

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

Том 4, №4 (2022)

Научно-практический журнал
Scientific and Practical Journal

ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА

ҚАЗАҚСТАННЫҢ МҰНАЙ-ГАЗ
САЛАСЫНЫҢ ХАБАРШЫСЫ

KAZAKHSTAN JOURNAL
FOR OIL & GAS INDUSTRY

Том 4, № 4 (2022)

Астана 2022

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 4, № 4 (2022)

Научно-практический журнал

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

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
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. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

ГЕОЛОГИЯ

Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К.

Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений
Южного Мангистау, направление дальнейших поисково-
разведочных работ и некоторые вопросы методики их
проведения 5

Жамалиденова Г.Т., Джумагалиева А.К.

Особенности выделения коллекторов с высокой
радиоактивностью по данным геофизических
исследований скважин 15

Садыков Р.М.

Подбор оптимального числа симуляций Монте-Карло
при вероятностном подсчете ресурсов
углеводородного сырья 32

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кодар Б.К., Асанов К.Б., Урымбасаров Р.Д., Марданов А.С.

Роль индикаторных исследований в определении путей
движения пластовых жидкостей в процессе разработки
месторождения с трещиноватым коллектором 45

Антуан Тома

Прагматичный подход к ускоренному внедрению
полимерного заводнения на месторождениях 55

Абиров Ж.Ж., Абиров Р., Саюк Б., Жиль Л., Дивер Т.

Исследование влияния перехода на низкоминерализованную
воду при полимерном заводнении 68

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Г., Исмаилов Ш.З.

Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем
воздействия на пласт термохимическими методами 78

Аскарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С.,

Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У.

Оценка эффективности использования малосольной
воды для повышения нефтеотдачи на терригенном
месторождении Казахстана 90

Гусенов И.Ш., Шахворостов А.В., Мухаметгазы Н.,

Кудайбергенов С.Е.

Синтетические полиамфолиты на основе производных
акриламида – новый класс полимерных реагентов для
увеличения нефтеотдачи пластов 104

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

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой
отрасли Казахстана» 126

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

Khassanov Bakhytzhon
Kenessovich
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

Boranbayev K., Boranbayev A.

Prospects of the oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangistau, the direction of further prospecting and exploration, and some issues of the methodology of their implementation..... 5

Zhamalidenova G., Dzhumagaliyeva A.

Peculiarities of identifying reservoirs with high radioactivity according to well logging data 15

Sadykov R.

Optimal number of Monte-Carlo simulations for hydrocarbon resources probabilistic estimation 32

OIL&GAS FIELD DEVELOPMENT AND EXPLOITATION

Kodar B., Assanov K., Mukhtanov B, Urymbassarov R., Mardanov A.

The indicator study role in determining path of motion of formation fluids in the development of a fractured reservoir field..... 45

Thomas A.

A pragmatic approach to polymer flooding to accelerate field implementation 55

Abirov Zh., Abirov R., Sahuc B., Gil L., Divers T.

Research of the impact of switching to low- salinity water during polymer water flooding 68

Ismailov Sh., Abdullayev M., Ismailov Shd.

Technology for increasing the oil recovery factor by reservoir stimulation by thermochemical methods 78

Askarova I., Uteyev R., Mardanov A., Jaxylykov T., Junusbayeva A.

Evaluation of the effectiveness of the use of low salt water for enhanced oil recovery at a terrigenous field in Kazakhstan 90

Gussenov I., Shakhvorostov A., Mukhametgazy N., Kudaibergenov S.

Synthetic polyampholytes based on acrylamide derivatives – new polymer for enhanced oil recovery..... 104

Requirements for submitting articles for the publication in the “Kazakhstan journal for oil & gas industry” Journal of Research and Practice 118

Editorial board members of the Kazakhstan journal of oil and gas industry 127

Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы

4 том, № 4 (2022)

Ғылыми-практикалық журнал

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

Құрылтайшы

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазМұнайГаз» ҰК» АҚ

Бас редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович,
«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 (Өзірбайжан)

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

Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К.

Оңтүстік Маңғыстаудағы юраға дейінгі кенерлердің мұнай-газ әлеуетінің болашағы, олардың болашақтық-барлау жұмыстарының бағыты және оларды барлау әдістемесінің кейбір мәселелері 5

Жамалиденова Г.Т., Джумағалиева А.К.

Ұңғымалардың геофизикалық зерттеу деректері бойынша радиоактивтілігі жоғары коллекторларды анықтау ерекшеліктері 15

Садықов Р.М.

Көмірсутек шикізаты ресурстарының ықтималдығын есептеу кезінде Монте-Карло симуляцияларының оңтайлы санын таңдау 32

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ КЕН ОРЫНДАРЫН ИГЕРУ ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНУ

Қодар Б.К., Асанов К.Б., Урымбасаров Р.Д., Марданов А.С.

Жарықшақты коллекторлы кен орнын игеру барысындағы қойнауқаттағы сұйықтықтардың қозғалу жолын анықтаудағы индикаторлық зерттеулердің рөлі 45

Антуан Тома

Кен орындарда полимерлі суландыруды жедел енгізуге прагматикалық тәсіл 55

Әбіров Ж.Ж., Әбіров Р., Саюк Б., Жиль Л., Дивер Т.

Полимерлі суландыру кезінде төмен минералданған суға ауысу үлгісін зерттеу 68

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Ғ., Исмаилов Ш.З.

Термохимиялық әдістермен қабатқа әсер ету арқылы мұнай беру коэффициентін арттыру технологиясы 78

Асқарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джақсылықов Т.С., Джүнісбаева А.У.

Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай беруді арттыру үшін тұзы аз суды пайдалану тиімділігін бағалау 90

Гусенов И.Ш., Шахворостов А.В., Мұхаметғазы Н., Құдайбергенов С.Е.

Акриламид туындыларына негізделген синтетикалық полиамфолиттер – мұнай шығымын арттыруға арналған полимерлі реагенттердің жаңа классы 104

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» ғылыми-практикалық журналының мақалаларына қойылатын талаптар 119

«Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы» журналының редакциялық алқасының құрамы 128

УДК 662:552.578.2

МРНТИ 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

Получена: 13.09.2022.

Одобрена: 07.12.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Научный обзор

Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангистау, направление дальнейших поисково-разведочных работ и некоторые вопросы методики их проведения

К.Х. Боранбаев, А.К. Боранбаев

Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В данной работе авторами приведены особенности геологического строения доюрских отложений Мангышлакского нефтегазоносного комплекса. Приведен краткий анализ по выявленным объектам, определены перспективы и даны предложения по дальнейшему направлению постановки поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Ключевые слова: Жетыбай-Узеньская ступень, нефтегазоносность, стратиграфические комплексы.

Как цитировать:

Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К. Перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангистау, направление дальнейших поисково-разведочных работ и некоторые вопросы методики их проведения // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 5–14. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

UDC 662:552.578.2

CSCSTI 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

Received: 13.09.2022.

Accepted: 07.12.2022.

Published: 27.12.2022.

Review article

Prospects of the oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangistau, the direction of further prospecting and exploration, and some issues of the methodology of their implementation

Kim Kh. Boranbayev, Anvar K. Boranbayev

Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

In this paper, the authors present the features of the geological structure of the pre-Jurassic rock deposits of the Mangyshlak oil and gas complex. A brief analysis of the identified objects is given, prospects are determined, and proposals are given for the further direction of setting up prospecting and exploration work for oil and gas.

Keywords: *Zhetysai-Uzen stage, oil-and-gas potential, stratigraphic complexes.*

To cite this article:

Boranbayev KKh, Boranbayev AK. Prospects of the oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangistau, the direction of further prospecting and exploration, and some issues of the methodology of their implementation. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):5–14. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

ӨОЖ 662:552.578.2

ГТАХР 38.53.23

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

Қабылданды: 13.09.2022.

Мақұлданды: 07.12.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Ғылыми шолу

Оңтүстік Маңғыстаудағы юраға дейінгі кенерлердің мұнай-газ әлеуетінің болашағы, олардық болашақтық-барлау жұмыстарының бағыты және оларды барлау әдістемесінің кейбір мәселелері

К.Х. Боранбаев, **А.К. Боранбаев**

Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Бұл жұмыста авторлар Маңғышлақ мұнай-газ кешенінің юраға дейінгі тау жыныстары кешенінің геологиялық құрылымының ерекшеліктерін көрсетеді. Анықталған объектілерге қысқаша талдау жасалып, келешегі айқындалып, мұнай мен газды іздеу-барлау жұмыстарын жолға қоюдың әрі қарай бағыттары бойынша ұсыныстар берілді.

Негізгі сөздер: *Жетібай-Өзен кезеңі, мұнай-газ әлеуеті, стратиграфиялық кешендер.*

Дәйексөз келтіру үшін:

Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К. Оңтүстік Маңғыстаудағы юраға дейінгі кенерлердің мұнай-газ әлеуетінің болашағы, олардық болашақтық-барлау жұмыстарының бағыты және оларды барлау әдістемесінің кейбір мәселелері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 5–14 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108601>

Введение

Проблема детального исследования нефтегазоносности доюрских отложений в настоящее время приобретает всё большее значение. С этими отложениями на Южном Мангистау можно связывать перспективы дальнейшего проведения геологоразведочных работ и основной прирост запасов нефти и газа. Современные представления о перспективах нефтегазоносности доюрских отложений базируются на обширном фактическом геолого-геофизическом материале, полученном в разные годы по территории Южного Мангистау и прилегающей к ней акватории Каспийского моря. При оценке перспектив нефтегазоносности был проведен анализ данных по особенностям строения и размещения залежей углеводородов (далее – УВ) в доюрских отложениях, литологофациальные особенности коллекторских свойств продуктивных горизонтов, где были получены промышленные притоки нефти и газа. Учитывалась специфика строения ловушек нефти и газа, особенности формирования региональных тектонических элементов, в т.ч. разрывных нарушений, контролируемых зоны распространения в карбонатных породах нижнего триаса высокоёмких пород-коллекторов. Кроме того, использовались данные по геохимии рассеянных органических веществ пород и нефтей средневерхнепалеозойских и триасовых отложений. Анализ этого материала позволил уточнить перспективы нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангистау.

Основная часть

Основным критерием оценки перспектив нефтегазоносности рассматриваемых отложений был положен тектонический фактор, сыгравший ключевую роль во всей совокупности процессов нефтегазообразования. Согласно современным представлениям, наиболее перспективными для формирования нефти и газа как в палеозойских, так и в триасовых отложениях являются структуры именно раннего заложения и унаследованного развития. Это подтверждается результатами проведённых к настоящему времени поисково-разведочных работ на доюрский комплекс в пределах территории Южного Мангистау. Структуры раннего заложения и унаследованного развития являются ловушками нефти и газа на самых ранних этапах фор-

мирования залежи и меньше всего подвержены расформированию (месторождение Оймаша). Они наиболее высокоамплитудные и легче выявляются на материалах сейсмических методов исследований. Для структур более древнего заложения доля запасов нефти и газа незначительна, хотя в пределах Прикаспийской впадины в подсолевых отложениях наиболее крупные залежи УВ приурочены к тектоноседиментационным ловушкам именно древнего заложения (месторождение Карачаганак: время формирования – Д-Р1, месторождение Тенгиз – Д-С2, Астраханское месторождение – Д-С2). Для других регионов также устанавливается приуроченность наиболее крупного скопления УВ к ловушкам древнего заложения (Ромашкинское месторождение нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, месторождение Гронингем в Североморской нефтегазоносной провинции и т.д.). Наряду с анализом результатов бурения это позволяет предполагать, что и в доюрском комплексе Южного Мангистау наиболее благоприятные условия для формирования нефти и газа будут связаны с ловушками древнего заложения.

Перед тем, как перейти к рассмотрению перспектив нефтегазоносности доюрских отложений, целесообразно проанализировать один из последних вариантов подсчёта начальных потенциальных ресурсов УВ региона, где суммарные начальные потенциальные ресурсы Южно-Мангистауского прогиба в пределах территории исследования составили 1022 млн т УВ в пересчете на нефть, в т.ч. 775 млн т нефти и 246,8 млрд м³ газа [1].

По тектоническим зонам начальные потенциальные ресурсы распределяются следующим образом: Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень – 705,7 млн т нефти (степень освоённости 95%), 161 млрд м³ газа (75%); Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий – 3,8 млн т (42%), 9,9 млрд м³ газа (39%); Южный борт Южно-Мангистауского прогиба – 18 млн т нефти, 27,7 млрд м³ газа; Южно-Мангистауская система прогибов – 10 млн т нефти и 16 млрд м³ газа; Беке-Башкудско-Чакырганская зона поднятий и прогибов – 27,7 млн т нефти (59%), 1,8 млрд м³ газа; Северное Прикарабогазье – 6,2 млрд м³ газа.

По стратиграфическим комплексам начальные потенциальные ресурсы рас-

пределяются следующим образом: триас – 57 млн т нефти (степень освоенности 3%), 106,7 млрд м³ газа (10%); юра – 700,9 млн т нефти (95%), 122,8 млрд м³ газа (89%); мел – 17,3 млн т нефти (94%), 17,3 млрд м³ газа (71%). Таким образом, из приведенных данных видно, что триасовые отложения являются наименее освоенными, а палеозойские осадочные толщи, за исключением коры выветривания гранитного массива, где запасы нефти на месторождении Оймаша по категории С2 составили 0,2 млн т, количественно вообще не оценивались. При этом необходимо отметить, что именно из осадочного палеозоя, литологически представленного зоной переслаивания песчано-гравелитовых пород с темно-серыми аргиллитами, а не карбонатно-терригенными породами среднего триаса, как это отмечается во многих работах исследователей, был получен фонтанный приток нефти дебитом 50 м³/сут из интервала 3507–3526 м в скважине 20, пробуренной на площади Оймаша.

Таким образом, отложения осадочного палеозоя, условно стратифицируемые средне-верхним палеозоем, являются нефтематеринскими и нефтеформирующими комплексами пород. Это подтверждается получением промышленного притока нефти из этих отложений, а также благоприятными структурными, литолого-стратиграфическими и геохимическими факторами. В совокупности эти отложения, наряду с корой выветривания гранитного массива, свидетельствуют о возможности открытия в них крупных залежей нефти и газа.

Комплексное обобщение вышеуказанных факторов, характеризующих перспективы нефтегазоносности осадочного палеозоя и коры выветривания гранитного массива, позволило выделить относительно высокоперспективные и перспективные земли, а также территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности. К малоперспективным землям отнесена территория предполагаемого значительно погружения палеозойских отложений к северу от Жетыбай-Узеньской тектонической ступени в сторону Беке-Башкудукского вала. Эта территория сильно нарушена ввиду её близости к Каратаускому мегавалу, и это могло привести к расформированию имеющихся здесь залежей нефти и газа.

Другая территория глубокого залегания палеозойских отложений в пределах

Сегендыкской и Жазгурлинской депрессий ввиду отсутствия сведений о характере строения отложений **отнесена к зонам с невыясненными перспективами**. Если будет установлено, что залежь в средне-верхнепалеозойских отложениях развиты фации, вскрытые в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий, то это значительно увеличит площадь перспективных земель.

К относительно высокоперспективным землям по средне-верхнепалеозойскому нефтегазоносному комплексу отнесена Песчаномыско-Ракушечная зона на основании наличия здесь крупных поднятий, устойчиво унаследованного их развития и открытия промышленного скопления УВ. Здесь, как указывалось выше, залежь нефти выявлена на площади Оймаша, приурочена к зоне развития пород-коллекторов в коре выветривания гранитных массивов и в грубообломочных терригенных отложениях верхнего палеозоя. На основании анализа результатов геофизических исследований в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны выделяются три крупных поднятия, с которыми могут быть связаны залежи углеводородов как в коре выветривания гранитов, так и в осадочной толще средне-верхнего палеозоя. Кроме того, в пределах прибрежной части акватории Каспийского моря, граничащей с вышеназванной зоной поднятия, по данным морской сейсмоки выявлены по палеозойским отложениям ряд структурных осложнений (Нурсултан, Ракушечное-море, Аль-Фараби и др.), высокоперспективных на нефть и газ. Глубина залегания возможно продуктивных горизонтов – 3500–5000 м.

К перспективным землям отнесена Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень. В её пределах наиболее перспективной структурой по палеозойским отложениям является Западно-Жетыбайское поднятие, где нижнеюрские отложения трансгрессивно залегают на красноцветных индского яруса. Отложения оленекского яруса и терригенные породы средне-верхнего триаса полностью размыты в предсреднетриасовое и в предюрское время. Кроме того, к перспективным землям по палеозою авторами отнесены все структуры, расположенные в пределах Северо-Карагиинско-Южно-Жетыбай-Тенгинской антиклинальной линии, где также наблюдается унаследованность в развитии мезокайнозойских локальных структур с

нижележащими палеозойскими. К перспективным землям также отнесены Курганбай-Кокумбайский палеозойский выступ, который имеет тенденцию к воздыманию в сторону Кокумбайской моноклинали.

Начиная с середины 70-х гг. XX в., доюрский комплекс (особенно триасовый) стал важным объектом поисково-разведочных работ в связи открытием залежей нефти и газа в карбонатных отложениях оленекского яруса на структурах Южной Жетыбай, Западный Тенге, Тасбулат, Северо-Ракушечное, Оймаша и в верхнетриасовых отложениях на поднятиях Северное Карагиинское, Каменистое и др.

Наибольшими перспективными запасами, по данным изученности прошлых лет, характеризуются структуры, подготовленные по триасу в пределах Жетыбай-Узеньской ступени. Помимо уже известных месторождений, таких как Каменистое (2,4 млн т нефти и 7,4 млрд м³ газа), Саукдук (1,9 млн т нефти и 5,7 млрд м³ газа), Жарты (2,9 млн т нефти и 8,9 млрд м³ газа), по нашему мнению, в этот список необходимо включить триасовую структуру Тенге, ранее подготовленную сейсмическими работами методом трёхмерной модификации в 2001 г., тем более, что ранее при опробовании скважин 51, 52 и др. были отмечены слабые притоки нефти.

В пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий развит карбонатно-терригенный комплекс в объеме T^o₁.III литолого-стратиграфической пачки оленекского яруса, которая с глубоким размывом (здесь отсутствуют пачки T^o₁.II, T^o₁.I, а на Оймаше в скважине 12 – верхи T^o₁.III пачки) перекрывается глинистой толщей среднего триаса в объеме анизий-ладинского яруса, а в пределах морской структуры Ракушечное-море карбонаты оленека (в объеме T^o₁.-III пачки) стратиграфически полностью выклиниваются, и среднетриасовые глины перекрывают аргиллитовые красноцветы индского яруса.

Промышленные притоки нефти из названной выше карбонатной пачки оленека были получены на структурах Северо-Ракушечное, Оймаша и др. Сейсморазведкой методом общей глубинной точки (далее – МОГТ) здесь выявлено около десяти локальных поднятий, где залежи нефти и газа прогнозируются в карбонатно-терригенной толще оленекского яруса (T^o₁.III пачка). Толщина пород-коллекторов изменяется от 50 до 300 м. Максимальные

их толщины и улучшения коллекторских свойств наблюдаются в пределах Адырской структуры на Ракушечном поднятии, а минимальные – на Песчаномыском, где на приподнятых блоках по палеозою под глинами среднего триаса прослеживается продуктивный горизонт Б, а вышележащие горизонты АБ и А полностью размыты. Кроме того, на крыльях вышеназванных поднятий и в опущенных блоках наблюдается, по данным бурения и сейсморазведки, увеличение толщин оленекской части разреза, где можно ожидать появления вышележащих горизонтов АБ и А, а также литолого-стратиграфических пачек T^o₁.II и T^o₁.I, нефтегазоносность которых доказана в пределах Жетыбай-Узеньской ступени. Тенденция к увеличению толщин оленекской карбонатно-терригенной части разреза наблюдается также в периклинальных частях Ракушечного поднятия. В связи с этим перспективы поисков стратиграфических залежей нефти и газа на крыльях этих поднятий являются актуальными.

Южная часть Жетыбай-Узеньской ступени разделена на относительно высокоперспективные и перспективные земли. В пределах высокоперспективной территории, охватывающей Южно-Жетыбай-Тенгинскую антиклинальную линию, широкое распространение получили в разрезах скважин карбонатно-терригенные породы всех трех литолого-стратиграфических пачек оленекского возраста, а к северу от этой линии, в сторону Жетыбая и Узени, в разрезе оленека преобладают терригенные породы с фауной аммоноидей нижне-триасового возраста, которые позволили оленекскую часть разреза разделить на три пачки (снизу вверх): тиролитовую, колумбитовую и стахеитовую. Нижнетриасовая (оленекская) карбонатно-терригенная толща по мощности меняется в широких пределах: от 0 (Западный Жетыбай, скважина 24) до более 1000 м (Узень, скважины 113, 120). Как отмечалось выше, резкая литолого-фациальная изменчивость оленекских отложений существенно повлияла на неравномерное распределение дебитов УВ по скважинам, пробуренным на различных участках развития литологических разностей пород. Так, по результатам опробования скважин видно, что основные промышленные притоки нефти и газа получены из трещинно-кавернозных карбонатных коллекторов оленекского разреза, которые получили широкое

распространение в пределах площадей, расположенных на южной Южно-Жетыбай-Тасболат-Тенгинской антиклинальной линии ступени.

В пределах Жетыбай-Узенской ступени сейсмическими работами МОГТ подготовлено около десяти поднятий с глубиной залегания продуктивных (преимущественно карбонатных) горизонтов от 3000 до 4000 м. На Северо-Карагинской и Северо-Западно-Жетыбайской триасовых структурах из разреза оленека выпадают литолого-стратиграфические пачки $T^0_{1,II}$, $T^0_{1,I}$, и на пачку $T^0_{1,III}$ со стратиграфическим несогласием залегают преимущественно глинистые отложения анизийладинского яруса среднего триаса. На площади Северное Карагие промышленный приток нефти был получен из базального пласта верхнего триаса, а на Северо-Западной Жетыбайской – из карбонатных отложений $T^0_{1,III}$ литолого-стратиграфической пачки, т.е. диапазон нефтегазоносности доюрских отложений в пределах Жетыбай-Узенской ступени охватывает весь карбонатный разрез оленекского яруса нижнего триаса и терригенный базальный пласт верхнего триаса. Особенности строения рассматриваемой зоны позволяют прогнозировать здесь, наряду со структурными ловушками, широкое распространение ловушек неантиклинального типа, стратиграфически и тектонически экранированных, что основано на анализе строения, характере изменения мощности и литолого-стратиграфического выклинивания пачек, выделенных внутри оленекского яруса нижнего триаса.

Таким образом, выполненный прогноз нефтегазоносности доюрского комплекса Южного Мангистау с учётом особенностей его литолого-фациального состава, строения и залежей нефти и газа позволяет в значительной мере уточнить основные направления поисково-разведочных работ. Несмотря на большой объем параметрического и поисково-разведочного бурения, направленного на изучение перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса, этими работами освещена в основном триасовая часть осадочного разреза Южного Мангистау. В палеозойской же толще основной объем бурения сосредоточен на Песчаномысском своде, а конкретно на структуре Оймаша. Поэтому главной задачей региональных геолого-геофизических работ является изучение особен-

ностей строения палеозойских отложений доюрского комплекса, их литологического состава и перспектив нефтегазоносности. Кроме того, параметрическое бурение позволит получить новые данные, необходимые для интерпретации материалов сейсморазведки при стратификации основных отражающих горизонтов. Важно отметить, что земли, перспективные в нефтегазоносном отношении по отложениям палеозоя, в плане в основном совпадают с перспективными землями по отложениям триаса. В связи с этим региональными исследованиями, направленными на изучение палеозойских отложений, будут охвачены и триасовые нефтегазоносные комплексы.

Исходя из имеющихся данных о глубинном строении доюрских отложений и схем перспектив нефтегазоносности на территории Южного Мангистау, предлагается сосредоточить дальнейшее направление поисково-разведочных работ на доюрский комплекс в пределах Песчаномысско-Ракушечного поднятия с охватом прилегающих к ней акваторий Каспийского моря.

На Южном Мангистау, начиная с 1970 г., объем глубокого бурения на доюрские (в основном, триасовые) отложения неуклонно возрастал, а с 1980 г. он целиком и полностью направлен на поиски и разведку залежей нефти и газа в триасовых и частично в палеозойских отложениях в пределах Песчаномысского свода. Однако большие объемы работ, направленные на поиски и разведку новых месторождений в доюрском комплексе, не находят своего подтверждения в значительном увеличении прироста запасов нефти и газа. Низкая эффективность поисково-разведочных работ на этом комплексе связана со сложностью геологического строения доюрских разрезов, характеризующихся значительной литологофациальной изменчивостью и зональным распространением пород-коллекторов. Этот факт, естественно, сказался на эффективности поисково-разведочных работ, методика которых требует существенных изменений. Анализ накопившегося геолого-геофизического материала подтверждает вывод о зональности распространения пород-коллекторов (терригенных и карбонатных) как в пределах отдельно взятой площади (Южный Жетыбай, Ракушечное, Оймаша и др.), так и в региональном плане.

На Южном Мангистау залежи нефти и газа в терригенных юрских отложениях во многом контролируются зонами развития высокоёмких песчаных коллекторов руслового генезиса, образованных, в основном, в дельтовых (байосское время) и авандельтовых (баткелловейское время) условиях осадконакопления. Залежи нефти и газа в этих коллекторах в пределах антиклинальных ловушек носят шнурковый характер строения. Такая же картина, но более усложнённая, наблюдается в карбонатных отложениях оленевского яруса нижнего триаса, в грубообломочных породах палеозоя и зонах выветрелых гранитов, где высокоёмкие коллекторы в карбонатах контролируются кавернами и микротрещинами, а в гранитах – корой выветривания, развитых в апикальных частях гранитных массивов. Грубообломочные породы палеозоя в пределах площади месторождения имеют зональный характер строения в связи с литолого-фациальными их изменениями по площади месторождения.

При поисках залежей нефти и газа в породах-коллекторах выветрелых гранитов необходимо обратить особое внимание на гипсометрическое соотношение отдельных блоков фундамента. Так, например, в пределах площади Оймаша в результате палеотектонических построений по поверхности фундамента выделяется несколько мелких палеоблоков, ограниченных тектоническими нарушениями субмеридионального и субширотного простирания. Эти палеоблоки перекрываются осадочными отложениями палеозоя и нижнего триаса, мощности которых меняются в широких пределах от 720 м в опущенных палеоблоках до 100 м в приподнятых. Получение промышленных притоков нефти из выветрелых гранитов в скважинах 12 и 25 площади Оймаша, пробуренных на палеоблоке, расположенном гипсометрически выше, чем другие палеоблоки, свидетельствует, по нашему мнению, о возможно латеральной миграции УВ из среднепалеозойских чёрных сланцев в апикальные части таких блоков, где, как отмечалось выше, ёмкостные свойства коры выветривания достаточно высокие.

Таким образом, сложность строения коллекторов доюрских отложений требует обширного анализа геолого-геофизических материалов, изучения петрофизических свойств пород-коллекторов и их пространственного распространения

по площади месторождения, а также их генетической связи с зонами глубинных разломов, которые в последующем при активизации тектонической деятельности в предраннетриасовое, предсреднетриасовое и в предъюрское время сыграли ведущую роль в формировании трещинных коллекторов палеозоя и триаса. Такие зоны трещинных коллекторов, наряду с геологическими данными, уверенно прослеживаются на временных разрезах сейсмических профилей как зоны разуплотнения вмещающих пород палеозоя и триаса. Картирование этих зон, детализированных на структурах по данным бурения, с последующей их увязкой с сейсмическими материалами даёт надёжную основу для прослеживания пространственного распространения высокоёмких коллекторов за пределами структуры.

В настоящее время, как принято в нефтяной геологии, методика поисков и разведки нефтегазовых залежей основывается на структурном факторе, и заложение поисково-разведочных скважин исходит из принципа поисков и разведки пластово-сводового (в терригенных породах) и массивного (преимущественно в карбонатах) типов залежей. Однако, как показала практика этих работ на юрские терригенные и триасовые карбонатные породы, большинство пробуренных скважин как на юрские, так и на триасовые отложения не дали положительных результатов. Так, например, седиментация среднеюрских терригенных отложений в пределах Жетыбай-Узеньской ступени происходила в условиях типично континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских, где, в частности, широкое развитие получили фации речных, пойменных, старичных, озерно-болотных, дельтовых и авандельтовых отложений. Такое разнообразие фаций юры естественно повлияло на распределение типов залежей нефти и газа (преимущественно шнурковых) в пределах отдельно взятых месторождений. Недоучёт перечисленных особенностей геологического строения продуктивных горизонтов средней юры месторождений Жетыбай-Узеньской ступени привел к неоправданному увеличению объёмов бурения эксплуатационных скважин (на месторождении Узень пробурено более 8000 скважин, большинство из которых дополнили фонд бездействующих), а также к преждевременному обводнению эксплуатационных объектов [4]. Такая же

картина наблюдается и по карбонатным отложениям оленекского яруса нижнего триаса, где пелитоморфные карбонаты имеют преимущественно биостромный характер строения, коллекторы в них кавернозно-трещинного типа, имеют по площади месторождения зональный тип строения, т.е. одновозрастный карбонатный пласт по площади месторождения имеет по фильтрационно-емкостным свойствам неоднородный характер строения, что, естественно, привело к неоправданному увеличению объёмов бурения поисково-разведочных скважин. Так, например, на структуре Южный Жетыбай пробурено более 40 поисково-разведочных скважин на триас, из которых только в 10 скважинах были получены промышленные притоки газа и нефти. Такая же картина наблюдается на структурах Северо-Ракушечное и Оймаша, где пробурено более 55 поисково-разведочных скважин, из которых только 16 скважин дали промышленные притоки нефти и газа и 4 скважины (площадь Оймаша) из палеозоя, т.е. общий процент эффективности поисково-разведочных работ составил 36%. Такая низкая эффективность этих работ, по-видимому, объясняется выбором методики поисково-разведочных работ на массивный тип залежей нефти и газа в карбонатных породах.

Емкостные характеристики доюрских коллекторов находятся в прямой зависимости от фациальной их изменчивости и приуроченности к зонам высокой трещиноватости, а также к зонам химического и физического выветривания в апикальных частях гранитных массивов.

Таким образом, как показал анализ палеотектонических, геолого-промысловых и геолого-геофизических материалов по доюрским отложениям Южного Мангистау, оптимальным условием для формирования коллекторов порово-трещинного и порово-кавернозно-трещинного типов в доюрских отложениях являются зоны распространения разрывных нарушений, затухающих в своем эволюционном развитии к началу средней юры. При выборе конкретных объектов для проведения глубокого бурения на доюрский комплекс не-

обходимо выявить зоны распространения высокоёмких коллекторов, тяготеющих к глубинным разломам по времени активного развития и затухания. Кроме того, при выборе методики поисково-разведочных работ должны учитываться особенности формирования структурных планов палеозойских и триасовых отложений. В районах с унаследованным развитием палеозойских и триасовых структур (Песчаномыско-Ракушечное поднятие) при картировании палеозойских отложений необходимо использовать сейсмические построения по внутритриасовым отражающим горизонталам. Там, где структурные планы не совпадают (Жетыбай-Узеньская ступень), картирование палеозойских и триасовых комплексов должно осуществляться автономно.

Отмеченные особенности строения доюрского комплекса, заключающиеся в широком развитии разрывных нарушений и стратиграфических несогласий, свидетельствуют о необходимости проведения целенаправленных геолого-геофизических работ по выявлению и опознанию ловушек неантиклинального типа, т.к. с ними могут быть связаны, как показывает мировая практика, значительные по запасам скопления УВ. В пределах территорий Южного Мангистау перспективные участки развития стратиграфических залежей нефти и газа по оленекскому ярусу нижнего триаса авторами отмечаются в пределах западной части Жетыбай-Узеньской ступени и Песчаномыско-Ракушечного поднятия, где выявлены обширные зоны отсутствия литолого-стратиграфических пачек $T^0_{1,II}$ и $T^0_{1,I}$ оленекского яруса нижнего триаса.

Детальные геолого-геофизические работы необходимо провести, в первую очередь, в пределах Песчаномыско-Ракушечного поднятия, с захватом прилегающих территорий акватории Каспийского моря и Жетыбай-Узеньской ступени с целью подготовки антиклинальных структур и стратиграфических ловушек по палеозойским и триасовым отложениям для последующего подтверждения их перспектив разведочным бурением.

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.

ADDITIONAL INFORMATION

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

Competing interests. Authors declare

that they have no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оруджева Д.С., Попков В.И., Рабинович А.А. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангышлака. Геология нефти и газа, 1985, № 7, с. 17–22.
2. Дмитриев Л.П., Оруджева Д.С., Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Новые данные о геологии и нефтегазоносности Песчаномысского свода (Южный Мангышлак). Геология нефти и газа, 1982, № 3.
3. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. и др. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау. Геология Казахстана, 2002, № 2.
4. Боранбаев К.Х., Боранбаев А.К. Методика построения литофациальных карт с использованием специального модуля на примере месторождения Узень. Известия АН РК. Серия геологическая, 2004, № 6, с. 84–89.

REFERENCES

1. Orudzheva DS, Popkov VI, Rabinovich A.A. New data on geologic framework and oil and gas prospects of the Pre-Jurassic in South Mangyshlak. *Geology of oil and gas* [In Russ]. 1985;7:17–22.
2. Dmitriev LP, Orudzheva DS, Palamar VP, et al. New data on the geology and oil and gas potential of the Peschanomys arch (Southern Mangyshlak). *Geology of oil and gas* [In Russ]. 1982;3.
3. Boranbayev KKh, Dzhanseitov NS, Boranbayev AK, et al. Correlation Issues of Triassic Deposits of Southern Mangistau. *Geology of Kazakhstan* [In Russ]. 2002;2.
4. Boranbayev KKh, Boranbayev AK. Methodology of constructing lithofacies maps using a special module on the example of the Uzen field. News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. *Geological series*, 2004;6:84–89.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Боранбаев Ким Хусаинович

канд. геол.-мин. наук

Боранбаев Анвар Кимович

e-mail: jobvaric@mail.ru

AUTHORS' INFO

Kim Kh. Boranbayev

Cand. Sc. (Geology and Mineralogy)

Anvar K. Boranbayev

e-mail: jobvaric@mail.ru

УДК 550.3

МРНТИ 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>

Получена: 07.07.2022.

Одобрена: 07.12.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Научный обзор

Особенности выделения коллекторов с высокой радиоактивностью по данным геофизических исследований скважин

Г.Т. Жамалиденова, А.К. Джумагалиева

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются особенности выделения пластов-коллекторов с высокой радиоактивностью по материалам геофизических исследований, применяемый комплексный подход при интерпретации исследований и анализ геолого-геофизического материала на примере меловых и юрских отложений месторождений Камышитовое Юго-Западное, Ботахан, Нуралы.

Целью работы является изучение распространения высокорadioактивных продуктивных пород-коллекторов, обоснование причин их возникновения и взаимосвязь с литологическими разностями осадочных фаций.

Ключевые слова: радиоактивность, спектральный гамма-картаж, порода, коллектор, объемная глинистость, водонасыщенность.

Как цитировать:

Жамалиденова Г.Т., Джумагалиева А.К. Особенности выделения коллекторов с высокой радиоактивностью по данным геофизических исследований скважин // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 15–31. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>

UDC 550.3

CSCSTI 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>

Received: 07.07.2022.

Accepted: 07.12.2022.

Published: 27.12.2022.

Review article

Peculiarities of identifying reservoirs with high radioactivity according to well logging data

Guizhamal T. Zhamalidenova, Ainagul K. Dzhumagaliyeva

Atyrau branch KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

This article discusses the peculiarities of identifying reservoirs with high radioactivity based on geophysical research materials, the integrated approach used in interpreting research and analyzing geological and geophysical material using the example of Cretaceous and Jurassic deposits of the South Western Kamyshitovoye, Botakhan, Nuraly fields.

The aim of the work is to study the distribution of highly radioactive productive reservoir rocks, substantiate the causes of their occurrence and the relationship with lithological differences of sedimentary facies.

Keywords: *radioactivity, spectral gamma ray logging, rock, reservoir, volumetric clay content, water saturation.*

To cite this article:

Zhamalidenova GT, Dzhumagaliyeva AK. Peculiarities of identifying reservoirs with high radioactivity according to well logging data. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):15–31. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>

ӨОЖ 550.3

ГТАХР 37.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>

Қабылданды: 07.07.2022.

Мақұлданды: 07.12.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Ғылыми шолу

Ұңғымалардың геофизикалық зерттеу деректері бойынша радиоактивтілігі жоғары коллекторларды анықтау ерекшеліктері

Г.Т. Жамалиденова, А.К. Джумағалиева

ҚМГ Инжиниринг Атырау Филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Бұл мақалада геофизикалық зерттеу материалдары негізінде радиоактивтілігі жоғары қабат жыныстарын анықтау ерекшеліктері, Оңтүстік Батыс Қамысты, Ботахан, Нұралы кен орындарының бор және юра шөгінділерінің мысалында зерттеулерді түсіндіруде және геологиялық-геофизикалық материалдарды талдауда қолданылатын кешенді тәсіл қарастырылады.

Жұмыстың мақсаты – радиоактивті өнімділігі жоғары қабат жыныстарының таралуын зерттеу, олардың пайда болу себептерін және шөгінді фациялардың литологиялық айырмашылықтарымен байланысын негіздеу.

Негізгі сөздер: радиобелсенділік, спектрлік гамма-каротаж, тау жынысы, коллектор, көлемді саздылық, сумен қаныққандық.

Дәйексөз келтіру үшін:

Жамалиденова Г.Т., Джумағалиева А.К. Ұңғымалардың геофизикалық зерттеу деректері бойынша радиоактивтілігі жоғары коллекторларды анықтау ерекшеліктері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 15–31 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108571>.

Введение

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена примесями природных радиоактивных элементов, которые в земной коре находятся обычно в рассеянном состоянии.

Основными радиоактивными веществами, находящимися в составе земной коры, являются изотопы элементов урана (U^{238}), тория (Th^{232}) и калия (K^{40}). Содержание других радиоактивных элементов незначительно, и их наличие не оказывает существенного влияния на радиоактивность горных пород.

В зависимости от физико-химических условий образования осадочные породы обладают различным содержанием радиоактивных элементов и различаются по величине естественной радиоактивности. Их можно разбить на три группы:

1. К первой группе пород, содержащих сравнительно много радиоактивных веществ, относятся глины, глинистые сланцы, аргиллиты, глинистые алевролиты, вулканические пеплы, глауконитовые пески, калийные соли, кислые магматические (граниты, сиениты, гранодиориты и др.) и метаморфические (гнейсы) породы, в состав которых входят калиевые полевые шпаты.

2. Вторую группу пород с низкой радиоактивностью составляют гипсы, ангидриты, каменная соль, доломиты, известняки, крупнозернистые кварцевые песчаники, пески, а также угли.

3. В третью группу пород, обладающую средним содержанием радиоактивных веществ, относят пески, песчаники и карбонатные породы, содержащие в том или ином количестве примесь глинистого материала.

Повышенная радиоактивность глинистых пород, по сравнению с другими породами осадочного комплекса, объясняется их большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала, обеспечивающего увеличение содержания U^{238} , Th^{232} и K^{40} в осадке.

Интенсивность радиоактивного излучения горных пород зависит также и от степени радиоактивности насыщающих их вод. Наибольшую радиоактивность имеют высокоминерализованные глубинные воды, минимальной естественной радиоактивностью обладают пресные поверх-

ностные питьевые воды [1].

Геофизические методы исследования (далее – ГИС), основанные на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (далее – РК). При изучении скважин, бурящихся на нефть и газ, широкое распространение получили следующие виды РК: гамма-картаж (далее – ГК), нейтронный картаж (далее – НК), гамма-гамма-картаж (далее – ГГК) и спектральный гамма-картаж (далее – СГК).

Методы естественной радиоактивности представлены гамма-картажем и спектральным гамма-картажем ($\sum J(U^{238}, Th^{232}, K^{40})$).

ГК повсеместно входит в обязательный комплекс ГИС, основан на измерении естественной радиоактивности породы вдоль ствола скважины, применяется для литологического расчленения разреза и оценки глинистости.

СГК определяет суммарную естественную радиоактивность породы и раздельное содержание в ней калия, урана и тория; используется для выделения аномалий ГК, не связанных с глинистостью, определения глинистости по кривым содержания тория, калия и ориентировочно минералогического состава глин [2].

На практике часто встречаются коллекторы с повышенным содержанием радиоактивных элементов. На первый взгляд их можно отнести к глинистым пластам. По комплексному подходу, используя данные керны, опробования, и по анализу проведенного каротажа, можно определить характер пласта. В выделении полимиктовых коллекторов особенно необходим метод СГК, поэтому в обязательный комплекс ГИС желательнее включить данный метод.

Как известно, главным методом определения глинистости является ГК, его интегральные и спектральные составляющие. Этот метод основан на регистрации гамма-лучей пород, обладающих высокой радиоактивностью, обусловленной содержанием в них радиоактивных элементов, в частности, урана, тория и калия. Считается, что содержание этих радиоактивных веществ пропорционально объёмному содержанию глин, что позволяет перейти от значений ГК к коэффициенту глинистости. Однако если это справедливо для тория и калия, то в отношении урана его высокое

содержание может быть вызвано другими факторами, не имеющими отношения к глинам. Именно подобный факт и наблюдается в коллекторах ниже приведенных месторождений, где высокая радиоактивность пород не всегда объясняется наличием глин, более того, высокорadioактивные зоны зачастую являются хорошими коллекторами.

Ниже рассмотрен ряд примеров геолого-геофизических материалов скважин, где в продуктивных горизонтах выделяются коллекторы с высокой гамма-активностью.

Месторождение Камышитовое Юго-Западное относится к Прикаспийскому осадочному комплексу. Глубокими и структурно-поисковыми скважинами пройдена вся толща надсолевых отложений и вскрыта соль. Надсолевой комплекс представлен отложениями триаса, юры, мела, неогена.

По данным гамма-каротажа, большинству коллекторов свойственны пониженные значения естественной радиоактивности. Исключение составляют пласты IV неокомского горизонта, которые в силу своей полимиктовости обладают максимальными показаниями ГК в разрезе (рис. 1). Часто повышенные значения ГК, иногда близкие к уровню глин, отмечаются в кровельной части апта и в маломощных пластах юрских горизонтов I2-J2, I3-J2, I4-J2, I5-J2 (рис. 2), что также вызвано присутствием полимиктовых частиц и наличием урановой компоненты в составе пород.

Породы меловой продуктивной толщи литологически сложены песками, песчаниками, алевролитами. Пески мелкозернистые, зеленовато-серые, слюдястые. Песчаники тех же оттенков, мелко-зернистые, слюдястые, слабоцементированные. Алевролиты тонко-, мелко-зернистые, глинистые. Встречаются прослои мергеля зеленовато-серого, крепкого. Глины, представляющие породы-покрышки, зеленовато-серые различных оттенков, слабо слюдястые, с обуглившимися растительными остатками. Часто переслаиваются с алевролитами, алевролитами, песчаником, реже мергелями.

На рис. 3 представлены результаты ГИС разведочной скважины 11 (1968 г.), где в отложениях нижнего мела в неокомском горизонте IV-пс залегают нефтенасыщенный пласт с повышенной радиоактивностью. Пласт опробован, получен приток нефти дебитом 2,95 м³/сут.

Аналогичный высокорadioактивный пласт-коллектор выделяется по корреляции в соседних скважинах. На структурной карте (рис. 4) можно увидеть их расположение, а на рис. 5 приведена корреляционная схема по скважинам.

Скважина 274 пробурена позднее, в 2013 г., в ней выполнен полный комплекс ГИС с регистрацией современных методов – гамма-гамма плотностного, акустического (далее – АК), нейтронного и спектрального гамма каротажей.

ГИС данной скважины проиллюстрирован на рис. 6, где нефтенасыщенный коллектор горизонта IV-пс четко выделяется по совокупности прямых признаков полного комплекса ГИС.

На спектральном каротаже напротив коллекторов отмечается повышенная гамма-активность по ГК при низком содержании K⁴⁰ и Th²³², но высокой концентрации U²³⁸.

Такая картина наблюдается против известковистых и алевритистых пород, в которых происходит интенсивное развитие естественной трещиноватости. Предполагается, что в зонах трещиноватости в результате циркуляции подземных вод происходит осаждение урана. Повышенная гамма-активность на кривой ГК обусловлена при этом повышенной концентрацией урана.

В таких случаях определение коэффициента глинистости пород целесообразно проводить по суммарной радиоактивности калиевой и ториевой компонент, исключая интервалы накопления урановой составляющей.

Породы юрской продуктивной толщи представлены песками с подчинёнными прослоями глин и песчаников. Пески серые, разнозернистые, уплотнённые, глинистые, с кварцевой галькой и прослоями глин серых, плотных, с обуглившимися растительными остатками. Песчаники серые, среднезернистые, крепкие, на известковистом и глинистом цементе. Глины бурые, тёмно-бурые, серые, буровато-серые, песчанитые, с отдельными прослоями обогащенными углистым веществом.

На рис. 7 представлен материал ГИС по эксплуатационной скважине 274, где в отложениях средней юры в горизонте I4-J2 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы с повышенной гамма активностью (на уровне вмещающих глин).

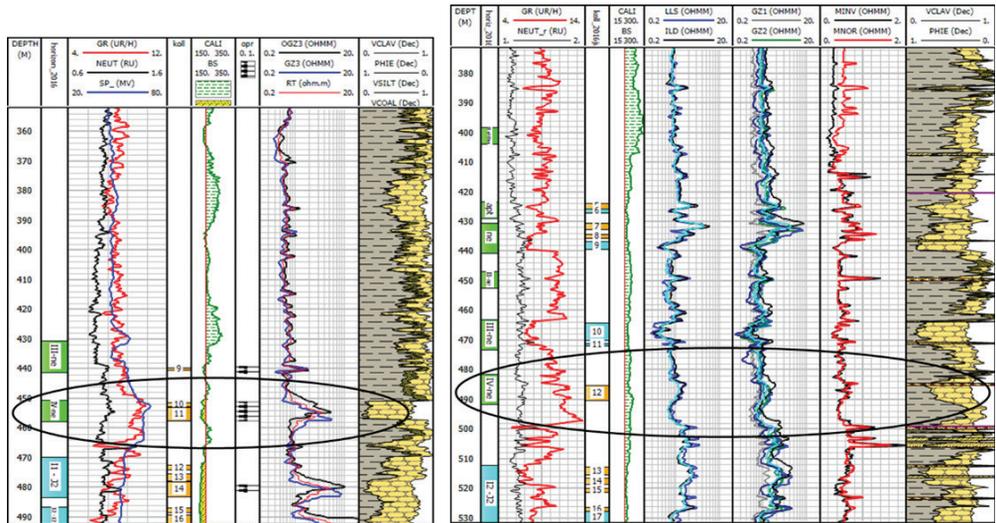


Рисунок 1. Пример выделения продуктивных коллекторов в IV неокомском горизонте месторождения Камышитовое Юго-Западное, отличающемся высокой естественной радиоактивностью

Figure 1. An example of the identification of productive reservoirs in the IV Neocomian horizon of the South Western Kamyshtovoye field, which is characterized by high natural radioactivity
 Слева – скважина 115, при испытании которой получена нефть, справа – неопробованная скважина 241
 On the left – well 115, during the testing of which oil was produced, on the right – unproven well 241

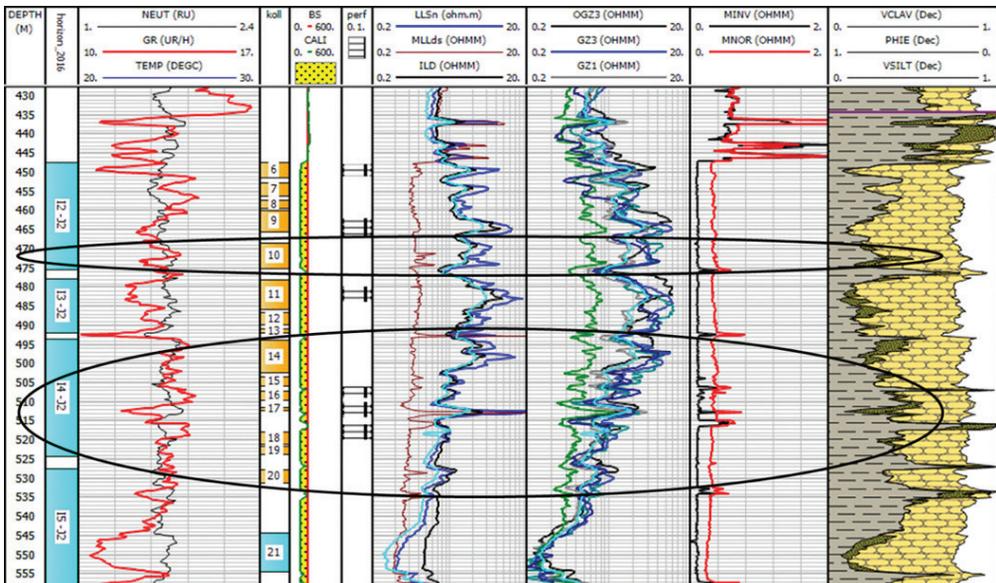


Рисунок 2. Пример выделения в юрских горизонтах продуктивных коллекторов с повышенной естественной радиоактивностью. Скважина 220 месторождения Камышитовое Юго-Западное

Figure 2. An example of the identification of productive reservoirs in the Jurassic horizons with increased natural radioactivity. Well 220 of the South Western Kamyshtovoye field

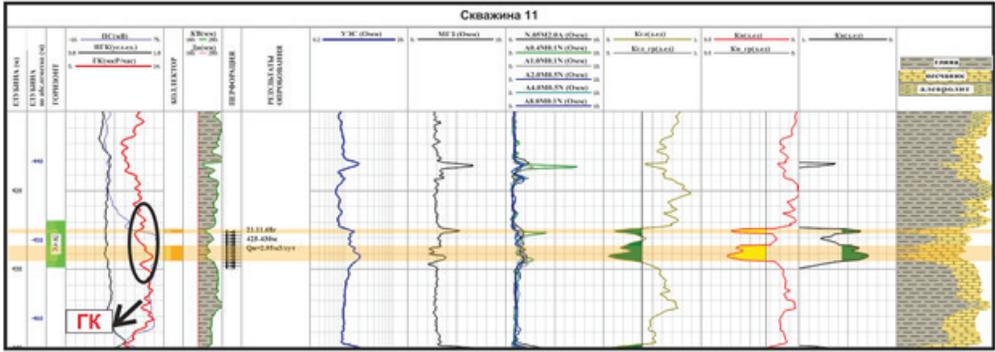


Рисунок 3. Скважина 11 месторождения Камышитовое Юго-Западное. Меловой горизонт IV-nc

Figure 3. Well 11 of the South Western Kamyshitovoye field. Cretaceous horizon IV-nc

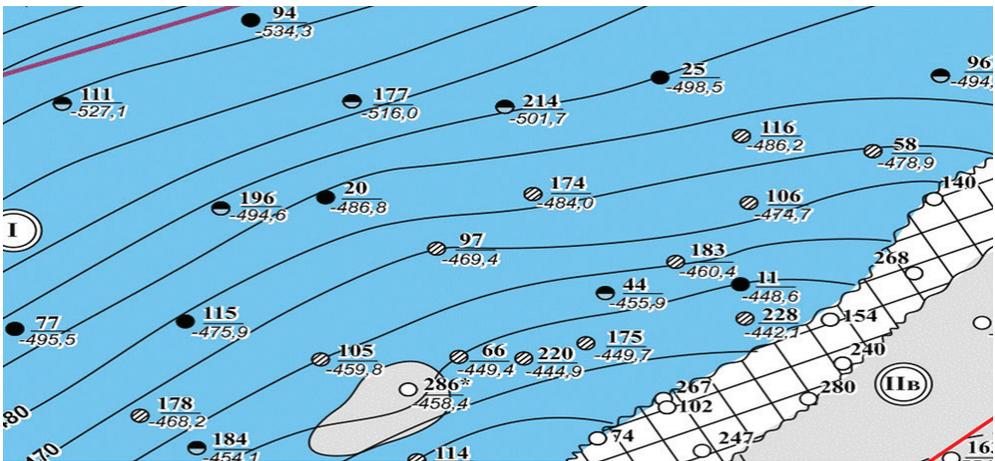


Рисунок 4. Фрагмент структурной карты по кровле IVнеокомского горизонта месторождения Камышитовое Юго-Западное

Figure 4. A fragment of the structural map along the top of the IV Neocomian horizon of the South Western Kamyshitovoye field

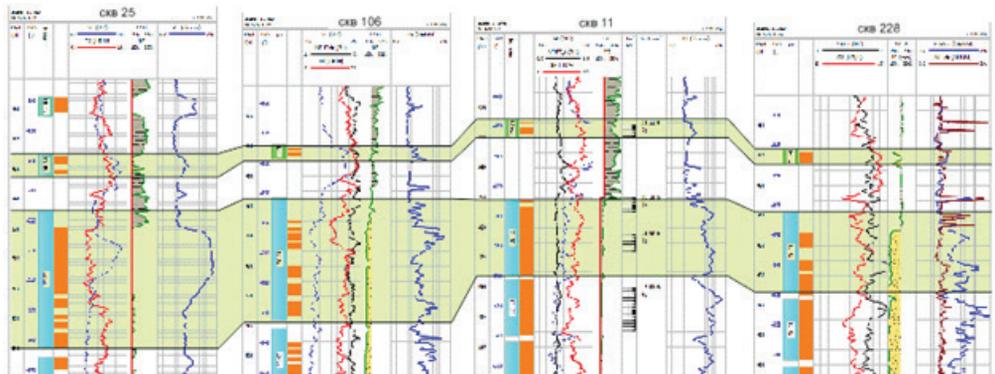


Рисунок 5. Корреляционная схема по скважинам 25-106-11-228 IV неокомского и I юрского горизонтов месторождения Камышитовое Юго-Западное

Figure 5. Correlation scheme for wells No. 25-106-11-228 of the IV Neocomian and I Jurassic horizons of the South Western Kamyshitovoye field

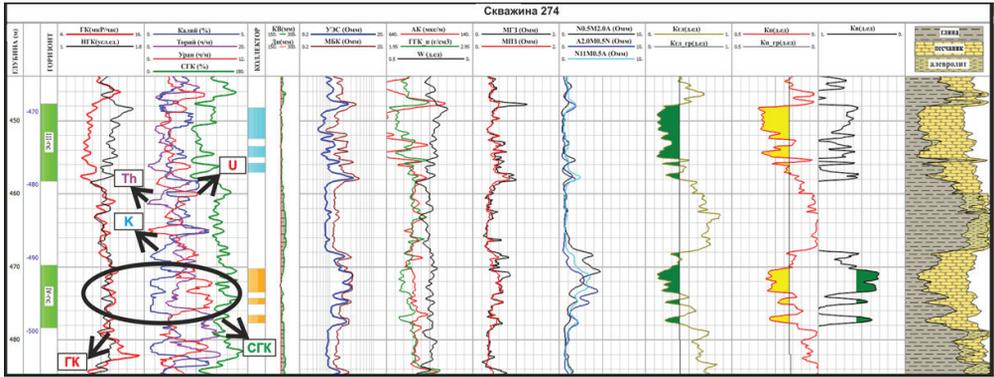


Рисунок 6. Скважина 274 месторождения Камышитовое Юго-Западное. Меловый горизонт IV-nc
Figure 6. Well 274 of the South Western Kamyshitovoye. Cretaceous horizon IV-nc

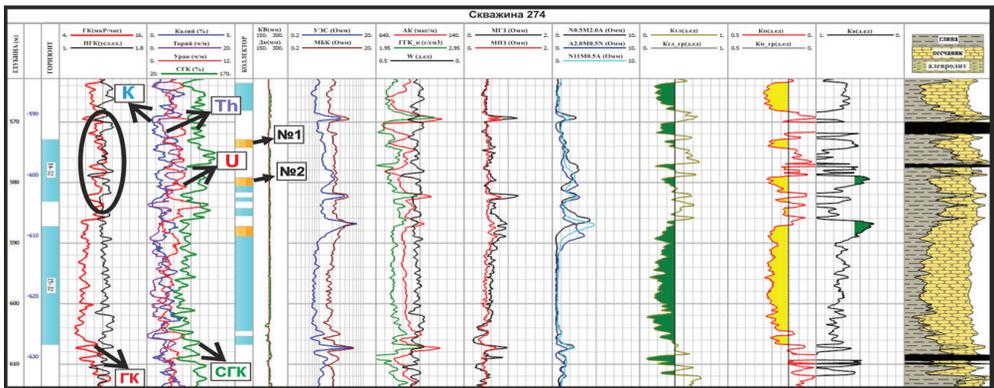


Рисунок 7. Скважина 274 месторождение Камышитовое Юго-Западное. Юрский горизонт I4-J2
Figure 7. Well 274 of the South Western Kamyshitovoye field. Jurassic horizon I4-J2

В скважине выполнен полный комплекс ГИС, в том числе и СГК. Верхний нефтенасыщенный коллектор №1 по данным ГК и суммарной радиактивности СГК отмечается максимумом.

По результатам спектрометрии естественного гамма-излучения по повышенному содержанию калия и пониженному содержанию урана и тория можно сделать вывод, что литологически коллектор представлен полимиктовым, калиево-полевошпатовым песчаником.

Нижний нефтенасыщенный коллектор №2 по повышенному содержанию тория и пониженному содержанию калия при среднем содержании урана можно отнести к торийсодержащему песчанику, в состав которого могут входить акцессорные минералы типа моноцита, циркона и т.д.

Месторождение Нуралы относится к Южно-Тургайскому осадочному нефтега-

зоносному бассейну. На месторождении бурением вскрыты породы фундамента и осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

Арыскупский горизонт представляет собой базальную толщу нижнего мела, залегающего с угловым и стратиграфическим несогласием, распространен повсеместно.

На большей части площади арыскупский горизонт разделяется на две толщи. Верхняя толща представлена коричневыми алевритистыми глинами и слоем глинистого алевролита в кровле горизонта. Нижняя толща в северо-восточной части площади представлена ритмичным переслаиванием коричневых глинистых алевролитов и алевритистых глин, с прослоями песчаников и гравелитов коричневой и серой окраски, отложившимися в прибреж-

ной части обширного мелководного бассейна.

Песчаники мелкозернистые и средне-мелкозернистые, алевритистые, с примесью мелкого гравия переходят в несцементированные пески, иногда сцементированы глинисто-карбонатным цементом. Гравелиты песчаные, алевритистые, на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе.

По шлифам породы-коллекторы представлены песчаником и алевролитом, по вещественному составу кластического материала, относятся преимущественно к полевошпаткварцевым.

С целью изучения эволюционных характеристик осадочных фаций на месторождении Нуралы выполнено разделение осадочных микрофаций путём анализа литологофациальных характеристик, что позволило отнести горизонты М-II-3 к аллювиальному конусу и делювиальной фации.

В пласте М-II-3 развит аллювиальный конус юго-западного направления, отложение от середины до края аллювиального конуса. И вокруг высокой точки па-

леоструктуры Западного Нуралы развиты отложения делювиальной фации. В вертикальном направлении данного пласта развиты тела аллювиального конуса двух периодов М-II-3а, М-II-3б, которые продвигаются от юго-западного направления к северо-восточному и вокруг высокой точки палеоструктуры смешиваются с делювиальными осадками от высокой точки палеоструктуры (рис. 8).

На рис. 9 приведен пример выделения газонасыщенного коллектора в арыскупском горизонте М-II-3 в скважине 92 месторождения Нуралы. Как видно по ГК, напротив коллектора отмечается аномально высокая радиоактивность. По результатам опробования зафиксирован выход газа с жидкостью в виде геля.

К сожалению, метод СГК на месторождении не проводился. Однако имеется метод самопроизвольной поляризации (далее – ПС), который при правильном соблюдении соотношения минерализации бурового раствора и пластовых вод чётко выделяет границы коллектора.

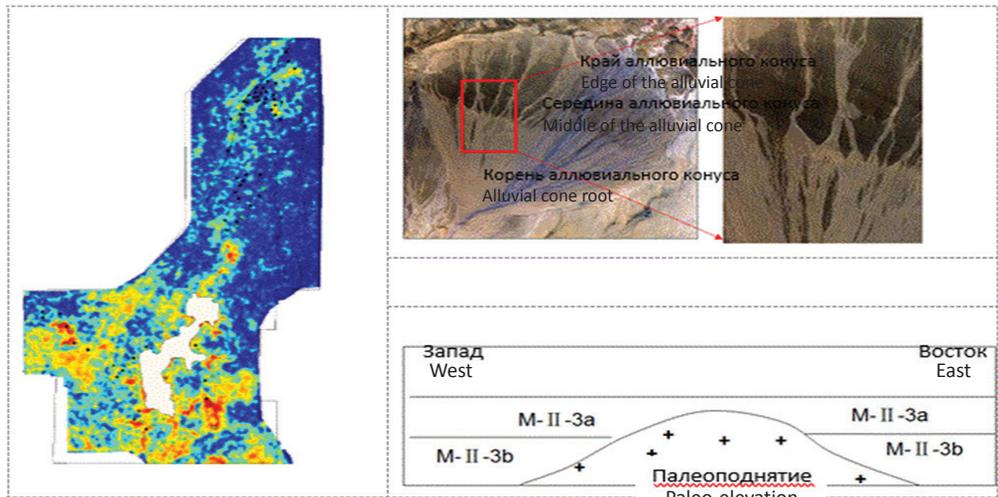


Рисунок 8. Модель осаждения горизонта М-II-3
Figure 8. The model of horizon M-II-3 subsidence

Объёмная глинистость в данном случае определена по ПС по наличию отрицательной аномалии амплитуды кривой, что является одним из прямых качественных признаков коллектора.

Ниже на рис. 10 показаны расположение скважины 92 на структурной карте и корреляция горизонта М-II-3 (рис. 11) с соседними скважинами.

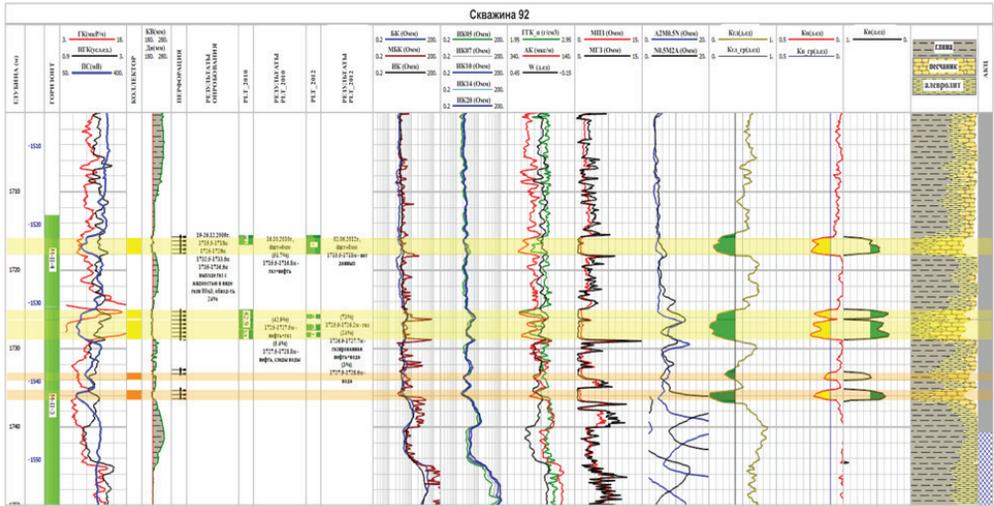


Рисунок 9. Геолого-геофизическая характеристика разреза скважины 92 месторождения Нуралы, горизонт М-II-3

Figure 9. Geological and geophysical characteristics of the section of well 92 of the Nuraly field, horizon M-II-3

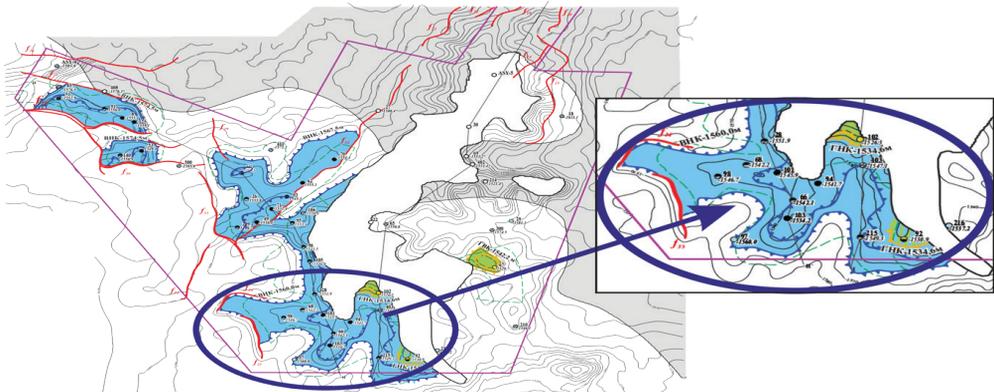


Рисунок 10. Структурная карта по кровле коллектора горизонта М-II-3

Figure 10. Structural map along the reservoir top of horizon M-II-3

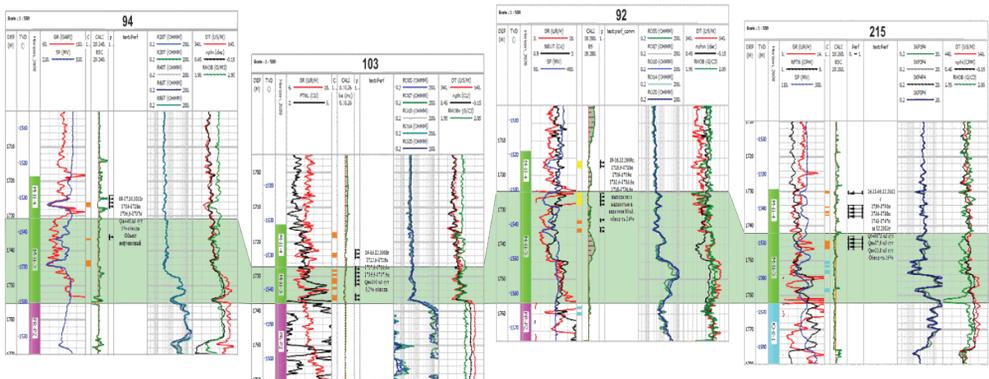


Рисунок 11. Корреляционная схема горизонта М-II-3

Figure 11. Correlation diagram of horizon M-II-3

Месторождение Ботахан является частью обширной Урало-Эмбинской нефтеносной области, которая, в свою очередь, составляет часть Прикаспийской нефтегазосной провинции, характеризующейся развитием соляно-купольной тектоники. На месторождении поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами вскрыты отложения от неоген-четвертичных до кунгурского яруса нижней перми включительно.

Среднеюрский отдел (J2) юрской системы представлен переслаиванием песчано-глинистых отложений с включениями бурого угля. Пески и песчаники преобладают над глинами. В разрезе среднеюрских отложений выявлены I и II продуктивные на нефть горизонты. Горизонты расположены друг под другом, имеют идентичное строение.

По данным кернa, породы-коллекторы I-J2 горизонта сложены песчаниками серыми, светло-серыми, тёмно-серыми, мелкозернистыми, средне-зернистыми, глинистыми, слабосцементированными, иногда плотными, преимущественно кварцевыми; песками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, рыхлыми; редко алевролитами серыми, разнозернистыми, слабоглинистыми, плотными, некарбонатными.

Породы-коллекторы II-J2 горизонта сложены песчаниками серыми, светло-серыми, тёмно-серыми, желтовато-бурыми, мелкозернистыми, среднезернистыми, редко крупнозернистыми, полимиктовыми, на карбонатно-глинистом цементе, слюдистыми, от слабо- до крепкосцементированных, с редкими включениями черного углестого вещества; алевролитами серыми, разнозернистыми, сцементированными, кварцево-слюдистыми, с углефицированными растительными остатками, на глинисто-карбонатном цементе, с прослойками песчаника, глины и слюды; реже песками мелкозернистыми, глинистыми, с включением обуглившихся растительных остатков. Песчаники и алевролиты иногда переслаиваются друг с другом.

Горизонт II-J2 служат ярким примером того, что помимо отдельных пластов выделяются целые полимиктовые горизонты.

Полимиктовый коллектор образуется, когда при осадконакоплении, помимо зёрен кварца, большой процент зёрен представлен полевыми шпатами и продуктами их химических преобразований. Образованная порода имеет значительную

примесь глинистых разностей (до 25–50%), ухудшающих её коллекторские свойства.

В песчаных породах полевые шпаты являются одними из основных породообразующих компонентов, они слагают обломочные зёрна, но некоторые разновидности (альбит и микроклин) могут быть образованы в процессе диагенеза и катагенетического уплотнения пород и являться аутигенными, нарастая в виде каёмки на материнских обломках.

Рентгено-дифракционный анализ (далее – XRD-анализ) на месторождении Ботахан проведён только в скважине 300, проанализированы 3 образца керна юрских отложений. Результаты XRD-анализа продемонстрировали полимиктовый состав пород с преобладанием кварца – 52,9%, полевых шпатов – 25,9% (из них ортоклаз – 8,7%, анортит – 1%, альбит – 16,3%). Также в породе присутствуют мусковит (4,3%), антигорит (1,7%), кальцит (5,1%), из глинистых минералов каолинит (6,8%).

На рис. 12 представлен геолого-геофизический материал по скважине 173 месторождения Ботахан. По результатам спектрометрии естественного гамма-излучения исследуемый разрез характеризуется довольно устойчивым содержанием Th^{232} и K^{40} . Исключение составляет нижние горизонты II-J2, характеризующиеся высокой гамма-активностью относительно верхних I-J2 горизонтов, повышенным содержанием $\text{K}40$ и $\text{Th}232$ и пониженным содержанием $\text{U}238$, что свидетельствует о полимиктовом составе породы, а также накоплении акцессорных минералов, содержащих $\text{Th}232$ (монацит, циркон и др.), что может служить признаком границ циклического осадконакопления по исследованному разрезу.

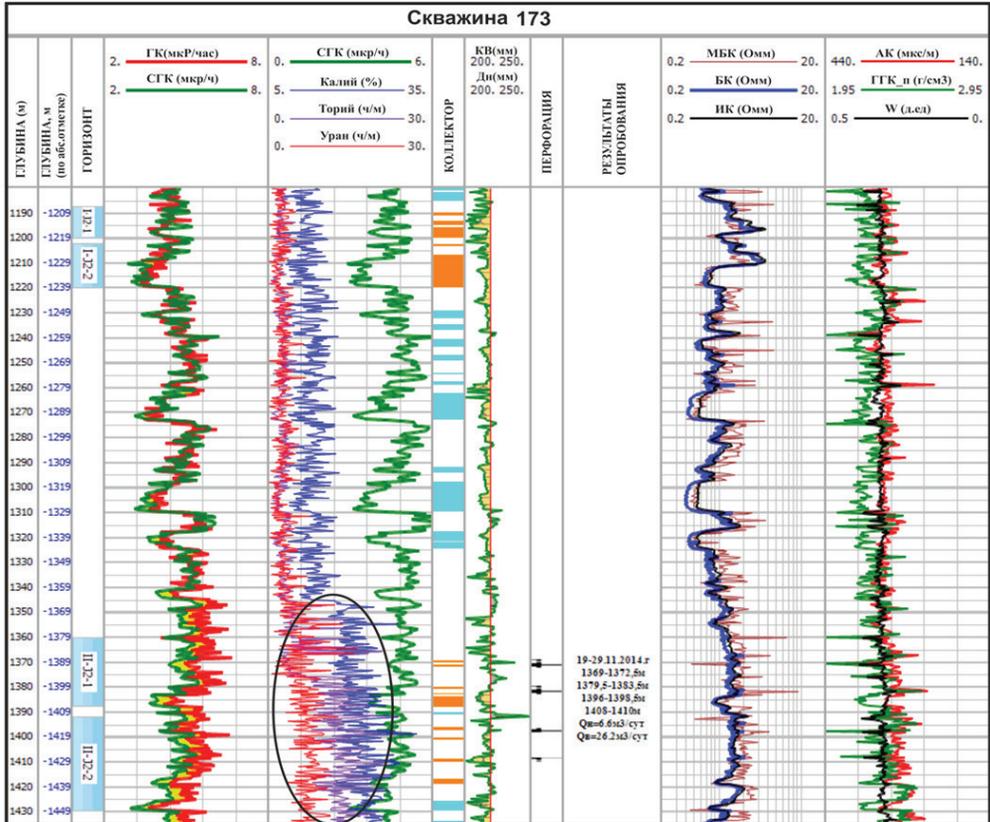
В данном случае для определения глинистости использована кривая SGK, поскольку оценка объёмной глинистости по ГК носит недостоверный характер.

Ранее на данной площади при выполнении работ по оценке запасов фонд скважин состоял в основном из «старых» ГИС с ограниченным комплексом, и рассматриваемые выше пласты с высокой гамма-активностью оставались без внимания. Добавление в комплекс ГИС таких современных методов, как SGK, ГГК, высокочастотный индукционный каротаж, высокопараметрическое зондирование, привело к надёжному выделению высокорadiaк-

тивных коллекторов и позволило уточнить методику интерпретации ГИС «старых» скважин. В результате корреляции и переинтерпретации данных ГИС в «старых» скважинах были добавлены пропущенные пласты-коллекторы.

Примеры выделения таких пропущен-

ных коллекторов приведены на рис. 13 и 14, где наглядно показаны две колонки с коллекторами пересчета запасов (далее – ПЗ) за 2013 и 2019 гг. Выделенные в рамках ПЗ за 2019 г. пласты были опробованы, и их продуктивность подтверждена положительными результатами.



На рис. 15 представлено сравнение геолого-литологических профилей по юрским горизонтам ПЗ за 2013 и 2019 гг., где наглядно видно увеличение эффективных нефтенасыщенных мощностей за счёт добавления пропущенных коллекторов по «старым» скважинам и бурения новых скважин.

В предыдущих подсчётах запасов коэффициент водонасыщенности рассчитан по методу Арчи. В последнем пересчете запасов за 2019 г. был использован метод

определения коэффициента водонасыщенности с использованием данных электрического каротажа по уравнению «двойной воды».

Применение данного метода было обусловлено неоднозначностью показаний электрического каротажа против нефте- и водонасыщенных коллекторов, а также получением достаточно низких коэффициентов нефтенасыщенности в продуктивных пластах.

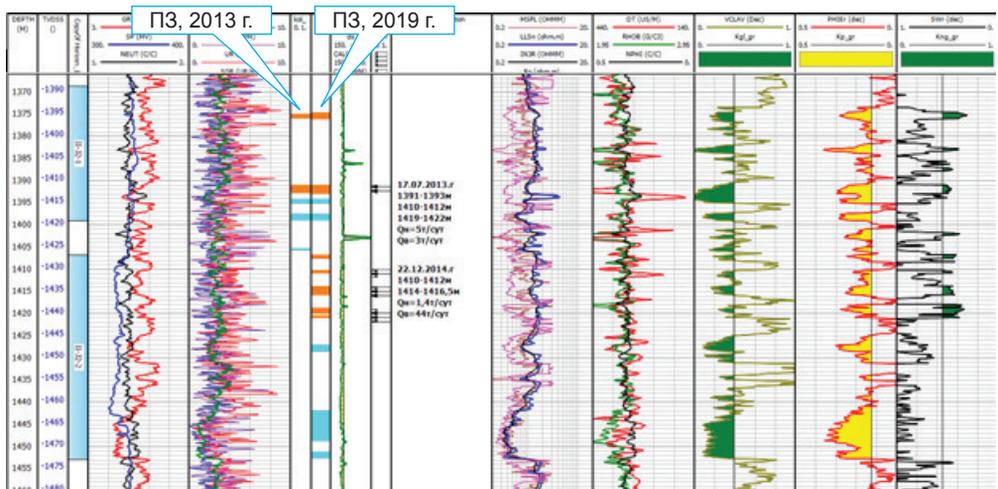


Рисунок 13. Сквжина 183 месторождения Ботакхан (юрский горизонт II-J1)
 Figure 13. Well 183 of the Botakhan field (Jurassic horizon II-J1)

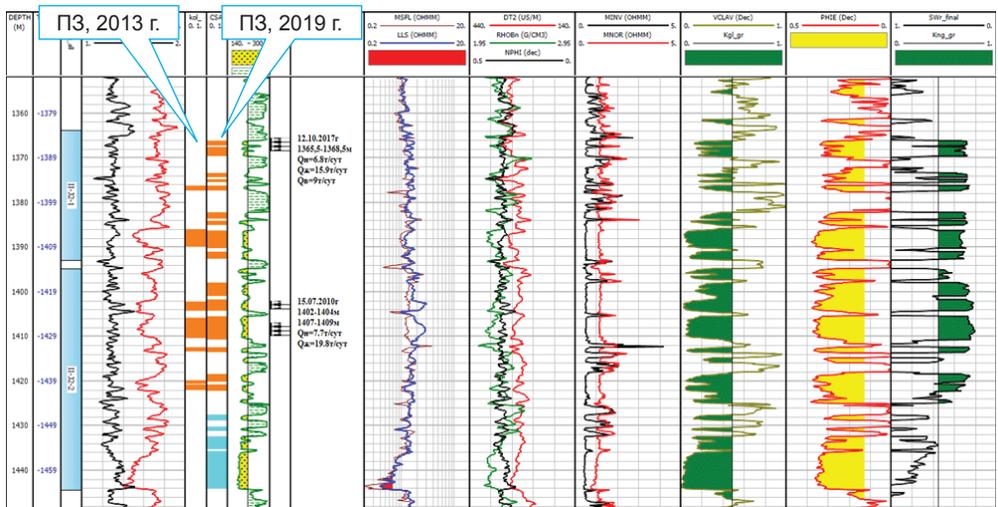


Рисунок 14. Сквжина 121 месторождения Ботакхан (юрский горизонт II-J2)
 Figure 14. Well 121 of the Botakhan field (Jurassic horizon II-J2)

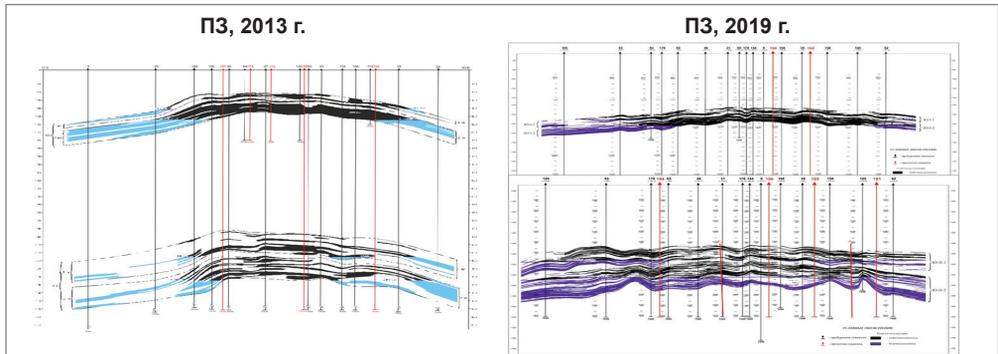
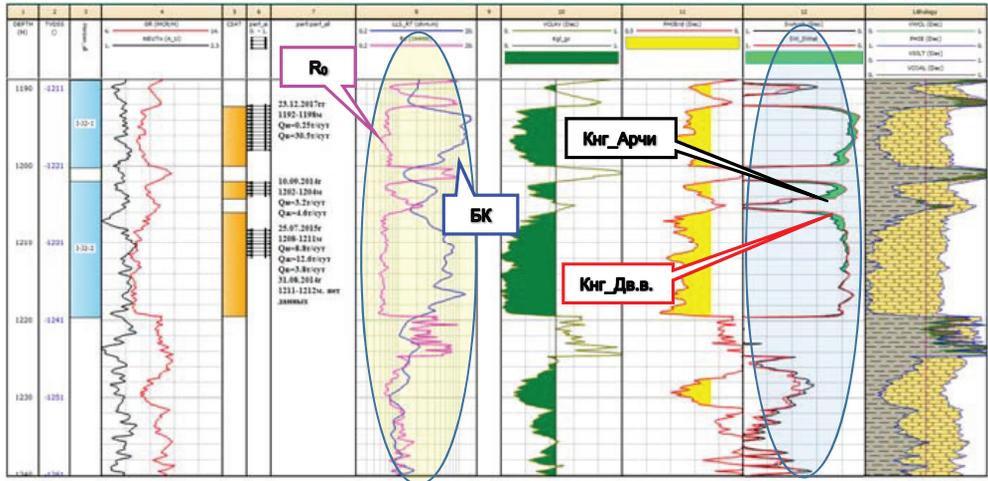


Рисунок 15. Сравнение геолого-литологических профилей юрских горизонтов ПЗ за 2013 г. с ПЗ за 2019 г. месторождения Ботакхан
 Figure 15. Comparison of RE of geological and lithological profiles of the Jurassic horizons for 2013 with the RE for 2019 of the Botakhan field

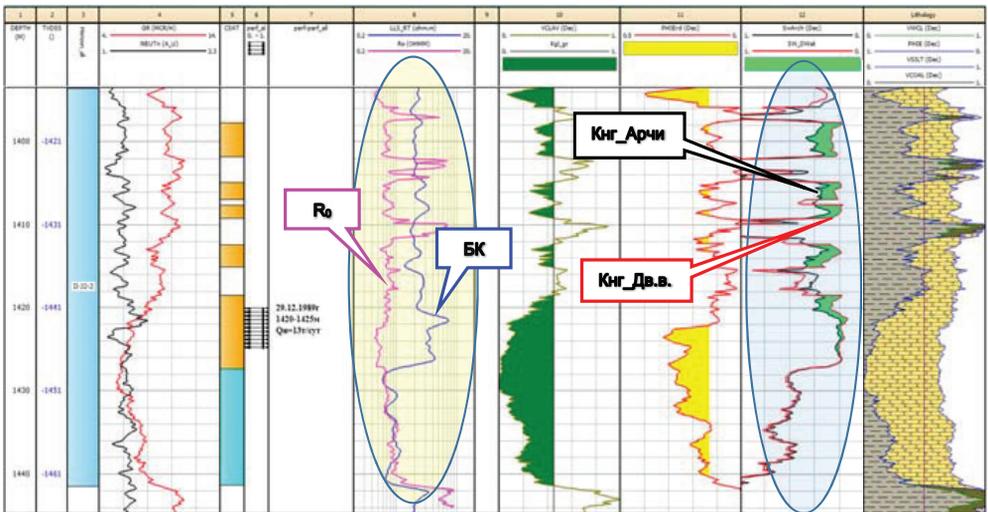
На рис. 16 приведены примеры определения насыщенности по уравнениям Арчи и «двойной воде», где наглядно показано, как в незаглинизированных чистых пластах насыщенности по двум методам близки по значениям, а в более заглинизированных коллекторах насыщенность по Арчи ниже, чем по «двойной воде» [3].

Для подтверждения правильности расчета насыщенности по уравнению

«двойной воды» рассчитана кривая R_o , характеризующая сопротивление пласта, содержащего воду. По методическим данным интерпретация считается верной, если при наложении на кривую сопротивления бокового каротажа (далее – БК) при одинаковом масштабировании кривая R_o сходится на глинах и водоносных коллекторах и расходится на нефтенасыщенных.



1)



2)

Рисунок 16. Скважина 66 месторождения Ботакхан. Определение насыщенности
Figure 16. Well 66 of the Botakhan field. Saturation

1) по методу Арчи / according to the method of Archie; 2) по «двойной воде» / by "double water"

В результате пересчета начальных геологических и извлекаемых запасов месторождения Ботакхан в 2019 г. произошло увеличение значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, что привело соответственно к увеличению за-

пасов. В табл. 1 приведено сопоставление средневзвешенных значений коэффициента пористости (далее – K_p) и коэффициента нефтегазонасыщенности (далее – $K_{нг}$) по горизонтам ПЗ за 2013 и 2019 гг.

Таблица 1. Сопоставление средневзвешенных значений Кп и Кнг ПЗ за 2013 и 2019 гг.
Table 1. Comparison of weighted average values of Pr and Hsi of RE for 2013 and 2019

Горизонт Horizon	Пласт reser- voir	Кол-во скв., ед. Number of wells, unit	ПЗ, 2013 г. Reserves Estimation, 2013		Кол-во скв., ед. Number of wells, unit	ПЗ, 2019 г. Reserves recalculation, 2019	
			Кп Pr	Кнг HSi		Кп Pr	Кнг HSi
J-I	I	94	0,30	0,70	145	0,29	0,70
	II	95	0,30	0,70	148	0,30	0,72
J-II	I	69	0,28	0,56	116	0,28	0,65
	II	64	0,26	0,55	112	0,27	0,66

Насыщенность изменилась в сторону увеличения на 2–4% в I-объекте (J-I) и на 9–10% во II-объекте (J-II). Увеличение произошло за счёт новых пробуренных скважин и изменения методики интерпретации. Коэффициенты насыщенности, принятые для ПЗ в 2019 г., не противоречат значениям остаточной водонасыщенности, определённым по специальным анализам на керне скважины 300. По результатам относительной фазовой проницаемости и определения коэффициента вытеснения остаточная водонасыщенность изменяется от 0,257 до 0,80 д. ед., в среднем составляя 0,48 д. ед., остаточная нефтенасыщенность – от 0,16 до 0,42 д. ед., в среднем – 0,22 д. ед., коэффициент вытеснения составил в среднем 0,52 д. ед., изменяясь в пределах от 0,162 до 0,734 д. ед.

Выводы

При наличии в разрезе высокорadioактивных пород-коллекторов применение комплексного анализа геолого-геофизического материала (ГИС, ГТИ, керн, опробование) даёт возможность правильного построения структуры месторождения.

Содержание радиоактивных элементов в породе объясняется следующими факторами:

- породы с большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции, адсорбирующие уран и другие радиоактивные элементы (глина);
- способность тяжелых окисленных нефтей обогащаться ураном за счёт извлечения его из пластовых вод;
- в результате циркуляции пластовых вод происходит осаждение урана;
- содержание урана может быть связано также с особыми геохимическими условиями осадконакопления отдельных интервалов.

Опираясь только на данные ГИС, вы-

сокорадиоактивные коллекторы можно ошибочно интерпретировать как неколлекторы. Примером могут служить рассматриваемые выше среднеюрские горизонты месторождений Камышитовое Юго-Западное и Ботахан, где были пропущены коллекторы, представленные полимиктовыми песчаниками.

Оценка объёмной глинистости по одному ГК – одна из сложных задач при интерпретации ГИС. Основной недостаток оценки глинистости коллекторов по геофизическим данным – это необходимость при расчётах в перенесении свойств глин, составляющих вмещающие породы, на глины коллектора.

Большие преимущества даёт применение спектрального гамма-метода, основной геологической интерпретации которого является корреляция содержания урана, тория и калия в горных породах с их литологическими и петрофизическими свойствами, а также генезисом этих отложений.

Использование SGK облегчает задачу определения объёмной глинистости. С его помощью разделяют аномалии гамма-активности, обусловленные глинистостью, содержанием полевого шпата, повышением содержания урана; определяют минеральный состав глинистых пород.

Располагая данными SGK, мы можем исключить долю урана из суммарной гамма-активности породы, определённой по ГК, и тем самым значительно уменьшить искажающее влияние алевrolита и органики при оценке глинистости по данным ГК [4].

Также стоит отметить, что любая электрометрическая аппаратура не позволяет достоверно оценить удельное электрическое сопротивление неоднородных коллекторов, занижая их истинное сопротивление. Данный эффект обусловлен шунтированием тока при наличии прово-

дящих флюидонепроницаемых микрослоев. Это обстоятельство приводит к резкому занижению Кнг в интервалах слоисто-неоднородных продуктивных коллекторов. В связи с этим в таких случаях при интерпретации ГИС рекомендовано использование модели расчёта насыщенности по уравнению «двойной воды», позволяющей повысить достоверность Кнг в «сложных» для электрометрии геологических ситуациях.

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: Жамалиденова Г.Т. — сбор и анализ, интерпретация материалов по месторождениям Ботакхан и Камышитовое Юго-Западное, редактирование рукописи, Джумагалиева А.К. — сбор, анализ, интерпретация данных исследования по

В целом правильное определение объёмной глинистости высокорadioактивных коллекторов влияет на верную оценку эффективных мощностей. Учёт этих параметров и выбор верной электрической модели расчёта насыщенности коллекторов в совокупности влияет на точность определения подсчётных параметров пласта по результатам ГИС, на объём газонефтенасыщенных пород и на геологические запасы месторождения.

месторождению Нуралы, редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. Gulzhamal T. Zhamalidenova — collection and analysis, interpretation of materials on the Botakhan and South Western Kamyshtovoye fields, editing of the manuscript, Ainagul K. Dzhumagalieva — collection, analysis, interpretation of materials on Nuraly field, revising the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Заворотко Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. Москва: Недра, 1983. С. 71–76.
2. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. Москва : Недра, 1977. С. 200, 203.
3. Алексеев А.Д., Аниськин А.А., Волокитин Я.Е., и др. Опыт и перспективы применения современных комплексов ГИС И ГДИС на месторождениях Салымской группы // Инженерная практика. 2011, № 11–12.
4. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва : Недра, 1987. С. 124–125.

REFERENCES

1. Zavorotko YM. *Geophysical methods of well surveying*. Moscow: Nedra; 1983. P. 71–76.
2. Dyakonov DI, Leontiev EI, Kuznetsov GS. *General course of well logging*. Moscow: Nedra; 1977. P. 200, 203.
3. Alekseev AD, Aniskin AA, Volokitin YE, et al. Experience and prospects for the use of modern well logging and well testing systems at the fields of the Salym group. *Engineering practice*. 2011;11–12.
4. Itenberg SS. *Interpretation of well logging results*. Moscow: Nedra; 1987. P. 124–125.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Жамалиденова Гульжамал Тургалиевна**e-mail: *g.zhamalidenova@kmge.kz*.**Джумагалиева Айнагуль Карловна**e-mail: *a.jumagaliyeva@kmge.kz*.**AUTHORS' INFO*****Gulzhamal Zhamalidenova**e-mail: *g.zhamalidenova@kmge.kz*.**Ainagul Jumagaliyeva**e-mail: *a.jumagaliyeva@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 553.048

МРНТИ 38.01.77

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

Получена: 05.09.2022.

Одобрена: 01.12.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Подбор оптимального числа симуляций Монте-Карло при вероятностном подсчёте ресурсов углеводородного сырья

Р.М. Садыков

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Вероятностный подсчёт ресурсов используется при оценке потенциала нефтегазового проспекта, что является основой при принятии решений в нефтегазовой индустрии. Основным результатом вероятностного подсчёта ресурсов является оценка ресурсного потенциала, выраженная в виде вероятностной функции распределения геологических или извлекаемых ресурсов углеводородов. При этом часто используется симуляция Монте-Карло. Она позволяет находить численное значение целевой функции, в случае с вероятностным подсчётом – вероятностной функции распределения запасов.

Цель. Данная работа нацелена на нахождение оптимального количества симуляций при вероятностном подсчёте ресурсов.

Методы. Симуляция Монте-Карло основана на многократном повторении расчёта функции, описывающей процесс, с использованием генератора случайных чисел. Переменная функции, задаваемая одним из статистических распределений, рассчитывается по этому случайному числу. Далее над всеми переменными функции проводятся математические операции согласно математической модели. Обобщая полученное множество результатов, приближенно рассчитывается статистическое распределение, описывающее искомую функцию.

Результаты. Точность определения функции распределения растёт при увеличении числа симуляций. Однако это приводит к увеличению времени вычисления. Таким образом, возникает выбор между скоростью и точностью решения.

Латинский гиперкуб позволяет уменьшить влияние генератора случайных чисел, но дополнительные промежуточные вычисления нивелируют уменьшение числа симуляций при использовании латинского гиперкуба по сравнению со случайной выборкой.

Заключение. По результатам работы была получена логарифмическая зависимость точности расчетов от числа симуляций Монте-Карло. В большинстве случаев точность результатов в 1% при 10000 симуляций будет достаточной.

Ключевые слова: статистика, симуляция Монте-Карло, латинский гиперкуб, имитационное моделирование, вероятностный подсчёт запасов.

Как цитировать:

Садыков Р.М. Подбор оптимального числа симуляций Монте-Карло при вероятностном подсчёте ресурсов углеводородного сырья // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 32–44. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

UDC 553.048

CSCSTI 38.01.77

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

Received: 05.09.2022.

Accepted: 01.12.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Optimal number of Monte-Carlo simulations for hydrocarbon resources probabilistic estimation

Raman M. Sadykov

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Probabilistic resource estimation allows to assess the potential of oil and gas prospect, which is used for decision-making in the industry. The main result of the estimation is resource potential, expressed in probability distribution function of geological or recoverable hydrocarbon resources. Monte Carlo simulation commonly used for these purposes. It simulates the numerical value of the objective function.

Aim: The aim of the work is to find the optimal number of Monte-Carlo simulations in the probabilistic resource estimation.

Methods: Monte Carlo simulation is based on repeated calculation of the function describing the process using a random number generator. The function variable defined by statistical distributions is calculated using random number. Further, mathematical operations are performed on all variables of the function according to the mathematical model. Summarizing the obtained set of results, the statistical distribution describing the desired function is approximately estimated.

Results: The accuracy of distribution function estimation increases with an increase of the number of simulations. However, this tend to increase the computation time. Thus, there is a choice between the speed and accuracy of the solution.

The Latin hypercube reduces the influence of the random number generator imperfection, but intermediate calculations with Latin hypercube attenuate the decrease in the number of simulations compared to random sampling.

Conclusion: Based on the results of the work, a logarithmic dependence of the calculation accuracy on the number of Monte Carlo simulations was obtained. In most cases, 10000 simulations with accuracy about 1% will be sufficient.

Keywords: *statistics, Monte Carlo simulation, Latin hypercube, simulation modeling, probabilistic reserve calculation.*

To cite this article:

Sadykov RM. Optimal number of Monte-Carlo simulations for hydrocarbon resources probabilistic estimation. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):32–44. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

ӨОЖ 553.048

ГТАХР 38.01.77

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

Қабылданды: 05.09.2022.

Мақұлданды: 01.12.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Көмірсутек шикізаты ресурстарының ықтималдығын есептеу кезінде Монте-Карло симуляцияларының оңтайлы санын таңдау

Р.М. Садықов

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеме. Ресурстарды ықтималды есептеу мұнай-газ индустриясында шешім қабылдау кезінде негіз болып табылатын мұнай-газ болашағының әлеуетін бағалау кезінде қолданылады. Ресурстардың ықтималдығын есептеудің негізгі нәтижесі көмірсутектердің геологиялық немесе өндірілетін ресурстарын бөлудің ықтималдық функциясы түрінде көрсетілген ресурстық әлеуетті бағалау болып табылады. Бұл ретте Монте-Карло симуляциясы жиі қолданылады. Бұл мақсатты функцияның сандық мәнін, ықтималдықты есептеу жағдайында – қорларды бөлудің ықтималдық функциясын табуға мүмкіндік береді.

Мақсат. Аталған жұмыс ресурстардың ықтималдығын есептеу кезінде симуляцияның оңтайлы санын табуға бағытталған.

Тәсілдер. Монте-Карло симуляциясы кездейсоқ сандар генераторын қолдана отырып, процесті сипаттайтын функцияны есептеуді бірнеше рет қайталауға негізделген. Статистикалық үлестірімдердің бірімен берілген функцияның айнымалысы осы кездейсоқ саннан есептеледі. Бұдан әрі математикалық модельге сәйкес функцияның барлық айнымалылары бойынша математикалық амалдар орындалады. Алынған нәтижелер жиынтығын қорытындылай келе, қажетті функцияны сипаттайтын статистикалық үлестіру шамамен есептеледі.

Нәтижелер. Үлестіру функциясын анықтау дәлдігі симуляция санының өсуімен артады. Алайда, бұл есептеу уақытының ұлғаюына әкеледі. Осылайша, шешім жылдамдығы мен дәлдігі арасында таңдау пайда болады.

Латын гиперкубы кездейсоқ сандар генераторының әсерін азайтуға мүмкіндік береді, бірақ қосымша аралық есептеулер кездейсоқ іріктеумен салыстырғанда латын гиперкубын қолданған кезде симуляция санының азаюын теңестіреді.

Қорытынды. Жұмыстың нәтижелері бойынша Монте-Карло симуляция санына есептеу дәлдігінің логарифмдік тәуелділігі алынды. Көп жағдайда 10000 симуляция кезінде 1% нәтиже дәлдігі жеткілікті болады.

Негізгі сөздер: статистика, Монте-Карло симуляциясы, латын гиперкубасы, имитациялық модельдеу, қорларды ықтималдық есептеу.

Дәйексөз көлтіру үшін:

Садықов Р.М. Көмірсутек шикізаты ресурстарының ықтималдығын есептеу кезінде Монте-Карло симуляцияларының оңтайлы санын таңдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, №4. 32–44 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108590>

Введение

Симуляция Монте-Карло – широко используемая группа методов, в которых процесс или функция изучается путём многократных экспериментов (реализаций) с использованием определенной математической модели [1]. Симуляция используется в случаях, когда переменные функции неизвестны, но известно их распределение, а процесс или функция являются достаточно сложными для поиска аналитического решения.

Например, произведение двух случайных величин X , Y даёт третью случайную величину $X \cdot Y$, дисперсия которой описывается достаточно громоздким уравнением. При использовании усечённых распределений определение дисперсии результата значительно усложняется.

$$\text{Var}(X \cdot Y) = \text{Var}(X) \cdot \text{Var}(Y) + E(X)^2 \cdot \text{Var}(Y) + E(Y)^2 \cdot \text{Var}(X) \quad (1)$$

При вероятностном подсчёте запасов объёмным методом используются по крайней мере 6 параметров, следовательно, рассчитать распределение геологических запасов аналитическим уравнением является сложной задачей. Использование усечённых функций распределения в качестве входных данных также усложняет задачу.

Симуляция методом Монте-Карло позволяет рассчитывать процесс с достаточно большим количеством переменных. Основным недостатком метода является приближённость решения. Целью данной работы является определение оптимального числа симуляций при вероятностном подсчёте запасов для получения решения с необходимой погрешностью.

Методология

Симуляция Монте-Карло

Пусть процесс описывается функцией (2), включающей в себя m переменных. В случае с вероятностным подсчётом запасов таковыми параметрами являются: положение контакта, доля коллектора, коэффициент пористости, коэффициент насыщенности углеводородами, пересчётный коэффициент и пр.

$$y = f(X_1, X_2, \dots, X_m) \quad (2)$$

Каждая переменная может быть представлена в виде случайной величины X_i , которая описывается плотностной функцией вероятности $PDF_i(X_i)$ и вероятностной

функцией распределения $CDF_i(X_i)$ [2]. При этом значение случайной величины при определённой вероятности p рассчитывается обратной функцией от функции распределения:

$$X_i = CDF_i^{-1}(p) \quad (3)$$

При расчёте реализации для каждой случайной величины генерируется случайное число, в результате получается m случайных чисел $rand$. В таком случае уравнение (2) приобретает вид (4):

$$y = f\left(CDF_1^{-1}(rand_1), CDF_2^{-1}(rand_2), \dots, CDF_m^{-1}(rand_m)\right) \quad (4)$$

Далее реализации повторяются n раз, и при описании результатов указывается, что было проведено n симуляций.

Таким образом, по результатам симуляции Монте-Карло получают массив результатов $\{y_1, y_2, \dots, y_n\}$, являющихся n -выборкой из функции, описывающей процесс. Предположив, что реализации между собой равновероятностны, итоговую функцию можно приближенно описать следующими статистическими величинами (табл. 1).

Таблица 1. Статистические величины для описания функции распределения
Table 1. Statistic values describing distribution function

Параметр Parameter	Формула Formula
Среднее Mean	$\mu \approx \frac{\sum y_i}{n}$
Среднеквадратичное отклонение Standard deviation	$\sigma \approx \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (y_i - \mu)^2}$
MIN	$min \approx \min\{y_1, y_2, \dots, y_n\}$
MAX	$max \approx \max\{y_1, y_2, \dots, y_n\}$

Латинский гиперкуб и случайная выборка

Случайная выборка (Random sampler) – это способ получения случайной величины, при котором для его расчёта используется случайное число, определенное независимо от предыдущих реализаций. Однако, учитывая, что генератор случайных чисел в большинстве случаев не даёт равномерного распределения, случайная выборка может привести к значительному искажению итоговых результатов. Для пре-

одоления влияния генератора случайных чисел используются разнообразные способы выборки, одним из которых является латинский гиперкуб.

Латинский гиперкуб (Latin-hypercube sampler) – это способ выбора значений из нескольких распределений, который обеспечивает более полный охват диапазона входных данных [3]. Это достигается разделением вертикальной оси накопленной функции распределения на n равных, непересекающихся интервалов (рис. 1). Таким образом, на горизонтальной оси также получается n интервалов с одинаковой

вероятностью наступления, но разной шириной.

Следующим этапом является выбор значений внутри n интервалов. Для этого внутри каждого вертикального интервала случайной выборкой подбирается вероятность p_i (5), которой соответствует некоторое значение внутри интервала на горизонтальной оси (3).

$$p_i = p_{i \min} + rand(p_{i \max} - p_{i \min}) \quad (5)$$

где $p_{i \min}$, $p_{i \max}$ – минимальное и максимальное значения вероятности i -го интервала.

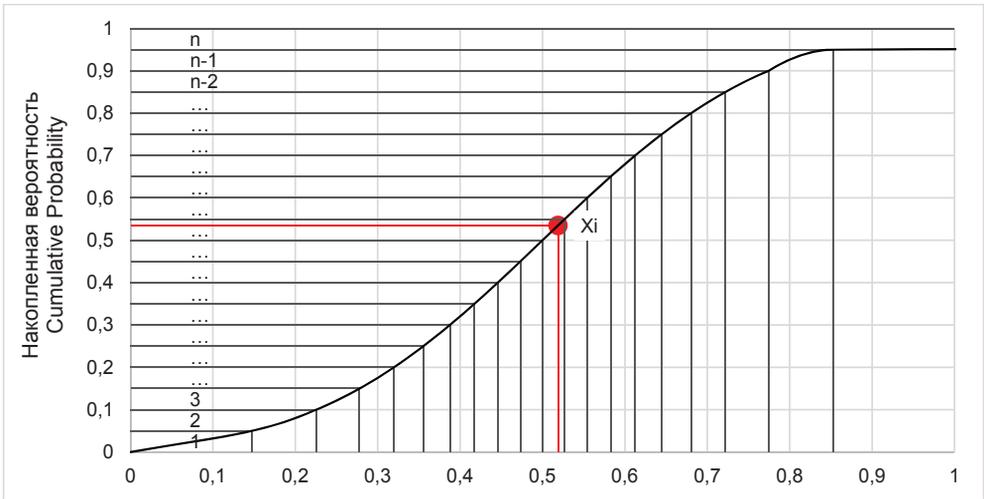


Рисунок 1. Разбиение накопленной функции распределения на n интервалов
Figure 1. Partition of cumulative distribution function into n intervals

Виды распределений

Равномерное распределение – это вид распределения, при котором случайная величина равновероятно может принять любое значение из диапазона от минимального до максимального значения. Для непрерывной случайной вели-

чины функция плотности равномерного распределения есть постоянная. Непрерывное равномерное распределение задается двумя параметрами: минимальное min и максимальное max значения случайной величины [4] (табл. 2).

Таблица 2. Основные виды распределений
Table 2. Main types of distributions

Параметр / Parameter	Равномерное распределение / Uniform distribution	Нормальное распределение / Normal distribution
Плотность распределения / Distribution density	$PDF(x) = \begin{cases} \frac{1}{max - min}, & x \in [min, max] \\ 0, & x \notin [min, max] \end{cases}$	$PDF(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-E_x)^2}{2\sigma^2}}$
Функция распределения / Distribution function	$CDF(x) = \begin{cases} 0, & x < a \\ \frac{x - min}{max - min}, & a \leq x < b \\ 1, & x \geq b \end{cases}$	$CDF(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x - E_x}{\sqrt{2\sigma^2}} \right) \right]$ $\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt$

Параметр Parameter	Равномерное распределение Uniform distribution	Нормальное распределение Normal distribution
Среднее Mean	$E_x = \frac{min + max}{2}$	Исходный параметр Input parameter
Среднеквадратичное отклонение Standard deviation	$\sigma = \sqrt{\frac{(max - min)^2}{12}}$	Исходный параметр Input parameter

В случае вероятностного подсчёта ресурсов равномерное распределение используется для определения положения контакта в тех случаях, когда отсутствует какая-либо информация о положении контакта.

Нормальное распределение – наиболее часто используемый вид распределения, в котором функция плотности вероятности задаётся функцией Гаусса (табл. 2). Одной из отличительных особенностей данного распределения является его симметричность относительно среднего значения [5].

При вероятностном подсчёте ресурсов среднюю пористость и насыщенность пород часто описывают с использованием нормального распределения. Кроме того, в процессе вероятностного подсчёта ресурсов используют логнормальное распределение и гамма-распределение.

Отличительной особенностью данных распределений является смещённость плотности распределения в область меньших значений, а также невозможность их использования для случайных величин с отрицательными значениями. При вероятностном подсчёте запасов результирующая величина (геологические или извлекаемые ресурсы) имеет распределение

похожее и на логнормальное, и на гамма-распределение.

Усечение распределения – это преобразование распределения таким образом, что случайная величина не может выпасть за указанные рамки, т.е. случайная величина ограничена минимальным и максимальным значением (6).

$$CDF_{tr}(x) = \frac{CDF(x) - CDF(min)}{CDF(max) - CDF(min)} \quad (6)$$

Вероятностный подсчёт ресурсов Структура X

Структура X представлена брахиантисинальной складкой и была выявлена по данным 2D сейсмоки. Нефтегазоносность региона подтверждена наличием месторождений поблизости. По данным месторождений-аналогов, а также учитывая глубины, предполагается, что в случае обнаружения залежи пластовым флюидом будет нефть. Подсчётные параметры были определены на основе данных месторождений-аналогов.

Учитывая высокую степень неопределённости, подсчёт ресурсов ведётся вероятностным способом. Исходные данные представлены в табл. 3.

Таблица 3. Исходные данные для вероятностного подсчёта ресурсов
Table 3. Input data for the probabilistic resources estimation

Параметр Parameter	Среднее Mean	Среднеквадратичное отклонение Standard deviation	MIN	MAX
Положение водонефтяного контакта, м Position of the oil/water contact, m			-2360	-2410
Общий объём, тыс. м ³ Total volume, thousand m ³			46018	4064690
Общая толщина, м Total thickness, m	10	3	5	15
Доля коллектора, д. ед. Net to Gross ratio, units	0,7	0,08	0,6	0,8
Коэффициент пористости, д. ед. Porosity, units	0,2	0,03	0,15	0,25
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. Oil saturation factor, units	0,68	0,1	0,6	0,75

Параметр Parameter	Среднее Mean	Среднеквадратичное отклонение Standard deviation	MIN	MAX
Объёмный коэффициент, д. ед. Formation volume factor, units	0,8	0,05	0,7	0,9
Плотность нефти, т/м ³ Oil density, t/m ³	0,849	0,05	0,7	0,9
Коэффициент извлечения нефти, д. ед. Oil recovery factor, units	0,3	0,05	0,2	0,4
Газосодержание, м ³ /т Gas content, m ³ /t	126,9	30	50	150

Объёмный метод подсчёта ресурсов / запасов

При оценке ресурсного потенциала структуры был использован объёмный метод подсчёта ресурсов нефти. При расчёте геологических m_{geo} и извлекаемых m_{rec} ресурсов нефти производится многократное произведение общего объёма залежи BV на различные коэффициенты (7–8). Геологические VG_{geo} и извлекаемые VG_{rec} ресурсы попутного газа также рассчитываются путём перемножения соответствующих ресурсов нефти на газосодержание (9–10). Каждый из коэффициентов является независимой переменной, которую можно представить в виде непрерывной функции распределения.

$$m_{geo} = BV \cdot NTG \cdot \phi \cdot S_o \cdot FVF \cdot \rho_o \quad (7)$$

$$m_{rec} = m_{geo} \cdot RF \quad (8)$$

$$VG_{geo} = m_{geo} \cdot R_S \quad (9)$$

$$VG_{rec} = m_{rec} \cdot R_S \quad (10)$$

Общий объём залежи. Различают два основных типа залежей: массивные и пластовые. Массивной называется та залежь, в которой непроницаемой является только покрывка. Внутренние пропластки внутри такой залежи гидродинамически связаны между собой.

Общий объём залежи BV зависит от геометрии пласта, его толщины H и положения контакта углеводорода с водой WC . Кровля пласта-коллектора структуры X была определена по данным геофизических исследований. Для простоты расчёта

неопределённость, связанная с точностью картирования кровли пласта, не учитывается.

Учитывая степень заполнения ловушки месторождений-аналогов, предполагается наиболее вероятным заполнение залежи на половину. Учитывая замыкающую изолинию пласта (spill point), положение контакта описывается усечённым нормальным распределением (11). Толщина пласта была определена по данным гидродинамических исследований на близлежащих месторождениях и также описывается усечённым нормальным распределением (12).

$$WC = Trunc. Norm. Inv \quad (10)$$

$$(\mu_{WC}, \sigma_{WC}^2, WC_{min}, WC_{max})$$

$$H = Trunc. Norm. Inv \quad (11)$$

$$(\mu_H, \sigma_H^2, H_{min}, H_{max})$$

Было проведено 100000 симуляций определения общего объёма залежи, в результате была получена гистограмма, представленная на рис. 2. Среднее значение полученной величины равно $\mu_{BV} = 635,6$ млн м³, стандартное отклонение $\sigma_{BV} = 400,0$ млн м³.

Полученный в результате симуляции общий объём залежи BV был аппроксимирован различными функциями распределения (рис. 3). Суммарная ошибка наименьшая у гамма-распределения. Следовательно, для моделирования функции распределения общего объёма залежи пластового типа с двумя параметрами рекомендуется использовать гамма-функцию распределения как дающую меньшую погрешность.

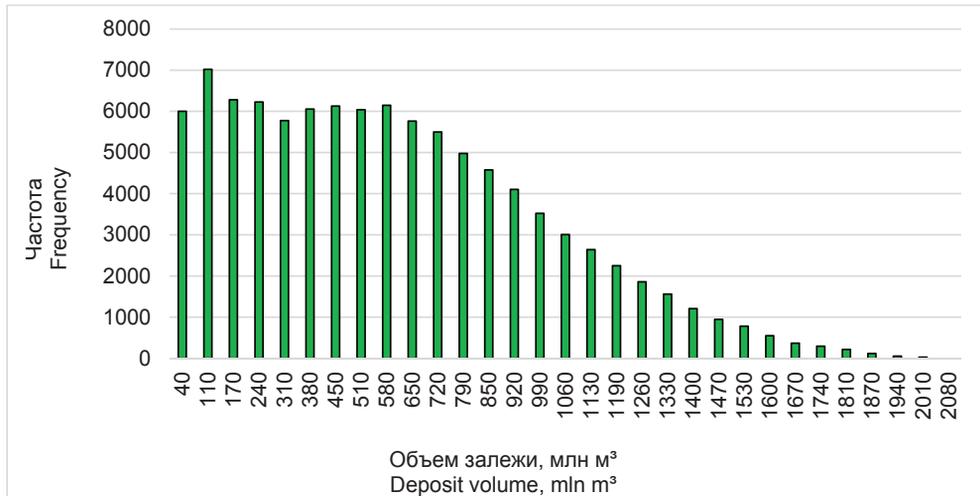


Рисунок 2. Гистограмма распределения общего объема залежи BV
Figure 2. Distribution histogram of the BV deposit total volume

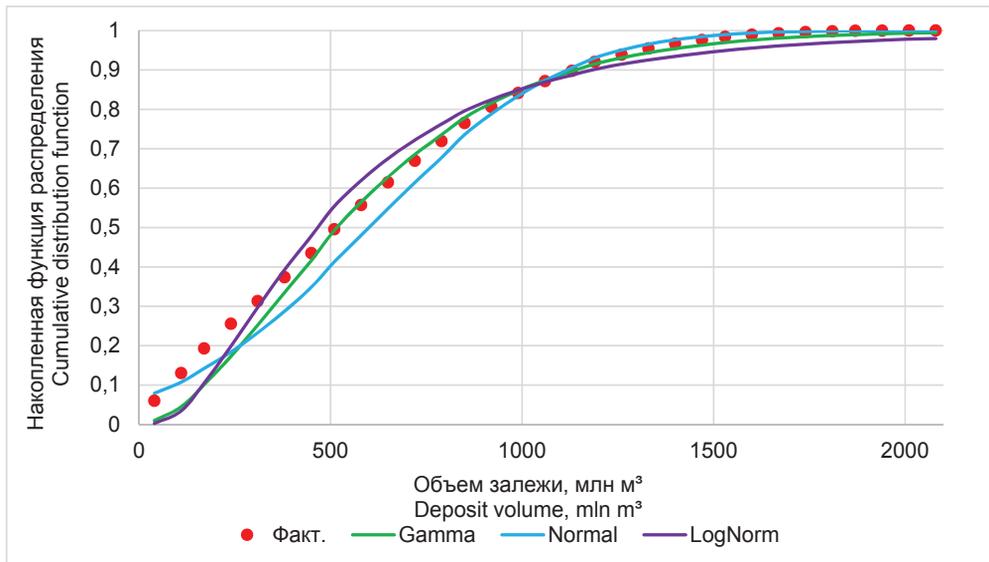


Рисунок 3. Аппроксимация общего объема залежи BV различными функциями распределений
Figure 3. Approximation of BV total bulk volume distribution by various distribution functions

Аналитический метод вероятностного подсчета ресурсов

При подсчете ресурсов объемным методом производится перемножение переменных между собой. Для аналитического расчета используется произведение двух независимых случайных величин. Пусть имеются две случайные величины X и Y со средним значением μ_X и μ_Y и дисперсиями $Var(X)$ и $Var(Y)$. Тогда произведение этих величин будет являться также случайной

величиной со средним значением и дисперсией показанными в уравнениях (1) и (12).

$$\mu_{X \cdot Y} = \mu_X \cdot \mu_Y \quad (12)$$

Далее последовательно перемножается каждая следующая переменная на результат перемножения предыдущих переменных. Вначале рассчитывается эффективный объем залежи (13, 14). После рассчитывается поровый (15, 16) и нефте-

насыщенный объёмы залежи (17, 18). Полученный нефтенасыщенный объём залежи перемножается на коэффициент усадки нефти, что даёт геологические ресурсы нефти в объёмных единицах (19, 20). Перемножив величину на плотность нефти, получают геологические ресурсы нефти в массовых единицах (21, 22). Извлекаемые ресурсы равны произведению геологических ресурсов нефти и коэффициента извлечения нефти (23, 24). И, наконец, геологические и извлекаемые ресурсы попутного газа равны произведению соответствующих ресурсов нефти на газосодержание (25, 26).

$$\mu_{NV} = \mu_{BV} \cdot \mu_{NTG} \quad (13)$$

$$\sigma_{NV}^2 = \sigma_{BV}^2 \cdot \sigma_{NTG}^2 + \mu_{BV}^2 \cdot \sigma_{NTG}^2 + \mu_{NTG}^2 \cdot \sigma_{BV}^2 \quad (14)$$

$$\mu_{PV} = \mu_{NV} \cdot \mu_{por} \quad (15)$$

$$\sigma_{PV}^2 = \sigma_{NV}^2 \cdot \sigma_{por}^2 + \mu_{NV}^2 \cdot \sigma_{por}^2 + \mu_{por}^2 \cdot \sigma_{NV}^2 \quad (16)$$

$$\mu_{HCPV} = \mu_{PV} \cdot \mu_{So} \quad (17)$$

$$\sigma_{HCPV}^2 = \sigma_{PV}^2 \cdot \sigma_{So}^2 + \mu_{PV}^2 \cdot \sigma_{So}^2 + \mu_{So}^2 \cdot \sigma_{PV}^2 \quad (18)$$

$$\mu_{Qgeo} = \mu_{HCPV} \cdot \mu_{FVF} \quad (19)$$

$$\sigma_{Qgeo}^2 = \sigma_{HCPV}^2 \cdot \sigma_{FVF}^2 + \mu_{HCPV}^2 \cdot \sigma_{FVF}^2 + \mu_{FVF}^2 \cdot \sigma_{HCPV}^2 \quad (20)$$

$$\mu_{mgeo} = \mu_{Qgeo} \cdot \mu_{\rho o} \quad (21)$$

$$\sigma_{mgeo}^2 = \sigma_{Qgeo}^2 \cdot \sigma_{\rho o}^2 + \mu_{Qgeo}^2 \cdot \sigma_{\rho o}^2 + \mu_{\rho o}^2 \cdot \sigma_{Qgeo}^2 \quad (22)$$

$$\mu_{VGgeo} = \mu_{mgeo} \cdot \mu_{Rs} \quad (23)$$

$$\sigma_{VGgeo}^2 = \sigma_{mgeo}^2 \cdot \sigma_{Rs}^2 + \mu_{mgeo}^2 \cdot \sigma_{Rs}^2 + \mu_{Rs}^2 \cdot \sigma_{mgeo}^2 \quad (24)$$

$$\mu_{VGrec} = \mu_{mrec} \cdot \mu_{Rs} \quad (25)$$

$$\sigma_{VGrec}^2 = \sigma_{mrec}^2 \cdot \sigma_{Rs}^2 + \mu_{mrec}^2 \cdot \sigma_{Rs}^2 + \mu_{Rs}^2 \cdot \sigma_{mrec}^2 \quad (26)$$

Метод Монте-Карло вероятностно-го подсчёта ресурсов

Для симуляции вероятностного подсчёта ресурсов методом Монте-Карло генерируется двумерный массив случайных чисел размером $\{m, n\}$, где m – число переменных, а n – число симуляций. Затем, используя случайное число массива в качестве значения накопленной функции вероятностного распределения CDF , по-

лучается уравнение (27), решив которое, можно получить переменную. Таким образом, решается обратная задача – нахождение аргумента, зная значение функции.

Например, параметр общего объёма залежи BV зависит от положения контакта и толщины пласта, которые в свою очередь являются переменными, моделируемыми с помощью нормального распределения. Квантиль, или значение переменной с накопленной вероятностью p , может быть выражен через обратную функцию ошибки $\text{erf}^{-1}(p)$. Обратная функция ошибки может быть рассчитана путём разложения в ряд.

$$F_X(x) = \int_{-\infty}^x f_X(t) dt = \text{Rand}(0,1) \quad (27)$$

где f_X – функция плотности распределения случайной величины X .

$$X(p) = \mu + \sigma\sqrt{2} \cdot \text{erf}^{-1}(2p - 1) \quad (28)$$

Нахождение квантилей (значения переменной) гамма-распределения производится методом подбора: принимаются две точки l и r , значение накопленной функции в которых для l меньше p , а для r больше p ($CDF(k, \theta, l) < mp$; $CDF(k, \theta, r) < p$). Затем путём итеративного приближения друг к другу находится такое значение x , для которого выполняется условие $|CDF(k, \theta, x) - p| \leq \text{eps}$, где eps – заданная точность переменной.

Проведя анализ над полученной выборкой, используя формулы из табл. 1, можно получить данные о статистическом распределении функции. Перцентили P10, P50, P90 рассчитываются либо по уравнению (3), используя вероятности 0,9, 0,5 и 0,1, либо путём ранжирования и разбиения множества полученных результатов.

Результаты

Случайная выборка или латинский гиперкуб

Для сравнения методов выборки случайных чисел была выбрана простая функция произведения двух случайных величин вида $Y = X_1 \cdot X_2$. Было проведено 20 расчётов с 10, 100, 1000 и 10000 симуляций, с использованием случайной выборки и с помощью латинского гиперкуба. Затем были рассчитаны ошибки среднего и среднеквадратичного отклонения относительно результатов, рассчитанных аналитическим способом. Результаты расчёта представ-

лены на рис. 4. Как видно из рисунка, латинский гиперкуб во всех вариантах даёт меньшую погрешность, по сравнению со случайной выборкой (около 2 раз). Однако необходимо учитывать, что данный результат связан с несовершенством генератора случайных чисел. В настоящее время большинство генераторов случайных чисел завязаны на алгоритме псевдослучайных чисел, которые, в свою очередь, зависят от текущего такта центрального процессора компьютера.

Аналитическое решение

Формулы для аналитического решения представлены в уравнениях (13–26).

Однако данные уравнения были модифицированы, т.к. в качестве входных данных использовались усечённые распределения. В табл. 4 представлены результаты аналитических расчётов. Полученные результаты использовались для сравнения с результатами, полученными путём симуляции Монте-Карло при разном количестве симуляций.

Таблица 4. Результаты аналитического вероятностного подсчёта ресурсов
Table 4. Results of analytical probabilistic resources estimation

Параметр Parameter	Среднее Mean	Средне- квадратичное отклонение Standard deviation	MIN	MAX	Среднее усе- чённое Truncated mean	Среднеква- дратичное отклонение Truncated standard deviation
Общий объём пород, тыс. м ³ Total rock volume, thousand m ³					635601737	400048056
Доля коллектора, д. ед. Net to Gross ratio, units	0,70	0,08	0,60	0,80	0,70	0,05
Коэффициент пористости, д. ед. Porosity, units	0,20	0,03	0,15	0,25	0,20	0,02
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. Oil saturation coefficient, units	0,68	0,10	0,60	0,75	0,68	0,04
Пересчетный коэффициент, д. ед. Formation volume factor, units	0,80	0,05	0,70	0,90	0,80	0,04
Плотность нефти, т/м ³ Oil density, t/m ³	0,85	0,05	0,70	0,90	0,84	0,04
Геологические ресурсы нефти, тыс. т Geological resources of oil, thousand tons					40186295	26558156
Коэффициент извлечения нефти, д. ед. Oil recovery factor, units	0,30	0,05	0,20	0,40	0,30	0,04
Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т Recoverable oil resources, thousand tons					12055888	8244297

Число симуляций

Были проведены серии расчётов аналитическим методом и методом имитационного моделирования для различного числа симуляций. Для исключения влияния генератора случайных чисел расчёт повторялся 50 раз, каждый раз генерировались новые массивы случайных чисел. Анализировалось среднее значение погрешности при 10, 50, 100, 200, 500, 1000, 10000, 50000 и 100000 симуляций подсчёта ресурсов (табл. 5).

Оценивалась погрешность результатов относительно аналитического решения, которое даёт точный ответ. Увеличение числа симуляций повышает точность вычислений. Кроме того, расчёты чувствительны к генератору случайных чисел, из-за чего возможны случаи, когда большое число симуляций может снизить точность. Эмпирическим путём были получены формулы, с помощью которых можно определить требуемое число симуляций (рис. 5).

Таблица 5. Влияние количества симуляций на ошибку при симуляции Монте-Карло
 Table 5. Effect of the number of simulations on the Monte Carlo simulation error

Параметр Parameter		Аналитическое решение Analytical Solution	Кол-во симуляций Монте-Карло Number of Monte Carlo simulations					
			10	100	1000	10000	50000	100000
1 реализация 1 simulation	Среднее значение извлекаемых ресурсов нефти, тыс. т Mean of recoverable oil resources, thousand tons	12055888	8222317	12273603	11924966	12016274	12071106	12048959
	Среднеквадратичное отклонение извлечённых ресурсов нефти Standard deviation of recoverable oil resources	8244297	5547411	7475631	8107110	8352298	8251386	8190219
	Погрешность данной реализации Error of this implementation	0,0	0,3180	0,0181	0,0109	0,0033	0,0013	0,0006
ИТО- ГИ RE- SULTS	Среднее значение ошибки Average error		0,1582	0,0562	0,0201	0,0055	0,0023	0,0018
	Среднеквадратичное отклонение ошибки Standard deviation of error		0,1363	0,0420	0,0144	0,0044	0,0017	0,0013
	V2		0,7426	0,5582	0,5135	0,6206	0,5843	0,5364

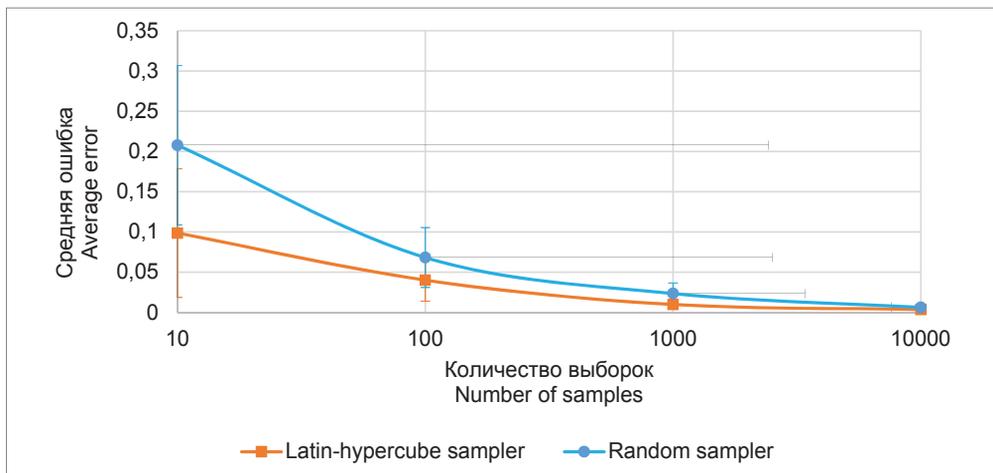


Рисунок 4. Сравнение методов выборки случайного числа
 Figure 4. Comparison of random number sampling methods

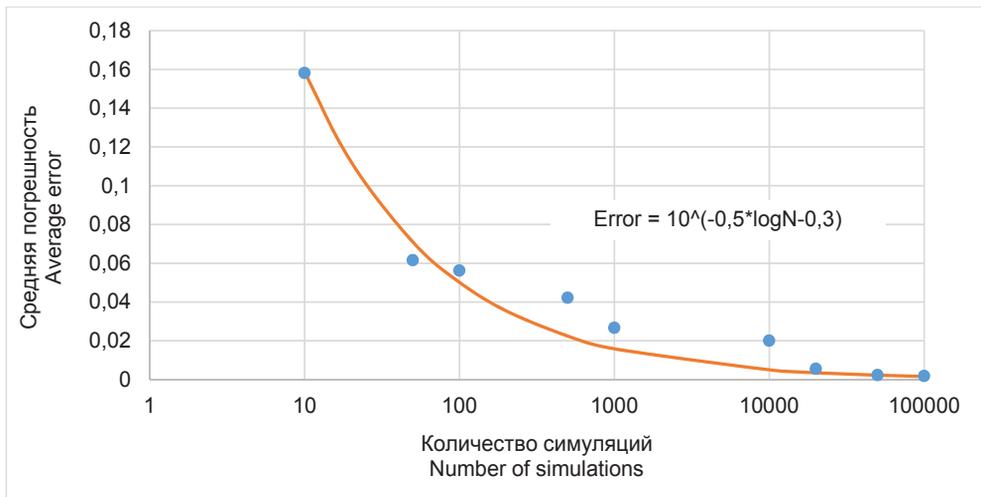


Рисунок 5. Средняя погрешность при разном количестве симуляций
Figure 5. Average error for different number of simulations

Выводы

Аналитический расчёт при вероятностном подсчёте ресурсов позволяет с наименьшими вычислительными затратами найти точную функцию распределения геологических и извлекаемых ресурсов. Однако при использовании аналитического расчёта возникают трудности с выводом формул, а также высокой вероятностью допущения технической ошибки при проведении вычислений.

Симуляция Монте-Карло позволяет приближенно находить решение для сложных функций, в которых может быть большое количество переменных. Точность решения зависит от количества симуляций, однако после определенного порога дополнительное увеличение количества симуляций практически не увеличивает точность расчёта.

Имеющиеся в настоящее время генераторы случайных чисел, основанные на алгоритме псевдослучайных чисел, не являются совершенными. Латинский гиперкуб в качестве метода выбора при определении случайных величин позволяет в

некоторой степени уменьшить влияние генератора случайных чисел. По результатам расчётов, латинский гиперкуб показывал точность большую в среднем в 2 раза, по сравнению с использованием метода случайной выборки. С другой стороны, латинский гиперкуб, в свою очередь, требует дополнительных вычислений, что может быть скомпенсировано большим количеством симуляций с использованием метода случайной выборки.

По результатам работы были выведены формулы, позволяющие определить количество симуляций для получения функций распределения геологических или извлекаемых ресурсов с заданной точностью. Например, если необходима точность порядка 1%, то необходимо проведение порядка 10000 симуляций. В большинстве случаев такой точности, учитывая неопределенность входных данных, будет достаточно. Важным является исключение значимого влияния метода расчёта на итоговый результат, т.е. обеспечение повторяемости результатов.

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. Author declare that he has no competing interests.

REFERENCES

1. Metropolis N, Ulam S. The Monte Carlo Method. *Journal of the American Statistical Association*. 1949;44(247):335–341.
2. Shiryayev AN. Probability. Moscow: Nauka; 1980.
3. Iman RL. Latin Hypercube Sampling. *Wiley StatsRef: Statistics Reference Online*. 2014. doi:10.1002/9781118445112.stat03803.
4. Dekking FM, Kraaikamp C, Lopuhaa HP, Meester LE. *A modern introduction to probability and statistics: understanding why and how*. London: Springer; 2005.
5. Christian W (Particle Physics Group Fysikum University of Stockholm). Hand-book on Statistical Distributions for experimentalists. *Internal Report*. Stockholm; 1996. Report No.: SUF-PFY/96-01.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Садыков Раман Муханович
ORCID 0000-0002-5936-2036
e-mail: r.sadykov@niikmg.kz.

AUTHOR'S INFO

Raman M. Sadykov
ORCID 0000-0002-5936-2036
e-mail: r.sadykov@niikmg.kz.

УДК 662.2

МРНТИ 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

Получена: 09.09.2022.

Одобрена: 02.12.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Научный обзор

Роль индикаторных исследований в определении путей движения пластовых жидкостей в процессе разработки месторождения с трещиноватым коллектором

Б.К. Кодар, К.Б. Асанов, Б.М. Мухтанов, Р.Д. Урымбасаров, А.С. Марданов

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Высокие темпы добычи нефти с применением заводнения, сложные геолого-физические условия карбонатного коллектора месторождения (трещины, разломы) приводят к прогрессирующему обводнению добываемой продукции.

Месторождение имеет значительные запасы нефти и находится на II стадии разработки, средняя обводнённость составляет более 60%, большинство остаточных запасов переходят в категорию трудноизвлекаемых.

В настоящей статье основное внимание уделено определению связей между блоками и практическому применению результатов индикаторного метода исследования с целью определения емкостных и фильтрационных параметров трещиноватых карбонатных пластов. По результатам данного метода исследования было предложено внедрение дополнительных технологий по улучшению существующей системы разработки.

Ключевые слова: трещиноватые коллекторы, трассерное исследование, индикаторные исследования, проницаемость, межблоковая сообщаемость.

Как цитировать:

Кодар Б.К., Асанов К.Б., Мухтанов Б.М., Урымбасаров Р.Д., Марданов А.С. Роль индикаторных исследований в определении путей движения пластовых жидкостей в процессе разработки месторождения с трещиноватым коллектором // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 45–54. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

UDC 662.2

CSCSTI 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

Received: 09.09.2022.

Accepted: 02.12.2022.

Published: 27.12.2022.

Review article

The indicator study role in determining path of motion of formation fluids in the development of a fractured reservoir field

Bakhytgul K. Kodar, Karim B. Assanov, Baqytzhan M. Mukhtanov, Rustem D. Urymbassarov, Altynbek S. Mardanov

Atyrau branch of KMG Engineering LLP, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

The high rate of oil production with the use of water flooding, complex geological and physical conditions of the carbonate reservoir of the deposit (fractures, faults) lead to progressive watering of the extracted products.

The field has considerable oil reserves and is at the development stage II, the average water cut is more than 60%, most of the remaining reserves pass into reserves difficult to recover category. This article focuses on determining relations between blocks and practical application of the results of indicator study method in order to determine the porosity and permeability properties of fractured carbonate formations. According to this study method, the introduction of complementary technologies to improve the existing development system was proposed.

Keywords: *fractured reservoirs, tracer study, indicator studies, permeability, inter-block reservoir connectivity.*

To cite this article:

Kodar BK, Assanov KB, Mukhtanov BM, Urymbassarov RD, Mardanov AS. The indicator study role in determining path of motion of formation fluids in the development of a fractured reservoir field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):45–54. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

ӨОЖ 662.2

ГТАХР 52.47.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

Қабылданды: 09.09.2022.

Мақұлданды: 02.12.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Ғылыми шолу

Жарықшақты коллекторлы кен орнын игеру барысындағы қойнауқаттағы сұйықтықтардың қозғалу жолын анықтаудағы индикаторлық зерттеулердің рөлі

Б.Қ. Қодар, К.Б. Асанов, Б.М. Мухтанов, Р.Д. Урымбасаров, А.С. Марданов
ҚМГ Инжиниринг Атырау Филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Су айдау арқылы мұнайды қарқынды өндіру, кен орнының карбонатты коллекторының (жарықшақтар, жарылымдар) күрделі геолого-физикалық жағдайы өндіріліп жатқан өнім құрамындағы судың артып отыруына әкеледі. Кен орнының қоры айтарлықтай және игерудің II-сатысында, орташа сулануы 60%-дан жоғары, көптеген қалдық қорлар қиын өндірілетін категорияға өтіп жатыр. Осы мақалада блоктардың арасындағы байланысты анықтауға және жарықшақты карбонатты қойнауқаттардың сүзгіштік және сақтағыштық параметрлерін анықтау барысында индикаторлық әдіспен зерттеудің нәтижелерін практикада қолдануға аса мән берілді. Аталған әдістің нәтижелері бойынша игерудің қолданыстағы жүйесін жетілдіру үшін қосымша технологияларды енгізу ұсынылды.

Негізгі сөздер: жарылған коллекторлар, трассерлік зерттеу, индикаторлық зерттеулер, өткізгіштік, блокаралық байланыс.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қодар Б.Қ., Асанов К.Б., Мухтанов Б.М., Урымбасаров Р.Д., Марданов А.С. Жарықшақты коллекторлы кен орнын игеру барысындағы қойнауқаттағы сұйықтықтардың қозғалу жолын анықтаудағы индикаторлық зерттеулердің рөлі // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 45–54 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108596>

Введение

Сложное структурное строение месторождения, осложненное взбросами и разломами, является результатом тектонических напряжений, приведших к образованию и значительному распространению трещин в коллекторе. Наличие трещин подтверждается исследованиями кернового материала, внутрискважинными электрическими микроимиджерами.

Структура по кровле КТ-I месторождения представляет собой приразломную массивную карбонатную брахиантиклинальную складку, осложненную двумя локальными вершинами: южной и северной.

Современное представление о разработке месторождения тесно связано с цифровыми гидродинамическими моделями, которые позволили значительно улучшить процесс прогнозирования показателей разработки, изучение процесса фильтрации и механизма воздействия на пласты. Но все же перед инженерами стоит очень много задач в интерпретации и понимании геологических сложностей при разработке месторождений с тяжело извлекаемыми запасами. Например, межблоковая сообщаемость при блоковом строении может значительно изменить стратегию разработки при размещении сетки скважин. При изучении самих разломов учитывают амплитуду сбросов, литологию и происхождение разломов.

Разломы можно определить при помощи сейсмических исследований, гидродинамических исследований скважин или же путем корреляции, изучив условия отложения пород на начальном этапе разработки. Однако оценить, насколько разломы влияют на гидродинамику пластовых жидкостей, не совсем просто. Обычно пути движения пластовых жидкостей и изменение пластового давления можно увидеть по сейсмическим исследованиям 4D. Но чем глубже залежь и чем больше неоднородность геологических отложений, тем сложнее интерпретация сейсмических волн.

Материальный баланс также может дать определенную информацию о сообщаемости блоков с учетом энергетического состояния залежей, но при одинаковой сетке размещения скважин и схожих фильтрационно-емкостных свойств. Однако определенно ответить на этот вопрос затруднительно.

Технология определения путей движения пластовых жидкостей

В определенных случаях закачка индикаторов не только исчерпывающе демонстрирует связь между блоками, но и показывает эффективность заводнения, пути движения закачиваемой воды и связь нагнетательных скважин с добывающими скважинами, высокопроницаемые и низкопроницаемые зоны в исследуемом районе [2].

Основными нужными показателями в трассерных исследованиях являются:

- свойства индикаторного агента;
- объем закачки и концентрация трассера в нагнетательной скважине;
- скорость достижения трассера добывающей скважины;
- концентрация выявляемого индикатора во времени и максимумы концентрации;
- объем добытого трассера в добывающих скважинах;
- режим работы нагнетательных и добывающих скважин [1].

Идеальный индикатор не должен перемешиваться с пластовой жидкостью и породой, нейтрально отражать вектор движения нагнетаемой воды за счет конвекции и адсорбции. Анализируя объем добытого индикатора, необходимо принимать во внимание следующие факторы:

- концентрация индикатора будет падать по мере удаления от нагнетательной скважины, в зависимости от эффективности зонального и послыйного вытеснения;
- при одновременной работе нескольких добывающих и нагнетательных скважин, что является действительным практически для любого случая, действует метод суперпозиции.

Анализ трассерного исследования на карбонатном месторождении на западе Казахстана

В качестве примера можно рассмотреть трассерное исследование, проведенное в 2021 г. на одном из месторождений Западного Казахстана.

Закачка производилась по 4 нагнетательным скважинам (601, 604, 607, 609), по северной и южной частям южного свода, пробы отбирались из скважин 409, 426, 456, 507, 509, 511, 513, 517, 522, 527, 530, 531, 535, 408, 451, 534, 603 (рис. 1).

Всего по добывающим скважинам в сумме было добыто до 1,29% закачанного индикатора в исследуемых добывающих скважинах в течение исследуемого периода (30 дней), подтверждающая существование микротрещин. Для полного понимания и анализа отбор проб должен проводиться намного продолжительнее (больше года) до выявления большей части закачанного индикатора и желательно во всех скважинах одного участка.

Максимальное расстояние, преодоленное индикатором в течение 30 дней, составляет ~4,9 км (с севера к югу исследуемого региона – прямое расстояние между скважинами 604 и 451). Максимальная скорость¹ индикатора составила 3900 м/сут (появление небольшой концентрации закачанного индикатора из скважины 604 в скважину 26 в первые сутки. Расстояние – ~3900 м).

Быстрое достижение добывающей скважины индикатором и небольшой извлеченный объем указывают на множество небольших микротрещин в исследуемом участке.

Движение индикаторов скважин 604 и 607 в противоположных направлениях (с севера на юг и с юга на север) указывает на множество «параллельных» микроканалов.

Индикатор скважины 604 был выявлен во всех исследуемых добывающих скважинах. Относительно быстрый промежуток времени достижения индикаторов добывающих скважин четко указывает на существование сети микротрещин между северной и южной зонами исследования от южного свода. При этом возникает вопрос: по какому определенному пути перемещаются индикаторы, если скважины, расположенные посередине пути (515, 407А, 516, 519, 522), не обводнились, либо обводненность небольшая, а остальные скважины (606, 455, 608, 453) являются нагнетательными, т.е. создают положительное давление в радиусе закачки?

Используя закон Дарси для однородного пласта с усредненными значениями свойств пласта и жидкостей, можно охарактеризовать изменение давления по радиусу дренирования/закачки для добывающей и нагнетательной скважин (рис. 2). Согласно этой диаграмме изменения давления с учетом принятых значе-

ний, на расстояниях больше 200 м градиент изменения давления минимален. При нынешних расстояниях между скважинами в пределах 500–600 м и в присутствии микротрещин вдали от скважин влияние этих скважин снижается значительно. Следовательно, концентрация микротрещин, возможно, расположена в радиусе 200–500 м от нагнетательных скважин 608, 455, 606 и добывающей скважины 517, по направлению с севера на юг, параллельно геологической складке.

Индикатор скважины 607 также подтверждает вышесказанное, но противоположное направление движения жидкостей указывает на множество параллельных трещин в районе указанных выше скважин.

Принимая во внимание глубину залегания пласта и выявление трассеров в добывающих скважинах, определено, что движение трассеров происходит в изменности пласта, и гравитационные силы играют весомую роль (сравнение текущих отборов, потокометрии нагнетательных и добывающих скважин, глубина залегания пласта). По потокометрии можно отметить обводнение только нижних пропластков горизонта КТ-I, несмотря на неравномерную приемистость пластов. Это говорит об относительно сопоставимом значении (соотношении) вертикальной проницаемости с горизонтальной.

Анализируя распределение скоростей движения трассеров, было выявлено, что вектор скоростей сходится с направлением изменности пласта (восточная часть исследуемой зоны – район скважин 517, 606, 455, 608) и углом наклона пластов, подчеркивая значение гравитационных сил в разработке месторождения совместно с трещинами (рис. 2).

В совокупности это свидетельствует о том, что закачка и отбор (процесс разработки) в той или иной степени контролируются направлением и концентрацией трещин в зависимости от расположения скважин.

Заключение

Результаты трассерных исследований предоставили ценную информацию о сложном геологическом строении горизонта, а именно отсутствии полной изолированности тектонических нарушений. Также получена информация о наличии высоко-

¹ Скорость рассчитана по формуле $v = l/t$, где l – расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной, м; t – время движения индикатора от нагнетательной к добывающей скважине по одному каналу, сут.

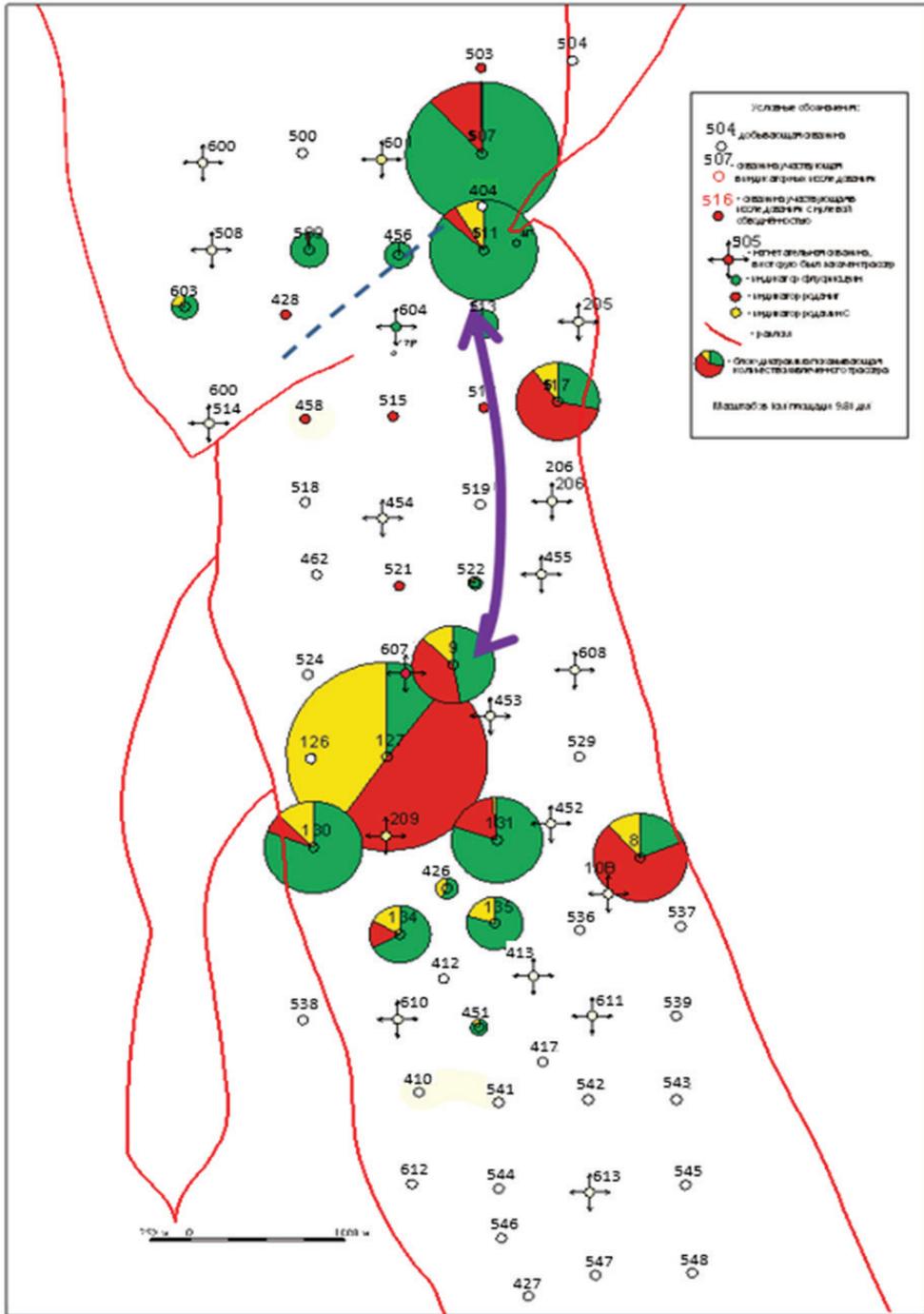
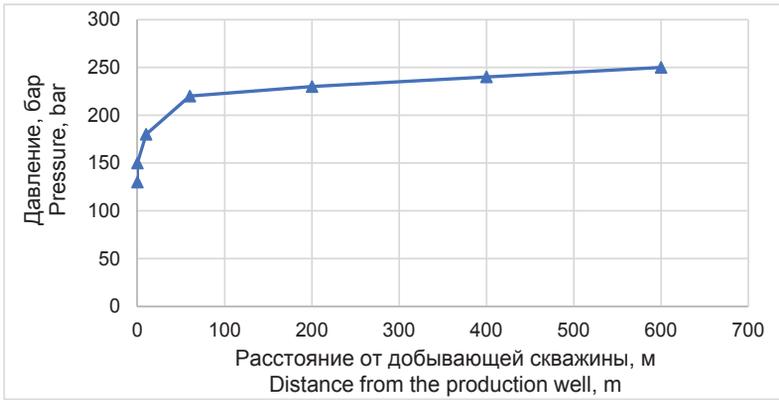
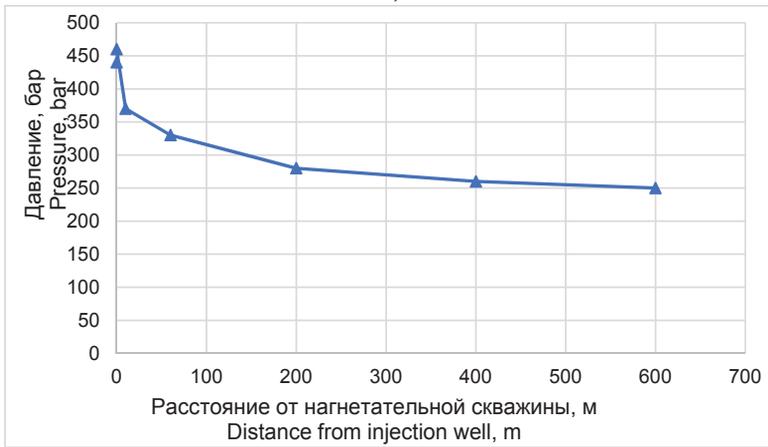


Рисунок 1. Распределение зафиксированных индикаторов по объему
Figure 1. Distribution of fixed indicators by volume



а)



б)

**Рисунок 2. Изменение давления
Figure 2. Change in pressure**

а) по радиусу дренирования / by drainage radius; б) по радиусу нагнетания / by injection radius

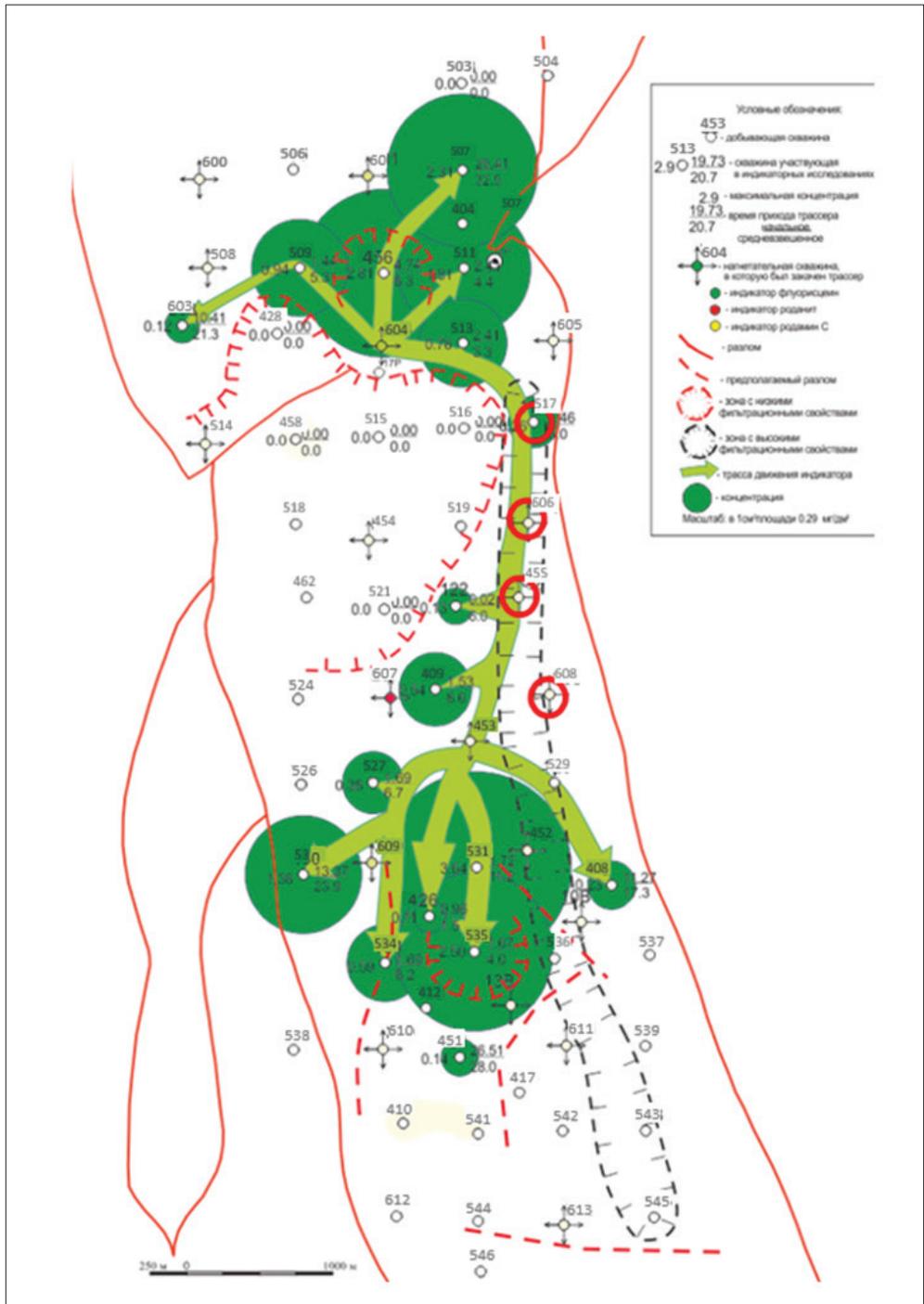


Рисунок 3. Распределение зафиксированных индикаторов по объему с векторными направлениями закачиваемой жидкости
Figure 3. Distribution of fixed indicators by volume with vector directions of the injected fluid

проницаемых каналов (трещин) и «суперколлекторов», стремлении закачиваемой воды в основном в искусственные промытые каналы и естественные трещины, не задействуя матрицу породы, что даёт понимание о необходимости улучшения действующей системы разработки, в частности, системы поддержания пластового давления (далее – ППД) и в последующем выбора методов интенсификации добычи.

Из-за прорыва закачиваемой воды не удавалось обеспечивать эффективное ППД и вытеснение нефти. Значительное количество углеводородов остается в блоках, матрицах в виде остаточной нефти. Закачанная в пласт вода продвигается к добывающим скважинам по всей объемной сетке трещин. В качестве альтернативного метода увеличения нефтеотдачи рассматривалась закачка в обводненные пласты полимер-дисперсных систем, которые создали бы благоприятные условия для увеличения коэффициента охвата. Для этого предлагалось циклически закачивать комбинацию с другими реагентами (поверхностно-активными кислотами, кислотами, растворителями и др.).

После анализа проведенных трассерных исследований, который указал на широко распространенную систему трещин и отсутствие эффективного вытеснения за счет быстрых прорывов воды по системе трещин в добывающие скважины, а также

скрининга в подборе метода интенсификации добычи был выбран и внедрен метод нестационарного заводнения. Учитывая, что на данном месторождении фонд нагнетательных скважин не менялся на протяжении последних несколько лет, следствием стало то, что система вскрытых трещин сильно обводнена. Вовлечение в разработку запасов подобных матричных блоков в текущих условиях коллектора возможно при нестационарном заводнении, суть которого заключается в поочередном пуске-остановке нагнетательных скважин при постоянной работе добывающих скважин. В ходе реализации нестационарного заводнения используются результаты анализа трассерных исследований: степень влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины, наличие высоко- или низкопроводимых каналов фильтрации, что дает возможность планировать цикл закачки.

Таким образом, трассерное исследование приобретает определяющее значение при разработке месторождений с осложненными взбросами и разломами, коллекторы которых характеризуются матричной системой с низкой проницаемостью, где содержатся запасы углеводородов с трещинами высокой проницаемости, по которым происходит фильтрация жидкости.

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: Кодар Б.К. Урымбасаров Р.Д., Мухтанов Б.М., Асанов К.Б. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования концепция исследования, его проведение и редактирование рукописи; Марданов А.С. – общее руководство.

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. Bakhytgul K. Kodar, Rustem D. Urymbassarov, Baqytzhan M. Mukhtanov, Karim B. Assanov – acquisition, analysis, interpretation of data for the work conception of the work, drafting and revising the work, Altynbek S. Mardanov – general management.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. Москва : Недра, 1986. 157 с.
2. Tayyib D, Al-Qasim A, Kokal S, et al. Overview of Tracer Applications in Oil and Gas Industry. SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference; 2019 Oct 13–16; Mishref, Kuwait. Paper Number: SPE-198157-MS.

REFERENCES

1. Sokolovskiy EV, Solovyev GB, Trenchikov YI. *Indicator methods of studying oil and gas strata*. Moscow: Nedra; 1986. 157 p.
2. Tayyib D, Al-Qasim A, Kokal S, et al. Overview of Tracer Applications in Oil and Gas Industry. SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference; 2019 Oct 13–16; Mishref, Kuwait. Paper Number: SPE-198157-MS.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Кодар Бакытгуль Картпамбеткызы**

e-mail: b.kodar@kmge.kz.

Асанов Карим Балхашевич

e-mail: k.asanov@kmge.kz.

Мухтанов Бакытжан Маратович

e-mail: b.mukhtanov@kmge.kz.

Урымбасаров Рустем Джанбулатович

e-mail: r.urymbasarov@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Bakhytgul K. Kodar**

e-mail: b.kodar@kmge.kz.

Karim B. Assanov

e-mail: k.asanov@kmge.kz.

Baqytzhan M. Mukhtanov

e-mail: b.mukhtanov@kmge.kz.

Rustem D. Urymbassarov

e-mail: r.urymbasarov@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27

<https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

Received: 05.10.2022.

Accepted: 11.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

A pragmatic approach to polymer flooding to accelerate field implementation

Antoine THOMAS

Independent consultant, France

ABSTRACT

Background: Polymer flooding is a well-known enhanced oil recovery technique which can increase recovery factors in mature oilfields above 10% of the oil originally in place. Despite a lengthy history and many published field cases, the speed of deployment is still rather slow. With the need to boost energy production while minimizing energy wastes and carbon emissions, considering this technique known to reduce water usage and accelerate oil recovery should be a must.

Aim: This short publication aims at providing guidelines to accelerate deployment of polymer injection in various oilfields and a couple of pragmatic approaches recognizing the need for field data instead of poorly constrained simulations or incomplete laboratory studies.

Materials and methods: After a brief review of the technique and current implementation workflows, we will discuss new approaches to foster the deployment of injection pilots by showing how polymer injection can reduce emissions and energy wastes while accelerating oil production.

Results: We provide a different perspective on polymer injection with pragmatic tools and ideas showing that going to the field fast provides more information than any laboratory study.

Conclusion: Given the current need for mitigating oil production declines, polymer flooding is a technique of choice which can be deployed fast if basic criteria explained in this paper are met

Keywords: *polymer flooding, incremental oil, energy savings, efficiency, CO₂.*

To cite this article:

Thomas A. A pragmatic approach to polymer flooding to accelerate field implementation. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):55–67. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

УДК 622.276

МРНТИ 52.47.27

<https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

Получена: 05.10.2022.

Одобрена: 11.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Прагматичный подход к ускоренному внедрению полимерного заводнения на месторождениях

Антуан Тома

Независимый консультант, Франция

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Полимерное заводнение является широко известным методом увеличения нефтедобычи, который позволяет повысить коэффициент извлечения нефти на зрелых месторождениях более чем на 10% от объема первоначально добытой нефти. При этом, несмотря на продолжительную историю и множество опубликованных примеров из практики, темп внедрения метода по-прежнему довольно медленный. Принимая во внимание необходимость увеличения производства энергии при одновременном сведении к минимуму потерь энергии и выбросов углекислого газа, рассмотрение этого метода, который, как известно, позволяет сократить использование воды и значительно ускорить добычу нефти, должно быть обязательным.

Цель. В данной статье поставлена задача предложить рекомендации по ускоренному внедрению закачки полимеров на различных месторождениях и предложить пару прагматичных подходов, учитывающих необходимость использования промысловых данных вместо недостаточно точного моделирования или неполных лабораторных исследований.

Материалы и методы. Работа рассматривает новые подходы к стимулированию разветвления пилотных проектов по закачке, демонстрирующие, каким образом закачка полимеров может сократить выбросы и энергетические потери при одновременном ускорении добычи нефти.

Результаты. В работе рассмотрен несколько иной взгляд на метод закачки полимеров с применением прагматичных инструментов и идей, показывающих, что оперативный выезд на месторождение позволяет получить больше информации, чем любые лабораторные исследования.

Заключение. Принимая во внимание актуальную потребность в сдерживании падения добычи нефти, полимерное заводнение является наиболее предпочтительным методом, который может быть оперативно внедрен при соблюдении базовых критериев, изложенных в данной статье.

Ключевые слова: полимерное заводнение, прирост нефтедобычи, экономия энергии, эффективность, CO₂.

Как цитировать:

Тома А. Прагматичный подход к ускоренному внедрению полимерного заводнения на месторождениях // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 55–67. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

622.276

ГТАХР 52.47.27

<https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

Қабылданды: 05.10.2022.

Мақұлданды: 11.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Кен орындарда полимерлі суландыруды жедел енгізуге прагматикалық тәсіл

Антуан Тома

Тәуелсіз кеңесші, Франция

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Полимерлі суландыру – бұл жетілген кен орындарында мұнай өндіру коэффициентін бастапқы өндірілген мұнай көлемінің 10%-нан астам арттыруға мүмкіндік беретін мұнай өндіруді ұлғайтудың кеңінен танымал әдісі. Бұл ретте, ұзаққа созылған тарихқа және тәжірибеден жиналған көптеген жарияланған мысалдарға қарамастан, әдісті енгізу қарқыны әлі де баяу. Энергия шығыны мен көмірқышқыл газының шығарындыларын азайта отырып, энергия өндірісін ұлғайту қажеттілігін ескере отырып, суды пайдалануды азайтуға және мұнай өндіруді айтарлықтай жылдамдатуға мүмкіндік беретін осы әдісті қарастыру міндетті болуы тиіс.

Мақсат. Бұл мақалада әртүрлі кен орындарында полимерлерді айдауды жеделдетіп енгізу бойынша ұсыныстар беру және жеткіліксіз дәл үлгілеу немесе толық емес зертханалық зерттеулердің орнына кәсіпшілік деректерді пайдалану қажеттілігін ескеретін бірнеше прагматикалық тәсілдерді ұсыну міндеті қойылған.

Материалдар мен тәсілдер. Жұмыс полимерлерді айдау мұнай өндіруді жеделдету кезінде шығарындылар мен энергия шығындарын қалай азайтатынын көрсететін айдау пилоттық жобаларын күшейтуді ынталандырудың жаңа тәсілдерін қарастырады.

Нәтижелер. Жұмыста прагматикалық құралдар мен идеяларды қолдана отырып, полимерлерді айдау әдісіне сәл өзгеше көзқарас қарастырылған, бұл кен орнына жедел шығу кез-келген зертханалық зерттеулерге қарағанда көбірек ақпарат алуға мүмкіндік береді.

Қорытындылар. Мұнай өндірудің құлдырауын тежеудің өзекті қажеттілігін ескере отырып, полимерлі суландыру осы мақалада көрсетілген базалық критерийлерді сақтай отырып, жедел енгізілуі мүмкін ең қолайлы әдіс болып табылады.

Негізгі сөздер: полимерлі суландыру, мұнай өндірудің өсуі, энергияны үнемдеу, тиімділік, CO₂.

Дәйексөз келтіру үшін:

Тома А. Кен орындарда полимерлі суландыруды жедел енгізуге прагматикалық тәсіл // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, №. 55–67 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108617>

Introduction

The challenging energy context with skyrocketing prices is forcing several countries to revisit their strategies and investments. As for oil, which remains a major raw material and source of energy, the lack of investments in exploration and the slow speed of the industry will not help alleviate the concerns over the stability of societies and economies in the upcoming years. Interestingly enough, solutions exist to maintain decent production plateaus and tap into existing and well-defined resources, but they are still barely considered. These solutions can be grouped under the umbrella of enhanced oil recovery techniques to recover more oil from existing reservoirs [1]. It is less risky and capital-intensive than exploration and has the potential to recover large volumes of bypassed oil from known and already exploited fields. One of these techniques is the injection of viscous water known as polymer flooding [2]. It helps improve the displacement of oil in reservoirs with heterogeneities and/or a mobility contrast between water and oil [3, 4]. The number of field realizations is steadily increasing with countries like China, India [5] and Argentina [6] leading the way in terms of incremental production. In Kazakhstan, 3 projects are successfully demonstrating the benefits of this approach in Nuraly, Zaburunie and Kalamkas oilfields [7–10]. But the speed of deployment remains relatively modest despite these successes and the need to slow the decline of global oil production while developing alternative sources of energy. In this short paper, we will try to address several questions regarding the deployment of polymer flooding and the remaining challenges, while providing a series of guidelines to accelerate the deployment of this technique in maturing oilfields.

Technical vs. economic efficiency, is there a conundrum?

We can reasonably say that polymer flooding is a mature technique with a relatively large envelope of application and low risks of failure [the risks are known and can be mastered]. Polymers are now injected in high temperature, low permeability, and high salinity reservoirs [11, 12]. The degradation issues can be well accounted for and prevented and, eventually, the only remaining challenge remains the adsorption of molecules on the rock which can highly delay oil recovery and jeopardize the

economics of the project, without any easy mitigating option. Given the technical and economic successes of many projects around the world, one can wonder why this approach is not used more often to improve oil recovery in an era with dramatically low exploration budgets? Why is water flooding still the most common technique despite its low recovery efficiency?

The answers are numerous and complex, but one that seems to stand out and rank first in all projects is an economic one: profitability. The development decision and choice of a technology, especially waterflooding, is first dictated by how much money can be made, and how fast. This is generally measured by considering parameters such as discounted cash flow or net present value, NPV. The issue is that a large NPV is not necessarily synonymous with a maximum recovery efficiency and, worse, it can be energetically unfavorable [13–15].

Considering the case of water injection [13–18], have shown using the exergy concept that there is a direct correlation between the CO₂ intensity of the oil production by water injection and field water cut. Above water cuts of 90%, a large fraction of the energy obtained from oil is used in handling the injected and produced water, which also leads to large amounts of CO₂ emission [19]. In short, above 90% water-cut, the exergy to handle large volumes of water and little oil increases dramatically.

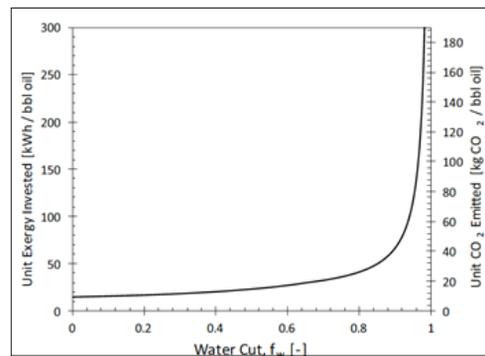


Figure 1. Unit exergy consumed, and CO₂ emitted as functions of water cut for the water injection case

The authors have compared the exergy for waterflooding and polymer flooding and show that the project time-averaged energy invested to produce one barrel of oil from polymer flooding is smaller than that of the

prolonged water flooding because of handling of large water volumes. In other words, considering polymer flooding [early in the life of the field) helps save money, energy and CO₂ on the long term. Also, for mature fields, a decrease of water cut below 80% can really help decrease the energy wasted and CO₂ emissions given the exponential profile of the exergy curve, as shown on Figure 1. In that case, one can see that polymer injection (when it impacts the water cut) can be beneficial to maximize oil recovery while minimizing energy wastes and CO₂ emissions.

Waterflooding is very often considered for two simple reasons: water is available almost everywhere and is relatively cheap to “process”. Considering the current average recovery factor in the world (between 30 and 40%), we can reasonably say that water injection has generally not been considered for its ability to maximize oil recovery, but rather because of its cost and simplicity. The issue is that, by considering the reservoir engineering principles and the experience from decades of hydrocarbon production [20–22], we know that water injection will undoubtedly end up with early field shut-in, or with the production of a couple of barrels of oil drowned in an ocean of produced water. By not investing into efficient oil recovery techniques at the beginning, we pay a higher price later in the life of the field. Higher price because it is not easy to mitigate the damages

of early breakthrough or fingering once the water cut has reached high values. But with a more viscous water for instance, it is possible to greatly delay the issues linked to water production and handling while maximizing the recovery and energy use.

For future developments, it will be necessary to better balance the oil recovery and energy efficiency with profitability, for oilfield development is a long-term game, for all stakeholders. Not investing in a disciplined and technically sound approach will result in spending more money in attempting to fix a predictable problem. Because, eventually, money will be spent.

What is a good candidate for polymer injection?

To make it simple, a good candidate for polymer injection is any field with:

- An on-going or planned water injection;
 - A low recovery factor and/or zones with high remaining oil saturation
- An oil saturation above residual is required for polymer flooding to be technically and economically efficient. This is often the case if the field:
- Is at the early stage of development,
 - Presents a high oil/water viscosity contrast, and/or;
 - Presents heterogeneities.

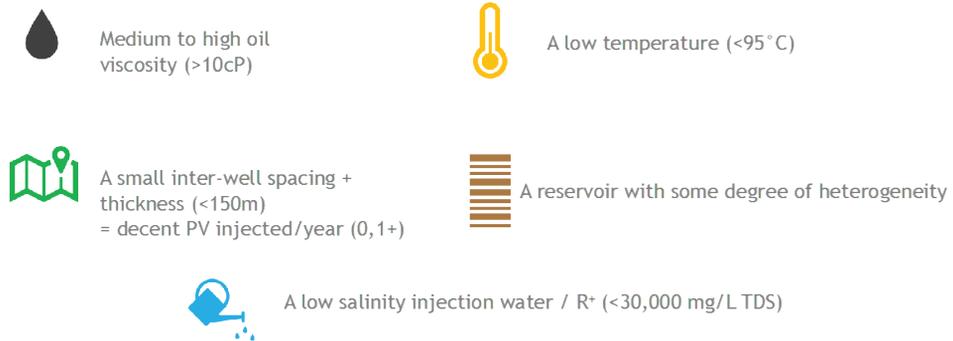


Figure 2. An illustration summarizing the "easy" conditions for a technical and economic success

To quickly screen a large portfolio and focus on the best candidates, we propose to consider several parameters to rank them from high potential of success (technical and economic) to low potential (Figure 2). The parameters considered are:

- Current recovery factor (%), using the median or average (since zones in the

field can have high recovery factors while other remain unswept);

- Current reservoir temperature (Celsius);
- Injection water salinity (g/L);
- Reservoir thickness (m);
- Average spacing between injectors and producers (m);

- Permeability (mD);
- Pore volume injectable per year (PVinj/year, %);
- Dykstra Parson coefficient;
- Mobility ratio.

Table 1 and Figure 3 show an example of plot for two extreme cases, hard and easy. This Polymer Web Ranking chart (Figure 2) allows a quick visualization of the potential of several fields.

Table 1. Parameters and values used to illustrate the quick ranking process using a Web graph

Parameters	Good candidate for PF	Hard	Easy
Current recovery factor, %	Should be low = high oil saturation	0,55	0,05
Current temperature, C	The lower, the less expensive the chemistry	140	15
Salinity, g/L	The lower, the less expensive the chemistry	300	1
Thickness, m	The bigger, the longer the response	60	5
Spacing, m	The bigger, the longer the response	400	100
Permeability, mD	The lower, the lower the molecular weight and potential injectivity	1	2000
PV inj/year, %	The lower, the longer the response	0,01	0,2
Dykstra Parson	The lower, the more the polymer flood should be a viscosity control one	0,1	0,8
Mobility ratio	The lower, the more the polymer flood needs to be a heterogeneity control one	0,1	100



Figure 3. Polymer Web Ranking chart to quickly screen field candidates for polymer injection. Logarithmic scale

From this graph, we quickly see that the “easy candidates” (green, circle) will be located on the right side of the graph, and centered, while the difficult candidates will tend to appear on the left side of the graph (red, dashed line). This first rough ranking should help select 2 or 3 candidates for further investigations (completions, surface facilities, etc.) and fast-track the deployment of the technology to improve oil recovery.

Fast-track implementation of polymer flooding

Polymer flooding is a low risk / high reward enhanced oil recovery technique: in the worst case it can transform into water injection, and, in the best case it can yield up to 20% incremental oil after waterflooding – more if applied as secondary recovery. The reasons behind potential or real failures are various, numerous and well identified.

Management issues

- Poorly defined objectives and goal;
- Project is of low priority to management;
- Inexperienced personnel.

Reservoir-related issues

- Poor knowledge of the reservoir (heterogeneity, fractures...);
- Poor pattern selection – interference, injection out of zone, no geological continuity;
- Endless pilot because of large spacing/thickness, low injectivity;
- Creation of fingers after extensive water injection prior to polymer injection;
- Average permeability in the field too low (< 5 mD);
- Very high permeability contrast (>100), fractures.

Fluid-related issues (water/polymer)

- Poor water quality;
- Not enough polymer injected, concentration too low (<400 ppm);
- Degradation (shear, chemical) ;
- Inject low quality solution or polymer with too high molecular weight;
- Viscosity reduction due to mixing between injection and formation waters;
- Too high resistance factor causing unacceptable injectivity decrease;
- Much higher polymer retention than expected

Among all these potential reasons for failure, the cost, possibility, or simplicity to fix or avoid them can vary greatly. While it is easy to define a goal for instance, it is much harder to predict the real retention in the field and mitigate this issue. But, globally speaking, it is reasonable to say that most challenges can be overcome with a proper design.

Fast-tracking field implementation means that it is possible to recognize all questions that laboratory tests will not answer to avoid spending time and money gathering useless information. And, basically, the most important questions are not addressed by laboratory experiments:

- What will be my injectivity in the field? Injection into a core doesn't tell how much viscous fluid the reservoir will accept;
- How much oil will be recovered? By injecting a viscous solution into a core swept with water, you will automatically recover more oil if the core restoration process is correct. But it won't tell you how much a given field pattern will yield;

– What will be the real retention value? Cores are oversimplistic representations of the geology. Therefore, retention values are often underestimated.

Knowing that the most important parameters needed to build a solid business case are not obtained from laboratory studies, why would a company spend so much time, money and efforts conducting such tests? It is again a complex question but one of the answers is: because companies, like human beings, are risk-averse and believe that more data equals less uncertainty. But this is forgetting that we don't know what we don't know.

To make things more reliable, it is necessary to minimize the time spent in the laboratory and run small field tests. Laboratory tests should help compare the viscosity, retention, injectivity and stability of several polymer candidate – not to build business cases.

To rank polymers, one should compare several industrial samples with the same molecular weight, adapted to the reservoir permeability. For each polymer, the following tests should be performed:

- Dissolution, filtration, and short-term stability in synthetic field brine (including filter ratio) (1 day);
- Viscosity curves vs. concentration (2 days);
- Injectivity test in a 100% water saturated analog core with a permeability (permeabilities) statistically representative of the field (1 day per polymer).

After these tests, the best two candidates can be tested for retention. By best candidate, we mean the polymers giving the lowest concentration for the target viscosity, no insoluble, and the best injectivity (fastest pressure drop stabilization, after 1 or 2 pore volumes injected for instance).

The retention tests can be carried out in reservoir cores (or analog), at residual oil saturation, using a dynamic method (2-fronts with tracer for instance). Each test usually lasts a week. At the end, the polymer with the lowest retention will be the candidate of choice.

Therefore, choosing a polymer is (and should be) a matter of weeks. Once a candidate has been selected, the time comes to select a zone for injection and design a proper strategy to maximize the return on investment in a timely fashion. Technically

speaking, the main parameters behind success are:

- Sufficient injected viscosity over a large pore volume;
- Good injectivity (pore volume injected per year): above 0,1 PV/year;
- Oil saturation above residual;
- Connectivity and flow paths between wells are well-known.

For a valuable field test, one should select a zone with the following characteristics:

- A zone where polymer has the potential to recover oil (high mobile oil saturation). Not all zones in a field will be candidates for polymer injection. So, it is not necessary to design a silver bullet for the whole field but rather a valid solution for sweet spots where the potential is known;
- Hydraulically constrained pattern, not influenced by external variations (5-spot preferred to inverted 5-spot for instance);
- Correct injectivity: above 0,1 pore volume injected per year. It means that spacing, thickness and injection rate allow such rates. Large spacing are prohibitive and delay response while increasing the risk of polymer losses through retention. But small spacing can result in earlier polymer breakthrough, especially if extensive water injection has taken place;
- Issues with sweep efficiency in the pattern because of heterogeneities and/or viscosity contrast, leading to earlier than expected water breakthrough;
- Clean and proper completions allowing injection without degradation (designed to minimize high local shear rates).

The most important objectives for a pilot are twofold:

- How much polymer solution can be injected without compromising the project (technically and economically speaking)?
- How much oil can be recovered and how fast?

This is the most valuable data one can gather to build a solid business case. A field test will give information about injectivity, maximum rates, and viscosity, while providing information on incremental oil, and water cut reduction (if applicable).

The target viscosity for injection should help reach a mobility ratio of 1 when possible (i.e., when the oil viscosity is not too high), or lower when the heterogeneity is important (Dykstra-Parson coefficient above 0,7, as a rule of thumb). The limits should be tested during the pilot itself,

always working from a low viscosity to a higher one.

As for the pore volume injected, people often consider a fix value ranging from 30 to 100% of reservoir pore volume swept by the polymer slug [23]. We think that no value should be considered beforehand. It is preferable to review the project every year considering two things:

- Is it technically working?
- If yes, is the project economically viable, i.e., is the oil produced paying for the CAPEX/OPEX of the project in the current environment?

An example of success criterion was given by Poulsen et al. [24] showing the results of Captain polymer injection where was plotted the "Cumulative polymer injected / Cumulative (incremental) oil" vs. "Cumulative (incremental) oil production (stb)". The economic success criterion was given for 5 lbs of polymer per barrel of oil produced or 2.27 kg/bbl. Basically, the curve looks like a parabola: increasing volumes of oil per kg of injected polymer are produced until an inflexion point is reached where the efficiency starts its descent. The project is stopped when the curve crosses the economic limit.

It is possible to add to such graph other parameters to better represent the reality of each project (Figure 4):

- Cumulative injected polymer vs. cumulative incremental oil;
- Recovery factor at the time "t";
- Injected pore volume at time "t";
- Profitability index (PI): \$ selling oil / \$ spent on injection get a global picture by updating a 3-axis graph with in Y1 the cumulative injected polymer/cumulative incremental oil (kg/bbl), in Y2 the profitability index (\$oil/\$polymer), and in X the cumulative incremental oil (Figure 2).

Once the inflexion point is reached, it is time to determine if the project is over or if something went wrong. For instance, if at the inflexion point only 20% of PV have been injected and polymer is already all over the producers, it means the design was not optimal or something not understood: low injected viscosity, fractures, high permeability streaks... In that case, it is possible to correct the trajectory and make it work again. If the profitability sinks because of oil price decrease for instance, but it was technically working, then the best option (when possible) is to decrease both injection and production rates but keep injecting the polymer. In any

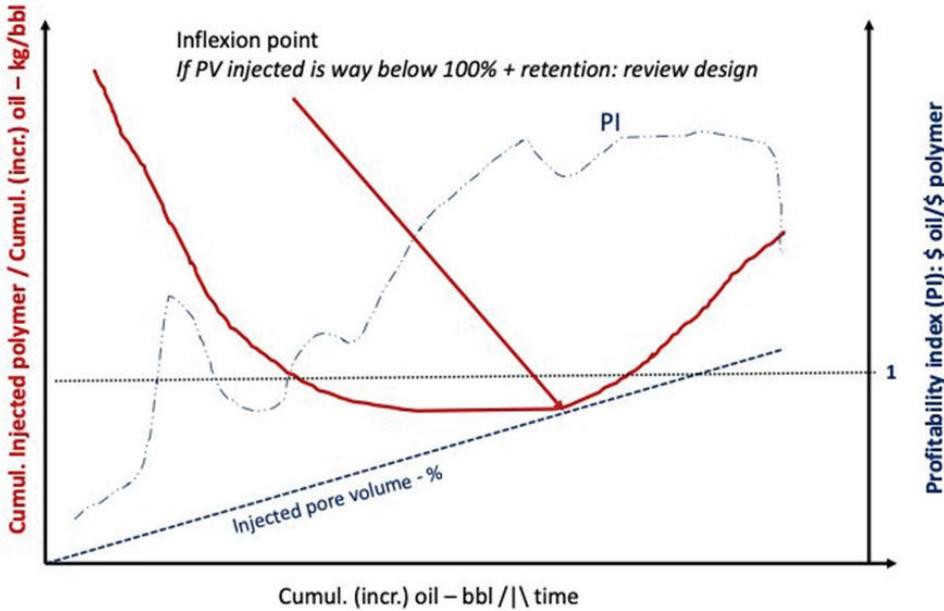


Figure 4. Suggestion of updatable chart to decide when to stop polymer injection without having to decide for a fixed pore volume number beforehand

case, this approach requires a change in the way projects are budgeted: for polymer, it would be reasonable to review the project on a yearly basis and provision for the following year (polymer, equipment, and personnel). Such flexibility has several advantages:

- It allows the scheduling of regular management reviews, with a careful and thorough review of project efficiency;
- It gives the possibility to summarize, share and archive the knowledge within and outside the company, on a regular basis;
- It provides the flexibility to stop, continue, change pattern or injection parameters depending on the results.

The field test is here to address topical questions

Many companies run simulation before going to the field to validate or invalidate the feasibility beforehand and minimize the risks of failure. But, as we briefly discussed above, since the most important parameters are not obtained during the laboratory tests, it is not surprising to see many attempts to model the reservoir response being far away from the actual pilot results. Take injectivity predictions for instance: how many were correct in the end?

A recent literature review showed that among dozens of field cases, none reported a dramatic injectivity loss [25], contrary to the

fears expressed by engineers after running simulations. The main reasons behind are threefold: an oversimplified reservoir model (geology, grid), inaccurate mathematical equations [26] and an improper use of polymer-related inputs.

We believe that input data for qualifying the recovery potential should be gathered during the pilot and not from the laboratory. Simulation runs can be run to assess the influencing parameters and obtain orders of magnitude in terms of recovery or potential. But the models should not be trusted “à priori”, and rather be validated during the injection itself, then used to conclude on the business potential for a larger deployment. Indeed, companies have back away from field testing or lowered their ambition just by listening to models whose outputs showed it would be impossible to inject polymer solution with a viscosity as low as 5 cP in a multi-Darcy reservoir.

Starting with a baseline

Injecting polymer in secondary or tertiary mode requires different baselines and metrics to measure success. We will focus here on tertiary recovery as it is the most common application for polymer flooding given the large number of mature fields.

Before starting polymer flooding, it is recommended to run several tests to obtain valuable information about the efficiency:

- Confirming connectivity: tracer, pulse tests;
- Assessing flow behavior and boundaries: pressure fall-off;
- Assess initial sweep/conformance: Injection logging tool (ILT/PLT);
- Confirm fracturing pressure: step rate test. This test can provide misleading results in unconsolidated formation as dilation can occur when the reservoir has enough time to accommodate the deformation.

With a proper baseline, it is possible to start the injection and monitor other parameters. To validate the models and business case, it is common practice to record the following:

- Injection rate vs. time, continuously;
- Pressure vs. time, continuously;
- Injected viscosity, 1 time per day minimum. Better with inline device for continuous monitoring and quick troubleshooting;
- Total injected and produced fluids vs. time, continuously;
- Injected pore volume vs. time, continuously;
- Cumulative polymer injected, continuously;
- Cumulative oil produced, continuously;
- Water and oil cuts vs. time, continuously;
- Polymer presence in producers (kaolinite test for presence, lab test for concentration), minimum 1 time per week and then more frequently when polymer breakthrough is observed. Frequency should be adapted based on reservoir history and tracer tests;
- Water quality (oil, solids, contaminants), 2 or 3 times per week, day, and night.

Is it working?

As discussed in the previous paragraph, and given the investment required to mobilize equipment, chemicals, and people, it is better to start with a pilot with an aim is to assess how much extra oil can be produced. This would also provide an overview of the full injection process including logistics, delivery,

equipment, injection, produced effluents and their treatment.

In theory, the reservoir response after the beginning of polymer injection in a mature field can be chronologically divided in 3 parts:

- Pressure response at the injector;
- Water cut decrease in the “nearest” producer (hydrodynamically speaking);
- Oil cut increase in the area where oil saturation is high.

But, in practice, observations vary and it is possible for example not to observe a pressure increase or a water cut decrease;

- Pressure response: it depends on the reservoir pressure before injection, heterogeneities, injected viscosity, voidage replacement ratio, and presence of fractures, among other parameters. An absence of pressure response doesn't necessarily mean that it is not working or that the polymer solution has been degraded. Sometimes, it takes a long time before observing any reaction. If the polymer solution is correctly protected and the well completion is appropriate, then waiting remains the best option. It is also possible to increase rate or viscosity alternatively to assess the reservoir response on a Hall plot for instance;

- Water cut decrease. Logically, a water cut decrease should be observed in cases where the water in the producer is the same one that was injected (see example of Milne Point field, Alaska [27]) If the water originates from an aquifer, then it is likely that a water cut decrease will not occur and it should not be taken as success criterion. Moreover, in extensively flooded reservoirs, the polymer slug will displace the previously injected water and it might take some time before seeing any reversal in the producers;

- An oil cut increase can happen much faster than anticipated in a thick, multilayered reservoir in which large zones have remained unswept by water. It can also occur thanks to a “producer effect”: if the main flow paths connecting an injector and producers are “shut” by polymer, then the production streamlines will change, and oil can be drawn from other zones (especially if the oil is light). It is like the producer goes back in a “primary production mode” for a short period of time, until the pressure field stabilizes, and the oil bank moves forward.

Water Cut SC - J27

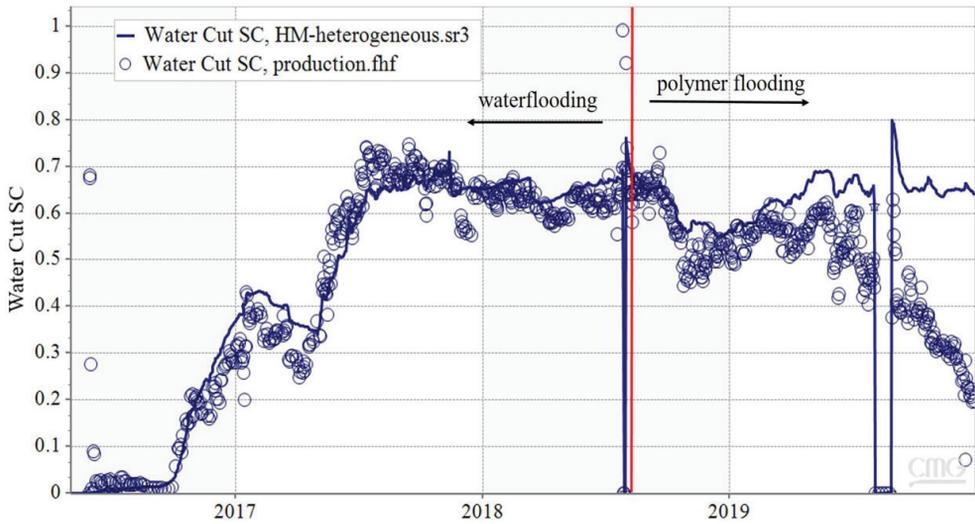


Figure 5. Significant water cut decrease in the Milne Point polymer flooding – dots. The value decreases from 70% during waterflooding down to 20% during polymer injection [27]

In summary, the only true success criterion for a pilot is incremental oil. Pressure and water cut variations are dependent on each field’s production history and characteristics, and they should be used as performance indicators rather than true success criteria.

Regarding economic thresholds, two numbers should be considered at minimum:

- The increase in recovery factor;
- The polymer utilization factor i.e., how much incremental oil is produced per ton of polymer injected.

An example was given in Figure 4, and it should help decide when to stop or slow down polymer injection for a chosen economic threshold based on each field’s expenditures. On average, polymer helps recover +10% OOIP in tertiary mode with utilization factors above 50 tons incremental oil per ton of polymer over the project’s duration. Many projects show results above 90 tons/ton, up to 200 tons/ton. Obviously, the economic thresholds are highly dependent on the country, tax regime, oil price and local costs.

Conclusion

Most engineers agree about the relative inefficiency of water to recover large volumes of oil, leaving more than 50% in the ground at a time where exploration budgets have been cut and global production declines. Still, the deployment of proven and more

efficiency approaches lags. Polymer flooding for instance is a proven low risk and high reward technique which can improve oil recovery while minimize energy use and CO₂ emissions. By considering rapid and sound screening techniques, it is possible to accelerate the testing and deployment by redistributing the money spent in the laboratory tests towards field trials. Indeed, only the latter will give valuable inputs on injectivity and recovery to build a solid and fact-based business case. Considering that the main technical hurdles can be overcome, the principal hindrance remaining is cost. But considering that polymer flooding is expensive is overlooking several important facts:

- Waterflooding is cheap but inefficient at recovering high percentages of oil;
- Above 85% water cut, the energy used for injection and production is wasted to handle large water volumes;
- Once water breakthrough has occurred it is very difficult to fix it, even with polymer flooding;
- The money which has not been spent for a disciplined production will eventually be spent to fix issues related to increasing water cuts and declining oil production.

For this reason, investing in efficient recovery methods should be seen as paying a premium to help delay what we know are unavoidable problems: those inherent to oil production when pressure support using

water is required. This clearly requires a shift from a pure profitability approach to a long-term investment that could help countries

maintain production plateaus and fuel their economies.

ADDITIONAL INFORMATION

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

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

REFERENCES

1. Lake L W, Johns RT, Rossen WR. & Pope GA. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery (SPE, Richardson, 2014).
2. Sorbie KS. Polymer-Improved Oil Recovery (Springer Science & Business Media, New York, 2013).
3. Thomas A. Essentials of Polymer Flooding Technique. April 2019, Wiley – ISBN:9781119537588.
4. Thomas A., 2016. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview, Dr. Laura Romero-Zerón (Ed.), InTech, DOI: 10.5772/64623.
5. Kumar P, Raj R, Koduru N, et al. Field Implementation of Mangala Polymer Flood: Initial Challenges, Mitigation and Management. In Proceedings of the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 21–23 March 2016. Paper SPE 179820.
6. Juri J, Ruiz A, Serrano V, Guillen P, et al. Successful 18%STOPIP 4-Injector Polymer Pilot Expands to 80 New Injectors in 6 Years Adopting A Modular Concept in Grimbeek Fluvial Reservoirs. In Proceedings of the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, 13–15 January 2020. Paper IPTC-20285.
7. Naukenova AZh. A comprehensive review of polymer and alkaline/surfactant/polymer flooding applied and researched in Kazakhstan / Naukenova AZh, Sarsenbekov ND, Bekbauov BYe // Қарағанды университетінің хабаршысы. Химия сериясы. = Вестник Карагандинского университета. Серия Химия. = Bulletin of the Karaganda University. Chemistry series. – 2019. – № 3. – P. 96-101.
8. Sagyndikov M, Seright RS, Kudaibergenov S, Ogay E. 2022. Field Demonstration of the Impact of Fractures on HPAM Injectivity, Propagation and Degradation. SPE Journal 27. doi:10.2118/208611-PA.
9. Sagyndikov MS, Salimgarayev II, Ogay EK, et al. 2022. 'Assessing Polyacrylamide Solution Chemical Stability during a Polymer Flood in the Kalamkas Field, Western Kazakhstan, Bulletin of the University of Karaganda Chemistry, 105(1), 99-112. doi:10.31489/2022Ch1/99-112.
10. Sagyndikov MS, Seright RS, Tuyakov N. 2022. An Unconventional Approach to Model a Polymer Flood in the Kalamkas Oilfield. Paper SPE 209355 presented at the SPE Virtual Improved Oil Recovery Conference. 25-29 April 2022. doi:10.2118/209355-MS.
11. Gaillard N, Olivaud M, Zaitoun A, et al, 2021. Injectivity and Propagation of Sulfonated Acrylamide-Based Copolymers in Low Permeability Carbonate Reservoir Cores in Harsh Salinity and Temperature Conditions: Challenges and Learnings from a Middle East Onshore Case Study. D032S242R002. DOI: 10.2118/207860-MS.
12. Hinestrosa JML, Masalmeh K, Xu S, et al, 2021. Analysis of the World's First Polymer Injectivity Test in a Carbonate Reservoir Under Extreme Harsh Conditions in ADNOC's Reservoirs. D031S068R001. DOI: 10.2118/207991-MS.
13. Farajzadeh R, Kahrobaei S, Eftekhari AA, et al. Chemical enhanced oil recovery and the dilemma of more and cleaner energy. Sci Rep 11, 829 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41598-020-80369-z>.
14. Farajzadeh R. Sustainable production of hydrocarbon fields guided by full-cycle exergy analysis. J. Pet. Sci. Eng. 181, 106204 (2019).
15. Farajzadeh R, Zaal C, Van den Hoek P & Bruining J. Life-cycle assessment of water injection into hydrocarbon reservoirs using exergy concept. J. Clean. Prod. 235, 812–821 (2019).
16. Farajzadeh, R., Wassing, B. L. & Lake, L. W. Insights into design of mobility control for chemical enhanced oil recovery. Energy Rep. 5, 570–578 (2019).

17. Farajzadeh R, Kahrobaei SS, de Zwart AH & Boersma D. Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: Thermoeconomics perspective. *Sustain. Energy Fuels* 3, 3050–3060 (2019).
18. Farajzadeh R, Glasbergen G, Karpan V, et al. 2022. Improved oil recovery techniques and their role in energy efficiency and reducing CO₂ footprint of oil production, *Journal of Cleaner Production*, Volume 369, 2022,133308, ISSN 0959-6526, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133308>.
19. Van Essen G, Zandvliet M, Van den Hof P, et al. Robust waterflooding optimization of multiple geological scenarios. *SPEJ.* 14, 202–210 (2009).
20. Dake LP. *Fundamentals of Reservoir Engineering* (Elsevier, New York, 1978).
21. Bedrikovetsky P. *Mathematical Theory of Oil & Gas Recovery, With Applications to Ex-USSR Oil & Gas Condensate Fields* (Springer Science & Business Media, New York, 1993).
22. Pope GA. The application of fractional flow theory to enhanced oil recovery. *SPEJ.* 20(03), 191–205 (1980).
23. Seright RS. 2017. How Much Polymer Should Be Injected during a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices. *SPE Journal* 22(1): 1-18. <http://dx.doi.org/10.2118/179543-PA>.
24. Poulsen A, Shook GM, Jackson A, et al. 2018. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. Paper SPE 190175 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 14 – 18 April. <https://doi.org/10.2118/190175-MS>.
25. Thomas A, Giddins M, Wilton R. (2019). Why is it so Difficult to Predict Polymer Injectivity in Chemical Oil Recovery Processes? IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900114>.
26. Tai I, Giddins MA, Muggeridge A. 2021. Improved Calculation of Wellblock Pressures for Numerical Simulation of Non-Newtonian Polymer Injection. *SPE J.* 26 (04): 2352 – 2363. Paper Number: SPE-205339-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/205339-PA>. Published: 11 August 2021.
27. Dandekar A, Bai B, Barnes J, et al. "First Ever Polymer Flood Field Pilot to Enhance the Recovery of Heavy Oils on Alaska's North Slope Pushing Ahead One Year Later." Paper presented at the SPE Western Regional Meeting, Virtual, April 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/200814-MS>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Антуан ТОМА**e-mail: antoinethom@gmail.com.**AUTHOR'S INFO****Antoine THOMAS**e-mail: antoinethom@gmail.com.

УДК 622.276.6

МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

Получена: 08.09.2022.

Одобрена: 17.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Исследование влияния перехода на низкоминерализованную воду при полимерном заводнении

Ж.Ж. Абилов¹, Р. Абилов², Б. Саюк³, Л. Жиль³, Т. Дивер³

¹ SNF Vostok, г. Алматы, Казахстан

² Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

³ SNF SA, Андризье, Франция

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Повышение эффективности проекта полимерного заводнения как с технологической, так и экономической стороны, является всегда актуальным.

Цель. Целью данной работы является рассмотрение перехода на менее минерализованную воду как достаточно простой и результативный способ повышения эффективности проекта полимерного заводнения.

Материалы и методы. В работе использовались данные с реального проекта полимерного заводнения.

Результаты. В результате удалось значительно снизить расход полимера и повысить эффективность закачки.

Заключение. Данная работа показывает, что использование менее минерализованной воды является простым и результативным способом снижения затрат и повышения эффективности полимерного заводнения.

Ключевые слова: полимерное заводнение, химические методы повышения нефтеотдачи, низкоминерализованные воды, вязкость.

Как цитировать:

Абилов Ж.Ж., Абилов Р., Саюк Б., Жиль Л., Дивер Т. Исследование примера перехода на низкоминерализованную воду при полимерном заводнении // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 68–77. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

UDC 622.276.6

CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

Received: 08.09.2022.

Accepted: 17.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Research of the impact of switching to low- salinity water during polymer water flooding

Zhandos Z. ABIROV¹, Rustem ABIROV², Bertrand SAHUC³, Ludwig GIL³, Thomas DIVERS³

¹ SNF Vostok, Almaty, Kazakhstan

² KBTU, Almaty, Kazakhstan

³ SNF SA, Andrézieux, France

ABSTRACT

Background: Increasing the efficiency of a polymer flooding project, both technologically and economically, is always relevant.

Aim: This paper aims to consider switching to less saline water as a fairly simple and effective way to increase the effectiveness of a polymer flooding project.

Materials and methods: The work used data from a real polymer flooding project.

Results: As a result, we have been able to significantly reduce polymer consumption and improve pumping efficiency.

Conclusion: This work shows that, with the possibility of using less saline water, as a simple and effective way to reduce costs and increase efficiency, rolling polymer flooding.

Keywords: *polymer flooding, chemical methods of enhanced oil recovery, low-mineralized waters, viscosity.*

To cite this article:

Abirov ZZ, Abirov R, Sahuc B, Gil L, Divers T. Research of the impact of switching to low-salinity water during polymer water flooding. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):68–77. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

ӨОЖ 622.276.6

ГТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

Қабылданды: 08.09.2022.

Мақұлданды: 17.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Полимерлі суландыру кезінде төмен минералданған суға ауысу үлгісін зерттеу

Ж.Ж. Әбіров¹, Р. Әбіров², Б. Саюк³, Л. Жиль³, Т. Дивер³

¹ SNF Vostok, Алматы қ., Қазақстан

² Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қ-сы, Қазақстан

³ SNF SA, Андризье, Франция

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Полимерлі суландыру жобасының тиімділігін арттыру технологиялық жағынан да, экономикалық жағынан да әрқашан өзекті болып табылады.

Мақсат. Бұл жұмыстың мақсаты – полимерлі суландыру жобасының тиімділігін арттырудың қарапайым және тиімді әдісі ретінде тұздылығы төмен суға көшуді қарастыру.

Материалдар мен тәсілдер. Жұмыста нақты полимерлі суландыру жобасының деректері пайдаланылды.

Нәтижелер. Нәтижесінде полимер тұтынуды айтарлықтай азайтуға және кабат айдау тиімділігін арттыруға қол жеткізілді.

Қорытындылар. Бұл жұмыс тұздылығы төмен суды пайдалану шығындарын азайтудың және тиімділігін арттырудың қарапайым және тиімді әдісі екенін көрсетеді.

Негізгі сөздер: полимерлі суландыру, мұнай шығаруды арттырудың химиялық әдістері, тұздылығы төмен су, тұтқырлық.

Дәйексөз келтіру үшін:

Абиров Ж.Ж., Абиров Р., Саюк Б., Жиль Л., Дивер Т. Полимерлі суландыру кезінде төмен минералданған суға ауысу үлгісін зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, №4. 68–77 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108594>

Введение

Полимерное заводнение является одним из проверенных и испытанных методов химического повышения нефтеотдачи. Данный метод широко используется при третичной стадии разработки зрелых месторождений, но также может применяться после первичной стадии, минуя стадию заводнения просто водой. В настоящее время данный метод применяется в пластах как с лёгкой [1], так и тяжёлой нефтью [2], с использованием химических реагентов, способных выдерживать высокие температуры и минерализацию в течение длительного периода времени [3–5].

Принцип полимерного заводнения заключается в повышении вязкости закачиваемой воды путём добавления небольшого количества полимера в закачиваемую воду. Благодаря этому значительно повышается вязкость закачиваемой воды, что улучшает коэффициент охвата пласта и обеспечивает регулирование подвижности между водой и нефтью. По опыту более высокая вязкость даёт лучшие результаты охвата, но необходимо подбирать оптимальную вязкость индивидуально для каждого проекта и месторождения с учётом физических и геологических характеристик и, что немаловажно, с учётом экономики. Для достижения более высокой вязкости необходима более высокая концентрация полимера. Зависимость вязкости полимерного раствора от концентрации полимера в воде является возрастающей (обычно линейной) зависимостью, т.е. большее количество полимера обеспечивает более высокую вязкость.

Обычно на месторождениях широко используется пластовая вода, чаще всего попутно добываемая. Часто данная попутно добываемая пластовая вода характеризуется высокой минерализацией. В связи этим для приготовления полимерного раствора заданной вязкости для закачки необходимо использовать большее количество полимера с соответственно большей концентрацией. Одним из способов уменьшения концентрации и экономии потребления полимера является использование более низкоминерализованной воды для приготовления полимерного раствора. Чем больше разница в минерализации между пластовой и низкоминерализованной водами, тем большего сокращения потребления полимера можно достичь (порой в не-

сколько раз), а экономия полимера может составлять сотни процентов. Конечно, не всегда доступна низкоминерализованная вода и не всегда её можно использовать для приготовления. Но когда есть возможность, стоит использовать более низкоминерализованную воду как один из способов сокращения потребления полимера, предварительно проведя необходимые лабораторные исследования.

В данной статье мы рассмотрим успешный реальный опыт снижения концентрации и сокращения общего потребления полимера на месторождении на проекте с использованием полимера и оборудования компании SNF. В первую очередь, в статье мы рассмотрим подбор полимера под условия данного проекта. Далее мы рассмотрим и сравним характеристики вязкости на высокоминерализованной пластовой и низкоминерализованной воде.

Выбор полимера

Выбор подходящего полимера состоит из анализа трёх основных параметров:

- температура пласта;
- проницаемость;
- солёность воды, которая используется для растворения полимера и закачки.

Для выбора полимеров важно знать температуру, которая способна сохраняться в процессе распространения в пласте. Проницаемость необходима для правильного подбора молекулярного веса в целях обеспечения хорошей приемистости во время закачки и хорошей проходимости сквозь поровые каналы. Последним, но не менее важным является состав воды, который нужен при рассмотрении различных типов реагентов и степени гидролиза полимеров для обеспечения несклеиваемости полимерных цепей в воде, а также увеличения вязкости.

Наиболее подходящий полимер для месторождения обычно выбирается в соответствии с различными параметрами:

- хорошая растворимость в воде;
- наивысшая вязкость при данной концентрации;
- хорошая стабильность со временем;
- экономические факторы.

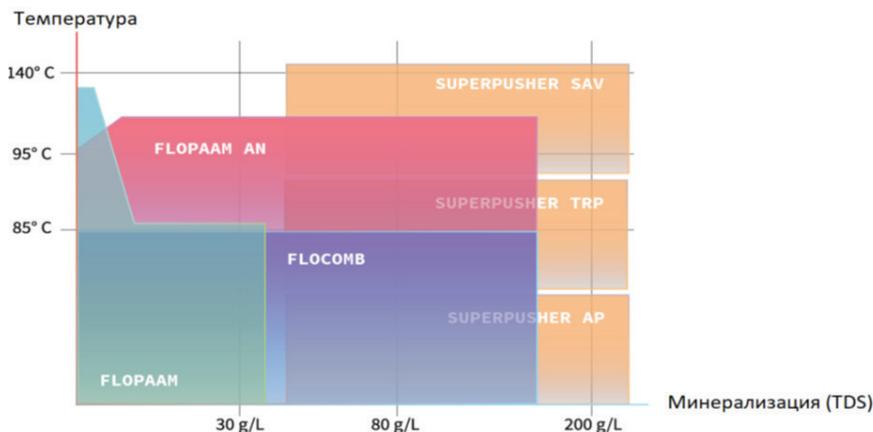


Рисунок 1. Диапазоны применения серии полимеров
Figure 1. Ranges of polymer series use

g/L – грамм на литр

Flopaam, Flopaam AN, Flocomb, Superpusher SAV, Superpusher TRP, Superpusher AP – марки полимеров фирмы SNF

На рис. 1 представлены линейки полимеров марки SNF для различных условий применения в зависимости от температуры и минерализации.

Главный подход, используемый в индустрии для определения вязкости, подходящей для закачки, диктуется уравнением отношения подвижностей:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o/k_o}{\mu_w/k_w} \quad (1)$$

где λ , μ и k – подвижность, вязкость и эффективная проницаемость соответственно, индексы w и o относятся к воде и нефти.

Когда $M > 1$, вытеснение считается неблагоприятным, с языками воды в нефти, и она добывается быстро в значительных пропорциях. Поэтому традиционный подход – снижение отношения подвижностей до 1 (и ниже) и увеличение вязкости закачиваемой жидкости с целью приближения к поршневому вытеснению. Однако даже когда отношение подвижностей положительное, наличие неоднородностей в пласте вредно для коэффициента охвата.

Итак, рациональная стратегия – закачивать достаточно высоковязкий раствор, когда это экономически и технически возможно, чтобы компенсировать проблемы отношения подвижностей и неоднородностей.

Заводнение с добавлением полимеров может быть разделено на два вида по классификации. Первый тип, когда отношение подвижности в течение заводнения

неблагоприятное, продолжительная закачка воды с добавлением полимеров может увеличить эффективный охват нефтяного пласта процессом заводнения на макрокопическом уровне и, следовательно, добиться более полного и эффективного вытеснения нефти. Второй тип, когда даже при благоприятном коэффициенте отношения подвижности (когда $M < 1$), если нефтяной пласт неоднородный, заводнение с добавлением полимеров может быть выполнено для уменьшения подвижности воды в высокопроницаемых зонах пластов для добычи дополнительной нефти из низкопроницаемых зон пластов.

Лабораторные исследования

Первоначально подбор полимера осуществлялся на высокоминерализованной попутно добываемой пластовой воде, которая использовалась для закачки в пласт при стандартном заводнении. Вода месторождения была синтезирована в лаборатории SNF по анализу состава воды.

Таблица 1. Состав попутно добываемой высокоминерализованной воды на 1000 г раствора
Table 1. Composition of produced highly mineralized water per 1000 g of solution

Компонент Component	Масса, г Weight, g
NaCl	61,426
CaCl ₂ ·H ₂ O	21,318
MgCl ₂ ·6H ₂ O	2,033
NaHCO ₃	0,277

Компонент Component	Масса, г Weight, g
Na ₂ SO ₄	0,819
TDS Ca ²⁺ + Mg ²⁺	6,040
TDS карбонаты	0,2
Общая минерализация (TDS)	79,570

TDS (Total Dissolved Solids) – общее количество всех растворенных в воде солей

Для условий данного месторождения и состава воды был подобран полимер марки FP 5115 VHM, являющийся полимером акриламида/акриламидо-третбутиловой сульфокислоты/акриловой кислоты со средней анионностью и высокой молекулярной массой, относится к серии FLOPAAM AN, как наиболее оптимальный по общим характеристикам, вязкости и цене по сравнению с другими полимерами-кандидатами.

В процессе подбора для всех образцов-кандидатов был приготовлен маточный раствор с концентрацией 10000 ppm (1%), используя синтезированную воду, затем путём разбавления той же водой получали различные концентрации растворов. Далее были проведены реологические тесты при пластовой температуре месторождения, чтобы оценить вязкость как функцию зависимости от концентрации. Вязкость была измерена с помощью вискозиметра Brookfield с характеристикой шпинделя UL при 6 rpm (что эквивалентно коэффициенту сдвига 7,34 с⁻¹). Не было замечено образования комков или проблем с растворимостью.

Оптимальной концентрацией закачки с учётом условий месторождения была определена концентрация 1500 ppm, с возможностью закачек высоковязких оторочек с более высокой концентрацией.

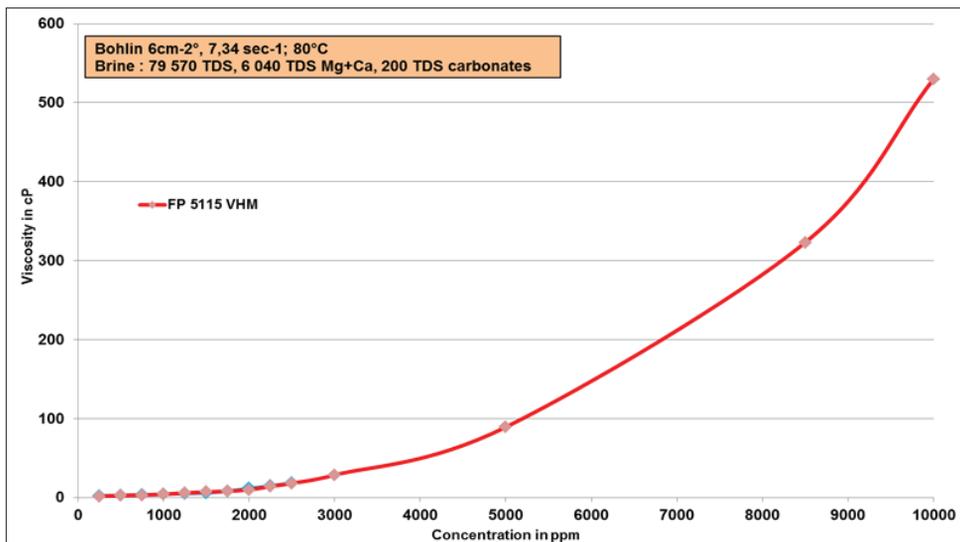


Рисунок 2. Зависимость вязкости от концентрации на высокоминерализованной воде (79 г/л)
Figure 2. Dependence of viscosity on concentration in highly mineralized water (79 g/l)

cP – сантипуазы

см – сантиметры

сек – секунды

ppm – миллионная доля (частей на миллион, пропромилле)

Таблица 2. Значения вязкости от концентрации на высокоминерализованной воде (79 г/л)

Table 2. Dependence of Viscosity values on concentration in highly mineralized water (79 g/l)

Концентрация, ppm Concentration, ppm	Вязкость, cP Viscosity, cP	Концентрация, ppm Concentration, ppm	Вязкость, cP Viscosity, cP
500	2,5	3000	28,4
1000	4	5000	89,2
1500	7	8500	323
2000	9,75	10000	530
2500	18		

Применение воды с более низкой минерализацией

После запуска проекта на попутно добываемой пластовой воде в ходе закачки выяснилось, что на месторождении имеются источники более низкоминерализованной воды, используемые для различных нужд. Соответственно, возник интерес к использованию данной низкоминерализованной воды для приготовления полимерного раствора с целью сокращения потребления полимера, т.е. использованию более низкой концентрации для достижения той же вязкости.

Был получен состав воды, по которой в лаборатории была синтезирована вода для исследований. Также были проведены тесты на совместимость вод и пласта.

Таблица 3. Состав низкоминерализованной воды на 1000 г раствора
Table 3. Composition of low-mineralized water per 1000 g of solution

Компонент Component	Масса, г Weight, g
NaCl	0,469
KCl	0,005
CaCl ₂ ·2H ₂ O	0,018
MgCl ₂ ·6H ₂ O	0,013
NaHCO ₃	0,467

Компонент Component	Масса, г Weight, g
Na ₂ CO ₃	0,016
Na ₂ SO ₄	0,550
TDS Ca ²⁺ + Mg ²⁺	0.007
TDS карбонаты	0,342
Общая минерализация (TDS)	1,526

Как видно из таблицы, минерализация воды намного ниже пластовой попутно добываемой, что предвещало значительное снижение концентрации полимера в растворе для достижения одинаковой вязкости при использовании попутно добываемой пластовой высокоминерализованной воды. Особенно важным является количество двухвалентных катионов (кальция и магния) в воде.

Лабораторные тесты полностью подтвердили совместимость новой воды с текущим полимером. Не наблюдалось каких-либо проблем с растворением либо образование комков. Лабораторные тесты подтвердили получение более высоких вязкостей при более низких концентрациях растворов полимера. Ниже представлены график и значения вязкости в зависимости от концентрации растворов полимера с низкоминерализованной водой.

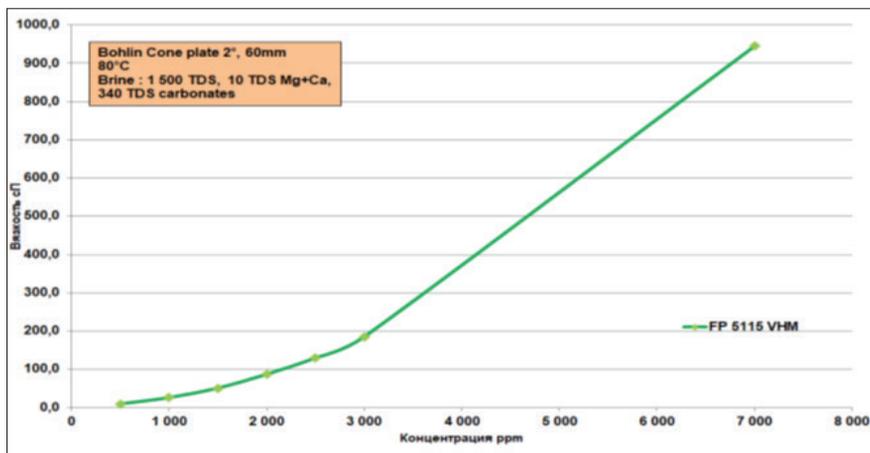


Рисунок 3. Зависимость вязкости от концентрации на низкоминерализованной воде (1,526 г/л)
Figure 3. Dependence of viscosity on concentration in low-salinity water (1.526 g/l)
min – минуты

Таблица 4. Значения вязкости на низкоминерализованной воде (1,526 г/л)
 Table 4. Dependence of Viscosity values in low-mineralized water (1.526 g/l)

Концентрация, ppm Concentration, ppm	FP 5115 VHM	Концентрация, ppm Concentration, ppm	FP 5115 VHM
500	9,3	2 500	129,7
1 000	25,6	3 000	184,8
1 500	50,6	7 000	945,5
2 000	86,7		

На высокоминерализованной воде при концентрации 1500 ppm при использовании полимера FP 5115 VHM вязкость составляла 7 сП, тогда как при использовании низкоминерализованной воды при концентрации 500 ppm на том же полимере вязкость составляла 9,3 сП, что фактически составляет почти трёхкратную экономию полимера и достижение даже более высокой вязкости. Также стало возможным осуществлять закачку высоковязких оторочек при той же концентрации 1500 ppm. В

целом это привело к снижению количества используемого полимера и удешевлению затрат на реагенты при даже более высокой вязкости, а также меньшим затратам на создание высоковязких оторочек, которые потенциально дают увеличение эффективности охвата при неоднородностях пласта.

Ниже представлено наглядное сравнение зависимостей концентрации от вязкости на высоко- и низкоминерализованных водах месторождения.

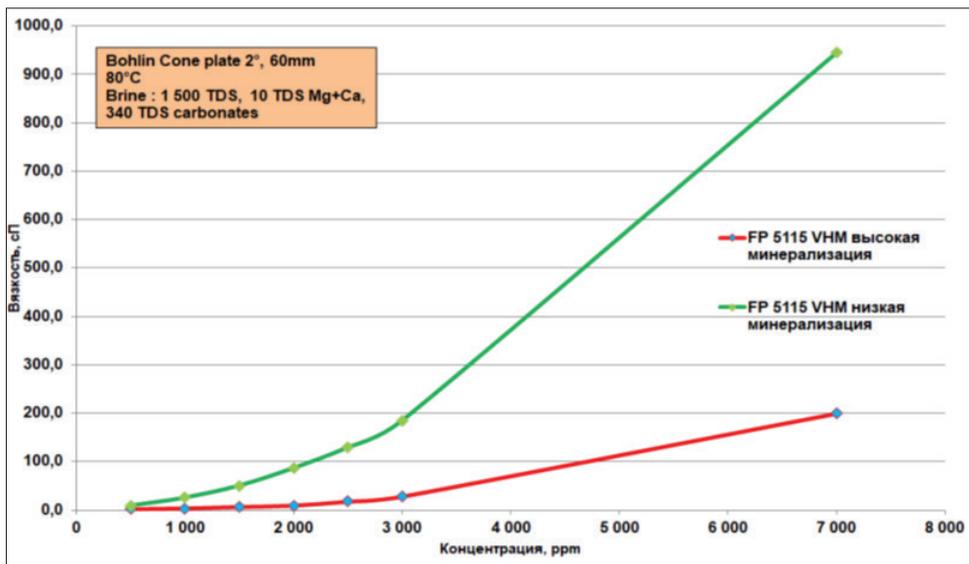


Рисунок 4. Сравнение зависимостей вязкости от концентрации на низко- и высокоминерализованных водах

Figure 4. Comparison of dependences of viscosity on concentration in low- and high-mineralized waters

Далее были проведены тесты, исследования и наблюдения по совместимости воды, полимера и пласта. Также было предложено несколько вариантов альтернативных полимеров. В итоге было решено остаться на данном типе полимера. Далее низкоминерализованная вода была использована для приготовления полимерного раствора взамен высокоминерализо-

ванной попутно добываемой пластовой воды. Это привело к снижению концентрации и, следовательно, общему потреблению сухого полимера. Дополнительным положительным эффектом было снижение нагрузки на оборудование и уменьшение отложений солей на трубах, клапанах и прочих элементах оборудования в долгосрочной перспективе.

Выводы

Работы и исследования, описанные в статье, помогли добиться сокращения потребления полимера в несколько раз.

Так, например, при применении низкоминерализованной воды достигается даже чуть более высокая вязкость на концентрации 500 ppm, по сравнению с концентрацией 1500 ppm на более высокоминерализованной воде. Таким образом, втрое сокращается расход полимера, что позволяет снизить общие затраты на полимеры, а также при необходимости закачивать более высоковязкие оторочки.

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: Абилов Ж.Ж. – концепция исследования, сбор, анализ, интерпретация; Абилов Р. – редактирование, корректирование и оценка работы; Саюк Б. – сбор и надзор; Жиль Л. – надзор, внесение дополнений и корректировка; Дивер Т. – надзор.

Крайне актуально для снижения затрат рассматривать использование более низкоминерализованной воды для приготовления полимерного раствора при её доступности и возможности её использования. Результаты выше показали, что при использовании низкоминерализованной воды по сравнению с высокоминерализованной попутно добываемой водой, возможно многократное уменьшение потребления путём снижения концентрации при достижении той же вязкости или даже большей.

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. Zhandos Zh. Abirov – research concept, collection, analysis, interpretation; Rustem Abirov – editing, proofreading and evaluation of the work; Bertrand Sahuc – collection and supervision; Ludwig Gil – supervision, introduction of additions and proofreading; Thomas Divers – supervision.

REFERENCES

1. Wang D, Han P, Shao Zh, Weihong H and Seright, RS. Sweep Improvement Options for the Daqing Oil Field. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2008;11(01):18–26. DOI: 10.2118/99441-PA.
2. Al-Saadi FS, Amri AB, Nofli S, Van Wunnik J, et al. Polymer Flooding in a Large Field in South Oman – Initial Results and Future Plans; 2012 16–18 April; Muscat, Oman. Paper Number: SPE-154665-MS.
3. Gaillard N, Giovannetti B, Favero C. Improved Oil Recovery using Thermally and Chemically Stable Compositions Based on Co and Ter-polymers Containing Acrylamide. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper SPE 129756.
4. Vermolen ECM, Van Haasterecht MJT, Masalmeh SK, et al. Pushing the Envelope for Polymer Flooding Towards High-temperature and High-salinity Reservoirs with Polyacrylamide Based Ter-polymers. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*; 2011 September 25–28; Manama, Bahrain. Paper Number SPE 141497.

5. Thomas A. *Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview*. InTech. Dr. Laura Romero-Zerón, editor. 2016.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Абиров Жандос Жанибекович**

e-mail: jandos.abirov@mail.ru.

Абиров Рустем

e-mail: rustabi@gmail.com.

Бертран Саюк

e-mail: office@snf-group.kz.

Людвиг Жиль

e-mail: office@snf-group.kz.

Тома Дивер

e-mail: office@snf-group.kz.

AUTHORS' INFO

***Zhandos Z. Abirov**

e-mail: jandos.abirov@mail.ru.

Rustem Abirov

e-mail: rustabi@gmail.com.

Bertrand Sahuc

e-mail: office@snf-group.kz.

Ludwig Gil

e-mail: office@snf-group.kz.

Thomas Divers

e-mail: office@snf-group.kz.

* Автор, ответственный за переписку/Corresponding author

УДК 622.276.7: 622.276.93

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogj108595>

Получена: 09.09.2022.

Одобрена: 02.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем воздействия на пласт термохимическими методами

Ш.З. Исмаилов¹, М.Г. Абдуллаев¹, Шд.З. Исмаилов²

¹ *Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, г. Баку, Азербайджан*

² *Нефтегазодобывающее управление им. Н. Нариманова, г. Баку, Азербайджан*

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В представленной статье предложен состав, приводящий к интенсификации и увеличению добычи нефти при повышении температуры в пласте, а также в призабойной зоне.

Цель. Изучить совершенствование методов воздействия на залежи и призабойные зоны как добывающих, так и нагнетательных скважин, позволяющих полностью вытеснять нефти из пласта, а также увеличивать добычу нефти в целом, тем самым способствуя увеличению конечного коэффициента нефтеотдачи пластов.

Материалы и методы. На основе лабораторных исследований разработана новая технология и предложена композиция, в состав которой входят сильный окислитель, низшие спирты и трёхатомный спирт, поверхностно-активные вещества и т.д.

Результаты. Композиция, предложенная для воздействия на пласт, действует следующим образом: при взаимодействии компонентов состава происходит экзотермическая реакция, в результате которой в призабойной зоне выделяется большое количество тепла и газа. За счёт выделенного тепла расплавляются тяжёлые компоненты нефти, осаждённые на поровых каналах породы вблизи призабойной зоны и ухудшающие проницаемость призабойной зоны породы и приемистость пластов. В результате воздействия композиции увеличиваются проницаемость призабойной зоны и приемистость нагнетательной скважины. Такое воздействие эффективно ещё и тем, что в результате экзотермической реакции отсутствует потеря выделяемого тепла, и оно непосредственно действует на восстановление проницаемости призабойной зоны пласта и улучшения реологических свойств нефти.

Заключение. Проводимые эксперименты показали, что благодаря воздействию предлагаемого состава на глинистые породы глины не набухают, а наоборот, происходит гидрофобизация поверхности породы за счёт сжатия глин, что предотвращает последующее негативное воздействие воды на глинистые породы. Причиной этого инцидента является кислотный характер предложенной композиции. Эти свойства предлагаемого состава являются гарантией того, что его применение в любых пластах (песчанистые, глинистые, карбонатные, доломиты и т.д.) будет эффективным.

Ключевые слова: *призабойная зона пласта, проницаемость, сильный окислитель, низшие спирты, трехатомный спирт, поверхностно-активные вещества.*

Как цитировать:

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Г., Исмаилов Шд.З. Технология повышения коэффициента нефтеотдачи путем воздействия на пласт термохимическими методами // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 78–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogj108595>

UDC 622.276.7: 622.276.93

CSCSTI 52.47.19

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

Received: 09.09.2022.

Accepted: 02.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Technology for increasing the oil recovery factor by reservoir stimulation by thermochemical methods

Shakhin Z. Ismailov¹, Malik G. Abdullayev¹, Shahiddin Z. Ismailov²

¹ Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

² N. Narimanov Oil and gas production department, Azerbaijan

ABSTRACT

Background: In the presented article, a composition is proposed that leads to the intensification and increase in oil production with an increase in temperature in the reservoir, as well as in the bottomhole zone.

Aim: To study the improvement of methods for influencing deposits and bottom-hole zones of both production and injection wells, which allow completely displacing oil from the reservoir, as well as increasing oil production in general, thereby contributing to an increase in the final oil recovery factor of the reservoirs.

Materials and methods: Based on laboratory studies, a new technology has been developed and a composition has been proposed, which includes a strong oxidizing agent, lower alcohols and trihydric alcohol, surfactants, etc.

Results: The composition proposed for influencing the reservoir acts as follows: when the components of the composition interact, an exothermic reaction occurs, as a result of which a large amount of heat and gas is released in the bottomhole zone. Due to the released heat, heavy oil components are melted, deposited on the pore channels of the rock near the bottomhole zone and worsening the permeability of the bottomhole rock zone and reservoir injectivity. As a result of the impact of the composition, the permeability of the bottomhole zone and the injectivity of the injection well increase. Such an impact is also effective in that there is no loss of generated heat as a result of the exothermic reaction, and it directly affects the restoration of the permeability of the bottomhole formation zone and improves the rheological properties of oil.

Conclusion: Conducted experiments have shown that, due to the effect of the proposed composition on clay rocks, clays do not swell, but, on the contrary, hydrophobization of the rock surface occurs due to clay compression, which prevents the subsequent negative impact of water on clay rocks. The reason for this incident is the acidic nature of the proposed composition. These properties of the proposed composition are a guarantee that its use in any formations (sandy, clayey, carbonate, dolomites, etc.) will be effective. Key words: bottomhole formation zone, permeability, strong oxidizing agent, lower alcohols, trihydric alcohol, surfactants.

Keywords: *bottomhole formation zone, permeability, strong oxidizing agent, lower alcohols, trihydric alcohol, surfactants.*

To cite this article:

Ismailov SZ, Abdullayev MG, Ismailov ShZ. Technology for increasing the oil recovery factor by reservoir stimulation by thermochemical methods. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):78–89. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

ӨОЖ 622.276.7: 622.276.93

ГТАХР 52.47.19

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

Қабылданды: 09.09.2022.

Мақұлданды: 02.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Термохимиялық әдістермен қабатқа әсер ету арқылы мұнай беру коэффициентін арттыру технологиясы

Ш.З. Исмаилов¹, М.Ф. Абдуллаев¹, Ш.З. Исмаилов²

¹ *Әзірбайжан мемлекеттік мұнай және индустрия университеті, Баку қ-сы, Әзірбайжан*

² *Н. Нариманов атындағы мұнай-газ өндіру басқармасы, Баку қ-сы, Әзірбайжан*

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Ұсынылған мақалада қабатта, және де кенжар аймағында температураны көтеру кезінде мұнай өндірудің қарқындылығы мен артуына апаратын әкелетін құрам ұсынылған.

Мақсат. Қабаттағы мұнайды толық ығыстыруға, сондай-ақ жалпы мұнай өндіруді ұлғайтуға мүмкіндік беретін өндіруші және айдау ұңғымаларының кен орындары мен кенжар маңындағы аймақтарына әсер ету әдістерін жетілдіруді зерделеу, сол арқылы соңғы мұнай беру коэффициентін арттыруға мүмкіндік беру.

Материалдар мен тәсілдер. Зертханалық зерттеулер негізінде жаңа технология жасалды және композиция ұсынылды, оның құрамына күшті тотықтырғыш, төменгі спирттер мен үш атомды спирт, беттік белсенді заттар және т. б.

Нәтижелер. Қабатқа әсер ету үшін ұсынылған құрам келесідей әрекет етеді: композицияның құрамдас бөліктері өзара әрекеттескенде экзотермиялық реакция жүреді, нәтижесінде кенжар маңындағы аймағында жылу мен газдың көп мөлшері бөлінеді. Бөлінген жылу есебінен кенжар маңындағы тау жыныстарының кеуекті арналарында тұндырылған және тау жыныстарының кенжар маңындағы аймағының өткізгіштігін және қабаттардың қабылдағыштығын нашарлататын мұнайдың ауыр компоненттері балқытылады. Құрамның әсерінен кенжар маңындағы аймағының өткізгіштігі және айдау ұңғымасының қабылдағыштығы артады. Мұндай әсер экзотермиялық реакция нәтижесінде бөлінетін жылудың жоғалуы болмағандықтан да тиімді және ол қабаттың кенжар аймағының өткізгіштігін қалпына келтіруге және мұнайдың реологиялық қасиеттерін жақсартуға тікелей әсер етеді.

Қорытындылар. Жүргізілген тәжірибелер көрсеткендей, ұсынылған құрамның сазды жыныстарға әсерінің арқасында саз ісінбейді, керісінше, сазды сығу арқылы тау жыныстарының беткі қабаты гидрофобизацияланады, бұл судың сазды жыныстарға теріс әсерін болдырмайды. Бұл оқиғаның себебі ұсынылған композицияның қышқылдық сипаты болып табылады. Ұсынылған композицияның бұл қасиеттері оны кез-келген қабаттарда (құмды, сазды, карбонатты, доломиттер және т.б.) тиімді қолданудың кепілі болып табылады.

Негізгі сөздер: қабаттың кенжар аймағы, өткізгіштік, күшті тотықтырғыш, төменгі спирттер, үш атомды спирт, беттік белсенді заттар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Исмаилов Ш.З., Абдуллаев М.Ф., Исмаилов Ш.З. Арқылы мұнай беру коэффициентін арттыру технологиясы термохимиялық әдістермен түзілуге әсері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 84–89 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108595>

Введение

В настоящее время основным направлением прироста добычи запасов нефти в мировом масштабе является развитие современных интегрированных методов и их промышленное применение для увеличения нефтеотдачи пластов. Эти методы способны обеспечить синергетический эффект при освоении как новых, так и разрабатываемых нефтяных месторождений.

Известно, что в старых месторождениях Азербайджана, равно как и Казахстана, имеется достаточно остаточных извлекаемых запасов нефти, которые традиционными методами невозможно извлекать. К таким месторождениям относятся все месторождения Азербайджана на суше, в Казахстане – месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, открытые с начала 70-х гг. XX в., такие как Карамандыбас, Каражанбас, Каламкас и др.

За долгие годы разработки указанных месторождений усилиями производственных и научных организаций были успешно реализованы проектные решения, опытно-промышленные испытания и промышленное внедрение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону. Однако несмотря на это, текущий коэффициент нефтеотдачи на указанных месторождениях относительно невысок.

Существует множество теоретических и экспериментальных работ в области как гидродинамического, так и термохимического воздействия на коллекторы, в разной степени повышающего температуру пластов, улучшающего процесс вытеснения нефти водой в пласте, тем самым способствуя повышению коэффициента нефтеотдачи пластов.

В работах [1, 2] теоретически изучен вопрос вытеснения нефти из пласта и построена номограмма, с помощью которой рассмотрены возможности вытеснения нефти из пласта холодной водой для улучшения эффективности закачки воды. Было предложено проводить закачку холодной воды в пласт таким образом, что закачиваемая вода, попадая в призабойную зону пласта, получала бы температуру пласта и в дальнейшем вытеснялась как горячая вода.

В известных работах [2, 3] приведены способы добычи нефти попеременной закачкой в нагнетательные скважины теплоносителей и холодной воды. Для поддержания температуры пласта тепло-

носитель прокачивается циклами, в промежутках между циклами закачивается холодная вода. Необходимо отметить, что эффективность таких способов зависит от продолжительности периодов закачки, от свойств пласта, нефти и горных пород. Такие способы иногда трудновыполнимы в промысловых условиях.

В работах [4–6] предложены новые термохимические способы увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти композициями, при которых при взаимодействии компонентов и породы протекают экзотермические реакции, в результате чего выделяется большое количество тепла и газа.

В этой статье предлагается метод применения теплоносителей с высокой эффективностью ингибирования, низким межфазным натяжением и повышенной нефтеотдачей, что способствует увеличению добычи нефти из залежей с трудноизвлекаемыми запасами. В качестве теплоносителя предлагается композиция, в состав которой входит также сильный окислитель – хромовый ангидрид, который реагирует с некоторыми органическими веществами, являющимися восстановителями, по механизму экзотермической реакции, с выделением большого количества тепла. Так, многие спирты (низшие, от CH_4O до $\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$, и трёхатомный спирт – глицерин) при соприкосновении с ним воспламеняются, при взаимодействии со спиртами в водном растворе реакция протекает со взрывом, при этом выделяется большое количество тепла (105–185 ккал).

Воспользовавшись указанными свойствами окислителя, была составлена композиция, которая состояла из хромового ангидрида, воды, смеси спиртов и поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ). В лабораторных условиях определён оптимальный состав композиции.

Необходимо отметить, что данный состав реагирует как с ароматическими углеводородами нефти, так и с предельными (парафинами) углеводородами. В результате химических реакций получают разные кислые эфиры, альдегиды, кетоны и т.д. Добавка некоторых ПАВ (например, диспергент) в композиции снижает скорость реакции между окислителем и смесью спиртов и тем самым инициирует увеличение глубины проникновения активной зоны в пласт. Продукты реакции предлагаемой смеси с нефтью обладают

гораздо более низкими поверхностными натяжениями на границе с нефтепродуктами, что свидетельствует об их высокой нефтewытесняющей способности.

Проверка эффективности данного способа проводилась в лабораторных условиях путем сравнения с исследованием [4]. Сравнение проводилось по температуре реакции, величине поверхностного натяжения оторочки на границе с углеводородами, коррозионной активности и величине конечного коэффициента нефтеотдачи.

Для изучения нефтewытесняющей способности составленной композиции использована установка УКН-2м. Исходя из специфики применяемых нами жидкостей для вытеснения нефти из пористой среды, входная часть установки незначительно изменена. Собранная установка позволяет проводить опыты при одновременной закачке хромовой кислоты и смеси спиртов в созданной модели пористой среды и создавать оторочку композиции, вытесняя её по модели пласта водой.

Величина поверхностного натяжения на границе оторочки и углеводородной жидкости определялась по известной методике на сталагмометре.

pH водного раствора хромового ангидрида определялся на стандартном pH-метре, ингибирующие свойства композиций определялись по стандартной методике.

При выборе состава композиции были использованы водный раствор хромового ангидрида различной концентрации, в качестве ПАВ – диспергент (ЕС 9660А), технический метиловый спирт и в качестве трехатомного спирта – технический глицерин. Для испытаний использовалась вода – морская, пластовая, водопроводная, дистиллированная.

Моделью нефти служили нефти из месторождений:

- Грязевая Сопка: плотность 932 кг/м^3 , в пластовых условиях вязкость $20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, содержание смол в составе нефти в среднем $23\text{--}25\%$;
- Нефтяные Камни: плотность 887 кг/м^3 при 20°C , в пластовых условиях при 60°C вязкость $5,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- Сангачалы-Дуванный-море: плотность 937 кг/м^3 при 20°C , при температуре 40°C вязкость $85 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, при 60°C вязкость $46 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, общее содержание в нефти ас-

фальтено-смолистых и парафиновых веществ – 54% .

Дальнейшие исследования подтвердили, что добавление в раствор ПАВ (диспергента) также способствует снижению поверхностного натяжения раствора на границе раздела с углеводородным флюидом, о котором известно из литературных источников.

Проводимые исследования показали, что дальнейшее увеличение концентрации окислителя несколько повышает температуру, но мало влияет на результаты этих экспериментов.

Результаты проведенных исследований показывали, что с увеличением концентрации хромового ангидрида в растворе (растворитель - дистиллированная вода) от $3,12\%$ до 50% поверхностное натяжение уменьшается от $34,7 \text{ мН/м}$ до $14,5 \text{ мН/м}$ соответственно. Наибольший темп снижения наблюдается до концентрации хромового ангидрида 20% , дальнейшее увеличение концентрации уменьшает темп снижения поверхностного натяжения.

Поскольку в состав композиции входят также смесь спиртов и диспергент, следует определить поверхностное натяжение при различных их содержаниях в композиции. Результаты этих исследований приведены в табл. 1. Как видно из данной таблицы, когда в состав композиции входит $3,12\%$ хромового ангидрида, 10 см^3 смеси спиртов и $0,25\%$ диспергента, поверхностное натяжение составляет $3,7 \text{ мН/м}$, а когда в состав композиции входит 50% хромового ангидрида, 25 см^3 смеси спиртов и $0,25\%$ диспергента, поверхностное натяжение составляет $7,5 \text{ мН/м}$.

Для состава композиции, которая приготовлена с использованием морской воды, поверхностное натяжение изменяется от $1,6$ до $2,51 \text{ мН/м}$.

Известно, что кислоты, проникая в пласт, вымывают нефть с поверхности пород. Лабораторными опытами определены pH конечной продукции реакции. Результаты показали, что раствор имеет кислую среду. В проводимых опытах pH в среднем составил $1,1\text{--}1,35$. Известно, что хромовый ангидрид имеет плотность более чем $2,5 \text{ г/см}^3$. По этой причине плотность приготовленных растворов $>1 \text{ г/см}^3$, т.е. плотности воды, и они в экспериментах изменяются в пределах от $1,040 \text{ г/см}^3$ (при концентрации хромового ангидрида $3,12\%$) до $1,508 \text{ г/см}^3$ (при концентрации 50%).

Таблица 1. Состав и физико-химические характеристики используемых композиций
Table 1. Composition and physico-chemical characteristics of the compositions used

№ п/п No.	Хромовый ангидрид, % Chromic anhydride, %	Тип воды Water type	Диспергент, % Dispersant, %	Смесь спиртов, см ³ на 100 см ³ Mixture of alcohols, cm ³ per 100 cm ³	Межфаз. натяжение, J/см (мН/м) Boundary tension, Dn/cm (Nm/m)	Плотность, г/см ³ Density, g/cm ³	pH
1	50	Дистил. Вода Distilled water	-	-	14,5	1,5	1,1
2	25	---*---	-	-	16,3	1,27	1,35
3	12,5	---*---	-	-	26,5	1,13	1,5
4	3,12	---*---	-	-	34,7	1,04	1,75
5	50	---*---	0,025	25	11	1,508	1,1
6	50	---*---	0,05	25	13	1,508	1,1
7	50	---*---	0,1	25	15	1,508	1,1
8	50	Морск. Вода Sea water	0,05	25	12	1,508	1,1
9	50	---*---	0,25	25	7,6	1,508	1,1
10	3,12	---*---	0,3	8	3,8	1,05	1,75
11	25	---*---	0,3	12	1,7	1,27	1,35
12	25	---*---	0,05	12	1,6	1,27	1,35
13	35	---*---	0,05	20	5,05	1,36	1,2
14	35	---*---	0,5	20	2,51	1,41	1,2

Как было сказано выше, на практике широко используются различные кислоты и щёлочи в широких пределах концентраций для вытеснения нефти. Несмотря на хорошую вытесняющую способность, эти вещества очень агрессивны, в связи с чем при их использовании наземное и подземное оборудование подвергается коррозии и быстро выходит из строя. Их агрессивность в динамических условиях становится еще больше.

Так, например, по некоторым данным [7], показатель глубокой коррозии стали Ст. 3 в 90%-й серной кислоте при 20°C составляет 0,09 мм/г, а при 90°C – 0,97 мм/г, в 95%-й серной кислоте этот же показатель при температуре 80°C составляет 2,8 мм/г, а при температуре 120°C – 16 мм/г.

Поскольку основу выбранного состава композиции составляет слабая кислота (водный раствор хромового ангидрида образует слабую кислоту), были определены её ингибирующие свойства. Определение этих свойств проводили при температуре 20°C по стандартной методике.

Результаты лабораторных исследований представлены в табл. 2. Как видно

из таблицы, ингибирующие свойства предложенного состава композиции на основе хромового ангидрида составляют 14–15%, при том, что эти свойства для 96%-й серной кислоты составляют 2,5%.

Таким образом, определен оптимальный состав композиции. Вместе с тем выявлено выделение достаточного количества тепла, изучено поверхностное натяжение их на границе с нефтью.

Учитывая сказанное, представляет интерес изучение вытеснения нефти оторочкой композиции. В этих исследованиях был использован оптимальный состав для извлечения нефти из пористой среды.

Для отдельной подачи частей предлагаемого состава к модели пористой среды труба имеет два отверстия на входе и одно на выходе. Образцами нефти послужила нефть, добытая на месторождениях Нефтяные Камни, Грязевая Сопка и Сангачалы-Дуваннй-море. В качестве вытесняющих агентов в опытах использовались морская вода и раствор композиции.

Были проведены две серии экспериментов по оценке нефтewымывающей способности предлагаемого состава. В первой

серии опытов нефть сначала извлекают из пористой среды вытеснением морской водой, чтобы получить конечную нефтеотдачу. С этой целью было прокачано 2,5 порового объёма морской воды, обводнёность на этот момент составляла 92–95%.

Затем в модели пласта создаётся оторочка композиции, и она вытесняется морской водой до получения конечной нефтеотдачи при прокачке 0,85 объёма пор жидкости через пористую среду.

Таблица 2. Ингибирующие свойства исследуемых композиций
Table 2. Inhibiting properties of the studied compositions

Соотношение компонентов Component ratio				Дозировка Treat rate	Скорость реакции (К) и защитный эффект (Z) при 20°C Reaction rate (K) and protective effect (Z) at 20°C	
Смесь спиртов, см³ на 100 см³ композиции Mixture of alcohols, cm³ per 100 cm³ of the composition	Хромовый ангидрид Chromic anhydride	Диспергент (ПАВ) Dispersant (surfactant)	Вода Water		K, г/м³	Z, %
Смесь спиртов 12 Mixture of alcohols 12	20	0,05	Осталь. Rest	100	587	14,9
Смесь спиртов 24 Mixture of alcohols 24	35	0,15	Осталь. Rest	100	605	13,8
96%-я сульфированная серная кислота 96% sulfonated sulfuric acid				100	715	2,5

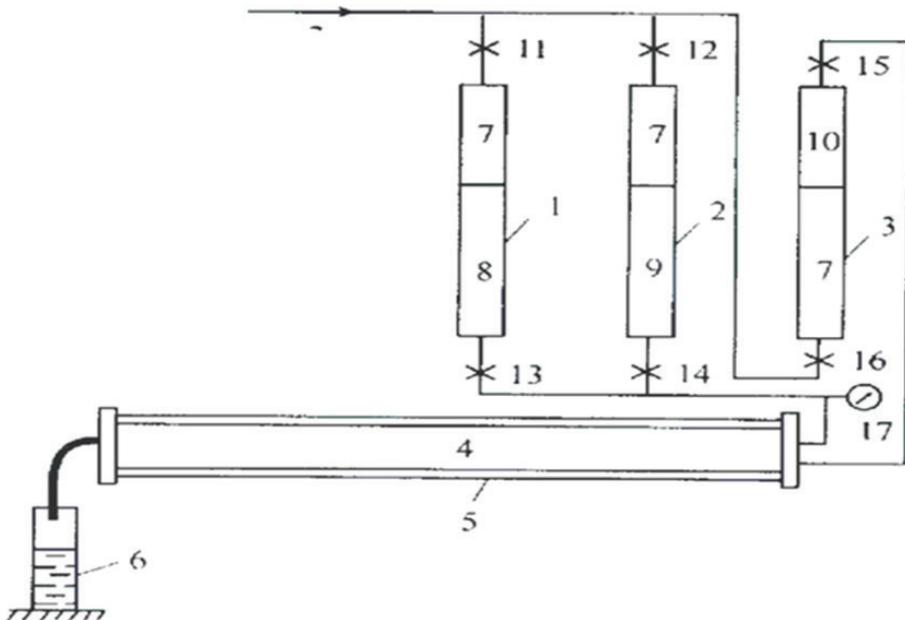


Рисунок 1. Схема установки УКН-2м с поджимными ёмкостями
Figure 1. Scheme of the UKN-2m installation with pressurizing tanks

В другой серии экспериментов оторочка заданного состава вводится в модель пористой среды в начале опыта, а затем вытесняется морской водой. Эксперимент заканчивается прокачкой жидкости

из пористой среды на 1,8 объёма пор, где обводнёность продукта составляет 92–95%. Условия проведения опытов во всех случаях одинаковые.

Нефть из модели пласта вытесняют морской водой. Длина модели 1 м, внутренний диаметр – 0,05 м. Модель заполняется молотым кварцевым песком, проницаемость пористой среды по воздуху – 0,11 мкм², пористость – 0,35. Вытеснение осуществляется с линейной скоростью 1200 м/г. Остаточная вода в экспериментах не моделировалась.

Эксперименты проводили в следующей последовательности: сначала модель пласта заполняется кварцевым песком, после она под глубоким вакуумом насыщается соответствующей нефтью, определяется объём пористой среды (или нефти) в модели. В проводимых нами экспериментах объём нефти в модели пористой среды изменялся в пределах $(670-690) \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$. Затем подготовленная для проведения экспериментов модель пористой среды подсоединялась к установке УКН-2м. Схема этой установки с поджимными ёмкостями приведена на рис. 1. Здесь в качестве поджимной жидкости взято трансформаторное масло.

Первая серия опытов проводится следующим образом: при закрытых вентилях (11)–(16) модель пористой среды (4) подключается к блоку, затем открываются вентили (11) и (13) и начинается запуск установки. Из блока трансформаторное масло (7) подаётся в поджимную ёмкость (1), заполненную морской водой (8). Вода, поступающая в модель пористой среды, вытесняет нефть в мерный сосуд (6). После того, как полученный продукт будет на 92–95% обводнён (после прокачки из модели пористой средой 2,5 порового объёма жидкостью), установка останавливается. Затем вентили (11) и (13) закрываются.

Открывая вентили (12) и (14), смесь водного раствора хромового ангидрида с диспергентом подаётся в модель пористой среды следующим образом: открываются вентили (12) и (14), из устройства трансформаторное масло (7) поступает в поджимную ёмкость (2), где раствор хромового ангидрида (9) вытесняется в пористую среду. Для подачи в модель пласта смеси спиртов открываются вентили (15) и (16), и трансформаторное масло (7) подаётся из установки снизу в поджимную ёмкость (3). Таким образом, через вентили (15) смесь спиртов (10) поступает в модель пористой

среды, и происходит экзотермическая реакция. Созданная оторочка в пористой среде перемещается по длине модели морской водой из поджимной ёмкости (1) при открытых вентилях (11) и (13).

Вторую серию экспериментов проводили аналогично описанной выше методике. Отличие состояло лишь в том, что в этих случаях оторочка создавалась в пористой среде с момента начала эксперимента, а затем вытеснялась морской водой. Результаты экспериментов при применении данного состава приведены в табл. 3. Как видно из таблицы, при вытеснении морской водой нефти месторождения Грязевая Сопка безводная нефтеотдача составляет 49,0–49,7%, а конечная нефтеотдача – 63,2–63,8%. Та же самая величина для нефти месторождения Нефтяные Камни составляет 51,4% и 65,2% соответственно. Высокие значения этих коэффициентов для нефти месторождения Нефтяные Камни объясняются меньшей вязкостью её по сравнению с нефтью месторождения Грязевая Сопка.

Те же эксперименты были продолжены закачкой в модель пласта 0,05, 0,1 и 0,2 порового объёма оторочки композиции. Установлено, что при вытеснении остаточной нефти оторочками составом 0,05 порового объёма конечная нефтеотдача увеличивается на 13%, при поровом объёме 0,1 – на 16,0%, при поровом объёме 0,2 – на 17,5%. Сравнение результатов позволяет сделать вывод, что основной прирост конечной нефтеотдачи происходит при введении в модель пласта 0,05–0,1 порового объёма композиции. Дальнейшее увеличение его объёма с 0,1 до 0,2 увеличивает конечную нефтеотдачу всего на 0,9%. Исходя из этого, можно считать, что 0,1 порового объёма оторочки оптимально с экономической точки зрения.

При 0,1 порового объёма оторочки для нефти месторождения Сангачалы-Дуваный-море безводная нефтеотдача составляет 63,2%, а конечная нефтеотдача – 80,2%.

Сравнения результатов двух серий лабораторных опытов показывает, что при вытеснении нефти из пласта разработанную композицию на основе окислителя можно применять как с начала, так и на любом этапе разработки месторождений.

Таблица 3. Результаты вытеснения нефти предлагаемыми композициями
Table 3. Results of oil displacement by the proposed compositions

№	Месторождение Field	Вытеснение нефти морской водой Oil displacement by sea water			Вытеснение нефти предлагаемым составом			
		Нефтеотдача, % Oil recovery, %		Объём про- качанной жидкости, пор. объём Volume of pumped fluid, por. volume	Объём отороч- ки, пор. объём Volume of the rim, por. volume	Нефтеотдача, % Oil recovery, %		Нефте- отдача, % Oil reco- very, %
		безвод- ная anhyd- rous	конеч- ная ultimate			безвод- ная anhyd- rous	конеч- ная ultimate	
1	Грязевая Сопка Mud Hill	49,0	63,2	2,5	0,05	-	76,2	0,85
2	Грязевая Сопка Mud Hill	49,1	63,5	2,5	0,1	-	79,5	0,85
3	Грязевая Сопка Mud Hill	49,7	63,8	2,5	0,2	-	81,3	0,85
4	Нефтяные Камни Oil Stones	51,4	65,2	2,5	0,1	-	81,8	0,85
5	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,05	56,3	74,7	1,8
6	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,1	63,5	80,5	1,8
7	Грязевая Сопка Mud Hill	-	-	-	0,2	63,9	80,9	1,8
8	Сангачалы- Дуванный-море Sangachali- Duvanny-sea	-	-	-	0,1	63,2	80,2	1,8

Увеличение безводного и конечного коэффициентов нефтеотдачи можно объяснить более высокой температурой экзотермической реакции композиции и хорошей вытесняющей способностью состава с низким поверхностным натяжением её на границе с углеводородной фазой.

Заключение

Экспериментально установлено, что при воздействии предлагаемым способом на призабойную зону новая композиция снижает коэффициент поверхностного натяжения и улучшает структурно-механические свойства композиции.

Определение pH конечного продукта реакции показало, что этот раствор имеет кислый характер, поэтому хорошо отмывает от частиц нефтепродукты.

При предлагаемом способе очистки призабойной зоны после прохождения нефти и состава совместно через пористую среду в объёме 1,8 пор начальная скорость фильтрации нефти практически

восстанавливается и принимает исходное значение.

В результате введения предлагаемого состава в призабойную зону реакция протекает непосредственно в пласте, не допускается потеря тепла. Также за счёт применения предлагаемой технологии при протекании реакции в призабойной зоне скважин выделяется большое количество тепла и газообразный муравьиный альдегид. С другой стороны, эти выделенные газы, создавая «источник высокого давления», ускоряют лучшее вытеснение нефти и, кроме того, вызывают снижение вязкости нефти в пласте.

В результате опытов установлено, что наличие нефти и нефтепродуктов в предлагаемом составе повышает температуру реакции, при очистке призабойной зоны тяжелые компоненты нефти быстро растворяются и переходят в жидкое состояние, что положительно влияет на качество работ по очистке. В этом случае образующиеся в процессе реакции газы обеспечи-

вают воздействие выделяющегося тепла на более глубокие слои призабойной зоны непосредственно с помощью продуктов реакции.

Применение

Результаты подобных лабораторных исследований были успешно внедрены в морских промысловых условиях. Эти промышленные испытания были проведены как для обработки призабойной зоны

скважин и очистки асфальто-смолистых и парафиновых отложений на поверхности лифтовых труб, так и для повышения нефтеотдачи пластов. Получены высокие положительные результаты, которые были долговременными. Дополнительно добываемые объёмы нефти за короткий срок окупали расходы на проводимые операции и показали высокую эффективность технологий. Определённая часть результатов проведённых работ представлена ниже.

Таблица 4. Результаты термохимического метода воздействия на пласт, месторождение Грязевая Сопка

Table 4. Results of the thermochemical method of reservoir stimulation, the Gryazevaya Sopka field

№ нагн. скв. No. of injection well	Горизонт Horizon	Объём закачанной оторочки, м ³ Volume of the injected slug, m ³	Доб. скв., находящаяся под воздействием Production well under stimulation	Добыча, т/сут Production, t/day					
				до воздействия before stimulation		3-й месяц после воздействия 3rd month after stimulation		6-й месяц после воздействия 6th month after stimulation	
				нефть oil	вода water	нефть oil	вода water	нефть oil	вода water
1150	IX	24	1100	12,6	-	13,1	-	14,7	-
			1147	ремонт/ repair	-	ремонт	-	ремонт	-
			1161	11,0	-	13,1	-	15,0	-
			1214	13,7	-	13,7	-	14,9	-
			1223	9,6	-	9,6	-	11,3	-

Таблица 5. Геолого-технические данные скважин до и после термохимической обработки призабойной зоны месторождения Нефтяные Камни

Table 5. Geological and technical data of wells before and after thermochemical treatment of the bottomhole zone of the Neftyanye Kamni field

№ скв. Well No.	Горизонт Horizon	Забой, м Bottom-hole, m	Фильтр, м Filter, m	Способ эксплуатации Operating technique	Подвеска Suspension	Добыча, т/сут Production, t/day			
						до операции before		после операции after	
						нефть oil	вода water	нефть oil	вода water
251	СП	505	504–494	газлифт	1 ряд/1 row – 2,5" – 494 11 ряд/11 row – 1,5" – 243	7,0	3,0	24,0	-

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: Исмаилов Ш.З. – концепция исследования, его проведение и редактирование рукописи; Абдуллаев М.Г. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования; Исмаилов Шд.З. – анализ и интерпретация данных для 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. Shakhin Z. Ismailov – conception of the work, drafting and revising the work; Malik G. Abdullayev – acquisition, analysis, interpretation of data for the work; Shahiddin Z. Ismailov – analysis, interpretation of data for the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллаев М.К. Номограмма для регулирования процесса вытеснения нефти из пласта // *Материалы Республиканской научно-технической конференции по геологии и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, посвященная 60-летию образования СССР*; 1982; Баку.
2. Керимов М.З., Абдуллаев М.К. О возможностях вытеснения нефти из пласта холодной водой и пути улучшения эффективности закачки воды // *Доклады Академии наук Азербайджана*. 2000; Баку. С. 78–87.
3. Авдонин Н.А., Буйкис А.Я., Орлов В.С. Исследование влияния закачки холодной и горячей воды на температурный режим месторождения Узень // *Труды ВНИИнефть*. 1967. Москва : Недр. Вып. 50, С. 253–265.
4. Абасов М.Т., Абдуллаев М.К., Аюбов Г.М. и др. Способ вытеснения нефти из пласта // *Авт. свидетельство СССР № 1565134*, 1990.
5. Керимов М.З., Абдуллаев М.К. Технология теплового воздействия на пласт в условиях морской нефтегазодобычи // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2001. №8. С. 47–51.
6. Салаватов Т.Ш., Абдуллаев М.К., Гараев Р.Г., и др. Способ повышения производительности скважин применением термохимической обработки призабойной зоны пласта // *Научное обозрение*. 2016, №9. С. 61–69.
7. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с кислотами. РД 39-2-66-78.

REFERENCES

1. Abdullayev MK. Nomogram for controlling the process of oil displacement from the reservoir. *Proceedings of the Republican scientific and technical conference on geology and development of oil, gas and gas condensate fields, dedicated to the 60th anniversary of the formation of the USSR*; 1982; Baku.
2. Kerimov MZ, Abdullayev MK. On the possibilities of oil displacement from the formation with cold water and ways to improve the efficiency of water injection. *Reports of the Academy of Sciences of Azerbaijan*; 2000; Baku. P. 78–87.
3. Avdonin NA, Buykis AY, Orlov VS. Study of the influence of cold and hot water injection on the temperature regime of the Uzen field. *Proceedings of All-Russian Oil and Gas research institute*. Moscow: Nedra; 1967;50:253–265.
4. Author's certificate of the USSR № 1565134. Abasov MT, Abdullayev MK, Ayubov GM, et al. *Method of displacement of oil from the reservoir*. 1990.
5. Kerimov MZ, Abdullayev MK. Technology of thermal treatment of the formation in the conditions of offshore oil and gas production. *Geology, geophysics and development of oil fields*. 2001;8:47–51.
6. Salavatov TS, Abdullayev MG, Garayev RG, et al. A method for improving well productivity by using thermochemical treatment of the bottomhole formation zone. *Scientific Review*. 2016;9:61–69.
7. Guidelines for the design and application of the acid flooding method. RD 39-2-66-78.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Исмаилов Шахин Зираддин оглу**

канд. техн. наук,

e-mail: *s.ismayilov58@mail.ru*.***Абдуллаев Малик Гурбан оглу**

канд. техн. наук, профессор, ORCID 0000-

0002-1383-6240,

e-mail: *malik.abdullayev.52@mail.ru*.**Исмаилов Шахиддин Зираддин оглу**e-mail: *shahiddin.ismayilov@socar.az*.**AUTHORS' INFO****Shahin Z. Ismailov**

D.Sc. in Engineering,

e-mail: *s.ismayilov58@mail.ru*.***Malik G. Abdullayev**

D.Sc. in Engineering, Full Professor, ORCID

0000-0002-1383-6240,

e-mail: *malik.abdullayev.52@mail.ru*.**Shahiddin Z. Ismailov**e-mail: *shahiddin.ismayilov@socar.az*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 622.276.6

МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Получена: 02.06.2022.

Одобрена: 18.11.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана

И.А. Аскарова, Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Т.С. Джаксылыков,
А.У. Джунусбаева

Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Регулярное увеличение спроса в углеводородах обуславливает необходимость внедрения оптимальных технологий для совершенствования выработки запасов. Метод утилизации воды с пониженной соленостью в качестве закачиваемого агента показался перспективным в решении этого вопроса.

Цель. Целью данной статьи является оценка потенциала малосольной воды для увеличения добычи и извлечения нефти на терригенном месторождении Казахстана.

Материалы и методы. Для исследования была смоделирована закачка малосольной воды в продуктивный пласт на симуляторе ECLIPSE 100. Воздействие концентрации солей на добычу и коэффициент вытеснения нефти на рассматриваемом месторождении во время вторичной закачки были определены путем моделирования заводнения растворов с различной солёностью. Модель была запущена на 18 лет. Анализ эффективности понижения солёности был проведен путем сравнения величины нефтедобычи после заводнения с высокосольной водой.

Результаты. Снижение солёности воды привело к приросту извлечения нефти на 1,3–2%. Столь незначительное увеличение добычи объясняется изначальными гидрофильными свойствами породы. Для получения ответной реакции от контакта малосольной воды с породой требуется наличие адсорбированной нефти на поверхности минералов. С высокой вероятностью можно сказать, что в данном коллекторе повышение коэффициента нефтеотдачи при уменьшении солёности обуславливается активными взаимодействиями на границе нефть – вода, одним из которых является увеличение вязкоупругих качеств.

Заключение. Незначительная разница в эффективности вытеснения нефти между изучаемыми малосольными водами говорит о наличии оптимальной солёности закачиваемой воды. Изначальная гидрофильность поверхности породы коллектора исключает изменение смачиваемости как причину увеличения добычи нефти. Рекомендуется дальнейшее изучение малосольного заводнения на керновом материале с исследуемого месторождения для получения точных данных и понимания того, насколько низкая солёность может повлиять на распределение нефти в породе.

Ключевые слова: малосольная вода, малосольное заводнение, терригенный коллектор, механизмы, относительные фазовые проницаемости, смачиваемость, вязкоупругость.

Как цитировать:

Аскарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У. Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 90–103. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

UDC 622.276.6

CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Received: 02.06.2022.

Accepted: 18.11.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Estimation of low salinity water flooding efficiency to improve oil recovery in sandstone reservoir in Kazakhstan

Ingkar A. Askarova, Rakhim N. Uteyev, Altynbek S. Mardanov,

Talgat S. Jaxylykov, Aynura U. Junusbayeva

Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The regular increase in demand for hydrocarbons necessitates the introduction of optimal technologies to improve the development of reserves. The method of utilization of water with low salinity as an injected agent seemed promising in solving this issue.

Aim: The aim of this article is to assess the potential of low-salt water to increase production and oil recovery in the terrigenous field of Kazakhstan.

Materials and methods: For the study, low-salinity water injection into the reservoir was simulated on the ECLIPSE 100 simulator. The impact of salt concentration on production and oil displacement efficiency in the considered field during the secondary injection were determined by simulating flooding of solutions with different salinity. The model has been running for 18 years. Analysis of salinity reduction efficiency was carried out by comparing oil recovery after flooding with high salinity water.

Results: The decrease in water salinity led to an increase in oil recovery by 1.3–2%. Such a slight increase in production is due to the initial hydrophilic properties of the rock. To obtain a response from the contact of low-salt water with rock, the presence of adsorbed oil on the surface of minerals is required. It can be said with high probability that in this reservoir, an increase in the oil recovery factor with a decrease in salinity is due to active interactions at the oil-water interface, one of which is an increase in viscoelastic properties.

Conclusion: A slight difference in the efficiency of oil displacement between the studied low-salinity waters indicates the presence of the optimal salinity of the injected water. The initial hydrophilic property of the reservoir rock surface excludes wettability change as a reason for the increase in oil production. Further study of low-salt water flooding on core material from the studied field is recommended to obtain accurate data and understand how low salinity can affect the distribution of oil in the rock.

Keywords: *low salt water, low-salt water flooding, terrigenous reservoir, mechanisms, relative permeabilities, wettability, viscoelasticity.*

To cite this article:

Askarova IA, Uteyev RN, Mardanov AS, Jaxylykov TS, Junusbayeva AU. Estimation of low salinity waterflooding efficiency to improve oil recovery in sandstone reservoir in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):90–103. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

ӨОЖ 622.276.6

ҒТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Қабылданды: 02.06.2022.

Мақұлданды: 18.11.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай беруді арттыру үшін тұзы аз суды пайдалану тиімділігін бағалау

І.А. Асқарова, Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Т.С. Джақсылыков,
А.У. Джүнісбаева

ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Көмірсутектерге сұраныстың үнемі артуы қорларды өндіруді жақсарту үшін оңтайлы технологияларды енгізу қажеттілігі туындады. Айдалатын агент ретінде тұздылығы төмен суды жою әдісі бұл мәселені шешуде перспективалы болып көрінді.

Мақсат. Осы мақаланың мақсаты Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай өндіру мен өндіруді ұлғайту үшін тұзы аз судың потенциалын бағалау болып табылады.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу үшін ECLIPSE 100 симуляторында өнімді қабатқа тұзы аз суды айдау модельденді. Тұз концентрациясының өндіріске әсері және қайталама айдау кезінде қарастырылып отырған кен орнындағы мұнайдың ығысу коэффициенті әр түрлі тұздылығы бар ерітінділердің суландыруын модельдеу арқылы анықталды. Модель 18 жылға шығарылды. Тұздылықты төмендету тиімділігін талдау суландырудан кейінгі мұнай өндіру көлемін жоғары тұзды сумен салыстыру арқылы жүргізілді.

Нәтижелер. Судың тұздылығының төмендеуі мұнай өндірудің 1,3–2% өсуіне әкелді. Өндірістің мұндай шамалы өсуі тау жыныстарының бастапқы гидрофильді қасиеттеріне байланысты. Тұзы аз судың тау жыныстарымен жанасуынан реакция алу үшін минералдардың бетінде адсорбцияланған мұнайдың болуы талап етіледі. Бұл коллекторда тұздылықтың төмендеуімен мұнай беру коэффициентінің жоғарылауы «мұнай – су» шегіндегі белсенді өзара әрекеттесулерге байланысты деп айтуға болады, олардың бірі тұтқыр серпімді қасиеттердің артуы болып табылады.

Қорытынды. Зерттелетін аз тұзды сулар арасындағы мұнайдың ығысу тиімділігінің шамалы айырмашылығы айдалатын судың оңтайлы тұздылығының болуын көрсетеді. Коллекторлық тау жыныстарының бастапқы гидрофильділігі мұнай өндірудің ұлғаюының себебі ретінде дымқылданғыштың өзгеруін болдырмайды. Нақты деректер алу және тұздылықтың тау жыныстарында мұнайдың таралуына қаншалықты әсер ететінін түсіну үшін зерттелетін кен орнынан алынған керн материалында тұздың аз суландыруын одан әрі зерттеу ұсынылады.

Негізгі сөздер: тұздылығы аз су, тұзы аз суландыру, терригендік коллектор, механизмдер, салыстырмалы өткізгіштік, дымқылданғыштық, тұтқыр серпімділік.

Дәйексөз келтіру үшін:

Асқарова І.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джақсылыков Т.С., Джүнісбаева А.У. Қазақстанның терригендік кен орнында мұнай беруді арттыру үшін тұзы аз суды пайдалану тиімділігін бағалау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2022. 4 том, №4. 90–103 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108245>

Введение

Постоянное повышение потребности в нефти и её производных вызывает активный интерес к новым методам извлечения углеводородов из продуктивных пластов. Традиционные способы вытеснения нефти пластовой водой неэффективны при воздействии на остаточную нефть, которая содержится в обособленных зонах пласта, а также в низкопроницаемых, заводненных регионах. Следовательно, актуальной задачей является разработка и внедрение альтернативных технологий и воздействий на продуктивную залежь с целью полноценно выработать нефтяную залежь. Для решения этих проблем используют методы повышения нефтеотдачи с помощью химических реагентов, таких как полимеры, поверхностно-активные вещества, а также термические методы. За последние десятилетия за рубежом огромный интерес вызывает технология заводнения продуктивного горизонта малосольной водой. Эффективность этой техники была подтверждена путем множественных экспериментов, где контроль над компонентными свойствами и солёностью закачиваемой воды привели к весьма удовлетворительным результатам.

Технология малосольного заводнения – это уменьшение концентрации солей и растворенных твердых веществ в закачиваемой в пласт воде и манипуляции с её ионным составом с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) и снижения остаточной нефтенасыщенности. Низкая солёность обычно достигается через разбавление пластовой воды дистиллированной водой. Техника заводнения водой с низким содержанием солей является весьма широко изученным методом в лабораторных условиях, активное исследование которого началось в 1990-х гг. [1, 2].

Результативность малосольного метода увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) была доказана и при вторичных, и при третичных способах разработки, где наблюдался прирост добычи нефти до 15%. В сравнении с закачкой морской или высокосолёной воды, применение обсуждаемой технологии при использовании вторичного метода характеризуется более поздним прорывом воды в скважину [3]. Во время третичного метода извлечения малосольная вода показала потенциал к вытеснению дополнительной нефти [4]. Успешные

результаты в виде увеличения нефтеотдачи в ходе выполненных испытаний на кернех привели к попыткам реализации закачки малосольной воды на месторождениях как с карбонатными, так и с терригенными коллекторами. Уменьшение остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне коллектора после заводнения раствором с пониженной концентрацией солей отмечалось в таких месторождениях, как Омар, Эндикотт, месторождения северного склона Аляски [5–7].

Главным эффектом закачки малосольной воды в нефтеносный пласт является изменение смачиваемости породы-коллектора, что несёт уменьшение капиллярных сил и гидрофобизации и, соответственно, улучшение коэффициента вытеснения нефти. Помимо этого, есть и положительное влияние пониженной солёности на межфазное взаимодействие воды и нефти. Различные механизмы ответственны за эффективность данной технологии, и до сих пор ведутся дискуссии о наличии одного доминирующего механизма. В карбонатных и терригенных породах-коллекторах малосольная вода функционирует по-разному из-за различного минералогического состава.

Критерии для малосольного заводнения

Для достижения высокой результативности малосольного МУН в терригенных коллекторах содержание солей в закачиваемой воде должно быть значительно ниже, чем в пластовой воде, тем самым создавая градиент солёности между ними. Однако есть утверждения, что эффект малосольной воды обеспечивается путем закачки воды с солёностью ниже 5000 мг/л [7].

Существуют предположения о том, что наряду с солёностью закачиваемой воды ионный состав имеет немаловажную роль в получении ожидаемого увеличения КИН. Так, например, в работе [8] при изучении малосольного заводнения на керне были подготовлены растворы CaCl_2 и NaCl . Имея одинаковую солёность в 5000 мг/л, раствор натрия повысил КИН на 7% больше, чем раствор кальция. Это указывает на то, что при планировании МУН с малосольной водой необходимо учитывать и ионный состав закачиваемого агента. Повышенная концентрация двухвалентных катионов может негативно повлиять на

исход, соответственно, уменьшение количества этих ионов считается желательной процедурой при разработке данного МУН.

Идеальными кандидатами для закачивания малосольной воды являются коллекторы с высоким содержанием глинистых минералов, т.к. именно они имеют способность лучше «поглощать» полярные компоненты нефти (смолы и асфальтены). Следовательно, обеспечивается максимальная гидрофобность для наблюдения ожидаемого эффекта от воды с низкой концентрацией солей [9].

Механизмы малосольного заводнения

В результате всестороннего изучения ученые выявили ряд механизмов малосольного заводнения, ответственных за высокую эффективность и улучшение смачиваемости в терригенных породах. Среди них наиболее распространёнными являются мультикомпонентный обмен ионами, увеличение pH, снижение межповерхностного натяжения между водой и нефтью, миграция мелких частиц, расши-

рение электрического двойного слоя (далее – ЭДС).

Мультивалентные и двухвалентные ионы, Ca^{2+} и Mg^{2+} , имеющиеся в ионном составе пластовой воды, с одной стороны прикрепляются к глинистым минералам, а с другой – к полярным компонентам нефти, и создают металлоорганические соединения. Помимо этого, в иных случаях перечисленные полярные соединения нефти адсорбируются сразу на поверхности породы без помощи ионов (рис. 1, а). Оба случая приводят к усилению гидрофобности среды. Низкая солёность и большее содержание простых одновалентных ионов Na^+ и K^+ в малосольной воде в сравнении с пластовой провоцируют мультикомпонентный ионный обмен. Суть в том, что простые ионы заменяют мультивалентные ионы, которые адсорбированы на поверхности породы, тем самым освобождая нефть вместе с ними. Также в результате ионного обмена одновалентные ионы могут замещать саму нефть (рис. 1, б). Путем такого обмена ионами происходит изменение смачиваемости и увеличение количества извлекаемой нефти [10].

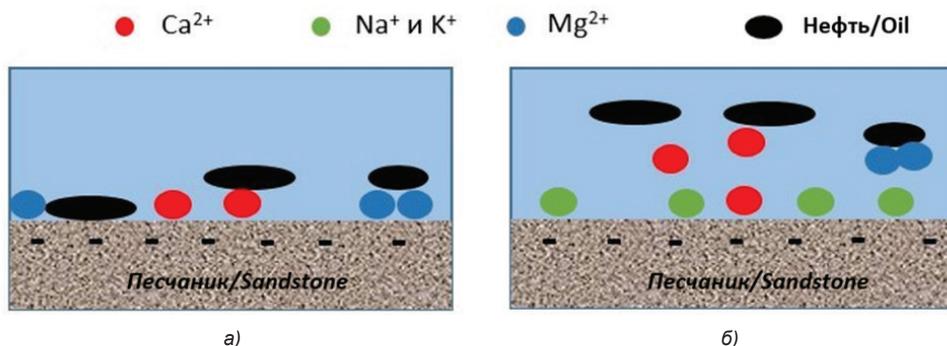


Рисунок 1. Иллюстрация мультикомпонентного обмена ионами в песчаных породах
Figure 1. Illustration of multicomponent ion exchange in sands

а) пластовые условия / reservoir conditions; б) среда с пониженной солёностью / low salinity environment

Улучшение нефтеотдачи и изменение смачиваемости многие исследователи обуславливают повышением pH из-за вступления малосольной воды в реакцию с породой. Увеличение pH считается исходом замещения ионов Ca^{2+} ионами водорода (H^+), которых много в малосольном растворе. В результате описанного обмена освобождаются OH^- , что в конечном счете вызывает повышение pH. В созданной щелочной среде кислотные и основные компоненты в составе нефти с легкостью могут отсоединиться от поверхности поро-

ды [11]. Вместе с тем высокие значения pH способствуют повышению магнитуды негативного заряда некоторых минералов, что однозначно положительно влияет на расширение ЭДС.

В водной среде поверхность песчаников и глинистых минералов в терригенных породах заряжена негативно также, как и компоненты нефти ($-\text{COO}^-$), что должно привести к формированию кулоновского отталкивания. Однако согласно теории двойного слоя, в высокосолёной среде, которой является пластовая вода, вокруг

и возле электростатически заряженной поверхности собираются ионы с зарядом противоположным, чем сама поверхность. Это провоцирует формирование электрического двойного слоя противоионов, который экранирует электростатические силы отталкивания и содействует «прилипанию» нефти к породе. Между тем в малосольной воде дефицит ионов увеличивает толщину ЭДС из-за рассеянных ионов в ней, и он не перекрывает, а, наоборот, увеличивает отталкивающиеся силы. Следовательно, при малосольном заводнении из-за широкого ЭДС нефть отталкивается от породы, и электростатические силы противостоят дальнейшей адсорбции углеводородов [12].

Механизм уменьшения межповерхностного натяжения в системе нефть-вода не так популярен, т.к. считается, что снижение натяжения путем малосольного МУН незначительно для наблюдения высоких КИН [7]. Стоит отметить, что pH водной среды после внедрения малосольного раствора недостаточно высок. Поскольку понижение межповерхностного натяжения между малосольной водой и нефтью зависит от pH, оно может не отмечаться из-за неудовлетворительных показателей pH. Следовательно, указанный механизм не является главным объяснением повышения КИН, хотя предоставлены отдельные исследования [13], где наблюдалась позитивная реакция в виде улучшения гидрофильности за счёт уменьшения межфазного натяжения.

Работа механизма миграции мелких частиц заключается в закупоривании поровых каналов коллектора мелкими частицами глины. Суть в том, что малосольная вода повышает электростатические силы отталкивания между частицами глины и

самой породы, к которой они прикреплены. Далее отсоединенные частицы скапливаются и блокируют пути, и поток воды из-за неспособности пройти дальше перенаправляется в труднодоступные регионы порового пространства, где, возможно, находится нефть, тем самым обеспечивая эффективную прочистку [14]. Описанный механизм требует присутствия глинистых частиц в продуктивном пласте, чтобы достичь определенного прироста нефтеотдачи. В частности, особо важно содержание глин, не склонных к набуханию, а именно каолинитов и иллитов. Тем не менее в литературе приведены случаи, где эффект от малосольного заводнения наблюдался и в отсутствие мелких фракций глины.

Материалы и методы

Характеристика месторождения

Исследуемое месторождение расположено на западе Казахстана. Разведочными скважинами были вскрыты 4 продуктивных нефтяных пласта, сложенных верхнепермскими породами, которые разрабатываются как один эксплуатационный объект. Породы преимущественно глинистые, среди которых выделяются песчаники и алевроиты, служащие породами-коллекторами. Поскольку объект многопластовый, при разработке возникают проблемы с дренированием и выработкой слабопроницаемых пород. По кривым относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) можно сделать вывод о склонности горной породы взаимодействовать с определенной жидкостью. Согласно кривым, точка равенства ОФП соответствует водонасыщенности $S_w > 0,5$, следовательно, вода является смачивающей фазой (рис. 2). Основные свойства нефти и коллектора перечислены в табл. 1.

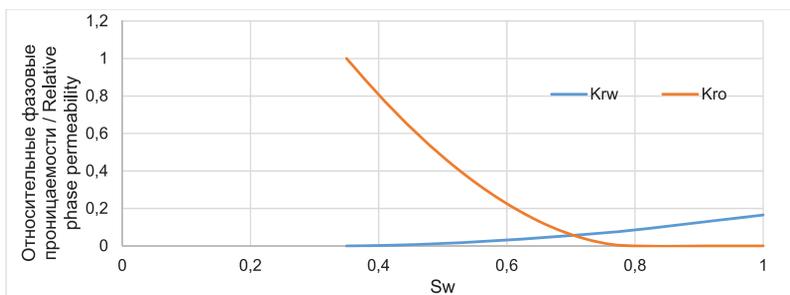


Рисунок 2. Кривые ОФП исследуемого месторождения

Figure 2. RPP curves of the studied field

krw – относительная фазовая проницаемость по воде / relative phase permeability to water

kro – относительная фазовая проницаемость по нефти / relative phase permeability for oil

Sw – водонасыщенность / water saturation

Таблица 1. Основные характеристики изучаемого месторождения
Table 1. Main characteristics of the studied field

Параметр Parameter	Значение Value
Плотность пластовой нефти, кг/м ³ Reservoir oil density, kg/m ³	756
Вязкость пластовой нефти, мПа*с Reservoir oil viscosity, mPa*s	1,33
Газосодержание, м ³ /м ³ Gas content, m ³ /m ³	107,7
Объемный коэффициент Volume ratio	1,282
Давление насыщения, МПа Saturation pressure, MPa	12
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	31
Пластовая температура, °С Reservoir temperature, °C	57

Пластовые воды продуктивных горизонтов являются жесткими и высоко-солёными с общим содержанием солей в 317 кг/м³. В компонентном составе этих вод преобладают ионы Na⁺ и Cl⁻ (табл. 2). Месторождение разрабатывается за счёт поддержания пластового давления путем закачки воды из водозаборных скважин.

Таблица 2. Ионный состав пластовой и закачиваемой воды
Table 2. Ionic composition of reservoir and injected water

Ионы, кг/м ³ Ions, kg/m ³	Пластовая вода Reservoir water	Закачиваемая вода Injected water
Na ⁺ +K ⁺	118,7–120,9	10,1
Cl ⁻	189,5–192,9	15,3
SO ₄ ²⁻	1,603	0,881
Ca ²⁺	3,4–3,6	0,16
Mg ²⁺	0,4–0,6	0,061
HCO ₃ ⁻	0,268	0,336
Общая солёность, кг/м ³ Total salinity, kg/m ³	317	26,9
pH	6,5–6,7	7,54

Моделирование

Моделирование малосольного заводнения было реализовано через трехфазный симулятор ECLIPSE 100. В данном симуляторе есть опция воды с низкой солёностью, которая активируется через ключевое слово «LOWSALT» в секции

RUNSPEC. Она связывает общую солёность воды с кривыми относительной фазовой проницаемости. Для этого надо определить кривые ОФП для вод с высоким и низким содержанием солей. Для вод со значением солёности, находящимся между этими двумя кривыми, идет интерполяция через функцию LSALTFNC.

В данной работе закачиваемая вода из водозаборных скважин с общей солёностью в 26,9 кг/м³ будет выступать в качестве высокосольной (далее – ВС) воды. Проанализировав ОФП по воде с высокой солёностью и подобрав степени функции Кори, можно построить кривую для малосольной воды. Это легко осуществляется через определение значения остаточной нефтенасыщенности S_{or} после малосольного заводнения. Поскольку для данного месторождения ещё не была изучена эффективность воды с низким содержанием ионов, центральной задачей было определить, насколько низкая солёность может повлиять на остаточную нефтенасыщенность. Для этого были изучены работы прошлых лет, где описывается использование малосольного МУН в масштабах месторождения, а не керна. Согласно работе [7], в терригенном коллекторе разбавление высокосольной воды в 10 раз понизило S_{or} на 9%. Следовательно, мы можем предположить, что для изучаемого месторождения уменьшение солёности в 10 раз может уменьшить остаточную нефтенасыщенность на 9%: вода с солёностью в 2,69 кг/м³ понизила бы S_{or} с 0,206 до 0,116 (рис. 3). Помимо этого, был рассмотрен эффект от разбавления воды в 2 раза (13,45 кг/м³). Кривые ОФП для данного значения солёности были интерполированы согласно коэффициентам F_1 для LSALTFNC (табл. 3).

Для изучения распределение нагнетательных и добывающих скважин для моделирования осталось неизменным. Скважины являются вертикально направленными. Для моделирования все 14 добывающих скважин были открыты в одно и то же время с целевым дебитом в 100 м³/сут. Лимит забойного давления в добывающих скважинах был установлен на уровне, который больше, чем давление насыщения, чтобы предотвратить разгазирование пластовой нефти. Работа трех нагнетательных скважин была ограничена забойным давлением в 65 МПа, не превышающим давления разрыва пласта.

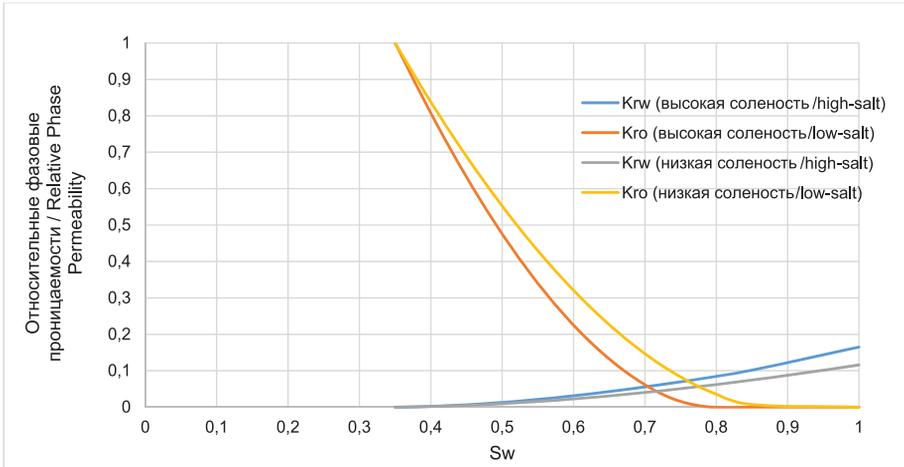


Рисунок 3. Кривые ОФП по высокосоленной и малосоленной воде
Figure 3. RPP curves for high-salt and low-salt water

k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде / relative phase permeability to water
 k_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти / relative phase permeability for oil
 S_w – водонасыщенность / water saturation

Таблица 3. Таблица коэффициентов для функции LSALTFNC
Table 3. Table of coefficients for the LSALTFNC function

Солёность, кг/м ³ Salinity, kg/m ³	F ₁
2,69	1
13,45	0,5
26,9	0

Результаты моделирования

Воздействие концентрации солей на добычу и коэффициент вытеснения нефти на рассматриваемом месторождении во время вторичной закачки было определено путем моделирования заводнения растворов с солёностью в 26,9 кг/м³ (BC), 13,45 кг/м³ (2dхBC) и 2,69 кг/м³ (10dхBC). Модель была запущена на 18 лет, или при-

мерно 6500 дней. Анализ эффективности понижения солёности был проведен путем сравнения величины нефтедобычи после заводнения с BC водой.

Рис. 4 демонстрирует, что раствор с концентрацией ионов в 26,9 кг/м³ вытеснил около 15,6% изначальных запасов. Рис. 5 иллюстрирует кривые накопленной добычи нефти и воды. Согласно полученным данным, нефть начала производиться сразу, тогда как воде понадобилось больше времени для прорыва в скважину. Поскольку содержание солей в закачиваемом агенте намного меньше, чем в пластовой воде (317 кг/м³), в добытой воде присутствуют твердые вещества, что показано на рис. 6. Наличие солей является следствием наличия градиента солёности и установления нового химического равновесия.

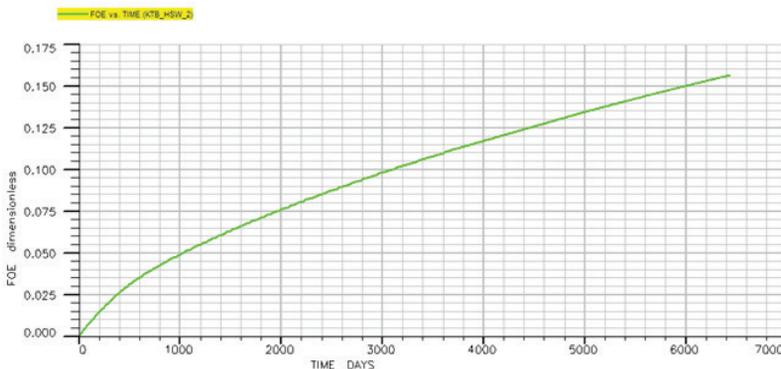


Рисунок 4. Эффективность извлечения нефти с BC водой (26,9 кг/м³)
Figure 4. Efficiency of oil recovery with HS water (26.9 kg/m³)

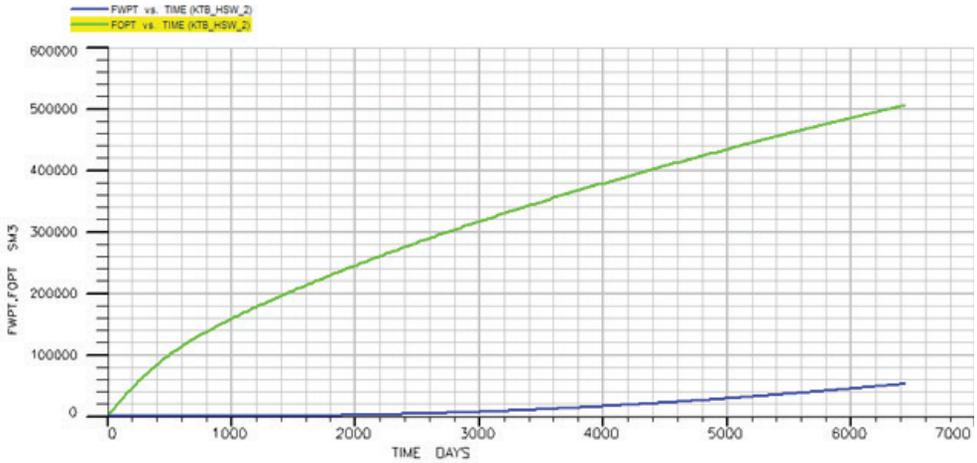


Рисунок 5. Накопленная добыча нефти и воды во время ВС заводнения (26,9 кг/м³)

Figure 5. Cumulative oil and water production during HS water flooding (26.9 kg/m³)

зеленая линия – нефть, синяя линия – вода
green line – oil, blue line – water

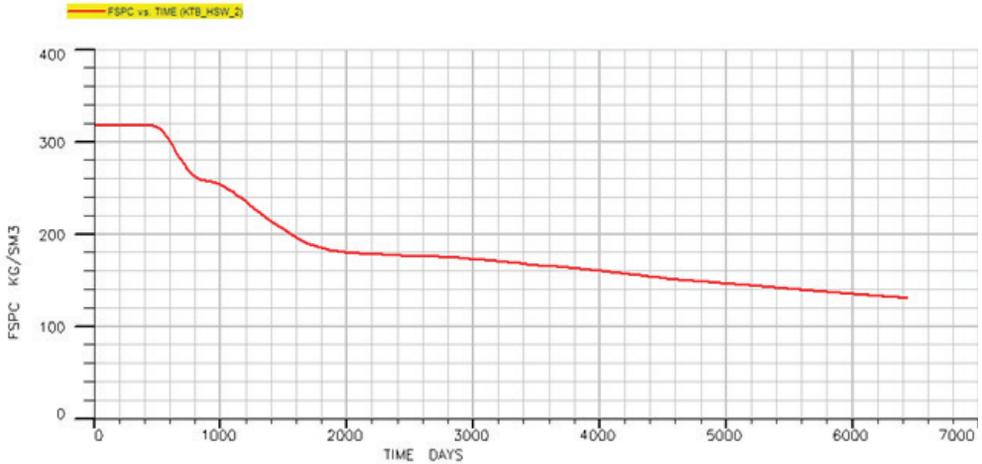


Рисунок 6. Концентрация соли в добытой воде после закачки ВС воды (26,9 кг/м³)

Figure 6. Salt concentration in produced water after injection of HS water (26.9 kg/m³)

Далее при использовании растворов, разбавленных в 2 раза (2dxBC) и в 10 раз (10dxBC), наблюдается повышение добываемой нефти и прирост коэффициента её извлечения на 1,3% и 2% соответственно (рис. 7–8). Таким образом, понижение концентрации солей в 2 раза провоцирует увеличение эффективности нефтеотдачи на ~1,3%, тогда как при разбавлении изначальной солёности в 10 раз добываются дополнительные ~2% нефти. Согласно кривым накопленной добычи нефти и воды, около 500 дней понадобилось для активации малосольных растворов и для протекания необходимых реакций между водой и породой/нефтью. Небольшая раз-

ница в приросте (0,7%) между двумя видами малосольной воды свидетельствует о том, что существует оптимальная концентрация солей, меньше которой может не наблюдаться дальнейший рост нефтеотдачи. Количество солей в добытой воде снижается с уменьшением солёности закачиваемой воды (рис. 9).

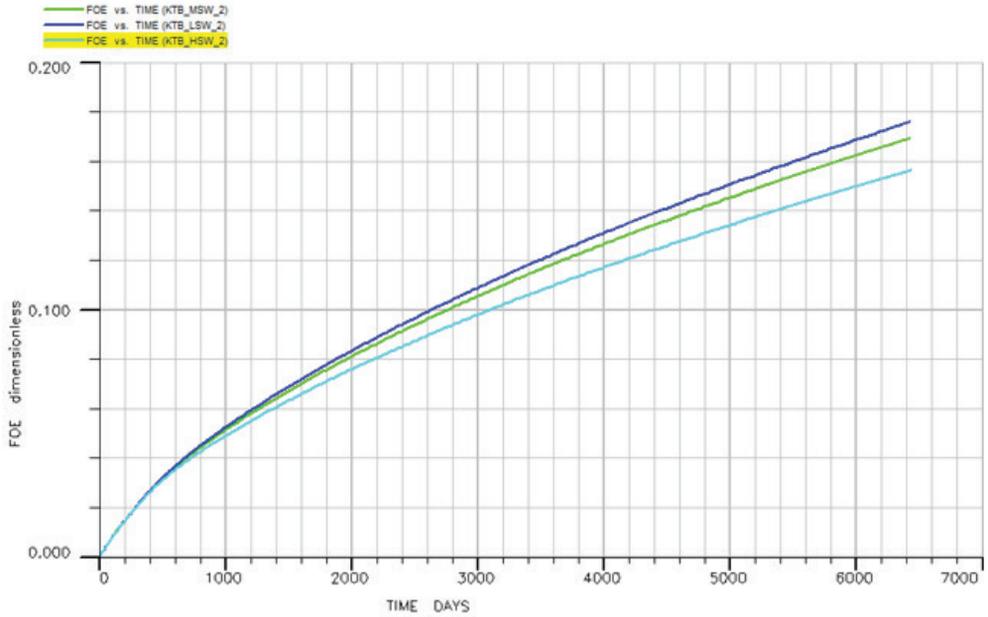


Рисунок 7. Эффективность извлечения нефти с растворами
Figure 7. Efficiency of oil recovery with solutions

голубая линия – BC (26,9 кг/м³), зеленая линия – 2dxBC (13,45 кг/м³), синяя линия – 10dxBC (2,69 кг/м³)
 blue line – BC (26,9 kg/m³), green line – 2dxBC (13,45 kg/m³), blue line – 10dxBC (2,69 kg/m³)

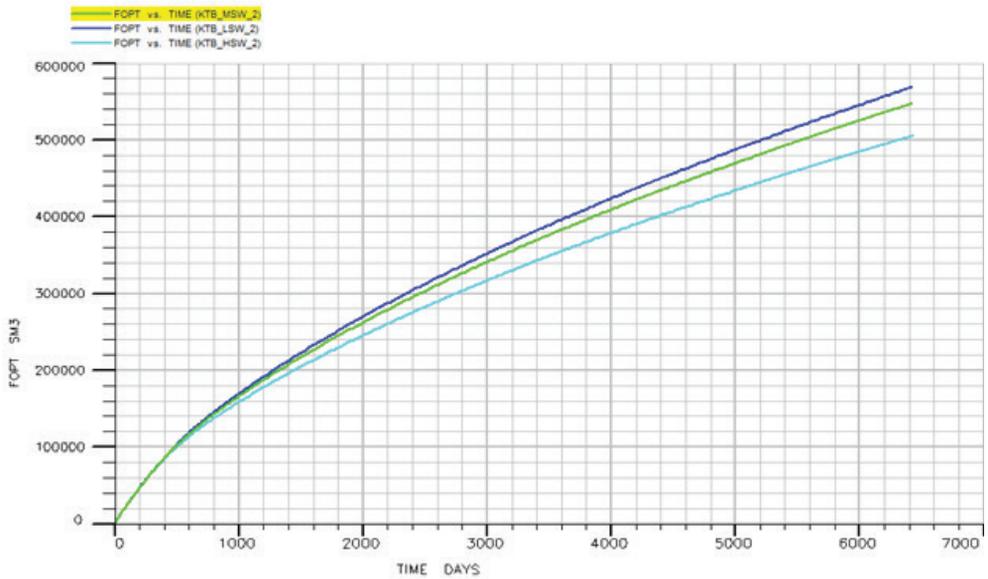


Рисунок 8. Накопленная добыча нефти
Figure 8. Cumulative oil production

голубая линия – BC, зеленая линия – 2dxBC, синяя линия – 10dxBC
 blue line – BC, green line – 2dx BC, blue line – 10dx BC

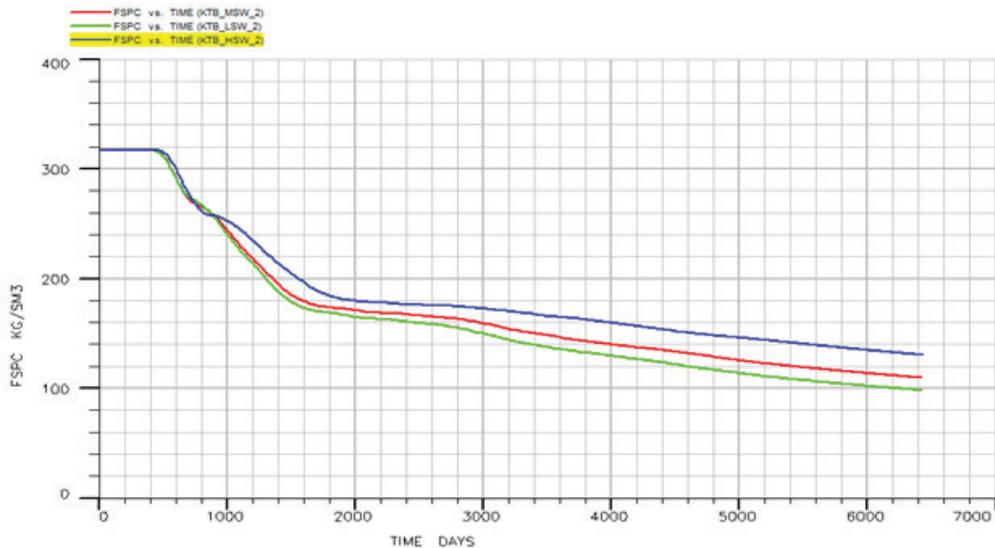


Рисунок 9. Концентрация соли в добытой воде после закачки ВС
Figure 9. Salt concentration in produced water after HS water injection

голубая линия – ВС, красная линия – 2dxBC, зеленая – 10dxBC
 blue line – BC, red line – 2dx BC, green – 10dx BC

Обсуждение

Эффект от малосольной воды был не таким значительным, как ожидалось. Это объясняется тем, что поверхность породы изначально была гидрофильна. Адсорбированной нефти не было в достаточном количестве, чтобы малосольная вода смогла проявить необходимое влияние и изменить смачиваемость. Гидрофильность обуславливается низкой концентрацией двухвалентных ионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в пластовой воде и, соответственно, малым содержанием металлоорганических соединений. Согласно вышеупомянутому, двухвалентные ионы в пластовой воде и «привязанная» к породе нефть являются необходимыми атрибутами для мультикомпонентного ионного обмена. Вместе с этим незначительное увеличение добычи может быть связано с вероятностью того, что ВС вода, рассматриваемая в этой работе ($26,9 \text{ кг/м}^3$), может выступать как малосольная по отношению к пластовой воде (317 кг/м^3). И во время сравнения двух растворов с разным содержанием твердых веществ ($26,9$ и $2,69 \text{ кг/м}^3$) может и не наблюдаться огромная разница в извлечении углеводородов.

Как было отмечено, в разрезе продуктивных пластов наблюдается литологическое замещение проницаемых песчаников породами с повышенной глинистостью. Следовательно, предполагаемой причи-

ной прироста коэффициента нефтеотдачи может быть то, что малосольная вода высвобождает глинистые частицы за счёт увеличения электростатических сил. Вследствие этого свободные мелкие частицы забивают поры в высокопроницаемых прослоях. Таким образом, поток воды перенаправляется и получает доступ в менее проницаемые регионы с нефтью и прочищает их. Однако для полной уверенности в данном процессе необходимы экспериментальные исследования.

Объяснением наблюдения прироста добычи может служить изменение взаимодействий не только на поверхности породы, но и на границе нефть-вода. Более того, учитывая гидрофильность породы коллектора, можно предположить, что такой исход вполне допустим. Низкая концентрация солей способствует повышению вязкоупругости при взаимодействии нефти с водой. Созданная вязкоупругая среда предотвращает разрыв нефтяной фазы и формирует ганглии/капель при движении нефти из одной поры в другую. Чаще всего отделившиеся ганглии становятся неподвижными из-за капиллярных сил и остаются в порах. Следовательно, вязкоупругая граница провоцирует слияние всех нефтяных ганглий в одну целую фазу [15] и обеспечивает последующее вытеснение нефти в сторону добывающих скважин. Поскольку этот эффект/механизм

активизируется вследствие реакции малосольной воды с нефтью, можно ожидать прирост нефти в результате закачки воды с низкой солёностью на данном месторождении. Следует заметить, что увеличение КИН может быть последствием синхронного действия нескольких механизмов, а не только одного. Это зависит от множества факторов, включающих смачиваемость, характеристики пластовой нефти, температуру, давление и другие.

Для точного описания и комплексного рассуждения рекомендуется провести лабораторный экспериментальный анализ с использованием породы и вышеуказанных жидкостей. В зависимости от масштаба меняется и характер исследования. Взаимодействие воды с нефтью в малосольной среде может быть описано в масштабе пор, тогда как реакцию гидрофобной породы при контакте с малосольной водой можно исследовать как в масштабе пор, так и в масштабе зерна. Экспериментальное заводнение с малосольным раствором на керновом материале дает возможность оценить поведение кривых ОФП. Это, в свою очередь, гарантирует точный прогноз эффективности обсуждаемого МУН.

Заключение

В данной работе были перечислены и описаны критерии и широко известные механизмы малосольного заводнения. Кроме этого, была дана оценка эффективности

малосольной воды в извлечении нефти на терригенном месторождении Казахстана. На основе полученных результатов были сделаны следующие заключения:

1. При моделировании малосольного заводнения на терригенном месторождении Казахстана выяснилось, что понижение содержания солей в закачиваемой воде в 2 и 10 раз привело к обсервации прироста коэффициента извлечения нефти на 1,3% и 2% соответственно.

2. Незначительная разница между изучаемыми малосольными водами в эффективности вытеснения нефти говорит о наличии оптимальной солёности закачиваемой воды.

3. Изначальная гидрофильность поверхности породы коллектора исключает изменение смачиваемости как причину увеличения добычи нефти.

4. Вероятным объяснением повышения нефтедобычи может служить формирование вязкоупругой границы между нефтью и малосольной водой, что провоцирует соединение обособленных нефтяных капель в одно целое и последующее извлечение.

5. Рекомендуется изучение малосольного заводнения на керновом материале с исследуемого месторождения для получения точных кривых ОФП и для понимания того, насколько низкая солёность может повлиять на распределение нефти в породе.

вания, Утеев Р.Н. – проверка результатов, редактирование рукописи.

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: Аскарова И.А. – проведение исследования, написание рукописи, Джунусбаева А.У. – концепция исследования, Марданов А.С., Джаксылыков Т.С. – сбор, анализ, интерпретация данных исследо-

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. Askarova I. – conduction of the study, writing of the manuscript, Junusbayeva A. – conception of the study, Mardanov A., Jaxylykov T. – acquisition, analysis, interpretation of data for the study; Uteyev R. – quality check, revision of the manuscript.

REFERENCES

1. Yildiz HO, Valat M, Morrow NR. Effect of Brine Composition On Wettability and Oil Recovery of a Prudhoe Bay Crude Oil. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1999;38(01):26–31. DOI: 10.2118/99-01-02.
2. Morrow NR. Wettability and Its Effect on Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*. 1990;42:1476–1484. DOI: 10.2118/21621-PA.
3. Bartels WB, Mahani H, Berg S, Hassanizadeh SM. Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *Fuel*. 2019;236:338–353. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.09.018.
4. Rock A, Hincapie RE, Hoffmann E, et al. Tertiary Low Salinity Waterflooding LSWF in Sandstone Reservoirs: Mechanisms, Synergies and Potentials in EOR Applications. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition; 2018 June; Copenhagen, Denmark. Paper Number: SPE-190807-MS.
5. Vledder P, Gonzalez IE, Carrera F, et al. Low Salinity Water Flooding: Proof of Wettability Alteration On a Field Wide Scale. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129564-MS.
6. Seccombe J, Lager A, Jerauld G, and et al. Demonstration of Low-Salinity EOR at Interwell Scale, Endicott Field, Alaska. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129692-MS.
7. McGuire PL, Chatham JR, Paskvan FK, et al. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. SPE Western Regional Meeting; 2005 March 30 – April 1; Irvine, California. Paper Number: SPE-93903-MS.
8. Nasralla RA, Nasr-El-Din HA. Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2011 September 20–22; Jakarta, Indonesia. Paper Number: SPE-147937-MS.
9. Katende A, Sagala F. A Critical review of Low Salinity Water Flooding: Mechanism, Laboratory and Field Application. *Journal of Molecular Liquids*. 2019;278:627–649. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.01.037.
10. Lager A, Webb KJ, Black CJ, et al. Low salinity oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*. 2008;49:28–35.
11. Austad T, RezaeiDoust A, Puntervold T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2010 April 24–28; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-129767-MS.
12. Ligthelm DJ, Gronsveld J, Hofman JP, et al. Novel Waterflooding Strategy by Manipulation of Injection Brine Composition. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held; 2009 8–11 June; Amsterdam, The Netherlands. Paper Number: SPE-119835-MS.
13. Rostami P, Fattahi MM, Sharifi M, et al. Effect of water salinity on oil/brine interfacial behaviour during low salinity waterflooding: A mechanistic study. *Petroleum*. 2019;5(4):367–374.
14. Al-Sarhi A, Zeinjahromi A, Genolet L, et al. Fines Migration as an EOR Method During Low Salinity Waterflooding. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition; 2018 October 23–25; Brisbane, Australia. Paper Number: SPE-192070-MS.
15. Alvarado V, Moradi Bihendi M, Garcia-Olivera G, et al. Interfacial Visco-Elasticity of Crude Oil – Brine: An Alternative EOR Mechanism in Smart Waterflooding. SPE Improved Oil Recovery Symposium; 2014 April 12–16; Tulsa, Oklahoma, USA. Paper Number: SPE-169127-MS.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ***Асқарова Іңкәр Асқарқызы**e-mail: *i.askarova@kmge.kz*.**Утеев Рахим Наганғалиұлы**e-mail: *r.uteyev@kmge.kz*.**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы**e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.**Джаксылыков Талгат Сайнович**e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.**Джунусбаева Айнура Утетлеуовна**e-mail: *a.junusbayeva@kmge.kz*.**AUTHOR'S INFO*****Ingkar A. Askarova**e-mail: *i.askarova@kmge.kz*.**Rakhim N. Uteyev**e-mail: *r.uteyev@kmge.kz*.**Altynbek S. Mardanov**e-mail: *a.mardanov@kmge.kz*.**Talgat S. Jaxylykov**e-mail: *t.jaxylykov@kmge.kz*.**Aynura U. Junusbayeva**e-mail: *a.junusbayeva@kmge.kz*.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author

УДК 541.64:532.77

МРНТИ 31.25.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>

Получена: 06.10.2022.

Одобрена: 06.12.2022.

Опубликована: 27.12.2022.

Оригинальное исследование

Синтетические полиамфолиты на основе производных акриламида – новый класс полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пластов

И.Ш. Гусенов, А.В. Шахворостов, Н. Мухаметгазы, С.Е. Кудайбергенов

Институт полимерных материалов и технологий, г. Алматы, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Благодаря высокой эффективности полимерное заводнение получило широкое применение на месторождениях Казахстана. Однако в условиях высокой минерализации воды для обеспечения проектной вязкости растворов нужны высокие концентрации полимеров, поэтому необходимы полимеры, которые при концентрациях не выше 0,1–0,2% позволят увеличить вязкость воды до 20–50 сП при минерализации пластовых вод выше 200 г/л.

Цель. Целью данной работы является исследование соле- и термостойких свойств линейного полиамфолита на основе акриламида, анионного мономера – натриевой соли 2-акриламидо-2-метил-1-пропансульфоновой кислоты – и катионного мономера (3-акриламидопропил) триметиламмоний хлорида и обоснование его применимости в нефтедобыче.

Материалы и методы. В работе использовались воды с минерализацией 200–300 г/л, а также нефти с вязкостями 60, 138 и 420 сП. Для имитации пористой среды были выбраны насыпные песчаные модели и газобетон с большой пористостью. В качестве полимеров использовались гидролизованный полиакриламид с молекулярной массой 17 млн Да и тройной полиамфолит с молекулярной массой 2,9 млн Да. Для сравнения эффективности данных полимеров в условиях высокой минерализации были проведены опыты по замеру динамической вязкости и коэффициента вытеснения нефти.

Результаты. Показано, что закачка 0,25% раствора тройного полиамфолита, растворенного в воде с минерализацией 200 г/л, в песчаные модели увеличивает коэффициент вытеснения нефти на 23–28% по сравнению с закачкой пластовой воды. В идентичных условиях закачка раствора гидролизованного полиакриламида привела к увеличению коэффициента вытеснения нефти только на 18%.

Заключение. Тройной полиамфолит на основе производных акриламида имеет превосходную нефтевытесняющую способность по сравнению с гидролизованным полиакриламидом в коллекторах с высокой минерализацией. Результаты лабораторных экспериментов могут привлечь внимание специалистов нефтегазовой отрасли и нефтепользователей к новым разработкам сотрудников Института полимерных материалов и технологий в плане масштабирования синтетических полиамфолитов и проведения опытно-промышленных испытаний.

Ключевые слова: *тройные полиамфолиты, производные акриламида, соле- и термостойкость, вязкость, песчаная модель, коэффициент вытеснения нефти.*

Как цитировать:

Гусенов И.Ш., Шахворостов А.В., Мухаметгазы Н., Кудайбергенов С.Е. Синтетические полиамфолиты на основе производных акриламида – новый класс полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пластов // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2022. Том 4, №4. С. 104–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>.

UDC 541.64:532.77

CSCSTI 31.25.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>

Received: 06.10.2022.

Accepted: 06.12.2022.

Published: 27.12.2022.

Original article

Synthetic polyampholytes based on acrylamide derivatives – new polymer for enhanced oil recovery

Iskander Sh. Gussenov, Alexey V. Shakhvorostov, Nurbatyr Mukhametgazy, Sarkyt Y. Kudaibergenov

Institute of Polymer Materials and Technologies, Almaty, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Due to its high efficiency, polymer flooding has been widely used in the fields of Kazakhstan. However, under conditions of high water salinity, high concentrations of polymers are needed to ensure the design viscosity of the solutions, therefore, polymers are needed that, at concentrations not exceeding 0.1–0.2%, will increase the viscosity of water up to 20–50 cP when the formation water salinity is above 200 g/l.

Aim: The purpose of this work is to study the salt- and heat-resistant properties of a linear polyampholyte based on acrylamide, an anionic monomer – sodium salt of 2-acrylamido-2-methyl-1-propanesulfonic acid – and a cationic monomer (3-acrylamidopropyl) trimethylammonium chloride and substantiate its applicability in oil production.

Materials and methods: We used water with a salinity of 200–300 g/l, as well as oils with viscosities of 60, 138, and 420 cP. To simulate a porous medium, bulk sand models and aerated concrete with high porosity were chosen. Hydrolyzed polyacrylamide with a molecular weight of 17 million Da and a ternary polyampholyte with a molecular weight of 2.9 million Da were used as polymers. To compare the effectiveness of these polymers under conditions of high salinity, experiments were carried out to measure the dynamic viscosity and oil displacement efficiency.

Results: It is shown that the injection of a 0.25% solution of triple polyampholyte dissolved in water with a salinity of 200 g/l into sand models increases the oil displacement efficiency by 23–28% compared to the injection of formation water. Under identical conditions, the injection of a hydrolyzed polyacrylamide solution resulted in an increase in the oil displacement efficiency by only 18%.

Conclusion: Triple polyampholyte based on acrylamide derivatives has superior oil displacement properties compared to hydrolyzed polyacrylamide in high salinity reservoirs. The results of laboratory experiments can draw the attention of oil and gas industry specialists and subsoil users to new developments by the staff of the Institute of Polymer Materials and Technologies in terms of scaling up synthetic polyampholytes and conducting pilot tests.

Keywords: ternary polyampholytes, acrylamide derivatives, salt and heat resistance, viscosity, bulk model, oil displacement efficiency.

To cite this article:

Gussenov IS, Shakhvorostov AV, Mukhametgazy N, Kudaibergenov SY. Synthetic polyampholytes based on acrylamide derivatives – new polymer for enhanced oil recovery. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2022;4(4):104–116. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>

ӨОЖ 541.64:532.77

ГТАХР 31.25.15

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>

Қабылданды: 06.10.2022.

Мақұлданды: 06.12.2022.

Жарияланды: 27.12.2022.

Түпнұсқа зерттеу

Акриламид туындыларына негізделген синтетикалық полиамфолиттер – мұнай шығымын арттыруға арналған полимерлі реагенттердің жаңа классы

И.Ш. Гусенов, А.В. Шахворостов, Н. Мұхаметғазы, С.Е. Құдайбергенов

Полимерлік материалдар және технологиялар институты, Алматы қ-сы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Оның жоғары тиімділігіне байланысты полимерлік айдау Қазақстанның кен орындарында кеңінен қолданылды. Алайда, судың жоғары тұздылығы жағдайында ерітінділердің жобалық тұтқырлығын қамтамасыз ету үшін полимерлердің жоғары концентрациясы қажет. Сондықтан су қоймасының тұздылығы 200 г/л ден жоғары болғанда 0,1–0,2% тен жоғары емес концентрацияда судың тұтқырлығын 20–50 сП дейін арттыратын полимерлер қажет.

Мақсат. Бұл жұмыстың мақсаты – акриламид негізіндегі, анионды мономер, 2-акриламидо-2-метил-1-пропансульфон қышқылды натрий тұзы және катиондық мономер, (3-акриламидопропил) триметиламмоний хлориді сызықты полиамфолиттің тұзға және температураға төзімділік қасиеттерін зерттеу және оның мұнай өнімділігін жоғарылатуға қолданылу мүмкіндігін көрсету.

Материалдар мен тәсілдер. Бұл ұмыста тұздылығы 200–300 г/л сулар, сонымен қатар тұтқырлығы 60, 138 және 420 сП мұнайлар пайдаланылды. Кеуекті ортаны жасау үшін құмды модельдер және кеуектілігі жоғары газобетон үлгілері таңдалды. Полимерлер ретінде молекулалық массасы 17 млн Да гидролизденген полиакриламид және молекулалық массасы 2,9 млн Да үштік полиамфолит пайдаланылды. Жоғары тұздылық жағдайында бұл полимерлердің тиімділігін салыстыру үшін динамикалық тұтқырлық пен мұнайдың ығысу тиімділігін өлшеу бойынша тәжірибелер жүргізілді.

Нәтижелер. Тұздылығы 200 г/л суда ерітілген үштік полиамфолиттің 0,25% ерітіндісін құм моделіне айдау қабат суын айдаумен салыстырғанда мұнайдың ығысу тиімділігін 23–28%-ға арттыратыны көрсетілген. Бірдей жағдайларда гидролизденген полиакриламид ерітіндісін айдау мұнайдың ығысу тиімділігін тек 18%-ға арттыруға әкелді.

Қорытынды. Зерттеудің жаңалығы акриламидты негіз етіп алынған үштік полиамфолиттің жоғары минералданған қабаттардағы гидролизденген полиакриламидпен салыстырғанда мұнайды ығыстыру қабілетінің жоғары болуы болып табылады. Зертханалық тәжірибелердің нәтижелері мұнай-газ саласы мамандары мен жер қойнауын пайдаланушылардың назарын полимерлік материалдар және технологиялар институты қызметкерлерінің синтетикалық полиамфолиттерді масштабтау және тәжірибелік сынақтар жүргізу бөлігіндегі жаңа әзірлеген жұмыстарына аударуы мүмкін.

Негізгі сөздер: үштік полиамфолиттер, акриламид туындылары, тұзға және температураға төзімділік, тұтқырлық, құм моделі, мұнайдың ығысу тиімділігі.

Дәйексөз келтіру үшін:

Гусенов И.Ш., Шахворостов А.В., Мұхаметғазы Н., Құдайбергенов С.Е. Акриламид туындыларына негізделген синтетикалық полиамфолиттер – мұнай шығымын арттыруға арналған полимерлі реагенттердің жаңа класы // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2022. 4 том, №4. 104–116 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108622>

Введение

Полиамфолиты представляют собой уникальные макромолекулы, содержащие кислотно-основные или анионно-катионные группы в основной или боковой цепях [1–5]. В соответствии с общепринятой иностранной терминологией полиамфолиты можно разделить на annealed, quenched, betainic (или zwitterionic). Если ионизация кислотно-основных групп зависит от pH среды, то такие полиамфолиты относятся к annealed, или pH-зависимые. Если макромолекулярная цепь состоит из полностью заряженных анионных и катионных групп, то их можно отнести к quenched,

или pH-независимые). «Бетаиновые», или цвиттерсионные, полиамфолиты представляют собой макромолекулы, которые содержат одинаковое количество кислотно-основных, или полностью заряженных анионно-катионных, групп в пределах одного мономерного звена [6–9]. Макромолекулы, существующие за счёт компенсации катионно-анионных мономерных пар без противоионов, также относятся к цвиттерсионным полиамфолитам (полицвиттерсионам) или полиамфолитным ионным жидкостям [10–12]. Примеры annealed, quenched, цвиттерсионных и бетаиновых полиамфолитов показаны на рис. 1.

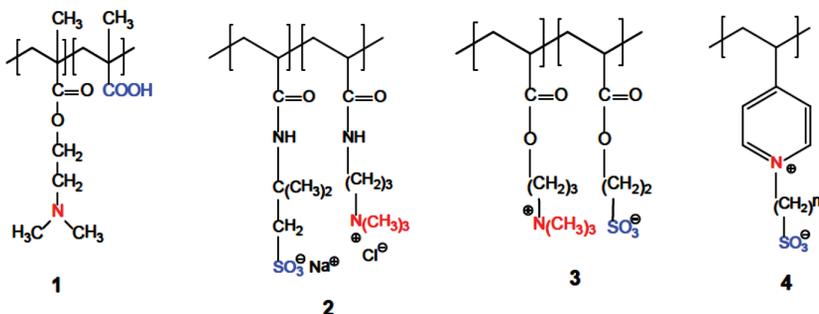


Рисунок 1. Повторяющиеся мономерные единицы annealed (1), quenched (2), цвиттерсионных (3) и бетаиновых (4) полиамфолитов
 Figure 1. Recurring monomeric units of annealed (1), quenched (2), zwitterionic (3), and betaine (4) polyampholytes

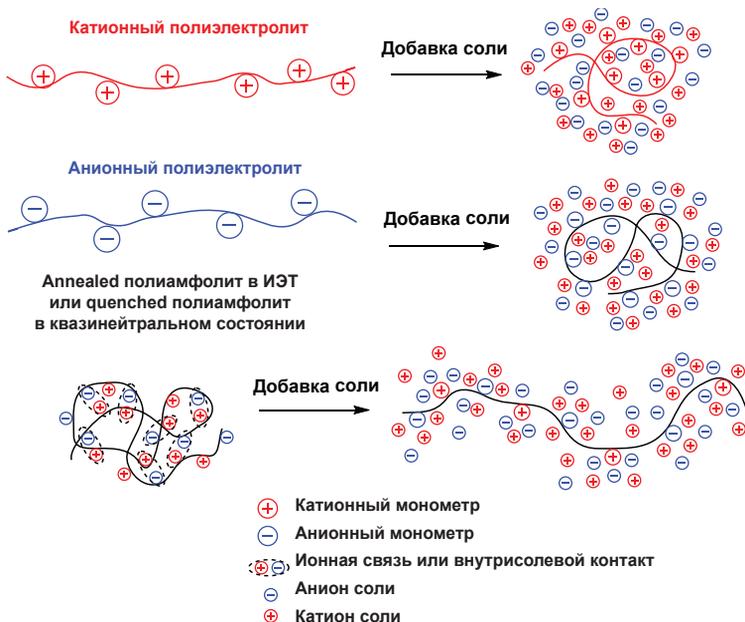


Рисунок 2. Схематическая иллюстрация поведения полиэлектролитов и полиамфолитов в водно-солевых растворах
 Figure 2. Schematic illustration of the behavior of polyelectrolytes and polyampholytes in aqueous salt solutions

Основное различие между полиэлектролитами и полиамфолитами связано с их поведением в водно-солевом растворе [5]. Развёрнутые в чистой воде макромолекулярные цепи анионных и катионных полиэлектролитов в солевом растворе сворачиваются за счёт экранирования электростатического отталкивания между одноименно заряженными макроионами (полиэлектролитный эффект). Свёрнутые в водном растворе *appealed* полиамфолиты в изоэлектрической точке и/или *quenched* полиамфолиты со сбалансированным зарядом в квазинейтральном состоянии, включая полимерные бетаины, разворачиваются в солевом растворе за счёт экранирования электростатического притяжения между противоположно заряженными мономерами («антиполиэлектролитный» эффект). Различие между полиэлектролитным и «антиполиэлектролитным» эффектами в присутствии низкомолекулярной соли схематично показано на рис. 2.

Способность полиамфолитов набухать в коллекторах с высокой минерализацией и тем самым эффективно загущать воду играет решающую роль в технологии повышения нефтеотдачи пластов (далее – ПНП) [13]. Эти вопросы широко обсуждаются в литературе, включая патентные исследования [14–20].

Ранее нами синтезированы тройные полиамфолиты (далее – ТПА) на основе [ААм]:[АМПС]:[АПТАХ] различного состава (50 : 25 : 25, 60 : 20 : 20, 70 : 15 : 15, 80 : 10 : 10 и 90 : 5 : 5 мол.%) и протестирована их эффективность для ПНП [21]. Установлено, что в пластовых условиях (минерализация 163 г/л и температура 60°C) только образец состава 80 : 10 : 10 мол.% увеличивает добычу нефти на 4,8–5%. Низкое значение нефтедобычи объяснялось низкой молекулярной массой образцов ААм-АМПС-АПТАХ порядка ~10⁵ Да. В связи с этим нами был синтезирован и охарактеризован различными физико-химическими методами высокомолекулярный полиамфолит [ААм]:[АМПС]:[АПТАХ] состава 80 : 10 : 10 мол.% со средневесовой молекулярной массой (*M_w*) 2,9·10⁶ Да и среднечисленной молекулярной массой (*M_n*) 2,1·10⁶ Да [22]. Установлено, что динамическая и приведённая вязкости ТПА увеличиваются в соленой воде за счёт антиполиэлектролитного эффекта, механизм которого подробно описан выше. Закачка

0,25 мас.% раствора ТПА, приготовленного в солевом растворе с минерализацией 200 г/л, привела к увеличению прироста нефтеотдачи на 28 и 23% в насыпных моделях с проницаемостью 0,62 и 1,8 Д соответственно. Однако в этой работе не проводилось сравнения эффективности нефтеизвлечения между ТПА и высокомолекулярным гидролизованым полиакриламидом (далее – ГПАА), который является наиболее изученным и используемым полимером для увеличения нефтеотдачи.

В настоящей статье сравнивается эффективность увеличения вязкости ТПА и ГПАА при высокой минерализации, моделирующей пластовые условия и нефтевытеснение при полимерном заводнении в насыпную модель. Основное различие между ГПАА и ТПА заключается в том, что первый является анионным полиэлектролитом, вязкость которого резко снижается в солевом растворе, тогда как второй – полиамфолитом, вязкость которого увеличивается в соленой воде за счёт антиполиэлектролитного эффекта. Новизна данного исследования заключается в том, что ТПА на основе ААм-АМПС-АПТАХ обладает превосходной нефтевытесняющей способностью по сравнению с ГПАА в коллекторах с высокой минерализацией. Результаты наших предварительных экспериментов могут привлечь внимание нефтепользователей в плане коммерциализации синтетических полиамфолитов для проведения опытно-промышленных испытаний.

Экспериментальная часть

Материалы. В качестве полимеров использованы ТПА на основе ААм-АМПС-АПТАХ и ГПАА, структурные формулы которых приведены на рис. 3.

Синтез ААм-АМПС-АПТАХ подробно описан в работе [22], а ГПАА представлял собой коммерческий продукт *Floraam* 3630 S с молекулярной массой 17,2·10⁶ Да и степенью гидролиза 30 мол.%. В качестве насыпной модели использовали образцы с диаметром и длиной 3 х 5 см и 4,3 х 8 см соответственно. Размер зёрен песка – 0,25–0,5 мм. Для имитации горной породы выбран газобетон с большой пористостью и проницаемостью (рис. 4).

Общая минерализация и химический состав модельной воды, использованной для приготовления растворов полимеров, приведены в табл. 1. Для некоторых

фильтрационных тестов на кернах и насыпных моделях использовалась вода месторождения Восточный Молдабек с минерализацией 100 и 163 г/л.

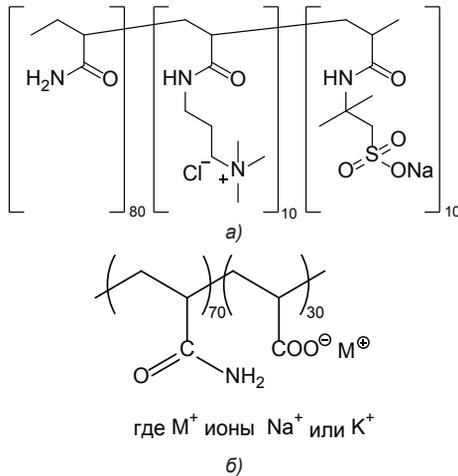


Рисунок 3. Повторяющиеся мономерные звенья тройного полиамфолита ААм-АМПС-АПТАХ и ГПАА

Figure 3. Recurring monomer units of the triple polyampholyte AAm-AMPS-APTAC and HPAM

а) ААм-АМПС-АПТАХ / AAm-AMPS-APTAC;
б) ГПАА / HPAM



Рисунок 4. Образец ячеистого газобетона
Figure 4. Sample of cellular aerated concrete

Таблица 1. Минерализация и состав воды
Table 1. Mineralization and composition of water

Минерализация, г/л Mineralization, g/l	Концентрация, г/л Concentration, g/l		
	NaCl	CaCl ₂	MgCl ₂
200	180	10	10
232	208,8	11,6	11,6
250	225	12,5	12,5
300	270	15	15

Для фильтрационных экспериментов были выбраны два типа нефти: 1) нефть месторождения Восточный Молдабек (скважина 2027) плотностью 0,89 г/см³ и вязкостью 138,8 сП при температуре

25°С; 2) нефть месторождения Каражанбас (скважина 1913) плотностью 0,93 и 0,907 г/см³ при температуре 30 и 60°С. Вязкость данной нефти равнялась 420 и 64 сП при температуре 30 и 60°С.

Методы. Вязкость растворов полимеров измеряли с помощью вискозиметра Brookfield (Spindle-0) при скорости сдвига 7,32 сек⁻¹ и температуре 24 и 60°С. Вязкость фильтрата полимерного раствора после фильтрационного эксперимента на насыпной модели длиной 8,6 см измеряли на вискозиметре Anton Paar Rheolab QC. Фильтрационные эксперименты на насыпных моделях и кернах проводили на кернодержателе Hassler, снабженном поршневым насосом и датчиком давления, в следующем порядке:

1. Вакуумирование модели в течение 10 мин.
2. Насыщение модели водой.
3. Вытеснение воды нефтью до достижения неснижаемой водонасыщенности.
4. Закачка в модель одного порового объёма (далее – ПО), а в некоторых случаях и большего количества воды для вытеснения нефти.
5. Закачка нескольких ПО раствора полимера.

Результаты и обсуждение

Изменение вязкости 0,25% раствора ТПА и ГПАА в зависимости от температуры и минерализации воды (в пределах от 200 до 300 г/л) показано на рис. 5.

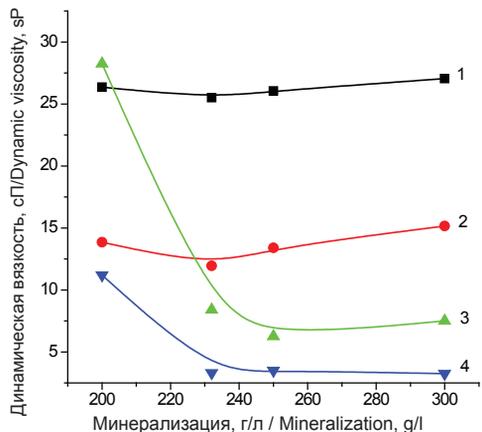


Рисунок 5. Изменение динамической вязкости 0,25% раствора ТПА (1, 2) и ГПАА (3, 4) в минерализованной воде при 24 (1, 3) и 60°С (2, 4)

Figure 5. Dynamic viscosity change of a 0,25% TPA solution (1, 2) and HPAM (3, 4) in mineralized water at 24 (1, 3) and 60°С (2, 4)

Видно, что в условиях высокой минерализации вязкость ТПА остаётся довольно высокой и изменяется в незначительной степени, тогда как вязкость ГПАА резко снижается, в особенности, начиная с концентрации соли 200–220 г/л. Это, по-видимому, объясняется различием в химической структуре и поведении двух полимеров в отношении к ионным составляющим солей. Макромолекулы ГПАА, относящиеся к анионным полиэлектролитам, в присутствии низкомолекулярных солей сворачиваются в клубкообразное состояние за счёт подавления полиэлектролитного эффекта. Кроме того, двухвалентные катионы (Ca^{2+} и Mg^{2+}) образуют внутри- и межмакромолекулярные комплексы с карбоксильными

группами ГПАА, расположенными в пределах одной макромолекулы или нескольких макромолекул (рис. 6) [23]. При этом при низких концентрациях двухвалентных катионов преобладает внутри-макромолекулярное комплексообразование, приводящее преимущественно к свиванию единичных макромолекул. При средних концентрациях происходит как внутри-, так и межмакромолекулярное комплексообразование. При больших концентрациях двухвалентных катионов преимущественно образуются межмакромолекулярные агрегаты, которые часто приводят к осаждению ГПАА. В совокупности это приводит к уменьшению гидродинамического объёма макромолекул ГПАА и снижению вязкости.

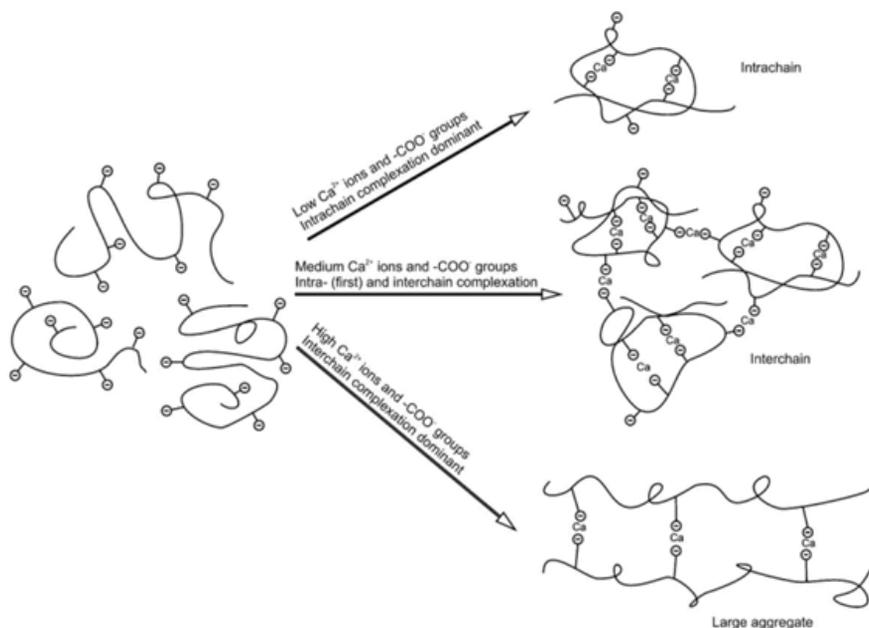


Рисунок 6. Комплексообразование ГПАА с ионами двухвалентных катионов на примере Ca^{2+} [23]

Figure 6. Complex formation of HPAM with ions of bivalent cations using Ca^{2+} as an example [23]

В отличие от ГПАА, макромолекулы ТПА в присутствии одно- и двухвалентных ионов солей имеют тенденцию к увеличению гидродинамического объёма за счёт экранирования электростатического притяжения между положительно и отрицательно заряженными звеньями макромолекул, как показано на рис. 2. При этом нейтральные фрагменты акриламида (80 мол.%) в составе ТПА остаются индифферентными к солям, т.к. они не содержат карбоксильных групп, приводящих к образованию внутри- и межмакромолекулярных ком-

плексов с ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} . Таким образом, ГПАА в солевом растворе ведёт себя как типичный анионный полиэлектролит, а ТПА обладает антиполиэлектролитным эффектом. Следует отметить, что вязкость 0,25% раствора ГПАА в воде с минерализацией 200 г/л уменьшается на 27,5% в течение 15 дней, в то время как вязкость раствора ТПА за такой же промежуток времени уменьшается только на 18,2% (рис. 7). Это свидетельствует о высокой солестойкости ТПА.

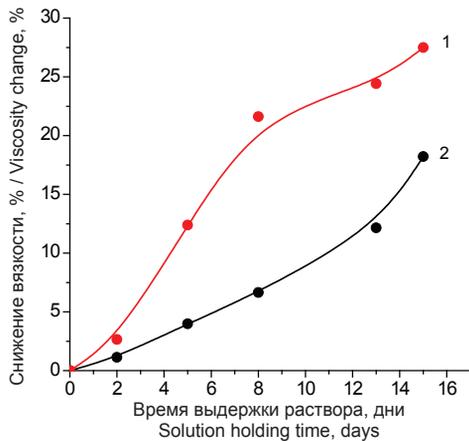


Рисунок 7. Изменение вязкости 0,25% раствора ГПАА (1) ТПА (2) в зависимости от времени выдержки в солевом растворе с минерализацией 200 г/л при 24°C
Figure 7. Viscosity change of 0,25% solution of HPAM (1) TPA (2) depending on the exposure time in a saline solution with a salinity of 200 g/l at 24°C

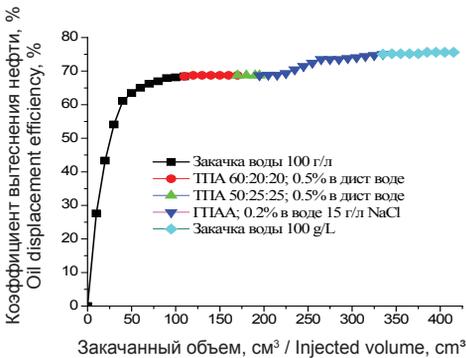


Рисунок 8. Коэффициент вытеснения нефти в зависимости от закачанного объема воды, ГПАА и ТПА

Figure 8. Oil displacement efficiency depending on the injected volume of water, HPAM and TPA

1 ПО = 64 см³. Расход закачки 0,1 см³/мин
 1 PO = 64 cm³. Injection rate 0.1 cm³/min

Фильтрационный эксперимент, проведенный на насыпной модели длиной 8,6 см и проницаемостью 15,8 Д, насыщенной пластовой водой месторождения Восточный Молдабек (минерализация 100 г/л), при комнатной температуре, показал, что 0,2% раствор ГПАА в воде с минерализацией 15 г/л NaCl с начальной вязкостью 31 сП при 14,7 сек⁻¹ увеличивает коэффициент вытеснения нефти на 5–6%. Это происходит после закачки в модель

1,7 ПО воды (100 г/л) и 1,3 ПО растворов ТПА различного химического состава [ААМ]:[АМПС]:[АПТАХ] = 60 : 20 : 20 мол.% и 50 : 25 : 25 мол.% (рис. 8). Таким образом, перед закачкой ГПАА модель была промыта 3 ПО жидкости.

Этот результат примечателен тем, что в однородной насыпной модели закачка 3 ПО жидкости приводит к снижению нефтенасыщенности до значений близких к неснижаемой (остаточной). Увеличение коэффициента вытеснения нефти на 5–6% указывает на предпочтительное применение ГПАА для пластов с небольшой минерализацией воды. Кроме того, анализ фильтрата, полученного на выходе из модели, показал, что после закачки 1 и 2 ПО ГПАА вязкость раствора составила 28,5 и 29,8 сП. Это соответствует снижению вязкости на 8 и 3,8%, что демонстрирует способность ГПАА хорошо фильтроваться через высокопроницаемую насыпную модель (рис. 9).

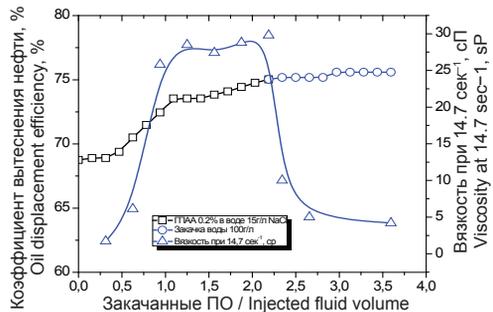


Рисунок 9. Вязкость фильтрата и коэффициент вытеснения нефти в зависимости от закачанного объема жидкости
Figure 9. Filtrate Viscosity and Oil Displacement Efficiency vs. Injected Fluid Volume

0,2% ГПАА имеет начальную вязкость 31 сП при 14,7 сек⁻¹
 0,2% HPAM has an initial viscosity of 31 cP at 14.7 sec⁻¹

Последующие серии экспериментов проводились с образцами керна из газобетона диаметром 2,9 см и длиной 4,4–4,5 см. В первом и втором тестах пористость и проницаемость образцов варьировалась в пределах 83–85% и 4,72–5,06 Д. Использовались 0,5% растворы ТПА и ГПАА в воде с минерализацией 163 г/л. Тесты проводились при температуре 60°C при расходе закачки 1 см³/мин. Керна были насыщены нефтью месторождения Каражанбас.

Перед закачкой полимера керны предварительно промывались 1 ПО воды для моделирования процесса заводнения. Как

видно из рис. 10, ГПАА в точке максимума вытесняет в 3 раза больше нефти, чем ТПА.

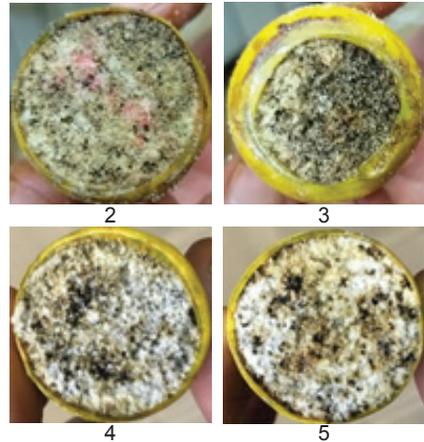
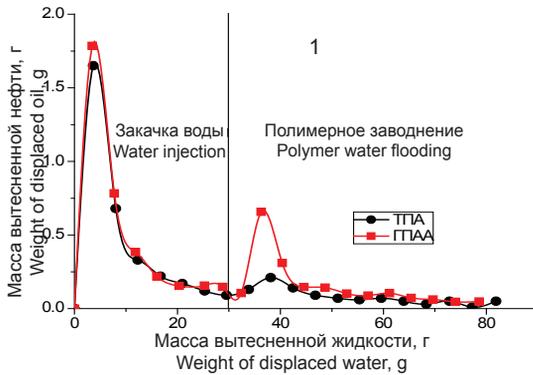


Рисунок 10. Масса вытесненной нефти в процессе закачки воды и полимеров (1); лицевая (2) и выходная (3) стороны керна после теста с ТПА; лицевая (4) и выходная (5) стороны керна после теста с ГПАА

Figure 10. Mass of displaced oil during water and polymer injection (1); front (2) and exit (3) sides of the core after the test with TPA; front (4) and exit (5) sides of the core after the test with HPAM

Как свидетельствуют данные на рис. 11, закачка воды в двух тестах характеризуется близкими значениями давления. Однако при закачке полимеров большие

значения давления были зарегистрированы для ГПАА, что указывает на большую вязкость данного полимера и объясняет результаты, приведенные на рис. 10.

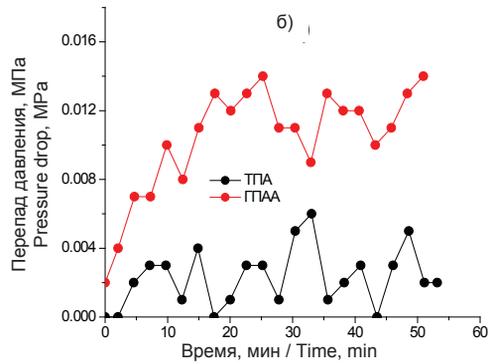
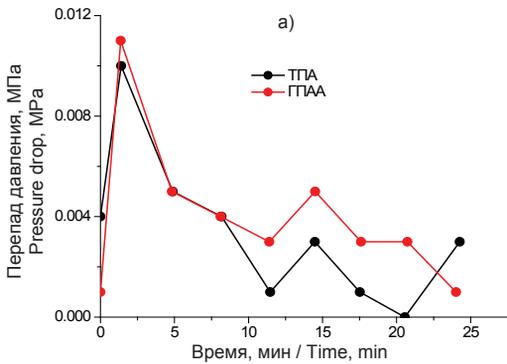


Рисунок 11. Перепад давления в зависимости от времени при закачке воды (а) и полимерных растворов (б) в образцы кернов

Figure 11. Pressure drop depending on the time during the injection of water (a) and polymer solutions (b) into core samples

Следующие тесты на насыпных моделях диаметром 3 см и длиной 5 см были проведены с минерализованной водой, содержащей 200 г/л соли. Модели насыщались нефтью месторождения Каражанбас. Эксперименты проводились при температуре 30°C и расходе закачки 0,15 см³/мин. Перед закачкой растворов полимеров модели предварительно промывались 1 ПО

воды. Как видно из рис. 12, закачка 0,25% раствора ТПА в модели показала положительные и хорошо воспроизводимые результаты в ходе двух экспериментов. Однако неоднозначные результаты получены при закачке 0,25% раствора ГПАА, причём первый тест, проведенный с ГПАА, дал отрицательный результат по сравнению с остальными. Это свидетельствует о том,

что 200 г/л является критической концен-

трацией для ГПАА и его применение при такой минерализации нецелесообразно.

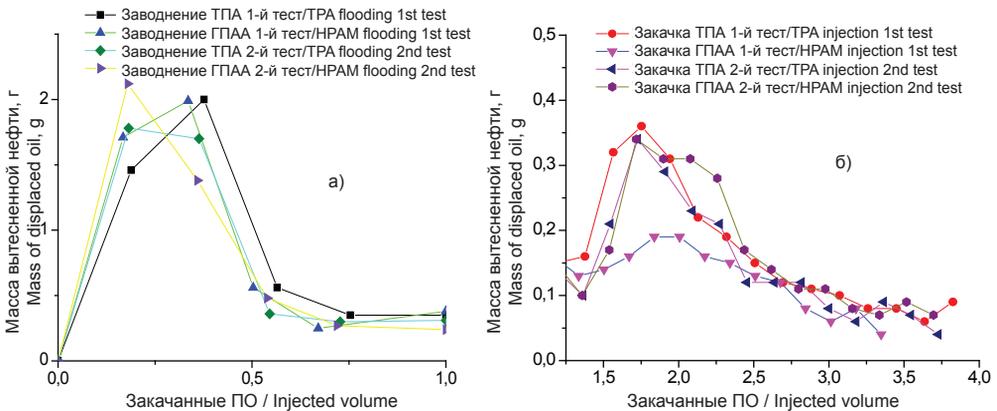


Рисунок 12. Масса вытесненной нефти в зависимости от закачанного объема воды (а) и полимерных растворов (б)

Figure 12. Mass of displaced oil depending on the injected volume of water (a) and polymer solutions (b)

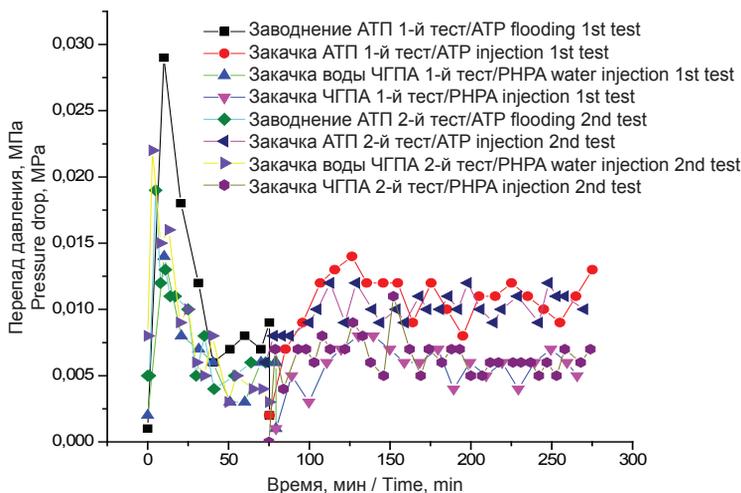


Рисунок 13. Зависимость перепада давления от времени закачки жидкости в насыпные модели длиной 5 см

Figure 13. Dependence of pressure drop on the time of fluid injection into bulk models 5 cm long
 АТП / АТР – амфотерный терполимер / amphoteric terpolymer
 ЧГПА / РНРА – частично-гидролизированный полиакриламид / partially hydrolyzed polyacrylamide

Изменение давления на насыпных моделях длиной 5 см в зависимости от времени показано на рис. 13. Видно, что во всех тестах давление закачки ТПА больше, чем давление закачки ГПАА. Это в очередной раз подтверждает то, что ТПА обладает большей вязкостью при фильтрации через пористую среду и обеспечивает более надёжный результат, чем ГПАА.

Коэффициенты вытеснения нефти, полученные в результате закачки 0,25%

растворов ТПА (1-й тест) и ГПАА (1-й тест) в насыпные модели соответственно равны 27 и 18% (рис. 14).

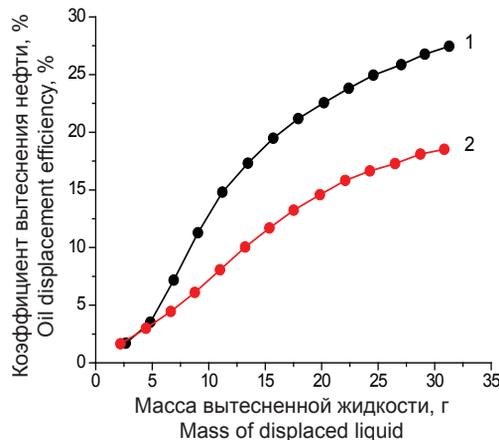


Рисунок 14. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от массы вытесненной жидкости при закачке 0,25% растворов ТПА и ГПАА в насыпные модели длиной 5 см
Figure 14. Dependence of oil displacement efficiency on the mass of displaced liquid when 0.25% TPA and HPAM solutions are injected into bulk models 5 cm long

Выводы

Вязкость раствора ТПА в солевых растворах с высокой минерализацией (200–300 г/л) изменяется незначительно, тогда как в этих же условиях вязкость ГПАА резко снижается. Это объясняется полиэлектролитным и антиполиэлектролитным эффектами, имеющими место для ГПАА и ТПА в результате экранирования одноименно и разноименно заряженных звеньев низкомолекулярными ионами. Растворы ГПАА с молекулярной массой 17,2·10⁶ Да и степенью гидролиза 30 мол.% в воде с минерализацией 15 и 160 г/л показали высокую эффективность при вытеснении нефти из пористой среды. Вязкость растворов ГПАА в диапазоне минерализации воды 200–300 г/л значитель-

но ниже, чем ТПА. Это свидетельствует о нецелесообразности его применения в указанном диапазоне минерализации воды. Фильтрационные тесты на насыпных моделях показали, что растворы ГПАА при минерализации 200 г/л и выше не обеспечивают стабильных положительных результатов по сравнению с растворами ТПА. Амфотерные терполимеры, полученные на основе ААМ-АМПС-АПТАХ, обладают большим преимуществом в водах с минерализацией выше 200 г/л. Таким образом, данные полимеры могут найти применение на месторождениях Казахстана с высокой минерализацией воды, например, на месторождении Камышитовое Юго-Западное.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы выражают благодарность Комитету науки Министерства науки и образования РК за финансовую поддержку проекта AP09260574 в рамках грантового финансирования.

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: Гусенов И.Ш – проведение лабораторных тестов, составление рукописи; Шахворостов А.В. – проведение лабораторных тестов, анализ и интерпретация результатов; Мухаметгазы Н. – проведение лабораторных тестов; Кудайбергенев С.Е. – идея проекта, анализ и интерпретация результатов, корректировка рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors express their gratitude to the Science Committee of the Ministry of Science and Education

of the Republic of Kazakhstan for financial support of the project AP09260574 within the framework of grant 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. Iskander Sh. Gussenov — lab tests, writing up the manuscript; Alexey V. Shakhvorostov – lab tests, analysis and interpretation of the results; Nurbatyr Mukhametgazy – lab tests; Sarkyt E. Kudaibergenov – project idea; analysis and interpretation of the results; proofreading of the manuscript.

REFERENCES

1. Kudaibergenov SE. *Polyampholytes: Synthesis, Characterization and Application*. NY: Kluwer Academic/Plenum Publishers, 2002; 220 p.
2. Lowe AB, McCormick CL. Synthesis and solution properties of zwitterionic polymers. *Chem. Rev.* 2002;102 (11):4177–4190. doi:10.1021/cr020371t.
3. Kudaibergenov SE. Recent advances in studying of synthetic polyampholytes in solutions. *Adv Polym Sci.* 1999;144:115–197.
4. Kudaibergenov SE. Polyampholytes. In *Encyclopedia of Polymer Science and Technology*. John Wiley Interscience (NY): Hoboken, 2008; 1–30.
5. Kudaibergenov SE. *Polyampholytes: Past, Present, Perspectives*. Almaty, 2021; 222 p.
6. Kudaibergenov S, Jaeger W, Laschewsky A. Polymeric betaines: Synthesis, characterization and application. *Adv Polym Sci.* 2006;201:157–224.
7. Laschewsky A. Structures and synthesis of zwitterionic polymers. *Polymers.* 2014;6(5):1544–1601. doi:10.3390/polym6051544.
8. Singh Paresh K, Singh Vinay K, Singh M. Zwitterionic polyelectrolytes: A Review. *e-Polymers.* 2007;7. doi:10.1515/epoly.2007.7.1.335.
9. He XY, Zhou WR, Xu XJ, Yang W. Preparation and application of zwitterionic polymers. *Progress in Chemistry.* 2013;25(6):1023–1030.
10. Candau F, Joanny J.F. Polyampholytes (Properties in aqueous solution). In: J. C. Salamone, editor. *Polymeric Materials Encyclopedia*. New York: CRC Press Boca Raton; 1996. P:5476–5488.
11. Ohno H, Yoshizawa-Fujita M, Ogihara W. In: H. Ohno, editor. *Electrochemical Aspects of Ionic Liquids*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2011. P:433–439.
12. Fouillet CCJ, Greaves TL, Quinn JF, et al. Copolyampholytes produced from RAFT polymerization of protic ionic liquids. *Macromolecules.* 2017;50:8965.
13. Kudaibergenov SE. Application of polyampholytes in emerging technologies. *Materials Today: Proceedings.* 2022. doi:10.1016/j.matpr.2022.07.187.
14. Ezell RG, McCormick ChL. Electrolyte- and pH-responsive polyampholytes with potential as viscosity-control agents in enhanced petroleum recovery. *J Appl Polym Sci.* 2007; 104:2812–2821.
15. Rabiee A, Ershad-Langroudi A, Jamshidi, H. *Polyacrylamide-Based Polyampholytes and Their Applications*. *Rev. Chem. Eng.* 2014;30:501–519. doi:10.1515/revce-2014-0004.
16. El-hoshoudy AN, Desouky SEM, Elkady MY, et al. Investigation of optimum polymerization conditions for synthesis of cross-linked polyacrylamide-amphoteric surfer nanocomposites for polymer flooding in sandstone reservoirs. *Int. J. Polym. Sci.* 2015;1–14. doi:10.1155/2015/318708.
17. Chen Z. *Polyacrylamide and its derivatives for oil recovery* [dissertation]. Doctoral Dissertations; 2016.
18. Sherwood NS, Costello CA, Matz GF. *Use of polyampholytes to enhance oil and/or gas recovery*. United States patent US 4 484 631. 1982.
19. Chung HC, Hu YT, Tonmukayakul N, Fitzpatrick H. *Ampholyte polymers and methods of treating subterranean formations with the same*. United States patent WO 2015/138018 A1. 2015 Sept 17.
20. Патент РК № 14007 от 27.05.2002. Кудайбергенов С.Е., Кожабеков Д.Б., Геке-лер К.Е. Водорастворимые и водонабухающие полиамфолиты и методы их получения //

Kudaibergenov SE, Kozhabekov DB, Gekeler KE. *Vodorastvorimye i vodonabukhayushchiye polyamfolity I metody ikh polucheniya*. Kazakhstan patent 14007. 2002 May 05. (In russ).

21. Mukhametgazy N, Gussenov IS, Shakhvorostov AV, Kudaibergenov SE. Salt tolerant acrylamide-based quenched polyampholytes for polymer flooding. *Bull. Karaganda Univ. Chem. Ser.* 2020;100:119–127. doi:10.31489/2020Ch4/119-127.

22. Gussenov I, Mukhametgazy N, Shakhvorostov A, Kudaibergenov S. Synthesis and characterization of high molecular weight amphoteric terpolymer based on acrylamide, 2-acrylamido-2-methyl-1-propanesulfonic acid sodium salt and (3-acrylamidopropyl) trimethylammonium chloride for oil recovery. *Chem. Bull. Kazakh Natl. Univ.* 2021;103:12–20. doi:10.15328/cb1243.

23. Wever DAZ, Picchioni F, Broekhuis AA. Polymers for enhanced oil recovery: A paradigm for structure–property relationship in aqueous solution. *Progress in Polymer Science.* 2011;36:1558–1628. doi:10.1016/j.progpolymsci.2011.05.006.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Гусенов Искандер Шахсаванович**

PhD, e-mail: iskander.gusenov@mail.ru.

<https://orcid.org/0000-0002-9820-7952>

Шахворостов Алексей Валерьевич

PhD, e-mail: alex.hv91@gmail.com.

<https://orcid.org/0000-0003-3502-6123>

Мухаметгазы Нурбатыр

e-mail: nurbatyr.kaz@gmail.com.

Кудайбергенов Саркыт Елекенович,

профессор, докт. хим. наук

e-mail: skudai@mail.ru.

AUTHOR'S INFO

***Iskander S. Gussenov**

PhD, e-mail: iskander.gusenov@mail.ru.

<https://orcid.org/0000-0002-9820-7952>

Alexey V. Shakhvorostov

PhD, e-mail: alex.hv91@gmail.com.

<https://orcid.org/0000-0003-3502-6123>

Nurbatyr Mukhametgazy

e-mail: nurbatyr.kaz@gmail.com.

Sarkyt Y. Kudaibergenov

professor, D.Sc.

e-mail: skudai@mail.ru.

*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 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

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.

на языке оригинала и на английском языке.

5. Список использованной литературы (эбелиттер 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, межстрочный интервал – 1,15. Для текста аннотации используется шрифт Arial, размер 10, отступ 0,75, межстрочный интервал – 1,15.

7. **Ключевые слова** пишутся под аннотацией, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial, размер 10, курсив, отступ 0,25, межстрочный интервал – 1,15. Обобщающее словосочетание «Ключевые слова:» («Keywords», «Түйін сөздер») следует выделить синим цветом, акцент 1.

8. **Текст** рукописи должен начинаться с новой страницы, шрифт Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступа 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

9. **Заголовки текста** рукописи («Введение», «Основная часть», «Заключение» и др.) задаются шрифтом Arial, размер 11, выравнивание – слева, отступ 0,75 см, междустрочный интервал – множитель, 1,15.

10. **Нумерация рисунков и таблиц** должна быть последовательной (1, 2, 3 и т.д.). Таблицы и рисунки не должны быть взяты из других материалов без указания источника. **Подписи рисунков и таблиц** должны быть полными, без сокращений («Рисунок 1», «Таблица 2», «Figure 3», «Table 4»), заданы с прописной буквы. **Названия рисунков и таблиц** должны быть краткими, но информативными, отделены от подписи точкой с пробелом, первое слово – с прописной буквы, заданы шрифтом Arial, размер 11, полужирный, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1. Подпись и название таблицы пишется сверху таблицы, подпись и название рисунка – под рисунком. После названия точка не ставится. Если рисунок содержит перечисление, отмеченное буквами или цифрами (а), б), в)...; 1), 2), 3)...; а), b), c)...), такие обозначения пишутся под названием рисунка, задаются шрифтом Arial, размер 10, начертание – курсив, выравнивание – посередине, без отступа, межстрочный интервал – 1.

11. **Подписи рисунков и подтабличные надписи** содержат расшифровку обозначений, задаются шрифтом Arial, размер 10, выравнивание – слева, без отступа, межстрочный интервал – 1.

12. **Текст на рисунках и в таблицах** 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 неотредактированном 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.

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.

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, ЭОЖ), CSCSTI (МРНТИ, ФТАХР)** are set in capital letters, Arial font, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

2. **The type of publication** is set after UDC, CSCSTI, Arial font, size 12, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

3. **The title of the manuscript** should be short and informative, without abbreviations, set in Arial font, size 14, style – bold, alignment – to the left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

4. **The full names of the authors** are given under the heading, font Arial, size 14, style – bold, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15. the initials are written with a dot, without a space inside.

5. **The places of work of the authors** (names of the organizations without specifying the legal forms, city, country) are given under the full names of the authors, font Arial, size 11, style – italic, alignment – left, no indent, line spacing – multiplier, 1.15.

6. **The abstracts of the manuscripts** of the “original research” type should have the following structure: rationale, purpose, materials and methods, results, conclusion. The volume of the abstract is no more than 300 words. The text of the abstract is preceded by the heading “ABSTRACT”, Arial font, size 11, indent 0.75 cm, line spacing – 1.15. The abstract text is set in Arial font, size 10, indent 0.75, line spacing 1.15.

7. **The key words** are written under the abstract, separated by a colon, no more than 10 words or phrases, in Arial font, size 10, italic, indent 0.25, line spacing – 1.15. The generalizing phrase “Keywords” (“Ключевые

слова”, “Түйінсөздер”) should be highlighted in blue, accent 1.

8. **The text of the manuscript** should start on a new page, font Arial, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

9. **The headings of the text of the manuscript** (“Introduction”, “Main Part”, “Conclusion”, etc.) are set in Arial font, size 11, alignment – on the left, indent 0.75 cm, line spacing – multiplier, 1.15.

10. **The numbering of the Figures and Tables** should be consecutive (1, 2, 3, etc.). The Tables and Figures should not be taken from the other materials without indicating the source. **The captions of Figures and Tables** should be complete, without abbreviations (“Figure 1”, “Table 2”, “Figure 3”, “Table 4”), set with a capital letter. **The names of Figures and Tables** should be short, but informative, separated from the caption by a dot with a space, the first word should be capitalized, set in Arial font, size 11, bold, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1. The caption and the name of the Table are written above the Table, the caption and name of the Figure should be below the Figure. There is no dot after the name. If the Figure contains an enumeration marked with letters or numbers (a, b, c) ...; 1), 2), 3)...; a), b), c)...), such designations are written under the name of the Figure, set in Arial font, size 10, style – italic, alignment – in the middle, no indent, line spacing – 1.

11. **The sub-Figure and sub-Table inscriptions** contain deciphering of designations, set in Arial font, size 10, alignment – to the left, no indent, line spacing – 1.

12. **The text in Figures and Tables** is set in Arial font, size from 8 to 12. The text should be translated from the original language into English, 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 refernces 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 (оферта-ларға) 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, ФТАХР², басылым түрі, тақырыбы, авторлардың толық аты-жөні, авторлардың жұмыс орындары (заңды нысандарын көрсетпей ұйымдардың атаулары, қаласы, ел), аннотация, негізгі сөздер – үш тілде бір бағанда (орыс, ағылшын, қазақша) әр тілде бөлек бетте.

2. Мақала мәтіні түпнұсқа тілде екі бағанда. Мәтін логикалық құрылымды болуы тиіс. Келесі тақырыпшаларды пайдалану ұсынылады: кіріспе, негізгі бөлім, есептеу бөлімі, эксперименттік бөлім, нәтижелер мен талқылау, қорытындылар.

3. Суреттер, кестелер – көлеміне қарай бір немесе екі бағанда, атауларымен, белгілеулерімен, ағылшын тіліне³ аудармасымен түпнұсқа тілде берілген сурет асты/кесте асты жазбалар. Әрбір суретті jpg, gif, jpeg, tiff форматтарында, диаграммаларды – excel форматында түпнұсқа түрінде бөлек қосымша файл ретінде сайтқа орналастыру қажет.

4. Қаржыландыру көзі, мүдделер қақтығысы және авторлардың қосқан үлесі

¹ <https://classinform.ru/udk.html>

² <https://grnii.ru/>

³ Бұдан әрі түпнұсқа тілі ағылшын тілі болса, басқа тілдерге аударма талап етілмейді.

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, ӨОЖ), FТАХР (CSCSTI, FТАХР)** бас әріптермен белгіленеді, Arial шрифті, өлшемі 14, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15.

2. **Жарияланым түрі** ӨОЖ, FТАХР кейін, Arial шрифтімен, өлшемі 12, кескіні – қаралау, туралау – солға, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш, 1,15 орнатылады.

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 форматтағы графикалық және кестелік материалдың басқа түрлерін қоспағанда.

13. **Суреттер мен кестелер мәтініндегі ескертпелер** атаудың тұрақты бөлі-

гінің қысқаша түрін қолдана отырып, мәтіндегідей ресімделуі қажет («1 сур., «2 кесте»).

14. Пайдаланылған әдебиеттер тізімі (әдебиеттер тізімі, references) мәтінде сілтеме жасалған басылымдарды ғана қамтуы тиіс. Сілтемелер пайдаланылған әдебиеттер тізімінде дереккөздер ретіне сәйкес ([1], [2], [3] және т.б.) жасалады. Тізім түпнұсқа зерттеулер үшін 30 тармақтан, ғылыми шолулар үшін 60-тан аспауы тиіс, заманауи басылымдар болғаны жақсы. Әрбір дереккөз жұмыс мәтінінде қаншалықты жиі айтылғанына қарамастан тізімде 1 рет аталады. Мәтіндегі тізімдегі бастапқы нөмірге сілтемелер төртбұрышты жақшада берілуі қажет. Қолданылған әдебиеттер тізімдерін ресімдеу орыс және қазақ тілдерінде MEMCT P 7.0.5-2008 сәйкес, ағылшын тілінде – AMA (Vancouver) стилінде жүзеге асырылады. Жарияланымдардың белгілі бір түрлеріне сілтемелерді ресімдеу ережелерімен толығырақ мына сілтеме бойынша біле аласыз: https://journals.eco-vector.com/index/pages/view/references_split.

15. Авторлар туралы ақпаратта авторлардың толық АТЫ-ЖӨНІ, ғылыми атақтары, ғылыми дәрежелері, ORCID,

Scopus SPIN коды, email және қажет болған жағдайда басқа да мәліметтер болуы тиіс. Arial шрифтімен ресімделеді, өлшемі 12, туралау – сол жақта, шегініссіз, жоларалық интервал – көбейткіш 1,15. «АВТОРЛАР ТУРАЛЫ АҚПАРАТ» («АВТОР (-ЛАР) ТУРАЛЫ АҚПАРАТ», «AUTHORS'(-'S) INFO») тақырыбы бас әріппен жазылады және қаралау шрифтімен белгіленеді, авторлардың АТЫ-ЖӨНДЕРІ де қаралау шрифтімен белгіленеді. Хат алмасуға жауапты авторды АТЫ-ЖӨНІНІҢ сол жағында жұлдызша («*») арқылы белгілейді (автор, ответственный за переписку, corresponding author). Түсіндірме жолы «*Хабар алмасуға жауапты автор/Corresponding author» («*Автор, ответственный за переписку/Corresponding author») «Автор туралы ақпарат» бөлімінен кейін көрсетіледі.

Бет жиектері келесі параметрлерге ие болуы тиіс: үстіңгі және төменгі жағы – 2 см, сол жағы – 3 см, оң жағы – 1,5 см. Мақала көлемі – түпнұсқалық зерттеулер үшін 10 беттен көп емес, ғылыми шолулар және қолжазбалардың басқа түрлері үшін 20 беттен аспауы қажет. Күрделі математикалық формулалар жиынтығы үшін Word бағдарламасындағы стандартты Equation Editor редакторы қолданылады.

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	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 Нагангалиулы	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	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Пятибратов Петр Вадимович	Декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, директор Центра инновационного обучения РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, канд. техн. наук
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR), Баку, Азербайджан, PhD в области технических наук,
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, Уфа, Башкортостан (Россия), докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Академик Академии минеральных ресурсов РК, докт. геол.-мин. наук
Габдуллин Маратбек 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	
Khassanov Bakhytzhon Kenessovich	General Director (Chairman of the Board) 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	Disciplinary expert 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	
Хасанов Бақытжан Кеңесұлы	«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
Әміралиев Бауыржан Тәжікенұлы	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Техникалық бағалау қызметінің сарапшысы, техн. ғылым. докт.
Мунара Асқар	«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС тәртіптік сарапшысы, 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.-матем. ғылым. канд., плазма физикасы жөніндегі PhD, профессор

Подписано в печать 27.12.2022 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

Республика Казахстан,
205НОВ4, г. Астана,
БЦ Изумрудный квартал,
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»
тел.: 8(7172) 579-746
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: vestnik-ngo.kz