

УДК 622.276  
МРНТИ 52.47.27

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

Получена: 08.09.2023.

Одобрена: 06.12.2023.

Опубликована: 30.12.2023

## Оригинальное исследование

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

З.М. Муратова<sup>1</sup>, Н.К. Туяков<sup>2</sup>, М.О. Таджибаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

<sup>2</sup>КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

#### АННОТАЦИЯ

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

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

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

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

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

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

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

#### Как цитировать:

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

UDC 622.276  
CSCSTI 52.47.27

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

Received: 08.09.2023.

Accepted: 06.12.2023.

Published: 30.12.2023.

## Original article

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

Zarina M. Muratova<sup>1</sup>, Nauryzbek K. Tuyakov<sup>2</sup>, Maksat O. Tajibayev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

<sup>2</sup>KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

#### ANNOTATION

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

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

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

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

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

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

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

#### To cite this article:

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

ӨОЖ 622.276  
ГТАХР 52.47.27

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

Қабылданды: 08.09.2023.

Мақұлданды: 06.12.2023.

Жарияланды: 30.12.2023.

## Түпұнсақ зерттеу

### Қаламқас кен орнында полимерлі суландыруды модельдеу мәселелерін шешу тәсілдері туралы

З.М. Мұратова<sup>1</sup>, Н.К. Тұяқов<sup>2</sup>, М.О. Таджибаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ҚМГ Инжиниринг-нің «ҚазМұнайГазГЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

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

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

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

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

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

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

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

#### Дәйексөз келтіру үшін:

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

## Введение

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

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

Второй подход заключается в работе со свойствами полимера. В период ПЗ по историческим данным разработки наблюдается хорошая добыча нефти, которую модель не повторяет; для этого была рассмотрена зависимость вязкости от концентрации, занесенная в секцию PROPS<sup>1</sup> в симуляторе tNavigator.

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

соотношение для повышения эффективности процесса заводнения.

## Основная часть

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

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

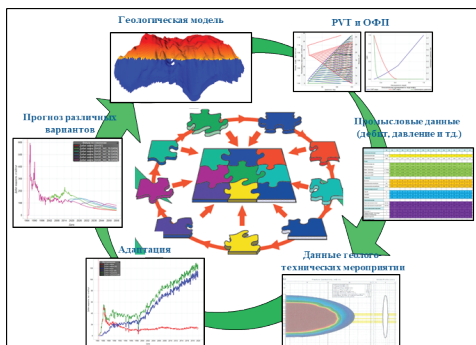


Рисунок 1. Общий подход к построению модели месторождения для ПЗ

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

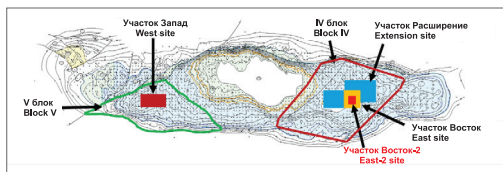
Геологическое моделирование состоит из структурного моделирования, создания 3D сетки, моделирования литологии и фаций, петрофизического моделирования, оценки запасов нефти и, наконец, инициализации модели коллектора. Размеры сетки составили 25 м в длину, 25 м в ширину и 0,4 м в высоту. Модель сектора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

Результаты лабораторных экспериментов (PVT, SCAL<sup>2</sup>) были систематически проанализированы, существующие модели обновлены (рис. 4–6).

Были проведены специальные эксперименты для оценки реологии полимера,

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

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



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

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

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

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

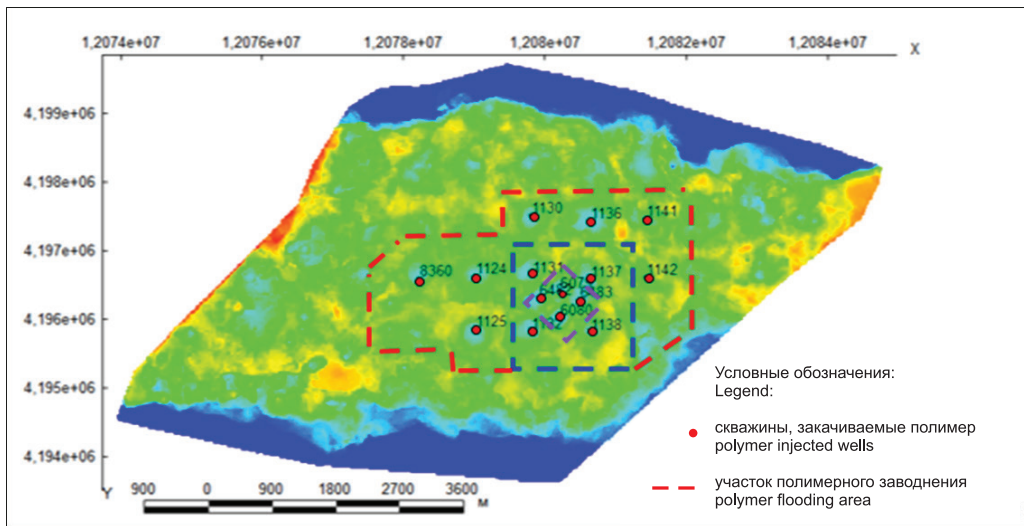
Для моделирования ПЗ данных участков была построена секторная геологическая модель с учётом трассерных исследований, седиментологического анализа и результатов последних сейсмических исследований по участку Восток горизонт Ю-1 (рис. 3).

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

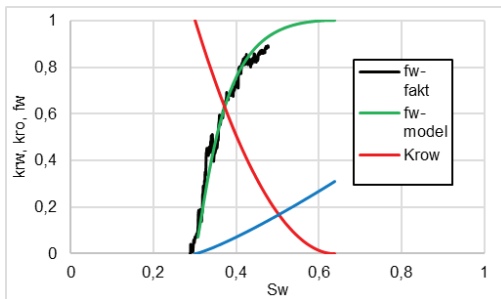
**Физико-химические свойства флюидов.** После детального анализа всех глубинных проб исследуемого горизонта, используя данные компонентного состава, была построена PVT модель в программном продукте PVTi (Schlumberger) (рис. 5).

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

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



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



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

*krw (Krw) – относительная фазовая проницаемость по воде в присутствии нефти / relative phase permeability to water in the presence of oil; kro (Krow) – относительная фазовая проницаемость по воде в присутствии воды / relative phase permeability to water in the presence of water; fw – фракционный поток / fractional flow; Sw – водонасыщенность / water saturation*

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

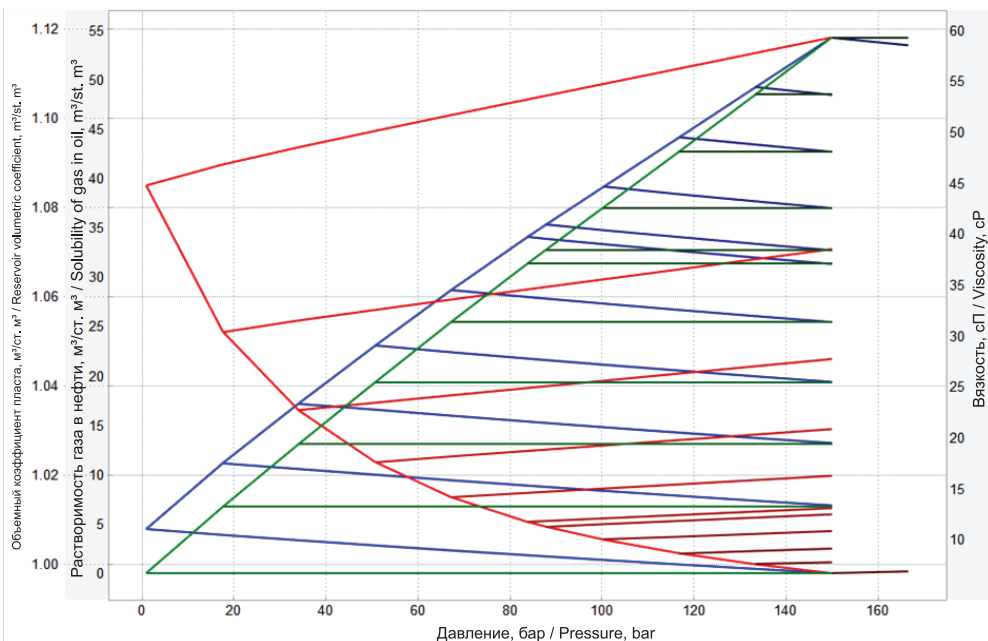
сухого порошка полимера из бункера в емкость диспергирования осуществляется за счет напора воздуха. При таких условиях полимерный раствор подвергается химической деструкции. С учетом вышеизложенного для участков Восток, Восток-2 (рис. 7, а) были заданы значения вязкости в 2 раза меньше, чем на участке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

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

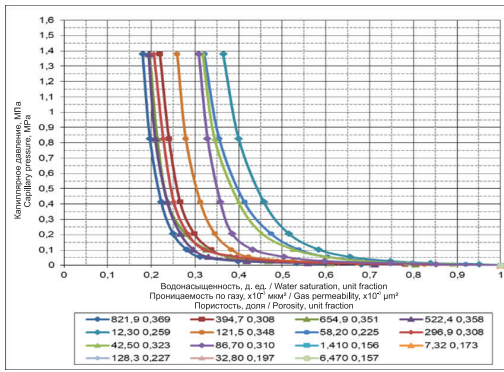
Как видно на рис. 10, полученная адаптация характеризуется плохой сходимостью, что стало причиной рассмотрения и в дальнейшем применения дополнительных подходов для улучшения качества адаптации модели. Было выделено два подхода, существенно изменивших качество адаптации модели:

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

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



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



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

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

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

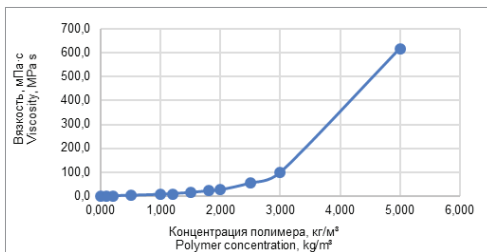
В результате анализа было принято решение использовать в симуляторе авто-ГРП для нагнетательных скважин. Для оценки влияния эффекта авто-ГРП на показатели разработки задается трещина, характеризующаяся такими параметрами, как указанная полудлина, азимутный и зенитный углы. Параметры трещины заданы исходя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

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

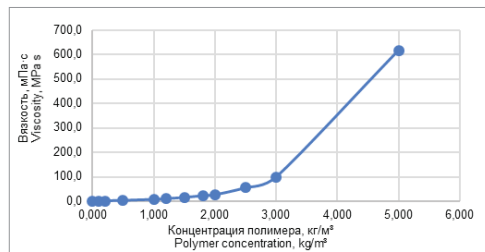
$$P_{рп} = P_{в.г.} - P_{гд} + \sigma_p \tag{1}$$

где:

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



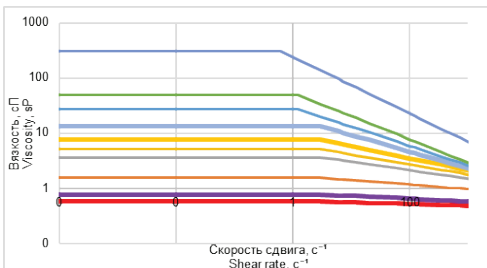
а)



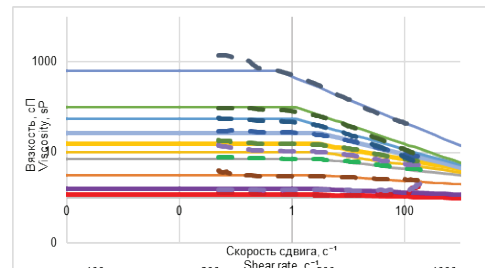
б)

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

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



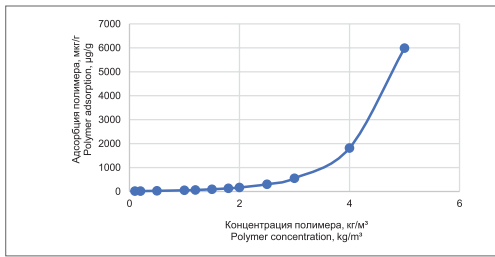
а)



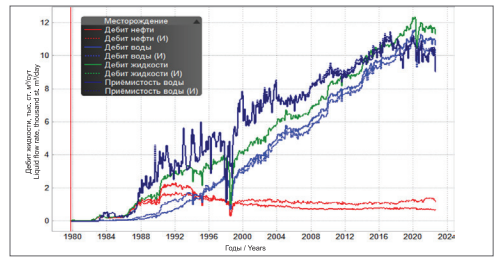
б)

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

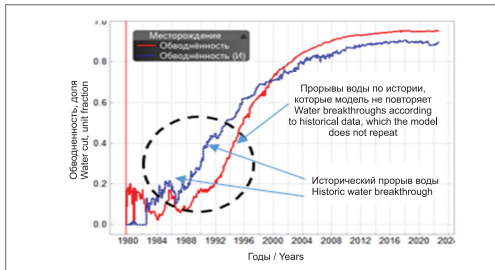
а) участка Восток, Восток-2 / East site, East-2 site; б) участок Расширение / Extension site



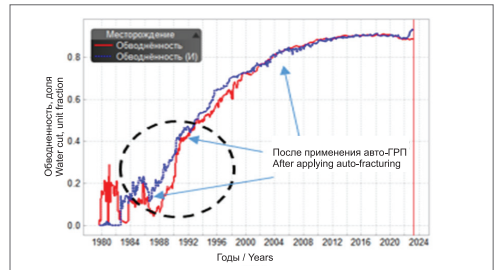
**Рисунок 9. Зависимость адсорбции от концентрации полимера**  
**Figure 9. Dependence of adsorption on polymer concentration**



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

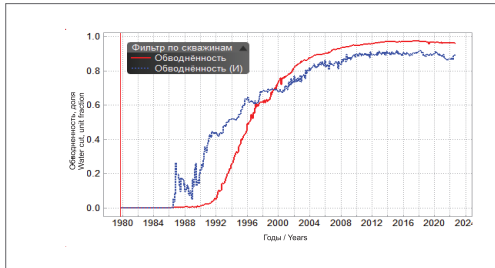


а)

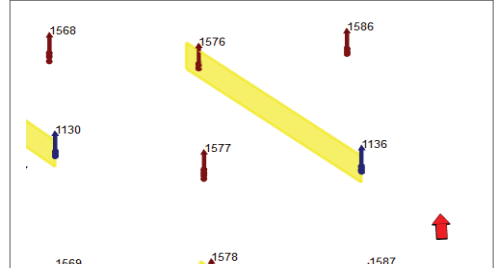


б)

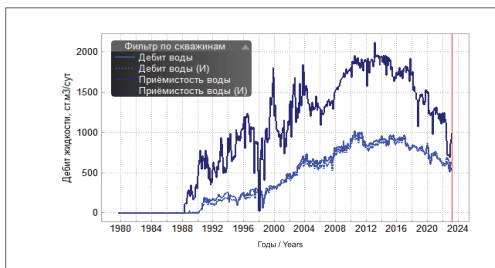
**Рисунок 11. Сравнение адаптации параметра по обводненности до/после авто-ГРП**  
**Figure 11. Comparison of adaptation of water cut parameter before/after auto-fracturing**



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



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



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

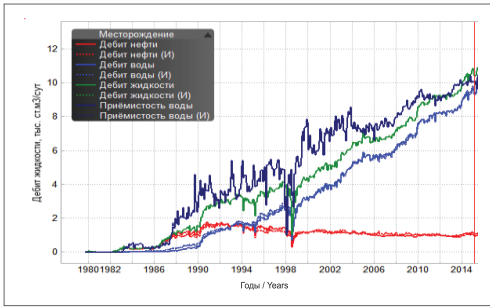
Результаты адаптации в целом по IV блоку на дату 01.03.2015 г. до закачки полимерного раствора представлены в табл. 1 и на рис. 15–16.

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

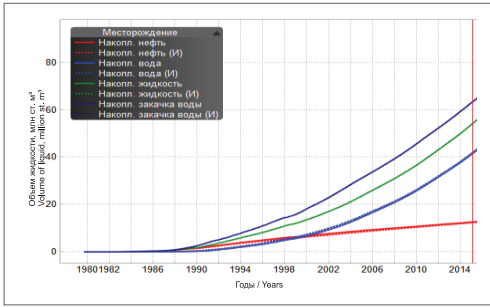
Для адаптации периода ПЗ были загружены результаты лабораторных и промышленных исследований, такие как зависимость вязкости от концентрации, адсорбция полимера, вязкость полимера от скорости сдвига и концентрация закачки.

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





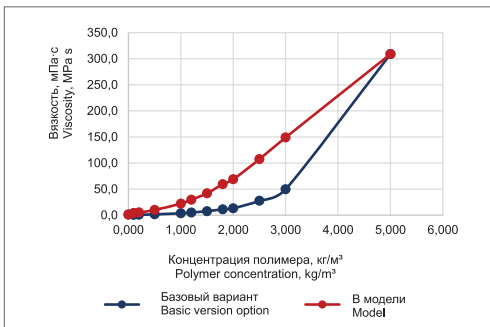
а)



б)

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

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

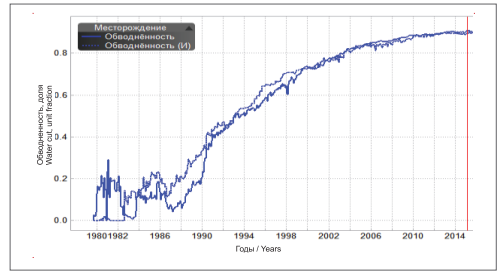


**Рисунок 18. Зависимость вязкости от концентрации полимера**

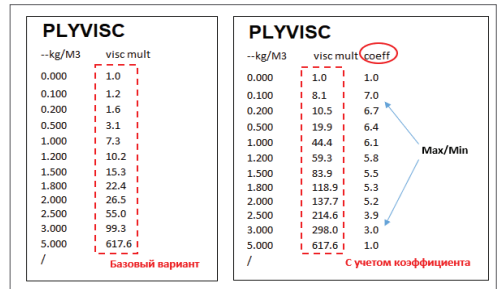
**Figure 18. Dependence of viscosity on polymer concentration**

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

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



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

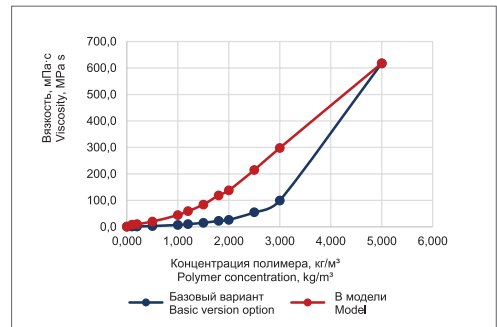


а)

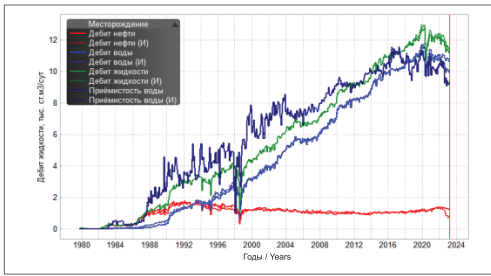
б)

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

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

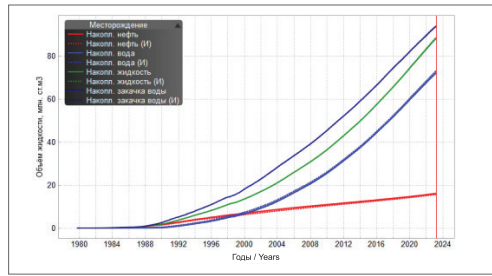


Был выделен диапазон вариации коэффициента от 3 до 7 для соответствующей концентрации, что, на наш взгляд, не столь критично. Такой подход обеспечит качественный прогноз, т.к. на само распространение полимера в пласте воздействие не оказывается, в отличие от задания множителей проводимости ключевым словом



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

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



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

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

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

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

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

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

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

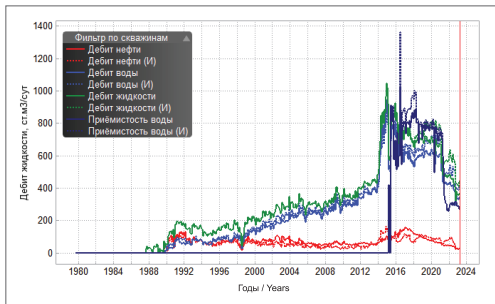
Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/day	1226,103	785,726	-56,05
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/day	9970,963	10657,619	6,44
Обводненность, % Water cut, %	89,0	93,1	4,40
Приемистость воды,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

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

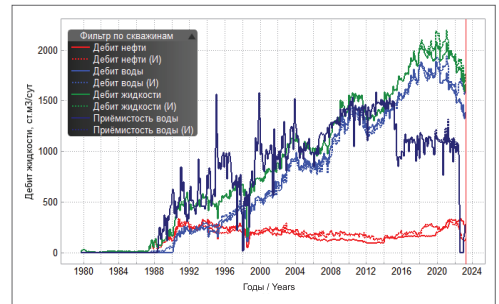
Параметр Parameter	Расчёт Calculation	История Historical indicators	Относительная невязка, % Relative mistie %
Дебит нефти, м³/сут Oil flow rate, m³/ day	25,043	28,923	13,41
Дебит воды, м³/сут Water flow, m³/ day	342,159	412,939	17,14
Обводненность, % Water cut, %	93,1	93,5	0,43
Приемистость воды, м³/сут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

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

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



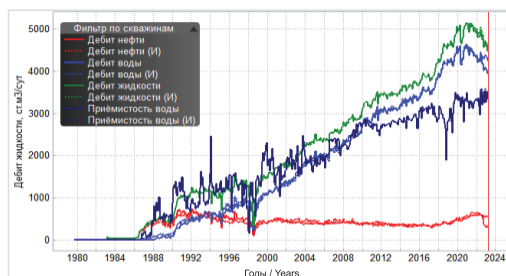
**Рисунок 21. Результаты адаптации по динамическим показателям по участку Восток**  
**Figure 21. Adaptation results for dynamic indicators for East site**



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

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

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



**Рисунок 23. Результаты адаптации по динамическим показателям по участку Расширение**

**Figure 23. Adaptation results for dynamic indicators for Extension site**

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

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

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

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

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

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

### Заключение

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

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

**ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

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

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

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Муратова З.М. – интерпретация данных исследования, проверка результатов, написание и редактирование рукописи, Туяков Н.К. – концепция исследования,

Таджибаев М.О. – контроль за выполнением работы.

**ADDITIONAL INFORMATION**

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

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

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

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

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

**REFERENCES**

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

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

\*Муратова Зарина Маликовна

e-mail: [z.muratova@kmge.kz](mailto:z.muratova@kmge.kz).

Туяков Наурызбек Кикбайулы

e-mail: [ntuyakov@kmge.kz](mailto:ntuyakov@kmge.kz).

Таджибаев Максат Омурзакович

e-mail: [m.tajibayev@kmge.kz](mailto:m.tajibayev@kmge.kz).

**AUTHORS' INFO**

\*Zarina M. Muratova

e-mail: [z.muratova@kmge.kz](mailto:z.muratova@kmge.kz).

Nauryzbek K. Tuyakov

e-mail: [ntuyakov@kmge.kz](mailto:ntuyakov@kmge.kz).

Maksat O. Tajibayev

e-mail: [m.tajibayev@kmge.kz](mailto:m.tajibayev@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author