м ВС, но дебиты в среднем в 5–10 раз больше, по сравнению с вертикальными. Удельные капиталовложения на 1 т добытой нефти из ГС в 2,2 раза меньше, чем по соседним ВС.

Как и любая новая технология, реализация горизонтального бурения является дорогостоящей, но несмотря на это, она положительно влияет на увеличение продуктивности скважин. Технологии разработки ГС могут быть столь существенными, что экономическая эффективность в перспективе значительно превысит первоначальные затраты на строительство скважин.

На опыте разработки Эмбинских месторождений неоднократно подтверждалась эффективность бурения ГС, которые значительно продлевают срок эксплуатации месторождения путем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, тем самым превышая продуктивность в 8–10 раз, по сравнению с ВС. Также стоит отметить существенное сокращение объёма вредных выбросов в окружающую среду.

Несмотря на то, что строительство ГС более затратно, чем ВС, их применение имеет немало преимуществ:

- уменьшение суммарного количества скважин на месторождениях;
- преимущественное увеличение коэффициента извлечения нефти (далее – КИН);
- привлечение в разработку трудноизвлекаемых залежей нефтяных пластов;
- увеличение безводного периода эксплуатации скважин и срока разработки нефтегазовых месторождений.

В мировой практике было показано, что ГС особенно полезны как компонент процесса гидроразрыва пласта (далее – ГРП). ГРП помогает извлекать нефть и газ, например, из массивных сланцевых коллекторов. Эти месторождения часто недоступны для традиционного вертикального бурения из-за непроницаемости сланцевых пластов. Целью бурения ГС в данном случае является закачивание в сланец смеси воды, химикатов и гуаровой камеди. Сила этих нагнетаний разрушает породу, создавая трещины, через которые текут нефть и природный газ.

Однако имеется и ряд проблем при строительстве ГС, решение которых требует дальнейших исследований при внедрении технологии:

- геологическая неоднородность по проницаемости пласта существенно влияет на формирование околоскважинных зон ГС;
- горизонтальное расположение ствола обуславливает асимметрию изменения свойств пласта в околоскважинных зонах;
- относительная вязкость флюидов и ограниченная толщина пласта изменяют характер проникновения фильтрата в пласт;
- вдоль ствола ГС происходит перераспределение удельного дебита, а в области забоя и устья формируются аномальные концевые эффекты по удельному притоку;
- неоднородность проницаемости вдоль ствола ГС увеличивает дифференциацию по удельному притоку;
- локальное нарушение целостности пласта при вскрытии влияет на продуктивность ГС;
- существуют трудности проведения сложных гидродинамических и геолого-технологических исследований в горизонтальных стволах.

Говоря о строении, горизонтальная скважина представляет собой наклонно-направленную скважину с зенитным углом более 90° и горизонтальным участком профиля большой протяжённости в продуктивном пласте в целях увеличения его нефтеотдачи (продуктивности).

Горизонтальный участок – часть ГС, расположенной в продуктивном пласте.

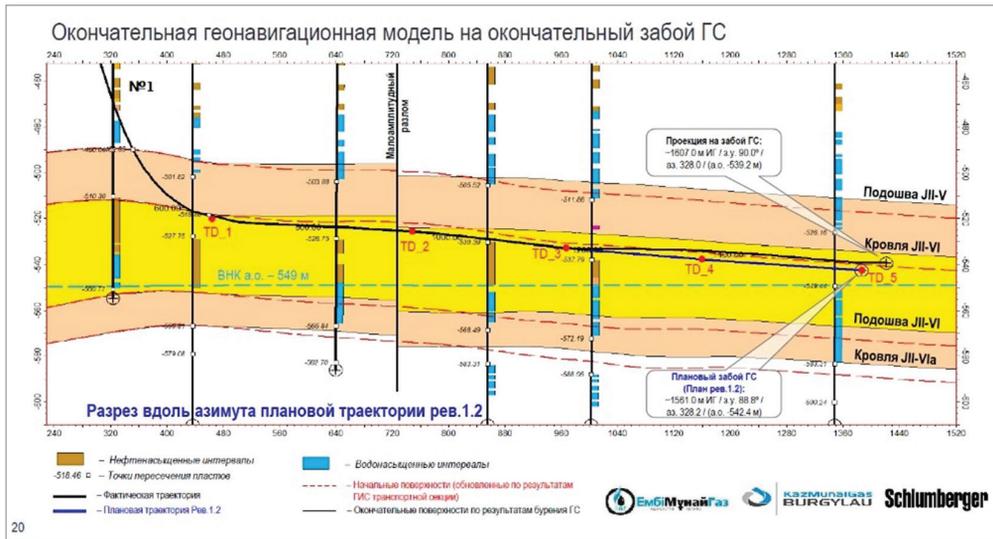


Рисунок 1. Профиль вскрытия пласта ГС № 1 над ВНК
Figure 1. Formation drilling profile of HC No. 1 above WOC

По типу профиля различают трёх-, четырёх- и пятиинтервальные ГС, по числу стволов – однозбойные и многозбойные.

В настоящее время в Казахстане и за рубежом наиболее распространена классификация типов ГС в соответствии с радиусом искривления: большим, средним и малым.

Оценка эффективности горизонтальной скважины месторождения X

За последние несколько лет на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» было пробурено 26 ГС, в т.ч. одна из последних пробуренных скважин расположена на месторождении X, которая имеет длину горизонтального ствола 1000 м (скв. № 1), что является самой длинной скважиной группы компаний АО НК «КазМунайГаз».

На рис. 1 представлена модель профиля вскрытия пласта ГС №1 над водонефтяным контактом (далее – ВНК).

На месторождениях АО «Эмбаунайгаз» наблюдаются высокие темпы снижения добычи нефти. С целью повышения эффективности разработки было предусмотрено бурение ГС, эффективность которых заключается в увеличении отборов нефти (в отличие от ВС) и росте КИН.

Дебиты пробуренных на сегодняшний день ГС превышают дебиты ВС, что говорит об успешности бурения ГС на место-

рождениях АО «Эмбаунайгаз». В качестве примера рассмотрим эффективность бурения ГС на месторождении X.

Месторождение X приурочено к соляно-купольной структуре, которая имеет 3 крыла, примыкающих к центральному грабену: западное, юго-западное и северо-восточное (рис. 2). Промышленная нефтеносность установлена на северо-восточном крыле, в меловых и среднеюрских отложениях и на приграбеновой ступени – в аптских отложениях. В результате поисково-разведочного и в дальнейшем эксплуатационного бурения на северо-восточном крыле структуры было выявлено 7 нефтегазовых горизонтов в среднеюрских отложениях, 1 нефтеносный горизонт в среднеальпских и 1 нефтеносный горизонт в аптских отложениях.

По строению надсолевого комплекса отложений месторождение представляет собой трёхкрылую структуру, разделенную центральным грабеном. Крылья соответствуют склонам соляного поднятия и названы «Северо-восточное», «Юго-западное» и «Западное».

Нефть на месторождении характеризуется как малосмолистая, малосернистая, малопарафинистая, маловязкая на юре и высоковязкая на меловом горизонте, по плотности является средней. На 01.01.2022 г. на месторождении было отобрано 2,5 млн т нефти, что составляет

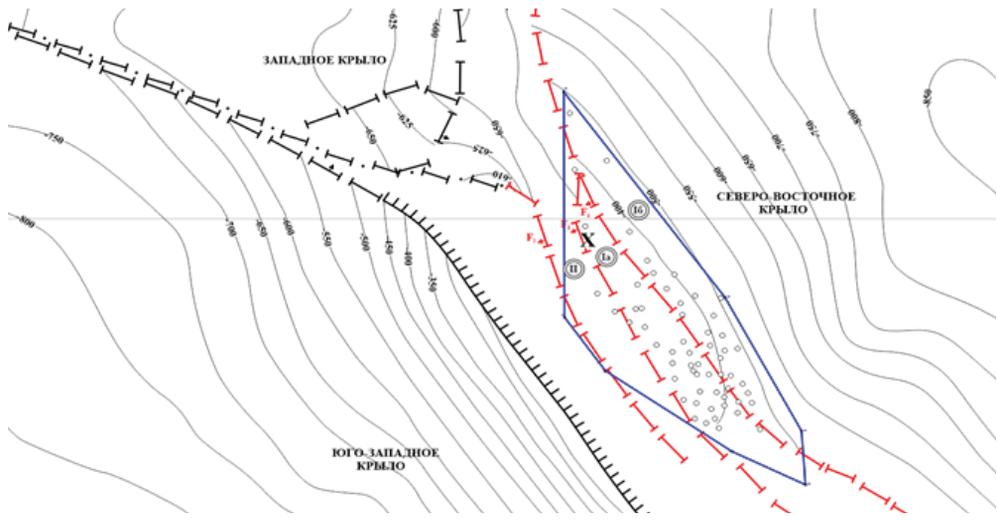


Рисунок 2. Структурная карта по отражающим горизонтам III, V, VI
Figure 2. Structural map by reflecting III, V, VI horizons

68,2% выработки от утвержденных извлекаемых запасов (3657 тыс. т). Текущее значение КИН достигло 0,314 д. ед. при утвержденном значении 0,461 д. ед. ГС были пробурены на III и IV объектах разработки, выработка запасов по объектам на 01.01.2022 г. составили 86,5% и 73,6% соответственно.

ГС на месторождении вводились в разработку в период 01.07.2020–01.06.2021 г. В табл. 1 представлены начальные и текущие параметры ГС. Наибольшая накопленная добыча и дебит нефти приходится на скв. № 1.

Таблица 1. Начальные и текущие параметры добычи ГС
Table 1. Initial and current parameters of HW production

Дата ввода Comissioning date	№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Объект Deve- lopment facility	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, th. tons*	Qн, т/сут Qn, t/day		W, %		Длина ГС, м HW length, m
					нач. / initial	тек. / cur- rent*	нач. / initial	тек. / cur- rent*	
08.07.2020	2	J2-VI	IV	8,8	20,9	13,0	0,8	53,6	358
01.10.2020	1	J2-VI	IV	13,5	35,6	35,3	1,4	25,4	1000
01.03.2021	3	J2-IV	III	6,5	32,2	22,2	9,6	56,5	300
10.06.2021	4	J2-II	III	3,7	21,0	15,6	15,7	39,8	550

*текущие параметры на дату 01.01.2022 г. / current data as of 01/01/2022

На рис. 3 представлен график соотношения добычи нефти за 2-е полугодие 2021 г. (для корректного определения соотношения добычи нефти из ГС и ВС использована дата ввода крайней ГС № 4). На данном рисунке видно, что на долю добычи ГС приходится 46% от общей суммы с учётом того, что на 01.01.2022 г. в фонде действующих добывающих скважин находятся 36 ед. ВС и 4 ед. ГС. Данный факт наглядно демонстрирует эффективность ГС, которые работают

преимущественно с большим, по сравнению с ВС, дебитом нефти (средний дебит ВС составляет 3,1 т/сут). Также на рис. 4 представлено сопоставление добычи нефти по объектам разработки, где видно, что на III объекте на долю ГС приходится 54% добычи от общей суммы, а на IV объекте доля ГС составляет 43%.

На рис. 5 представлено сопоставление динамики дебитов нефти по новым ВС (№№ 5, 6) и новой ГС (№ 1), которые вводились в разработку в 2019–2020 гг.

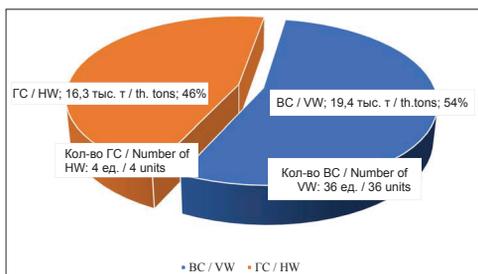
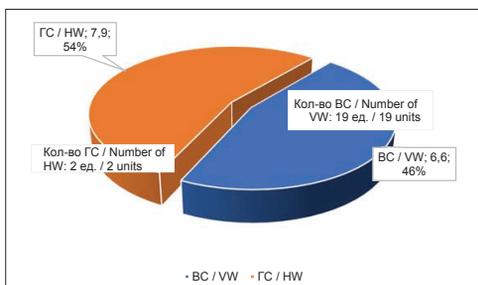
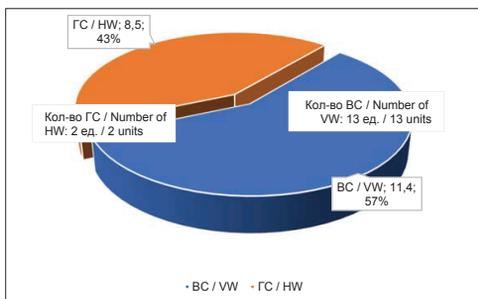


Рисунок 3. Соотношение добычи нефти BC и GC за 2-е полугодие 2021 г.
Figure 3. VW and HW oil production coefficient for the 2nd half of 2021



а)



б)

Рисунок 4. Соотношение добычи нефти BC и GC за 2-е полугодие 2021 г. по объектам разработки
Figure 4. VW and HW oil production coefficient for the 2nd half of 2021 by development facilities
 а) III; б) IV

BC № 6 ввелась в эксплуатацию в апреле 2020 г., BC № 5 – в ноябре 2019 г., а GC № 1 запустилась в августе 2020 г. Все скважины работают на среднеюрском горизонте J2-VI.

По динамике видно, что начальные дебиты BC составляют 8,9 и 30,9 т/сут соответственно, дебит по GC – 35,6 т/сут. Накопленная добыча нефти двух BC составила 2,7 и 10,6 тыс. т соответственно, а по GC с учётом относительно позднего ввода –

13,5 тыс. т. Другими словами, добыча GC № 1 в 5 раз превышает добычу BC № 6 и с небольшим отрывом добычу BC № 5, что также демонстрирует эффективность данной технологии и преимущество в увеличении степени охвата залежи при меньшем количестве бурения. Скачки пиков на динамике связаны с промежуточными работами в скважинах и сменой режима работ насосов.

В табл. 2 представлено сопоставление начальных и текущих параметров BC и GC. На рис. 6 представлена динамика дебита нефти по III и IV объектам разработки. По динамике видно, как с вводом GC дебит нефти по объектам вырастает на 21–22%.

В настоящее время вместе с развитием цифровых технологий также активно начали развиваться и технологии в нефтегазовой отрасли. Так, технология бурения горизонтального ствола была усовершенствована. В последние несколько лет в процессе бурения GC применяют систему телеметрии – каротаж. Каротаж – это полная запись информации, собранной во время бурения посредством геофизических исследований. Такая информация позволяет построить полную картину геологического разреза, пройденного скважиной. Сейчас различают два основных вида каротажа в процессе бурения: MWD (Measurement While Drilling) и LWD (Logging While Drilling).

Если при бурении вертикального ствола имеется риск вскрыть непродуктивный пласт, то при бурении горизонтального ствола можно отклониться от проектной линии и задать правильное направление к продуктивной залежи. На рис. 7 представлен профиль куба нефтенасыщенности (ствол GC № 2). Скважина № 2 пробурена на целевой горизонт J2-VI. Горизонтальная часть скважины фактически пробурена на 7 м ниже от плана. Красной линией обозначена проектная траектория, а синей – фактическая, которая при правильном направлении вскрыла нефтенасыщенную толщу.

Скважина расположена в центральной части блока, вдоль тектонического нарушения F4, является наклонно-направленной к северо-западу горизонта J2-VI, где сосредоточены основные остаточные запасы. Плановая и фактическая траектории GC № 2 по профилю куба литологии на рис. 8 и на структурной карте приведены на рис. 9.

Таблица 2. Сопоставление начальных и текущих параметров ВС и ГС
Table 2. Comparison of VW and HW initial and current parameters

Дата ввода / Comissioning date	№ сква- жин / Well No.	Гори- зонт / Horizon	Накп- ленная добыча нефти, тыс. т / Cumula- tive oil production, th. tons	Эфф. мощ- ность пласта, м / Effective layer thickness, m	Qн, т/сут/ Qn, t/day		W, %		Рзаб, атм/ Bore pres- sure, atm	Тип сква- жин/ Well type
					нач. / initial	тек. / cur- rent	нач. / ini- tial	тек. / cur- rent		
01.10.2020	1	J2-VI	13,5	941,0	35,6	35,3	1,4	25,4	64,6	ГС / HW
01.04.2020	6	J2-VI	2,7	5,0	8,9	0,5	25,2	97,7	41,1	ВС / VW
03.11.2019	5	J2-VI	10,6	10,0	30,9	3,6	12,4	83,9	55,1	ВС / VW

Экономическая эффективность бурения ГС

Для дальнейшей реализации системы разработки на месторождении необходима предварительная оценка потенциала проектных решений, т.е. их экономической рентабельности и максимальной продуктивности.

Для наглядной демонстрации эффективности реализации бурения ГС лучше всего привести в качестве примера аналогичное месторождение Т, где был рассчитан индекс доходности (PI) в рассматриваемых проектных ГС. При этом для информации отражаются прогнозные показатели ГС на 5 лет, взятые из расчетов

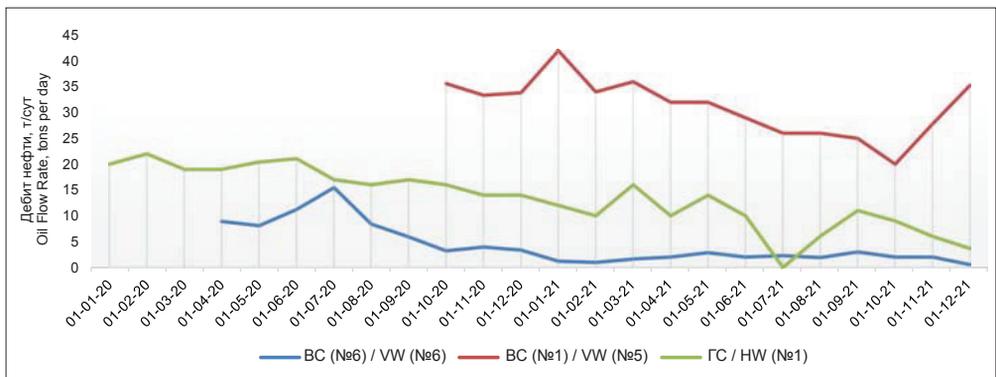


Рисунок 5. Сопоставление динамики дебита нефти ВС и ГС
Figure 5. Comparison of the dynamics of the VW and HW oil flow rate

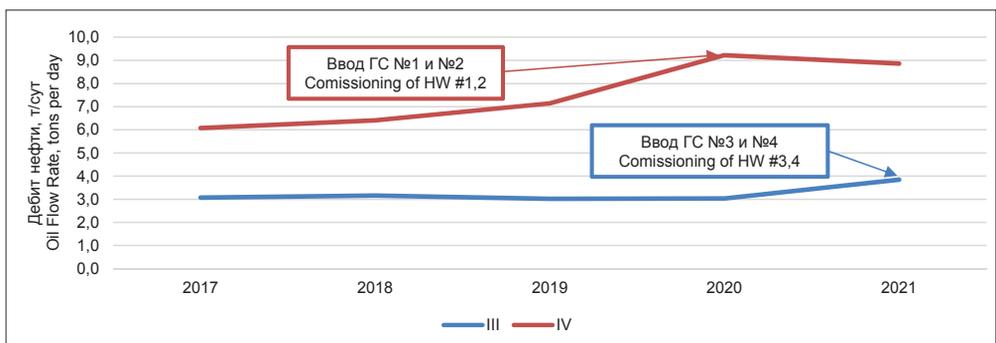


Рисунок 6. Динамика дебита нефти по объектам разработки
Figure 6. Dynamics of oil flow rate by development facilities

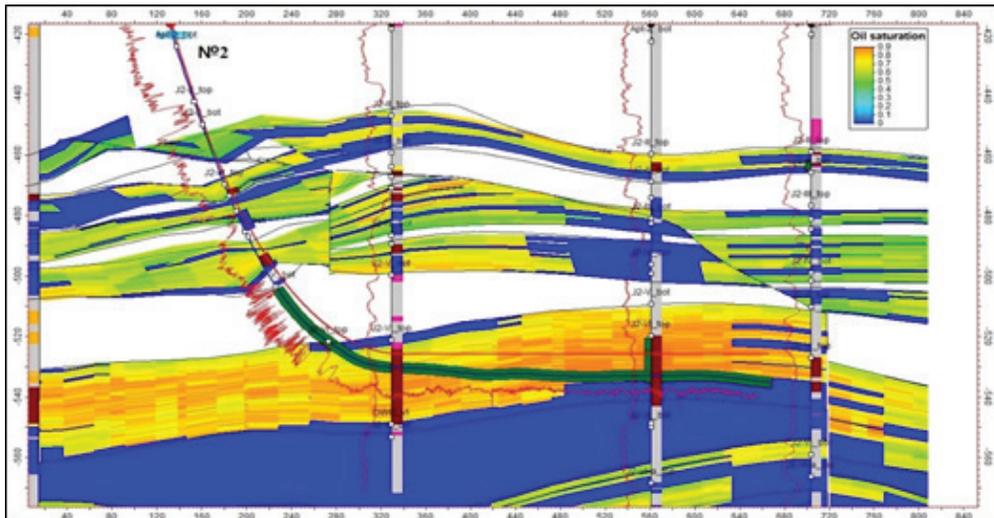


Рисунок 7. Профиль куба нефтенасыщенности ГС № 2
Figure 7. Oil saturation cube profile of HW No. 2

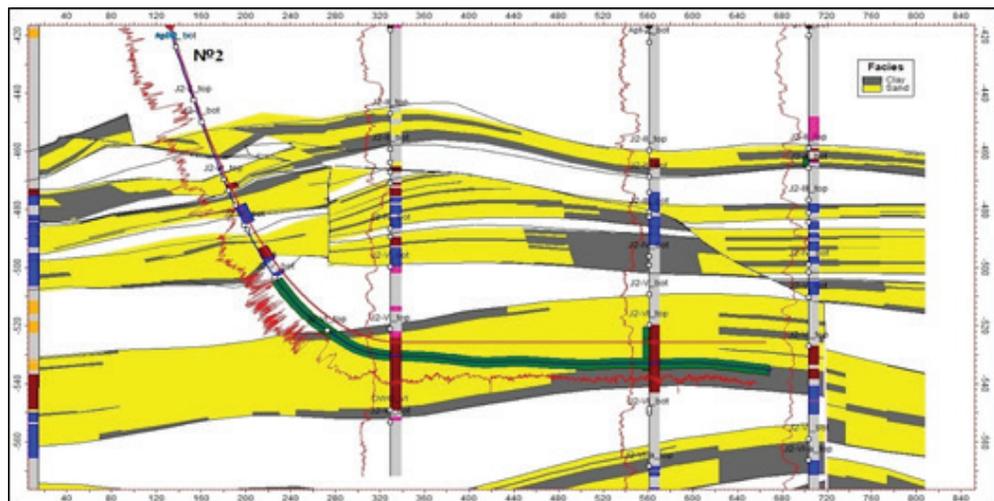


Рисунок 8. Профиль куба литологии ГС № 2
Figure 8. Lithology cube profile of HW No. 2

по гидродинамической модели. В данном разделе будут продемонстрированы только II и III объекты разработки.

Ко II объекту приурочен альбский горизонт alb3, который характеризуется высокой вязкостью нефти (179,3 мПа*с), средней нефтенасыщенной толщиной 10,2 м, проницаемостью коллектора по керну 1,4 мкм², плотностью нефти 0,909 г/см³, малопарафинистостью (0,66%) и малосернистостью (0,32%) нефти.

К III объекту относится горизонт alb4, который характеризуется вязкостью нефти 102,6 мПа*с, средней нефтенасыщенной толщиной 2,3 м, проницаемостью коллек-

тора по керну 0,149 мкм², плотностью нефти 0,894 г/см³, малопарафинистостью (0,71%) и малосернистостью (0,25%) нефти. При проектном значении 0,264 д. ед. текущий КИН за 20 лет разработки составил 0,09 д. ед.

Преимущества скважин с горизонтальным стволом наилучшим образом можно обосновать путем простого анализа работы скважины. Поведение ГС анализируется, когда приток пластовой жидкости происходит по всей длине горизонтального ствола в продуктивном пласте, что отвечает открытому стволу с хвостовиком, имеющим щелевидные отверстия с доста-

точно высокой плотностью, что позволяет не учитывать дополнительные фильтрационные сопротивления за счёт перфорации, а также скин-эффект, обусловленный загрязнением призабойной зоны. Для выполнения более надежных сравнений необходимо рассматривать как переходный, так и псевдостационарный процессы фильтрации.

Для расчета прогнозной добычи ГС применялась формула Джоши (1):

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{\mu B_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1)r_c} + 1 \right\}} \quad (1)$$

где μ – вязкость жидкости, сП; r_c – радиус ствола скважины, м; B_o – объемный коэффициент; L – длина горизонтального ствола, м; K_h – горизонтальная проницаемость, мД; h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; ΔP – депрессия. a и β вычисляются по формулам (2) и (3) соответственно:

$$a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (2)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (3)$$

где r_{eh} – радиус контура питания, м; K_v – вертикальная проницаемость, мД.

В табл. 3 приведены сопоставление показателей ВС и ГС и результаты оценки рентабельности, чтобы отразить эффективность реализации ГС в экономической части. Дебит ВС взят как средний дебит действующего фонда, добыча последующих годов рассчитана снижением добычи с помощью утвержденного темпа падения данного месторождения.

Как видно из таблицы, за один год разработки уже достигается рентабельная добыча ГС Т-1 по горизонту alb3, учитывая ограничение забойного давления на 15 бар. Аналогичная ситуация наблюдается и по горизонту alb4, где ГС Т-3, ограниченная забойным давлением не более 14 бар, также достигает рентабельности в первый год разработки. В последующих годах наступает окупаемость капитальных вложений, что говорит об экономической эффективности бурения ГС.

В итоге бурение ГС на данных горизонтах экономически предпочтительнее, чем бурение ВС, даже при контроле по добываемой жидкости.

Проведение опытно-промышленных исследований в ГС

На первой стадии разработки высоковязкой нефти, как правило, КИН составляет менее 10%. Логично предположить, что чем выше вязкость нефти, тем выше уровень обводненности, в связи чем эффективность нефтеизвлечения уменьшается, и большое количество нефти остаётся в недрах. Как известно, заводнение применяется с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны скважин. С целью интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях применяют различные методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН): тепловые, химические и физические. В данном разделе на опыте иностранных компаний представлен анализ проведения и результаты химического МУН.

Можно выделить два основных процесса химических методов: полимерное (далее – ПЗ) и АСП-заводнение (от англ. ASP – Alkaline/Surfactant/Polymer, что переводится как «Щелочь/ПАВ/Полимер»). Суть ПЗ заключается в повышении вязкости закачиваемой воды и, как следствие, улучшении соотношения подвижности. Принцип АСП заключается в снижении межфазного натяжения между нефтью и водой, что в дальнейшем может снизить остаточную нефтенасыщенность. В некоторых случаях, когда нефть вступает в реакцию, добавление щелочного агента, такого как NaOH, может способствовать образованию поверхностно-активного вещества (далее – ПАВ) внутри пласта, что позволяет уменьшить количество требуемых ПАВ. Щелочь также позволяет уменьшить адсорбцию ПАВ.

Главная особенность применения химического МУН в тяжелых нефтях состоит в том, что оторочку высоковязкой нефти трудно сместить, и приемистость ВС может быть ограничена, особенно в тонких пластах-коллекторах, которые являются основной целью для химического МУН. Эта ситуация изменилась с развитием горизонтального бурения, и за последние 10 лет было реализовано несколько химических заводнений в тяжелых нефти с использованием ГС. В табл. 4 показан перечень этих проектов. Как видно из таблицы, большинство этих проектов были реализованы в крупном масштабе.

Таблица 3. Экономическая эффективность бурения проектных скважин месторождения Т
Table 3. Economic efficiency of drilling project wells in the T field

№ п/п/ Seq. No	№ скв./ Well No.	Целевой горизонт / Target horizon	Контроль при расчете добычи / Control during production calculation	Вид / Type	Глубина по стволу, м / Depth along the trunk, m	Прогнозный дебит, м ³ /сут / Forecast flow rate, m ³ /day
1	T-1	alb3	BHP-15 bar	ГС/HW	438	18
2	T-1	alb3	QLiq-25 m3/d	ГС/HW	438	6,2
3	T-2	alb3		ВС/VW	270	2
4	T-3	alb4	BHP-14 bar	ГС/HW	525	18,3
5	T-3	alb4	QLiq-20 m3/d	ГС/HW	525	13,6
6	T-4	alb4		ВС/VW	300	2,5

продолжение таблицы 3
continuation of Table 3

№ п/п/ Seq. No	Добыча нефти, т					PI за первые 12 мес. / PI for the first 12 months	PI
	1-й год / 1y	2-й год / 2y	3-й год / 3y	4-й год/4y	5-й год/5y		
1	7903,6	6047,4	5409,6	5007,9	4717,3	1,4	5,0
2	2755,4	2009,0	1708,0	1520,3	1390,7	0,4	1,6
3	658,8	578,1	504,4	441,4	386,2	-0,2	1,3
4	6716,0	3660,6	2946,0	2526,7	2231,5	1,1	2,7
5	4969,5	3798,6	2820,2	2113,2	1662,3	0,8	2,3
6	823,5	722,6	630,5	551,7	482,7	-0,02	1,7

Поскольку на месторождениях Казахстана пока нет опыта ПЗ в ГС, приведен пример месторождения Озеро Пеликан (Канада). На данном месторождении нефть высоковязкая (от 800 до 80000 сП), начальное извлечение также низкое (от 5 до 10% от начальных геологических запасов). Кроме того, коллектор тонкий (от 1 до 9 м, в среднем 5 м). В результате этого первая (вертикальная) скважина была экономически нерентабельной. ГС достигли более высоких показателей дебита и значительно улучшили экономическую рентабельность, в результате чего всю залежь стали разрабатывать горизонтальными скважинами. Тем не менее КИН для первичной добычи оставался низким даже после внедрения горизонтального бурения. Были испытаны тепловые методы, но они оказались неэффективными из-за малой толщины пласта, другие методы были также опробованы. После первого неудачного опыта ПЗ в 1997 г. было опробовано закачивание воды. Этим методом удалось увеличить добычу нефти, но за счёт высокой обводнённости. В результате чего в 2005 г. началось второе испытание нагнетания полимера, где было включено 5 ГС длиной 1400 м: 3 эксплуатационные скважины (14–34, 15–34 и 16–34) и

2 нагнетательные скважины между ними (2/15–34 и 2/16–34) с шагом 175 м между скважинами. Скважины были пробурены в 1997–1999 г. Вязкость в районе испытания варьировалась в диапазоне 1200–1800 сП. Нагнетание полимеров началось в мае 2005 г. с целевой вязкостью 20 сП (соответствует начальной концентрации 600 частей на миллион), которая была уменьшена до 13 сП в конце августа того же года, а затем увеличена до 25 сП. Начальная скорость нагнетания составила 930 барр./сут/скваж., но позже была уменьшена вследствие повышения давления на контуре.

Реакция произошла в феврале 2006 г. в центральной эксплуатационной скважине, а в апреле и сентябре 2006 г. – в двух других эксплуатационных скважинах соответственно. Показатели реакций были превосходными, дебит нефти увеличился более чем в 10 раз. С другой стороны, обводненность увеличивалась медленно и постепенно во всех скважинах, особенно по сравнению с тем, что было испытано при недавнем закачивании воды, и показатель до сих пор остается в пределах 60–70% спустя 10 лет постоянного закачивания полимера.

Таблица 4. Недавние случаи использования химических методов повышения нефтеотдачи с использованием ГС

Table 4. Recent use of chemical enhanced oil recovery methods using HW

Компания / Company	Месторождение / Field	Пласт / Reservoir	Страна / Country	Вязкость разгазированной нефти, сП / Viscosity of degassed oil, cP	Вид заводнения / Type of water flooding	Статус / Status
CNRL, Cenovus	Pelican Lake	Wabiskaw	Канада / Canada	1,5–2,5	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Black Pearl	Mooney	Bluesky	Канада / Canada	255–400	Полимер, АСП / Polymer, ASP	Успешное применение полимера, успешное появление АСП / Successful application of polymer, successful ASP introduction
Murphy	Seal	Bluesky	Канада / Canada	5–12	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Bankers Petroleum	Patos Marinza		Албания / Albania	1,5	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
Northern Blizzard	Cactus Lake	Basal Mannville – Bakken	Канада / Canada	>50	Полимер / Polymer	Широкомасштабное расширение / Large scale expansion
PDO	Nimr		Оман / Oman	500?	Полимер / Polymer	Пилотный / Pilot
Enerplus	Medicine Hat	Glauconitic	Канада / Canada	1–1,5	Полимер / Polymer	Пилотный / Pilot

Таблица 5. Основные характеристики выбранных проектов

Table 5. The main characteristics of the selected projects

Проект / Project	Страна / Country	Средняя глубина, м / Mean depth, m	Пластовая температура, °C / Reservoir temperature, °C	Эффективная толщина пласта, м / Effective layer thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Плотность нефти, в градусах API / Oil density, in API degrees	Вязкость пластовой нефти, сП / Reservoir oil viscosity, cP
Pelican Lake	Канада / Canada	300–450	12–17	1–9	300–5	12–14	800–10
Mooney	Канада / Canada	875–925	29	3–5	100–10+	12–19	100–250
Seal	Канада / Canada	610	20	8–5	300–5,8	10–12	3–7
Patos Marinza	Албания / Albania	1,2–1,3	40–42	4–12	100–2,5	8–10	600–1,6
Cactus Lake	Канада / Canada	850	27	6	500–1,5	15	500
Nimr	Оман / Oman		51	30–50	2–5	20	250–500
Medicine Hat	Канада / Canada	850		26	7	0–10	500–1?

API – American Petroleum Institute

После этого успеха ПЗ расширили на значительные участки месторождения с применением сотен скважин под нагнетание полимеров. По оценкам операторов, ПЗ увеличит КИН до 20–30% от начальных геологических запасов нефти, а лучшие кусты скважин достигнут показателей 38% от начальных геологических запасов.

Можно сделать вывод, что ГС применимы не только как добывающие скважины, но и также как нагнетательные, что тоже, в свою очередь, наиболее эффективно для увеличения нефтеотдачи относительно ВС. Применение заводнения в ГС в сочетании с полимерами успешно увеличили нефтеизвлечение и добычу на месторождениях с тяжелой нефтью. В табл. 5 представлены основные характеристики выбранных проектов с использованием ГС.

Представленные результаты подтверждают потенциал ПЗ на месторождениях с тяжелой нефтью с использованием ГС. С другой стороны, эффективность АСП пока ещё не была доказана в промышленных условиях для высоковязких нефтей. Учитывая объёмы нефти, которые не могут быть извлечены даже полимерами, АСП представляет собой очень важную, хотя и сложную, цель.

Выводы

Проанализировав работу скважин на месторождении X, можно сделать следующие выводы:

1. На месторождении X успешно пробурена ГС № 1 длиной ствола в 1000 м, которая является самой длинной скважиной группы компаний АО НК «КазМунайГаз». Эффективная толщина по этой скважине составляет 941 м, текущий дебит по нефти достигает 35 т/сут при низких значениях обводненности (25%).

2. За 2-е полугодие 2021 г на долю ГС приходится 46% добычи нефти от общей суммы. Также за последние 6 мес. 2021 г. на III объекте на долю ГС приходится 54% добычи от общей суммы, а на IV объекте доля ГС составляет 43%.

3. Данный факт показывает эффективность эксплуатации ГС, которые работают преимущественно с большим

дебитом по сравнению с ВС. Средний дебит по ГС на 01.01.2022 г. составил 20 т/сут, тогда как по вертикальным среднее значение имеет 3,1 т/сут.

4. На 01.01.2022 г. в фонде действующих добывающих скважин находятся 4 ед. ГС и 36 ед. ВС. Учитывая вышеперечисленное, необходимо отметить преимущество в увеличении степени охвата залежи при меньшем количестве бурения.

5. Ещё одной особенностью бурения ГС является применение системы телеметрии, которая позволяет вести полную запись информации, собранной во время бурения посредством геофизических исследований. Такая информация позволяет построить полную картину геологического разреза, пройденного скважиной. Если при бурении вертикального ствола имеется риск вскрыть непродуктивный пласт, то при бурении горизонтального ствола можно отклониться от проектной линии и задать ту траекторию, которая будет вскрывать более нефтенасыщенные участки продуктивной залежи.

Таким образом, проведенный анализ говорит о большом преимуществе бурения и эксплуатации горизонтальных стволов перед ВС. Учитывая среднюю стоимость бурения ГС на месторождении X, капитальные вложения в которое в 3 раза превышает вложения при бурении ВС, ГС оправдывают свои вложения путём наращивания темпа добычи, а также увеличения КИН посредством большего охвата залежей с меньшим количеством бурения. Месторождение X сейчас находится на 3-й стадии разработки, и основной фонд скважин эксплуатируются с низкими показателями по дебиту нефти. Такие вложения в ГС оправдываются преимущественно большим дебитом, средние значения которого превосходят почти в 6 раз дебит ВС.

Стоит также отметить, что опыт иностранных компаний в данном вопросе говорит о том, что ГС применимы не только как добывающие скважины, но и также как нагнетательные, что тоже, в свою очередь, наиболее эффективно, по сравнению с ВС, для увеличения нефтеотдачи пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан №17131 от 28.06.2018 г. «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». Режим доступа: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800017131>. Дата обращения: 12.08.2022 г.
2. *Лысенко В.Д.* Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. Москва : Недра, 2003. С. 638.
3. *Амелин И.Д., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К.* и др. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. Москва : Недра, 1978. С. 356.
4. *Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С.* и др. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. С. 161.
5. *Хисамов Р.С., Миясаров А.Ш., Хузин Р.Р.* и др. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных и многозабойных скважин на примере Некрасовского месторождения ООО «Карбон-ойл» // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. С. 204–208. doi: 10.18599/grs.19.3.9.
6. *Вадецкий Ю.В.* Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : Академия, 2013. С. 352.
7. *Деламайд Э.* Химические методы увеличения нефтеотдачи с использованием горизонтальных скважин: промысловые исследования // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. С. 166–175. doi: 10.18599/grs.19.3.3.

REFERENCES

1. Order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan No. 17131 dated June 28, 2018 "Ob utverzhenii Yedinykh pravil po ratsional'nomu I kompleksnomu ispol'zovaniyu nedr". Available from: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/V1800017131> [cited 2022 Aug 12]. (In Russ).
2. Lysenko VD. Development of oil fields (*design and analysis*). Moscow: Nedra; 2003. P. 638. (In Russ).
3. Amelin ID, Andriasov RS, Gimatudinov SK, et al. Operation and technology of development of oil and gas fields. Moscow: Nedra; 1978. P. 356. (In Russ).
4. Zozulya GP, Kustyshev AV, Matieshin IS, et al. *Features of oil and gas production from horizontal wells*. Tyumen': TIU; 2008. P. 161. (In Russ).
5. Khissamov RS, Miyassarov AS, Khuzin RR, et al. Improving the efficiency of developing hard-to-recover reserves using horizontal and multilateral wells on the example of the Nekrasovsk oye field of ООО Karbon-Oil. *Georesursy*. 2017;19(3):204–208. doi: 10.18599/grs.19.3.9. (In Russ).
6. Vadetskiy YV. *Drilling oil and gas wells*. Moscow: Academy; 2013. P. 352. (In Russ).
8. Delamaide E. Using Horizontal Wells for Chemical EOR: Field Cases. *Georesursy*. 2017;19(3)166–175. doi: 10.18599/grs.19.3.3. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Майлыбаев Алехан Саматович**e-mail: mailybayev.a@kmge.kz.**Утеев Рахим Нагангалиулы**e-mail: uteyev.r@kmge.kz.**Джаксылыков Талгат Сайнович**e-mail: jaxylykov.t@kmge.kz.**Бектас Азамат Амангелдіұлы**e-mail: a.bektas@kmge.kz.***Ниязбаева Айнұр Бауыржанқызы**e-mail: niyazbaeva.a@kmge.kz.**AUTHORS' INFO****Alekhan S. Mailybayev**e-mail: mailybayev.a@kmge.kz.**Rakhim N. Uteyev**e-mail: uteyev.r@kmge.kz.**Talgat S. Jaxylykov**e-mail: jaxylykov.t@kmge.kz.**Azamat A. Bektas**e-mail: a.bektas@kmge.kz.***Ainur B. Niyazbayeva**e-mail: niyazbaeva.a@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 334.021.1

МРНТИ 06.77.59

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>

Получена: 12.10.2022.

Одобрена: 14.03.2023.

Опубликована: 30.03.2023.

Краткие сообщения

Подготовка будущих кадров со студенческой скамьи

Ж.А. Байсеитова, Ш.К. Джумагазиева

Samruk Business Academy, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Карьерные компетенции относятся к знаниям и навыкам, имеющим центральное значение для развития будущей карьеры молодого специалиста. Они особенно важны в начале карьеры, поскольку выбор места работы может повлиять на результаты карьеры в долгосрочной перспективе. Цель данного исследования – определить, как меняются карьерные компетенции при переходе от образования к рынку труда. Методология исследования заключалась в поиске и анализе литературных данных из авторитетных источников, входящих в международные наукометрические базы данных. Согласно результатам исследования установлено, что для успешного трудоустройства карьерные компетенции должны развиваться во время обучения, что гарантирует их стабильность после выхода на рынок труда. Также на основании литературных данных были выделены три профиля изменения карьерных компетенций, описанные в соответствии с их исходными значениями и характером изменения после выпуска. Таким образом, развитие карьерных компетенций будет повышаться на выпускных курсах, когда студенты испытывают чувство тревоги из-за предполагаемого выхода на рынок труда. Развитые в вузе карьерные компетенции после перехода на рынок труда останутся стабильными, что свидетельствует о том, что подготовку будущих кадров нужно производить именно в вузах.

Ключевые слова: карьерные компетенции, трудоустройство, подготовка кадров, обучение, молодой специалист, выпускник.

Как цитировать:

Байсеитова Ж.А., Джумагазиева Ш.К. Подготовка будущих кадров со студенческой скамьи // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №1. С. 117–128.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>.

UDC 334.021.1

CSCSTI 06.77.59

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>

Received: 12.10.2022.

Accepted: 14.03.2023.

Published: 30.03.2023.

Short reports

Training of future personnel from student's bench

Zhanna A. Baysseitova, Sholpan K. Dzhumagazyieva

Samruk Business Academy, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Career competencies refer to the knowledge and skills that are central to the development of a young specialist's future career. They are especially important at the beginning of a career because this choice can affect career outcomes in the long run. The aim of this study is to determine how career competencies change during the transition from education to labor market. Methodology of the study consisted in search and analysis of literature data from authoritative sources included in international scientometric databases. According to the results of the study, it was found that for successful employment career competencies must be developed during training, which guarantees their stability after entering the labor market. Also, based on the literature data, three profiles of changes in career competencies were identified, described in accordance with their initial values and the nature of changes after graduation. Thus, the development of career competencies will increase at the final courses, when students feel a sense of anxiety about the expected entry into the labor market. Career competencies developed at a university after transition to the labor market remain stable, which indicates that a training of future personnel should be carried out in universities.

Keywords: *career competencies, employment, personnel training, training, young specialist, graduate.*

To cite this article:

Bayseitova ZA, Dzhumagazyieva SK. Training of future personnel from student's bench. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):117–128. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>.

ӨОЖ 334.021.1

ҒТАХР 06.77.59

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>

Қабылданды: 20.09.2022.

Мақұлданды: 14.03.2023.

Жарияланды: 30.03.2023.

Қысқаша есептер

Болашақ кадрларды студенттік кезеңнен бастап даярлау

Ж.А. Бәйсеитова, Ш.К. Джумағазиева

Samruk Business Academy, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Мансаптық құзыреттер жас маманның болашақ мансабын дамыту үшін орталық маңызы бар білім мен дағдыларға жатады. Олар әсіресе мансаптың басында өте маңызды, өйткені бұл таңдау ұзақ мерзімді перспективада мансап нәтижелеріне әсер етуі мүмкін. Бұл зерттеудің мақсаты – білім алудан еңбек нарығына көшу кезінде мансаптық құзыреттердің қалай өзгеретінін анықтау. Зерттеу әдістемесі халықаралық ғылыми-метрикалық дерекқорына енгізілген беделді дереккөздерден алынған әдебиет деректерін іздеу мен талдауды қамтыды. Зерттеу нәтижелері бойынша, табысты жұмысқа орналасу үшін оқу барысында мансаптық құзіреттіліктерді дамыту қажет екендігі анықталды, бұл олардың еңбек нарығына шыққаннан кейінгі тұрақтылығына кепілдік береді. Сондай-ақ, әдебиет деректеріне сүйене отырып, мансаптық құзіреттіліктердің өзгеруінің үш профилі анықталды, олар бастапқы мәндерге және оқуды аяқтағаннан кейінгі өзгеру түріне сәйкес сипатталады. Осылайша, студенттердің мансаптық құзыреттіліктерінің дамуы олар өздерінің еңбек нарығына шығуына байланысты алаңдаушылық сезімін бастан кешіретін соңғы курстарда артады. Еңбек нарығына көшкеннен кейін ЖОО дамыған мансаптық құзыреттер тұрақты болып қалады, бұл болашақ кадрларды даярлауды жоғары оқу орындарында жүргізу қажет екенін көрсетеді.

Негізгі сөздер: мансаптық құзыреттілік, жұмысқа орналасу, кадрларды даярлау, оқыту, жас маман, түлек.

Дәйексөз келтіру үшін:

Бәйсеитова Ж.А., Джумағазиева Ш.К. Болашақ кадрларды студенттік кезеңнен бастап даярлау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, №1. 117–128 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108606>.

Введение

Министерство труда и социальной защиты населения нашей республики сообщает о порядка 295 тыс. новых работников, которые появятся на рынке труда Казахстана в 2022 г.¹ Из общего числа 145,2 тыс. чел закончат колледжи и технические лицеи, 163,3 тыс. чел – университеты [1].

Переход от процесса образования в учебных заведениях непосредственно к рынку труда является критическим моментом для выпускников. Студенты выпускных курсов задумываются над вопросами, связанными с трудоустройством. В данный период времени обучающиеся прикладывают максимальные усилия для развития карьерных компетенций. Данное явление носит адаптивный характер: в начале карьеры особенно важно наличие широкого набора карьерных компетенций, влияющих впоследствии на успешное овладение профессией [2, 3].

Вопрос заключается в том, что происходит после выхода выпускника на рынок труда. Вероятным предположением является то, что рост карьерных компетенций быстро стабилизируется с уменьшением срочности: высочайшая потребность в развитии карьерных компетенций возникает тогда, когда выпускники должны отодвинуть на второй план то, чему их обучали в учебных заведениях, и заняться освоением неизвестного. Эта безотлагательность может быстро ослабнуть, когда неизвестное становится новой реальностью. При этом карьерные компетенции с течением времени изменяются в зависимости от достижения цели: выпускники по-разному справляются с переходными периодами, а некоторые из них даже могут быть не готовы к рынку труда сразу после окончания учебы, к примеру, по причине того, что им не удалось найти подходящую работу.

Ввиду перечисленных проблем, с которыми сталкивается молодёжь, возникает основная проблема дефицита узкоквалифицированных кадров, актуальная как в зарубежной, так и в отечественной практике.

По мнению Е. Исмаилова, эксперта в области социально-трудовых отношений, последние 10 лет в Казахстане ощущалась стабильная нехватка специалистов в различных отраслях: IT, автоматизация произ-

водства, нефтедобыча и нефтесервис. Отдельно отмечается острая нехватка инженеров. Специалист отмечает, что они будут востребованы даже через 10 лет. Знание английского языка является перво-степенным, т.к. вместе с производством мы покупаем технологии, которые доступны в основном на английском языке, поэтому мы должны идти на опережение и готовить наших специалистов со знанием английского языка [4].

Перечни дефицитных квалифицированных кадров в нефтегазовой отрасли имеют много общего. Помимо технических навыков, способностей в IT и иностранных языках, компаниям важны ещё и личностно-деловые компетенции. В числе последних: готовность работать в команде, компетенции делового общения, инициативность, креативность, навыки презентации, лидерство и др.

Чаще всего несоответствие навыков и необходимых компетенций подразделяют на три категории:

1) вертикальные (уровень навыков или образования работников, больше или меньше подходящий для выполнения конкретного вида профессиональной деятельности);

2) горизонтальные (уровень навыков не подходит, но образование соответствует);

3) географические (несоответствие локации необходимых кадров).

Немаловажен вопрос соотношений знаний с высокими техническими компетенциями, которые относятся к более старшему поколению. К сожалению, во многих производственных компаниях именно у этих сотрудников в основном сосредоточены лучшие технические знания. С учётом того, что имеется возрастная разрыв среди сотрудников технических подразделений, для многих производственных компаний актуальна проблема передачи опыта и имеющихся в организации знаний более молодым сотрудникам. Данные сотрудники могут передавать свой опыт молодому поколению, используя разные инструменты, и зачастую компании развивают передовые программы передачи опыта и знаний. Совершенно очевидно, что нарастающий дефицит высококвалифицированных кадров требует новых подходов к подготовке молодых специалистов.

¹ По информации на 24.05.2022 г.

Актуальности вопросу добавляет и происходящая в текущий момент ситуация на мировом рынке. Для решения проблем производства и увеличения производительности труда необходимы узкоквалифицированные специалисты в том или ином направлении.

Осознав ситуацию по дефициту кадров в узких направлениях, компании сотрудничают с университетами. Крупные работодатели готовы предоставлять своих экспертов и вкладывать свои ресурсы в то, чтобы будущие специалисты получили необходимые технические навыки и знания.

Дальновидные работодатели понимают, что просто назначить студентам новых лекторов и выдать учебный план недостаточно. Чтобы обеспечить обучение, нужно создать подходящие условия, помочь приобрести необходимые навыки для работы в компаниях и уже на 3–4 курсах внедрять корпоративную культуру компании студенту – будущему специалисту.

Таким образом, развитие карьерных компетенций в разных контекстах (в данном случае это – образование и рынок труда) является актуальной задачей. Тем не менее важно понимать изменение карьерных компетенций, охватывающее как завершающий этап образования перед выпуском (до выхода на рынок труда), так и последипломный период (первые месяцы на рынке труда).

Рынок труда и, следовательно, карьера стали более неопределенными и непредсказуемыми. В данных обстоятельствах свобода действий и постоянные инвестиции в карьерные компетенции являются важнейшим инструментом, позволяющим сохранить возможность трудоустройства и преуспеть на рынке труда. В связи с вышеизложенным целью данного исследования состоит в том, чтобы изучить изменения в карьерных компетенциях в период до и после выпуска в рамках перехода от учебы к работе.

Метод настоящего исследования основан на поиске и анализе литературных данных авторитетных источников из международных баз данных по теме исследования за последние 10 лет.

Основная часть

Карьерные компетенции функционируют как ресурсы для достижения карьер-

ных целей и имеют особое значение для выпускников, начинающих свою трудовую деятельность: общей целью при переходе от образования к рынку труда является формирование своей карьеры за счёт приобретения и развития различных видов знаний и навыков, необходимых для поиска подходящей работы. Развитие карьерных компетенций занимает видное место в исследованиях возможностей трудоустройства выпускников, готовности к карьере и подготовленности: основное внимание уделяется карьерным компетенциям как важнейшему инструменту для повышения возможностей трудоустройства уже в высшем образовании [2, 5] и в качестве предикторов карьерной готовности и подготовленности [5]. Кроме того, исследования показали, что карьерные компетенции облегчают плавный переход на рынок труда и способствуют успеху в карьере [5]. В целом, карьерные компетенции приносят пользу уже на ранних этапах карьеры – во время обучения и после его окончания при выходе на рынок труда.

Переход от учебы к работе является важнейшим психологическим этапом. Данный период характеризуется степенью высокой тревожности: обучающиеся вынуждены закончить образование и планировать дальнейшую жизнь, что вызывает стресс ввиду неопределенности [5]. Кроме того, переход от образования к рынку труда привязан к сжатым нормативным срокам – существует относительно короткий временной промежуток для перехода и поиска подходящей работы после окончания учебы. Молодые люди должны подготовиться к этому переходу, мобилизовав соответствующие ресурсы. Предыдущие исследования продемонстрировали изменения в период, предшествующий переходу на рынок труда, в таких ресурсах, как вовлеченность в достижение цели или участие в учебе [5]. Развитие карьерных компетенций связано с предстоящими изменениями и, следовательно, является очевидным вложением ресурсов в период, предшествующий переходу. Таким образом, выпускники будут рассматривать переход на рынок труда как критический срок, побуждающий их развивать данные карьерные компетенции [2]. Тем не менее эмпирические данные о том, действительно ли выпускники

при подготовке к переходу развивают и повышают карьерные компетенции, практически отсутствуют.

После совершения перехода на рынок труда карьерные компетенции в среднем стабилизируются. Вопрос, который до сих пор не изучен, заключается в следующем: что происходит с развитием карьерных компетенций после этого перехода? Молодые люди больше не вкладывают свои силы в развитие карьерных компетенций после совершения перехода, либо делают это не в полной мере [5]. С психологической точки зрения, люди вкладывают свои силы в ценные для достижения цели ресурсы, пока цель не будет достигнута. Затем они стремятся сохранить эти ресурсы, но перестают инвестировать в получение дополнительных ресурсов.

Применительно к переходу на рынок труда данная ситуация отображается следующим образом: у учащихся может возникнуть чувство неотложной необходимости инвестировать в карьерные компетенции, когда они приближаются к переходу от образования к рынку труда. Тем не менее это чувство безотлагательности может резко уменьшиться, когда крайний срок прошел, либо после достижения цели (например, при поиске работы). В этом случае карьерные компетенции теряют свою ценность. К сожалению, данный факт в литературе освещен недостаточно. В исследованиях в основном рассматривается идея, состоящая в том, что те, кто имеет большое количество ресурсов, с большей вероятностью привлекут еще больше ресурсов, а чем меньше ресурсов, тем большая вероятность их потери [5]. Так, людям, обладающим многими профессиональными компетенциями, легче найти работу, которая дает возможности для дальнейшего развития карьерных компетенций.

Несовершенство вышеизложенной идеи заключается в том, что желаемая «прибыль» подразумевает постоянный бесконечный рост и вложение ресурсов, в то время как люди могут вкладывать ресурсы стратегически и в пределах определенного времени и запасов жизненной энергии. К примеру, при устройстве на работу сотрудники обычно должны вкладывать ресурсы в адаптацию к новому контексту и освоению новой работы, что может ограничить дальнейшие инвестиции в карьерные компетенции.

Мы предполагаем, что рассматриваемые профили характеризуются ростом карьерных компетенций до перехода на рынок труда, но отличаются тем, как карьерные компетенции меняются в постпереходный период. Во-первых, ожидание того, что профессиональные компетенции увеличатся до перехода на рынок труда, основано на нормативном и возрастном сроках: большинство молодых людей в вузах чувствуют этот крайний срок, поскольку он тесно связан с системой образования, длительностью учебного года и общественной нормой. Приближаясь к этому сроку, молодые люди будут испытывать более высокую приверженность цели и стремление к ней, что приведет их к развитию карьерных компетенций. Во-вторых, может наблюдаться неоднородность изменения карьерных компетенций непосредственно после поступления на работу.

Таким образом, наблюдаются две возможные траектории развития событий. Достигнув цели, молодые люди могут перестать инвестировать в свои карьерные компетенции. На новой работе сотрудники чаще всего отдадут предпочтение приобретению навыков социализации и адаптации, а не развитию и закреплению карьерных компетенций на своей новой работе. Такая расстановка приоритетов подразумевает стабильность карьерных компетенций, а не их повышение или снижение: карьерные компетенции больше не повышаются из-за отсутствия их развития, но и их немедленной деградации также не происходит.

Тем не менее мы можем наблюдать процесс снижения карьерных компетенций, когда выпускники не достигают своей цели: к примеру, когда они не могут получить желаемую работу, ввиду чего становятся безработными или занятыми на неполный рабочий день. С психологической точки зрения, происходит процесс разочарования, в первую очередь, в выбранной профессии, и, как следствие, наблюдается снижение карьерных компетенций, которое не является неожиданным: рабочая среда предоставляет возможности для развития, недоступного при безработице или неполной занятости. Восприятие этих ограниченных возможностей может привести к дальнейшему снижению карьерных компетенций, особенно у тех индивидуумов, которые

меньше всего были заинтересованы в их развитии.

По данным журнала Forbes Kazakhstan, на сайте hh.kz по данным за II кв. 2022 г. в поиске работы было задействовано более 500 тыс. жителей Казахстана. Рост активных резюме во II кв. 2022 г. по отношению к I кв. 2022 г. составил 85,5%. Наибольшее число активных резюме показали г. Алматы (40,1%), Астана (19,4%) и Шымкент (5,9%) [6].

Нашим государством предусмотрен ряд инициатив, направленных на содействие продуктивной занятости молодёжи. По состоянию на июль 2022 г. на Электронной бирже труда представлено более 105 тыс. вакансий. Также запущена единая платформа вакансий по национальным проектам. Еще одной важной мерой, направленной на занятость, является проект по трудоустройству молодёжи на крупные производственные предприятия [7]. Помимо прочего, в апреле 2022 г. был озвучен ряд изменений в трудовом рынке Казахстана, которые планируется внедрить, в т.ч. предлагаются правки в закон, где появится понятие «молодой сотрудник», в рамках которого планируется исключить испытательный срок [8].

Выбор профессии, вероятно, зависит от контекста рынка труда, большинство выпускников с высшим образованием находят работу по профилю обучения в первые месяцы после выпуска. Ожидается, что большинство выпускников добьются своей цели.

Результаты и обсуждение

Настоящее исследование направлено на изучение изменения карьерных компетенций в период до и после перехода от высшего образования к рынку труда. В соответствии с принципом инвестирования ресурсов мы установили, что карьерные компетенции будут повышаться на выпускных курсах, когда студенты испытывают чувство тревоги из-за предполагаемого выхода на рынок труда. Также согласно изученным исследованиям выяснено, что наработанные в вузе карьерные компетенции после перехода на рынок труда оставались стабильными [5], что соответствует ожиданиям компаний.

Молодые люди могут развивать карьерные компетенции до тех пор, пока не достигнут своей цели или пока имеют

соответствующие возможности, а затем они стремятся сохранить эти ресурсы для последующего обращения к ним (например, при смене работы).

Для специалистов нефтегазовой отрасли важны следующие компетенции: выбор верного решения из имеющихся альтернатив, выбор логического умозаключения, командная работа; коммуникабельность, делегирование полномочий, лидерство, технические навыки, укрепление доверия, самосознание, разрешение конфликтных ситуаций, тайм-менеджмент, стрессоустойчивость, готовность к изменениям, инновационный подход к решению вопросов, планирование и организация работы, управление рисками.

Далее составим рейтинг компетенций, по нашему мнению, от наименее до наиболее важной и рассмотрим сущность каждой из них.

1. Выбор верного решения из имеющихся альтернатив. Сравнение данных из различных источников с целью последующего принятия решения. Своевременный выбор наилучшего варианта для решения проблем.

2. Командная работа. Активное участие в качестве члена коллектива для его успешного продвижения в достижении целей.

3. Коммуникабельность. Клиринговая передача и получение информации, новых идей посредством различных средств массовой информации отдельным лицам или группам людей с целью вовлечь, заинтересовать аудиторию. Способность строить эффективные отношения с другими людьми.

4. Делегирование полномочий. Передача задач, ответственности и полномочий другим лицам.

5. Лидерство. Способность влиять на людей, чтобы они охотно и с энтузиазмом стремились помочь в достижении индивидуальных и институциональных целей.

6. Технические навыки. Достигнув удовлетворительного уровня технических и профессиональных навыков или знаний в областях, связанных с должностью, быть в курсе последних событий и тенденций в нефтегазовой области.

7. Укрепление доверия. Взаимодействие с другими сотрудниками таким образом, чтобы вселить в них уверенность в своих целях и стратегии организации.

8. Самосознание. Осознанное знание своего характера, чувств, мотивов и желаний.

9. Разрешение конфликтных ситуаций. Способность четко осознавать, когда следует стимулировать конфликт, а когда разрешать его, чтобы избежать нежелательных последствий.

10. Тайм-менеджмент. Способность поддерживать надлежащее распределение времени на общее выполнение должностных обязанностей таким образом, чтобы работа была эффективной и продуктивной.

11. Стрессоустойчивость. Контроль и снижение напряжения, возникающего в стрессовых ситуациях.

12. Готовность к изменениям. Способность содействовать новым инновационным процессам, поддерживать развитие прогресса и адаптировать полученные новые знания к имеющемуся производству. Внедрять прогрессивные инструменты в работу с упором на увеличение скорости производства.

13. Инновационный подход к решению вопросов. Принятие инновационных решений в работе; поиск различных, в т.ч. новых способов решения рабочих задач и возможностей.

14. Планирование и организация работы. Определение плана действий для обеспечения эффективного выполнения работы.

15. Управление рисками. Способность выявления, контроля и минимизации влияния неопределенных негативных событий на производстве в целом и в отдельно взятом рабочем коллективе.

Результаты данного исследования расширяют область исследований карьерных компетенций. В настоящей работе мы рассмотрим результаты, основанные на изменении карьерных ресурсов в момент перехода выпускников на рынок труда, что является относительно новым в исследованиях карьерных компетенций. Мы установили, что карьерные компетенции повышаются при подготовке к переходу на рынок труда: предстоящий переход побуждает молодых людей развивать свои карьерные компетенции. Следовательно, результаты данного исследования подчеркивают необходимость учитывать это развитие при изучении ресурсов в переходные периоды, поскольку выводы, основанные

на конкретном моменте времени, могут дать разные результаты.

На основании результатов изученных нами исследований выделим три различных профиля изменения карьерных компетенций. Данные профили четко различимы, каждый со специфическими последствиями: они характеризуются различиями в начальных значениях (т.е. различиями в начале последнего года обучения в вузе) и траекториями изменений. Тем не менее все профили описывают траекторию, которая в некоторой степени является самокорректирующейся.

Первый профиль имеет высокие устойчивые карьерные компетенции, соответствующие общим тенденциям. Это говорит о том, что приостановка в развитии компетенций применима в основном к выпускникам, у которых уже были более сильные карьерные компетенции, чем у их сверстников. В исследованиях сообщается о лучшей адаптации таких выпускников к работе после окончания учебы. Однако получение работы и, следовательно, достижение цели могут снизить потребность развития компетенций, которые служат этой конкретной цели.

Второй профиль обозначается как средний неуклонно растущий: молодые люди имеют средние карьерные компетенции, но постоянно развивают их в образовании и на рынке труда. Предположительно, они чувствуют необходимость инвестировать в свои ресурсы уже во время обучения, но не достигают уровня, необходимого на рынке труда. Это описывает процесс самокоррекции: молодым людям может потребоваться больше времени, чтобы соотнести свои возможности с потребностями рынка труда, ведь освоенные во время обучения карьерные компетенции могут быть недостаточными, а также выпускникам может потребоваться время, чтобы пройти необходимую адаптацию.

Третий профиль характеризуется наименьшим развитием карьерных компетенций (с низким или поздним ростом карьерных компетенций), и об изменениях в процессе получения высшего образования здесь не сообщается. Выпускники из данного профиля оказываются безработными чаще, чем аналогичные из вышеперечисленных профилей, либо, поступив на работу, они не соответствуют образованию и плохо ориентируются в своих

обязанностях. Единичные результаты исследований продемонстрировали рост карьерных компетенций после окончания учебы [5], однако не смогли дать объяснение этому результату, ввиду чего мы исключили данное исследование из анализа. Возможно, данный факт можно интерпретировать как самокоррекцию, служащую толчком для развития карьерных компетенций.

В Казахстане молодые люди, которые сталкиваются с наибольшими трудностями на рынке труда, могут принять участие в проектах по субсидированию рабочих мест: молодежная практика для выпускников вузов и колледжей, проект «Первое рабочее место» для молодежи без образования и опыта работы [9].

Переход на рынок труда – это вопрос необходимости и своевременности. Безработица или работа, которая не удовлетворяет потребности сотрудника, могут быть тревожным сигналом к скорейшему развитию карьерных компетенций.

Ключевой вывод данного исследования заключается в том, что изменения в карьерных компетенциях вероятны, когда выпускники приближаются к окончанию учебного процесса, и данные изменения можно определить по различным процессам самокоррекции: они перестают развивать компетенции при достижении цели (первый профиль), непрерывно развивают карьерные компетенции, соответствующие требованиям рынка труда (второй профиль), либо преодолевают бездействие при недостижении целей или их неоптимальном достижении (третий профиль).

При этом важно выявить студентов из третьего профиля, а затем запустить процесс самокоррекции, чтобы преодолеть будущее бездействие в начале карьеры: хотя карьерные компетенции этих обучающихся повышаются после окончания учебы, они никогда не достигают успехов, которыми характеризуются сверстники из двух других профилей.

Поэтому важно отметить тот факт, что решающим для развития карьерных компетенций и определением будущего учащегося является профильная подготовка студентов выпускных курсов. Многие образовательные учреждения запускают инициативы, связанные с формированием карьерных компетенций, которые могут облегчить диагностику

и последующее наблюдение за студентами [3].

К примеру, успешным примером совместной коллаборации вуза и производства служит Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, который является единственным специализированным вузом Казахстана по подготовке кадров для нефтегазовой отрасли страны. В настоящее время университет внедряет образовательные программы, разработанные целевой группой производителей, увеличена вовлеченность компаний-партнеров в учебный процесс. Более того, интересен этот опыт тем, что вуз ставит перед собой задачи, позволяющие активизировать новые направления развития отрасли, усилить фундаментальные и прикладные научные исследования в области энергосберегающих «зеленых» технологий, повысить роль и уровень отечественного инжиниринга и обеспечить кадрами энергетические проекты. При этом показатель трудоустройства выпускников в Атырауском университете нефти и газа в 2018 г. составил 74,4%, в 2019 г. – 70,1%, в 2020 г. – 72,9%, учитывая, что в среднем по республике он составляет 60% [10].

В группе компаний КМГ известен успешный практический опыт сотрудничества с вузом ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ). В 2019 г. в данной компании была внедрена программа «KMGE School», которая предусматривает подготовку кадров по узкоквалифицированным направлениям со студенческой скамьи. Для успешной реализации деятельности компании имелась приоритетность в подготовке таких узких квалификаций, как петрофизик, седиментолог, сейсмик, инженер-разработчик по карбонатным коллекторам, специалист по гидравлическим разрывам пласта и других востребованных кадров.

Программа предусматривает подготовку студентов 3–4 курса бакалавриата ведущих технических вузов Казахстана по узким специальностям с применением модели Minog. Для вступления в данную Программу по определенным критериям отбирались талантливые студенты 3 курса, обучающиеся по направлениям нефтегазовой отрасли и имеющие высокие академические показатели. Помимо основной специальности, студенты углубленно изучают выбранную специализацию,

и по окончании двух курсов, кроме диплома основной специальности, студент получает сертификат Minor по узкой специальности. На протяжении двух лет обучения по программе Minor студенты дважды проходят производственную практику в КМГИ под руководством наставников, имеющих определённый опыт работы в компании. По окончании полноценного обучения молодой специалист, имеющий диплом основной специальности и сертификат по программе Minor, принимается на работу в КМГИ. Уникальным в программе является тот факт, что студенты пишут дипломные проекты, исследуя проблемные вопросы компании, и защищают данные проекты в присутствии экспертной комиссии, состоящей из представителей компании.

Другим примером является группа компаний ТОО «ERG», при работе с вузами и организациями технического и профессионального образования компания подписала более 50 меморандумов. В 2021 г. практику на предприятиях прошли более 2 тыс. студентов, более 500 выпускников трудоустроены. Совместно с компанией BTS Education акиматами, учебными заведениями и промышленными предприятиями Павлодарской, Костанайской и Актюбинской областей реализуется проект «ERG для колледжей». На основе Атласа новых профессий разработана карта 40 перспективных профессий региона. Проектом уже охвачены 805 студентов, в планах до конца 2023 г. увеличить охват до 3000 чел.

Помимо вышеизложенного, с июня 2022 г. на электронной бирже труда «Enbek.kz» любой желающий может найти работу в ERG. К настоящему времени 159 молодых специалистов уже трудоустроены на предприятия Группы. Данный проект оказался своевременным, т.к. на сегодня в целом по ERG имеются порядка 1000 вакансий, в т.ч. на остродефицитные профессии – это токари, электрослесари, электрогазосварщики, литейщики, взрывники и др. С учетом реализации крупных стратегических проектов до конца 2023 г. планируется создание дополнительно порядка 1000 рабочих мест [11].

Студенты, как правило, участвуют в таких программах на добровольной основе. Однако службы профориентации могут разработать меры, которые, в частности, ориентированы на оказание поддержки тем учащимся, которые не склонны самостоятельно развивать карьерные компетенции без дополнительных стимулов.

Следует отметить, что подготовка кадров в вузе – это планомерный, вдумчивый образовательный процесс. Данная программа прорабатывается с участием обеих сторон – вуза и компании. Вуз является носителем фундаментальных знаний, компания же, со своей стороны, «вшивает» в программу практические знания и опыт для того, чтобы студент уже во время обучения понимал, с чем он будет сталкиваться в производстве.

Однако для реализации такого рода программы должна быть повышенная внутренняя экспертиза компании. Главное преимущество экспертов от компании в том, что они учат актуальным на данный момент технологиям по своим направлениям, обучают студентов производственным процессам и проектным методологиям, принятым в работе. Так студенты получают возможность понять и прочувствовать на практике, как устроена командная разработка, получают то, чего нет в стандартных программах университетов. КМГИ реализует сложные комплексные проекты, выполнение которых требует усилий профессионалов высокого уровня, людей, способных предлагать и внедрять новые технические решения, поэтому одних только теоретических знаний для будущих специалистов недостаточно.

Важную роль в данной Программе играет и сам студент: он должен быть мотивирован и иметь точное решение связать свое будущее с соответствующей сферой деятельности. Полученные знания он может внедрять только в указанной компании, независимо ни от каких-либо факторов, влияющих на выбор. При высоких показателях студент может быть уверен за своё будущее, т.к. работой его обеспечивает компания.

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: Байсеитова Ж.А. – концепция исследования, его проведение и редактирование

рукописи, Джумагазиева Ш.К. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования.

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. Zhanna A. Bayseitova — conception of the work, drafting and revising the work; Sholpan K. Dzhumagazyieva — acquisition, analysis, interpretation of data for the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ишекенова Б. Ожидания vs реальность: почему молодежь Казахстана не идет работать [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ism.kz/ozhidaniya-vs-real-nost-kuda-i-pochemu-molodezh-kazahstana-ne-idet-rabotat/>. Дата обращения 20.08.2022.
2. *Blokker R., et al.* Building a sustainable start: The role of career competencies, career success, and career shocks in young professionals' employability // *Journal of Vocational Behavior*. 2019. Vol. 112. P. 172–184. doi: 10.1016/j.jvb.2019.02.013.
3. *Kuijpers M.* Career guidance in collaboration between schools and work organizations // *British Journal of Guidance & Counselling*. 2019. Vol. 47. P. 487–497. doi: 10.1080/03069885.2018.1548007.
4. Занина Н. Что происходит на рынке труда: реальные зарплаты и самые востребованные профессии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://informburo.kz/interview/cto-proisxodit-na-rynke-truda-realnye-zarplaty-i-samye-vostrebovannyye-professii/>. Дата обращения 19.08.2022.
5. *Grosemans I., De Cuyper N.* Career competencies in the transition from higher education to the labor market: Examining developmental trajectories // *Journal of Vocational Behavior*. 2021. Vol. 128. doi:10.1016/j.jvb.2021.103602.
6. Казахстанцы стали чаще искать работу. Каких специалистов больше всего на рынке [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://forbes.kz/process/economy/v_kazahstane_prodemonstrirovali_mobilnuyu_tankoremontnuyu_masterskuyu/. Дата обращения 20.08.2022.
7. Серикбаева А. Ежегодно приток молодых специалистов будет составлять 300–400 тыс. – глава Минтруда РК [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.inform.kz/ru/ezhegodno-pritok-molodyh-specialistov-budet-sostavlyat-300-400-tys-glava-mintruda-rk_a3955675/. Дата обращения 18.08.2022.
8. Ишекенова Б. В Казахстане могут появиться подъемные для молодых специалистов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ism.kz/v-kazahstane-mogut-rouyavit-sya-pod-emnye-dlya-molodyh-specialistov/>. Дата обращения 18.08.2022.
9. Как молодым людям найти работу в Казахстане, рассказала министр [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://kazpravda.kz/n/kak-molodym-lyudyam-nayti-rabotu-v-kazahstane-rasskazala-ministr/>. Дата обращения 20.08.2022.
10. *Шакуликова Г.Т.* Нефтяное образование – новые вызовы // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2021. Том 3, № 1 (2021). С. 105–106. doi:10.54859/kjogi88924.
11. Дуйсенова Т. Платформенная занятость в Казахстане достигает 500 тысяч человек [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://primeminister.kz/ru/>

news/platformennaya-zanyatost-v-kazahstane-dostigaet-500-tysyach-chelovek-t-duysenova-751315/. Дата обращения 18.08.2022.

REFERENCES

1. Ishekenova B. Ozhidaniya vs real'nost': pochemu molodezh' Kazakhstana ne idet rabotat' [Internet]. (In Russ). Available from: <https://ism.kz/ozhidaniya-vs-real-nost-kuda-i-pochemu-molodezh-kazahstana-ne-idet-rabotat/>. Cited 2022 Jul 8.
2. Blokker R, et al. Building a sustainable start: The role of career competencies, career success, and career shocks in young professionals' employability. *Journal of Vocational Behavior*. 2019;112:172–184. doi: 10.1016/j.jvb.2019.02.013.
3. Kuijpers M. Career guidance in collaboration between schools and work organizations. *British Journal of Guidance & Counselling*. 2019;47:487–497. doi: 10.1080/03069885.2018.1548007.
4. Zanina N. Chto proiskhodit na runke truda: real'nye zarplaty i samye vostrebovannye professii. [Internet]. (In Russ). Available from: <https://informburo.kz/interview/cto-proisxodit-na-rynke-truda-realnye-zarplaty-i-samye-vostrebovannye-professii/>. Cited 2022 Aug 19.
5. Grosemans I, De Cuyper N. Career competencies in the transition from higher education to the labor market: Examining developmental trajectories. *Journal of Vocational Behavior*. 2021;128. doi:10.1016/j.jvb.2021.103602.
6. Kazakhstantsy stali chashche iskat' rabotu. Kakikh specialistov bol'she vsego na rynke. [Internet]. (In Russ). Available from: https://forbes.kz/process/economy/v_kazahstane_prodem_onstirovali_mobilnuyu_tankoremontnuyu_masterskuyu/. Cited 2022 Aug 8.
7. Serikbayeva A. Yezhegodno molodykh spetsialistov budet sostavlyat' 300–400 tys. – glava Mintruda RK [Internet]. (In Russ). Available from: https://www.inform.kz/ru/ezhegodno-pritok-molodyh-specialistov-budet-sostavlyat-300-400-tys-glava-mintruda-rk_a3955675/. Cited 2022 Aug 18.
8. Ishekenova B.V Kazakhstane mogut poyavit'sya pod'emnye dlya molodykh specialistov [Internet]. (In Russ). Available from: <https://ism.kz/v-kazahstane-mogut-poyavit-sya-pod-emnye-dlya-molodyh-specialistov/>. Cited 2022 Aug 18.
9. Kak molodym lyudyam naiti rabotu v Kazakhstane, rasskazala ministr [Internet]. (In Russ). Available from: <https://kazpravda.kz/n/kak-molodym-lyudyam-nayti-rabotu-v-kazahstane-rasskazala-ministr/>. Cited 2022 Aug 20.
10. Shakulikova GT. Petroleum education – new challenges. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2021;3(1):105–106. doi:10.54859/kjogi88924.
11. Duysenova T. Platformennaya zanyatost' v Kazakhstane dostigayet 500 tysyach chelovek [Internet]. Available: <https://primeminister.kz/ru/news/platformennaya-zanyatost-v-kazahstane-dostigaet-500-tysyach-chelovek-t-duysenova-751315/>. Cited 2022 Aug 18.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Байсеитова Жанна Арыстановна**
e-mail: baiseitova@sba.kz.
Джумагазијева Шолпан Каниевна
e-mail: jumagazyeva@sba.kz.

AUTHORS' INFO

***Zhanna A. Baiseitova**
e-mail: baiseitova@sba.kz.
Shoplan K. Dzhumagazyeva
e-mail: jumagazyeva@sba.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 принимают 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

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnii.ru/>

³ Здесь и далее в случае, если языком оригинала является английский, перевод на другие языки не требуется.

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 (эдебиеттер тізімі, references) – в одну колонку.

6. Подробную информацию об авторах (ученые звания, ученые степени, ORCID, Scopus SPIN-код, email и пр. 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, FTAXP)** 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 задаётся заголовок «АННОТАЦИЯ» («ABSTRACT»), шрифт Arial, размер 11,

отступ 0,75 см, междустрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, междустрочный 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, междустрочный 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, междустрочный 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, междустрочный интервал – 1.

11. **Подрисуночные и подтабличные надписи** содержат расшифровку обозначений, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, междустрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** задаётся 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 нередактируемом 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 (әдебиеттер тізімі, references) 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») задаётся 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, ӘОЖ), 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,

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.

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, 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.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. ӘОЖ¹, FТAХР², 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

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://gntii.ru/>

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

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, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӘОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орна-тылады.

3. **Қолжазбаның тақырыбы** қысқа және мазмұнды, қысқартуларсыз, Arial шрифтімен, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 болуы тиіс.

4. **Авторлардың АТЫ-ЖӨНІ** тақырып астында, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық 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, жоларалық 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, жоларалық интервал – 1,15. Аннотация мәтінінде Arial шрифті пайдаланылады,

өлшемі 10, шегініс 0,75, жоларалық 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 жоларалық 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, жоларалық 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, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 жазылады.

10. **Суреттер мен кестелердің нөмірленуі** дәйекті болуы тиіс (1, 2, 3 және т.б.). Кестелер мен суреттерді дереккөзді 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), б), с)...), 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 шрифтімен, өлшемі 10, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – 1 болады.

12. **Суреттер мен кестелердегі мәтін** Arial шрифтімен, өлшемі 8-ден 12-ге дейін болады. Мәтін түпнұсқа тілден ағылшын тіліне аударылуы тиіс, скриншоттарды, бағдарламалық өнімдерден жүктелген материалдарды және өңделмейтін фор-

маттағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтіндегі 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 мәтінде 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 MEMST 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	
Салимгереев Малик Жанабаевич	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
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
Утеев Рахим Наганалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
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 Хайрлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	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	
Salimgereyev Malik Zhanabayevich	General Director (Chairman of the Board) of KMG Engineering LLP
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 Kiponiyeovich	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
Uteyev Rahim Nagangaliuli	Director of Atyrau Branch of KMG Engineering LLP, PhD in Geology, Associate Professor of Kazakh-British Technical University JSC
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

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

АТЫ-ЖӨНІ	Лауазымы, атағы, дәрежесі
Бас редактор	
Сәлімгереев Мәлік Жаңабайұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС бас директоры (Басқарма төрағасы)
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
Өтеев Рахым Нағанғалиұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалының директоры, геология жөніндегі PhD, «Қазақстан-Британ техникалық университеті» АҚ қауымдастырылған профессоры
Өміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мунара 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 докт.
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 Ақрамұлы	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

Подписано в печать 30.03.2023 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