

DOI 10.25689/NP.2019.1.116-125

УДК 622.276.1/4.001.57

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ
ПРОСТРАНСТВЕННОГО ОРИЕНТИРОВАНИЯ ТРЕЩИН В
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ ТРАССЕРНЫХ
МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ**

¹Егорова Ю.Л., ²Низаев Р.Х., ¹Иванов А.Ф., ³Фаттахов И.Г.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт

²Институт "ТатНИПИнефть"

³ПАО Татнефть

**THE USE OF GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELING TO
STUDY THE SPATIAL ORIENTATION OF CRACKS IN CARBONATE
COLLECTORS BASED ON TRASSERAL RESEARCH METHODS**

¹Egorova Yu.L., ²Nizaev R.Kh., ¹Ivanov A.F., ³Fattakhov I.G.

¹Almetyevsk State Petroleum Institute

²TatNIPIneft Institute

³PJSC TATNEFT

E-mail: ulaegor@rambler.ru

Аннотация. В статье предлагается использовать результаты индикаторных методов исследования для уточнения геологического строения залежей. Сравнивая динамические скорости фильтрации флюидов с реальными результатами индикаторных исследований, можно определить преимущественные направления и ориентацию трещин в карбонатных коллекторах.

С целью изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах по результатам трассерных исследований была использована геолого-гидродинамическая модель турнейских отложений 101 залежи Ново-Елховского месторождения. При этом в качестве реализации этого подхода применяется геолого-технологическое моделирование с итерационным методом создания моделей. Модель фильтрации была выбрана исходя из физико-химических свойств насыщающих пласт

флюидов карбонатных отложений, учитывающие двойную пористость и двойную проницаемость исследуемого объекта. В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели.

Адаптация параметров фильтрационной модели по истории разработки проводилась в двух вариантах. В первом варианте параметры фильтрационной модели адаптировались без учета результатов индикаторных исследований. Значения проницаемостей в направлениях трещин X, Y и Z принимались равными. Во втором варианте параметры фильтрационной модели адаптировались с учетом результатов индикаторных исследований. В результате адаптации значения проницаемостей в направлениях трещин X и Z получены больше, чем в направлении Y.

Применение направленного ориентирования при моделировании позволило установить основное направление трещин, по которым происходит фильтрация жидкости. Применение результатов индикаторных исследований при построении и адаптации параметров фильтрационной модели пласта повышает степень соответствия геолого-технологической модели и реального объекта разработки.

Ключевые слова: *индикатор, фильтрация, пространственное ориентирование трещин, карбонатный коллектор, адаптация фильтрационной модели пласта.*

Abstract. The article proposes to use the results of indicator research methods to clarify the geological structure of deposits. Comparing the dynamic filtration rates of fluids with the actual results of indicator studies, it is possible to determine the preferred directions and orientation of cracks in carbonate reservoirs.

In order to study the spatial orientation of cracks in carbonate reservoirs based on the results of tracer studies, a geological-hydrodynamic model of the Tournaisian deposits of 101 deposits of the Novo-Elkhovsky deposit was used. At the same time, geological and technological modeling with an iterative method of creating models is used as an implementation of this approach. The filtration model was selected on the basis of the physicochemical properties of the carbonate sediments fluids saturating the formation, taking into account the double porosity and double permeability of the object under study. In the filtration model, the size and number of cells of the geological model were saved.

The adaptation of the parameters of the filtration model according to the development history was carried out in two versions. In the first variant, the parameters of the filtration model were adapted without taking into account the results of indicator studies. The values of permeabilities in the directions of the X, Y and Z cracks were assumed to be equal. In the second variant, the parameters of the filtration model were adapted to reflect the results of indicator studies. As a result of adaptation, the values of permeabilities in the directions of the X and Z cracks were obtained more than in the Y direction.

The use of directional orientation in modeling allowed us to establish the main direction of the cracks along which the fluid is filtered. Application of the results of indicator studies in the construction and adaptation of parameters of the reservoir filtration model increases the degree of compliance with the geological and technological model and the real object of development.

Key words: *indicator, filtration, spatial orientation of cracks, carbonate reservoir, adaptation of the filtration reservoir model.*

Карбонатные породы представляют собой осадочные образования, сложенные на 50% и более карбонатными минералами. Карбонатными породами сложены значительные по мощности толщи. Строение карбонатных коллекторов представляет собой достаточно сложную систему. Они состоят из макро- и микротрещин, которые вертикально располагаются в слоях. Макротрещины, имеющие вертикальное положение, могут распространяться несколько сотен метров в длину.

По генезису трещины могут быть литогенетическими и тектоническими. Литогенетические трещины, как правило, имеют незначительную протяженность, нередко затухая в пределах даже маломощных слойков. Хотя их ориентировка может быть различной, чаще всего они горизонтальные, т.е. параллельны напластованию. Тектонические трещины в отличие от литогенетических обладают значительной протяженностью, нередко рассекая целые серии слоев, и группируются в определенные системы. Их ориентировка самая разнообразная, с явным преобладанием наклонной и вертикальной (перпендикулярной к напластованию) [1].

Наиболее типичными для карбонатных пород (в отличие от терригенных) являются крайняя неоднородность структуры порового пространства и отсутствие видимой закономерности ее изменения.

Карбонатные породы девона и карбона слагают 80% разреза осадочного чехла палеозоя РТ. Карбонатные отложения представлены преимущественно трещиновато-поровыми, порово-трещинными и трещинными коллекторами. Поэтому фильтрационные свойства карбонатных коллекторов во многом определяются их трещиноватостью.

При моделировании трещиноватой горной породы-коллектора необходимо учитывать фактор трещиноватости.

Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях позволяет определить основные

параметры каждого пласта – наличие, ориентацию и объемы трещин (разрывных нарушений), скорость фильтрации по ним; их проницаемость, объем произвольно закачиваемой воды, а также гидродинамическую связь между соседними пластами и объектами.

Проводя исследования трассирующими индикаторами и гидродинамические исследования (гидропрослушивание) в процессе разработки карбонатных залежей, можно по характеру изменения коэффициента сжимаемости судить о степени участия матрицы, а также оценить изменение раскрытости трещин и проницаемости в зависимости от давлений и, таким образом, вносить в гидродинамические модели корректные параметры, по которым можно регулировать работу добывающих скважин, что, соответственно, может привести к увеличению добычи и коэффициента извлечения нефти [2].

Сравнивая динамические скорости фильтрации флюидов с реальными результатами индикаторных исследований, можно уточнить свойства пласта и внести соответствующие корректировки в исходные данные геолого-гидродинамической модели, что дает возможность по данным индикаторных исследований определять преимущественные направления трещиноватости в пласте.

С целью изучения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах по результатам трассерных исследований была использована геолого-гидродинамическая модель турнейских отложений 101 залежи Ново-Елховского месторождения [3]. Породы залежи 101 обладают довольно высокой степенью неоднородности и сложены чередующимися проницаемыми и непроницаемыми породами, в результате чего не имеют пластового характера.

Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с

учетом их взаимодействия с горной породой. Гидродинамическая модель была построена с использованием пакетов программ Irap RMS компании ROXAR - Tempest 7.2 [7].

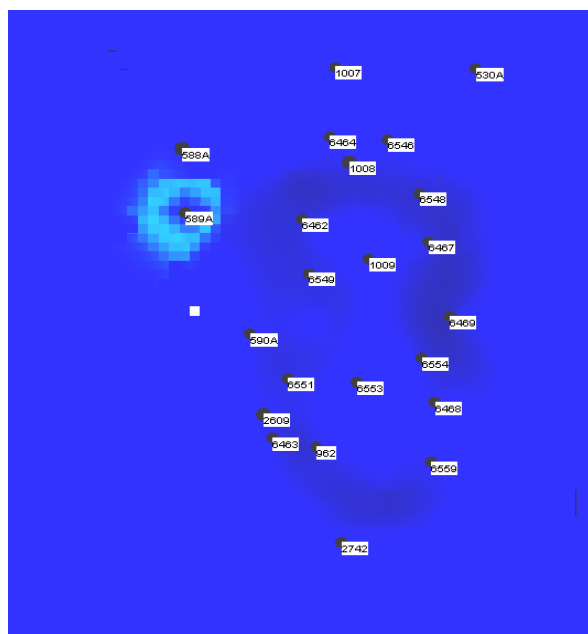
Математическая модель представляет собой систему сложных дифференциальных уравнений в частных производных, которая при наличии начальных и граничных условий описывает характер исследуемого процесса с физической точки зрения.

Модель фильтрации была выбрана исходя из физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов карбонатных отложений, учитывающие двойную пористость и двойную проницаемость исследуемого объекта. В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели. Для дальнейших расчетов принята геологическая модель без upscaling

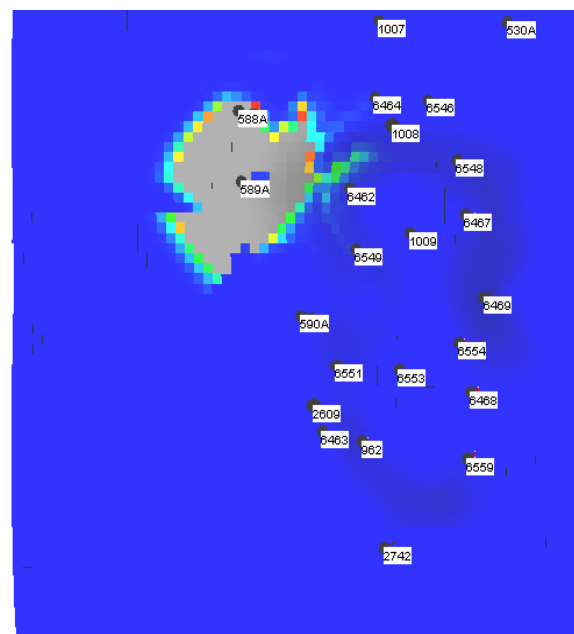
Адаптация параметров модели по истории разработки проводилась в двух вариантах. В первом варианте параметры модели адаптировались без учета результатов индикаторных исследований. Во втором варианте параметры модели адаптировались с учетом результатов индикаторных исследований.

При рассмотрении процесса закачки трассера на гидродинамической модели с традиционным подходом адаптации опытного участка Ново-Елховского месторождения было выявлено существенное отличие в направлениях и скорости движения индикатора по сравнению с реально существующим. Диапазон скоростей фильтрации индикатора в гидродинамической модели на основе традиционных подходов на 2-3 порядка меньше фактических составляет от 2,11 до 18,33 м/сут [4].

Для варианта с традиционным подходом адаптации индикатор в скважинах не обнаружен даже через 2 месяца после закачки флуоресцеина. Это хорошо видно при рассмотрении распределения индикатора в гидродинамической модели на основе традиционных подходов (Рис. 1).



через 1 месяц после закачки трассера



через 2 месяца после закачки трассера

Рис. 1. Распределение индикатора в гидродинамической модели на основе традиционных подходов ($1 \cdot 10^{-7}$)

За то же самое время в гидродинамической модели с традиционным подходом адаптации индикатор не дошел даже до близлежащих скважин к инъекторной скважине (Рис. 2).

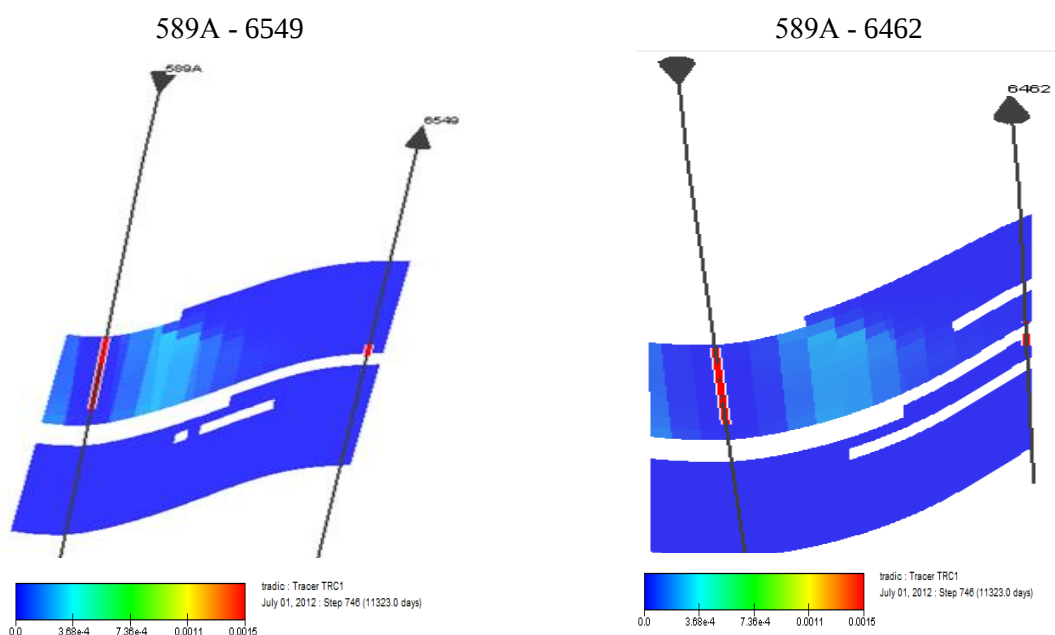


Рис. 2. Распределение индикатора в гидродинамической модели на основе традиционных подходов в сечениях фактических направлений движения трассера

В результате адаптации значения проницаемостей в направлениях трещин X, Y и Z получены равными 1000 мкм^2 .

Во втором варианте параметры фильтрационной модели адаптировались с учетом результатов индикаторных исследований, при этом наличие флуоресцеина обнаружено во всех скважинах. Это хорошо видно при рассмотрении распределения индикатора в гидродинамической модели с учетом результатов индикаторных исследований (Рис. 3).

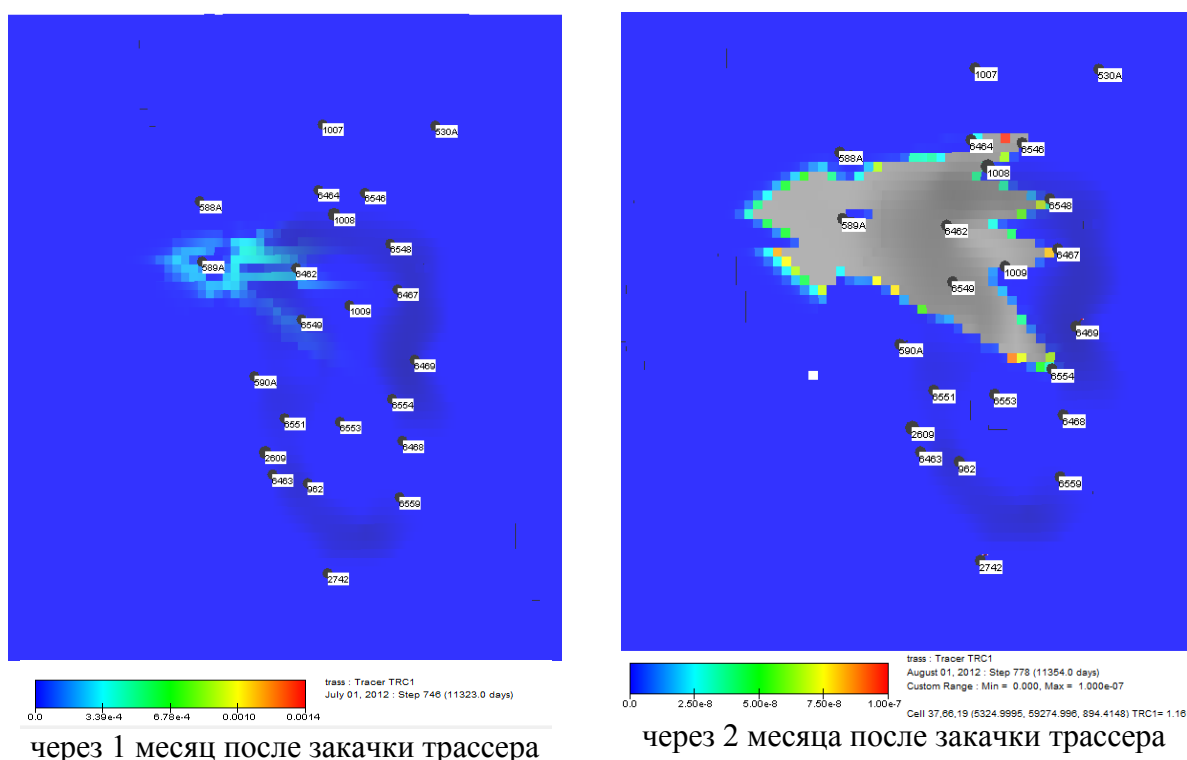


Рис. 3. Распределение индикатора в гидродинамической модели с учетом результатов индикаторных исследований ($1 \cdot 10^{-7}$)

Применение направленного ориентирования при моделировании позволило установить основное направление трещин, по которым происходит фильтрация жидкости. В результате адаптации значения проницаемостей в направлениях трещин X и Z получены равными 1300 мкм^2 , а в направлении Y – 100 мкм^2 [6].

По результатам трассерных исследований можно судить о пространственном ориентировании трещин в карбонатных коллекторах выявленных при фиксации преимущественных направлениях движение

фильтрационных потоков в пласте. Использование результатов индикаторных исследований при построении и адаптации фильтрационной модели пласта повышает степень соответствия постоянно-действующей геолого-технологической модели и реального объекта разработки.

Список литературы

1. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы - коллекторы нефти и газа.// - Л.: Недра, 1981.- 255с.
2. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения.// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2015. - № 16. С.61-69.
3. Комплексные аэрокосмогеологические, морфоструктурные и индикаторные исследования по уточнению геологического строения и изучению латеральной анизотропии пород турнейского яруса и карбонатного девона Ново-Елховского месторождения [текст]: Отчет о НИР / ТАТНИПИнефть; рук. Стриженко А.А. – Бугульма, 2012. – 74 с.
4. Егорова Ю.Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов.// Булатовские чтения. Материалы I международной научно-практической конференции. - 2017. Том 2. - С.76-78.
5. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях /Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.И. Никифоров, А.Ф. Иванов, Р.Х. Низаев.– Казань: Изд-во "ФЭН" Академии наук РТ. - 2009. -239с.
6. Низаев Р.Х., Егорова Ю.Л. Применение трассерных методов исследования для определения пространственного ориентирования трещин в карбонатных коллекторах с использованием геологического и гидродинамического моделирования./ Нефтяная провинция. - 2018. - №1(13). - С.12-19.
7. Низаев Р.Х., Насыбуллин А.В. Моделированию в разработке нефтяных месторождений: создание гидродинамической модели на базе пакетов программ фирмы ROXAR - MORE –Tempest: учебное пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – 47с.

References

1. V.N. Kirkinskaya, E.M. Smekhov *Karbonatnye porody - kollektory nefti i gaza* [Carbonates as oil and gas reservoirs]. Л.: Nedra, 1981. 255 p. (in Russian)
2. D.A. Martyushev, A.V. Lekomtsev, A.G. Kotousov *Opredelenie raskrytosti i szhimaemosti estestvennyh treshchin karbonatnoj zalezhi Logovskogo mestorozhdeniya* [Determination of natural fracture opening and closing in a carbonate reservoir of Logovsky field]. Vestnik PNIPU. Geologia. Neftegazovoye i gornoye delo, 2015, No.16. pp.61-69 (in Russian)
3. *Kompleksnye aehrokosmogeologicheskie, morfostrukturnye i indikatornye issledovaniya po utochneniyu geologicheskogo stroeniya i izucheniyu lateral'noj anizotropii porod*

- turnejskogo yarusa i karbonatnogo devona Novo-Elhovskogo mestorozhdeniya* [Integrated space-geological, morphostructural, and tracer surveys to revise geological model and study the lateral anisotropy of Tournaisian rocks and Devonian carbonates of Novo-Elkhovskoye field]: Research report, TatNIPIneft. Research manager A.A. Strizhenok. Bugulma, 2012. 74 p. (in Russian)
4. Yu.L. Egorova *Primenenie indikatornykh metodov dlya izucheniya fil'tracionnykh svoystv kollektorov i utochneniya geologicheskogo stroeniya plastov* [Application of tracer survey methods to study reservoir flow properties and to revise geological model]. Bulatovskie chteniya. Proceedings of the 1st International Science and Technical Conference, 2017, Vol.2. pp.76-78 (in Russian)
 5. R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, A.I. Nikiforov, A.F. Ivanov, R.Kh Nizaev *Teoriya i praktika modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenij v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh* [Theory and practice of oilfield development simulation for various geologic conditions]. Kazan: FEN Publ, 2009. 239 p. (in Russian)
 6. Nizaev, Yu.L. Egorova *Primenenie trassernykh metodov issledovaniya dlya opredeleniya prostranstvennogo orientirovaniya treshchin v karbonatnykh kollektorah s ispol'zovaniem geologicheskogo i gidrodinamicheskogo modelirovaniya* [Application of tracer survey methods to determine fracture spatial orientation in carbonate reservoirs based on geologic modeling and reservoir simulation]. Neftyanaya provinciya, 2018, No.1 (13). pp. 12-19 (in Russian)
 7. R.Kh. Nizaev, A.V. Nasybullin *Modelirovaniye v razrabotke neftyanykh mestorozhdenij: sozdanie gidrodinamicheskoy modeli na baze paketov programm firmy ROXAR - MORE – Tempest* [Simulation in oil field development: reservoir simulation model based on ROXAR - MORE –Tempest software packages]. Teaching guide. Almeteyevsk: Almeteyevsk State Oil Institute, 2014. 47 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Егорова Юлия Левонтьевна, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nizaev@tatnipi.ru.

Иванов Алексей Федорович, кандидат педагогических наук, доцент, первый проректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: 1-prorector@agni-rt.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, кандидат технических наук, доцент, заместитель начальника отдела организации работ по повышению нефтеотдачи пластов Исполнительного аппарата ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Authors

Egorova Yu.L., Senior lecturer in Oil and Gas Fields Development and Operation, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Nizaev R.Kh., Dr.Sc., Assistant Professor, Leading Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Ivanov A.F., PhD, Senior lecturer, First vice-rector, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: 1-prorector@agni-rt.ru

Fattakhov I.G., PhD, Senior lecturer, Deputy Head of EOR Management Department, PJSC TATNEFT's Executive Board, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Егорова Юлия Левонтьевна
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г.Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел. 8 917 278 37 58
E-mail: ulaegor@rambler.ru