

DOI 10.25689/NP.2018.1.12-19

УДК 622.276.1/4:552.54

**ПРИМЕНЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ОРИЕНТИРОВАНИЯ
ТРЕЩИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

¹Низаев Р.Х., ²Егорова Ю.Л.

¹Институт «ТатНИПИнефть»,

²ГБОУ ВПО АГНИ

**TRACER STUDIES DETERMINE SPATIAL ORIENTATION OF
FRACTURES IN CARBONATE RESERVOIRS USING GEOLOGICAL
AND RESERVOIR SIMULATION MODELLING**

¹Nizaev R.Kh., ²Yegorova Yu.L.

¹TatNIPIneft Institute,

²Almetyevsk State Oil Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. С целью уточнения геологического строения объектов по результатам трассерных исследований была использована геолого-технологическая модель турнейских отложений среднего карбона и карбонатного девона 101 залежи Ново-Елховского месторождения.

Адаптация параметров модели по истории разработки проводилась в двух вариантах. *В первом варианте* параметры модели адаптировались без учета результатов индикаторных исследований. Этот подход с учетом технологических показателей разработки называется традиционным. В результате адаптации значения проницаемостей в трещинах в направлениях X, Y и Z получены равными 1000 мкм². *Во втором варианте* адаптация параметров модели проводилась с учетом технологических показателей разработки и данных индикаторных исследований. Как

показывает анализ результатов адаптации параметров модели процесс фильтрации во втором варианте существенно отличается от первого. Во втором варианте геологическое строение участка месторождения скорректировано с учетом дополнительных индикаторных исследований. В результате адаптации значения проницаемостей трещин в направлении X равно 1300 мкм^2 , в направлении Y – 100 мкм^2 , в направлении Z – 1000 мкм^2 . Результаты гидродинамических расчетов на прогнозный период показывает, что накопленная добыча нефти, полученная на основе модели при традиционном подходе адаптации составляет 1471 тыс. т., в модели, адаптированной с учетом индикаторных исследований – 1728 тыс. т.

Ключевые слова: турнейские отложения, трассерные исследования, система трещин, адаптация параметров модели, фильтрация жидкости, геологическая и гидродинамическая модели, скорость движения индикатора, закачка флуоресцеина

Abstract. An available geological and reservoir simulation model for Tournaisian and Devonian sediments of the Deposit No. 101 of Novo-Elkhovskoye oil field was used to refine the geological structure of producing formations based on the results of tracer studies.

Reservoir production history matching have been performed using two different approaches. The first approach relies merely on production performance data for adjustment of reservoir parameters and does not consider the results of tracer studies. This approach is called traditional. Fracture network permeability in X, Y and Z directions have been adjusted at $1000 \text{ } \mu\text{м}^2$. The second approach implies consideration of both production performance data and the results of tracer studies. The second approach to history matching yields a substantially different result in terms of fluid flow characteristics. Particularly, fracture permeability in X direction has been estimated at $1300 \text{ } \mu\text{м}^2$, while fracture permeabilities in Y and Z directions are $100 \text{ } \mu\text{м}^2$ and $1000 \text{ } \mu\text{м}^2$

respectively. Predicted cumulative oil production according to traditional approach stands at 1471 thousand tons compared to 1728 thousand tons obtained using the second approach.

Key words: *Tournaisian deposits, tracer studies, fracture network, history matching, fluid flow, geological and reservoir simulation models, tracer transport rate, fluorescein injection*

Практика разработки нефтяных месторождений показывает, что большинство месторождений характеризуются сложным геологическим строением, как по разрезу, так и по площади залегания.

Использование трассерных исследований позволяет установить взаимодействие скважин анализа добычи пластовых флюидов и скорости фильтрации трассирующих агентов, выявить систему трещин, по которым движется поток закачиваемой воды, определить застойные зоны [1].

Согласно индикаторным исследованиям, проведённым на опытном участке 101 залежи Ново-Елховского месторождения, было выявлено восточное и юго-восточное направление каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) (рис. 1). Диапазон скоростей фильтрации по этим каналам составляет от 1350 до 9,8 м/сут.

С целью уточнения геологического строения объектов по результатам трассерных исследований была использована геолого-технологическая модель [1 - 4] турнейских отложений среднего карбона и карбонатного девона 101 залежи Ново-Елховского месторождения.

Адаптация параметров модели по истории разработки проводилась в двух вариантах [2–6]. В модели принято: начало осей координат расположено в левом верхнем углу.

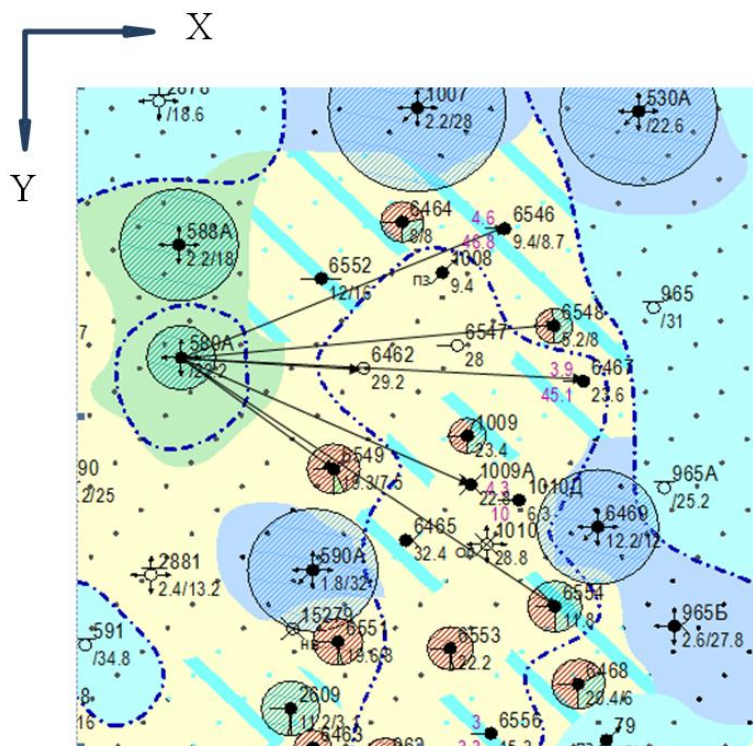
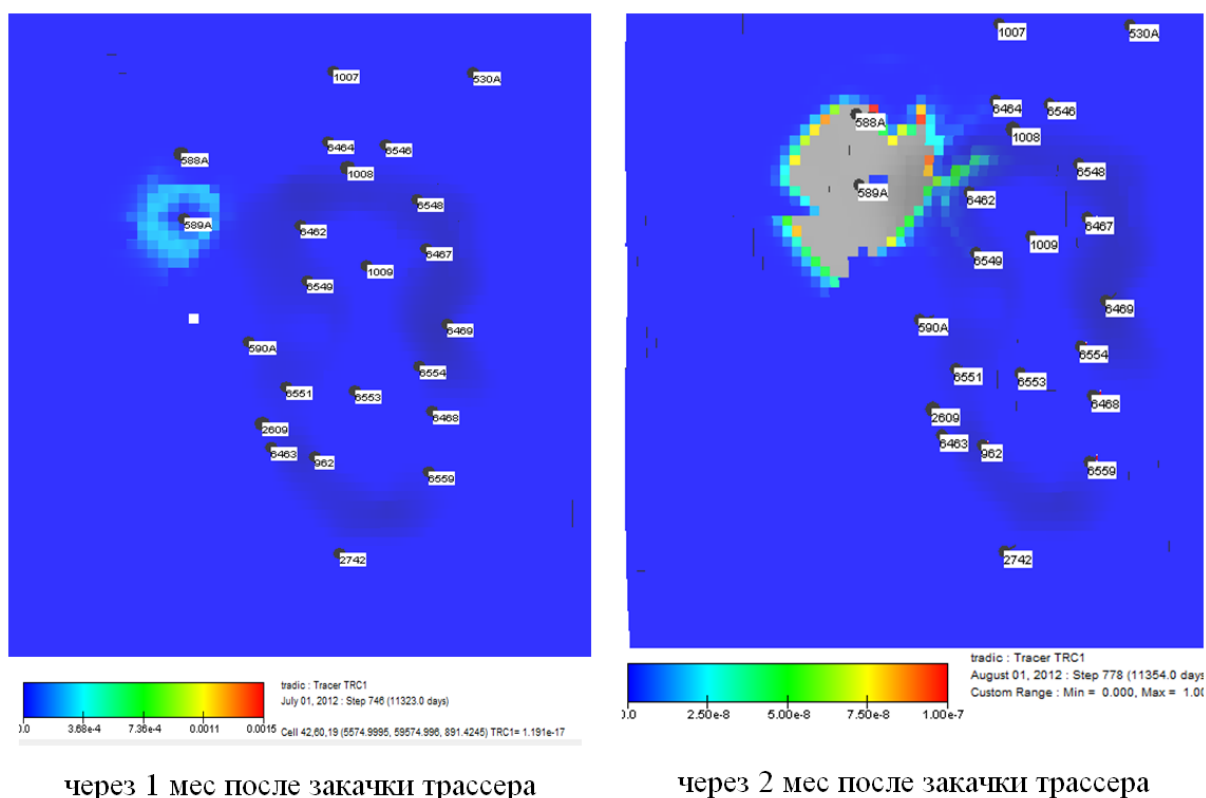


Рис. 1. Направления выхода индикатора через наблюдательные скважины опытного участка Ново-Елховского месторождения

В первом варианте параметры модели адаптировались без учета результатов индикаторных исследований, полученных в скважинах №№ 6467, 6546, 6548, 6462, 1009, 6549, 6554. Этот вариант адаптации параметров модели только с учетом технологических показателей разработки называется традиционным подходом.

При рассмотрении процесса закачки трассера на гидродинамической модели с традиционным подходом адаптации было выявлено существенное отличие в направлениях и скорости движения индикатора по сравнению с реально существующим [1]. Для варианта с традиционным подходом адаптации индикатор в скважинах не обнаружен даже через 2 месяца после закачки флуоресцеина. Это видно при рассмотрении распределения индикатора в гидродинамической модели на основе традиционных подходов (рис. 2).



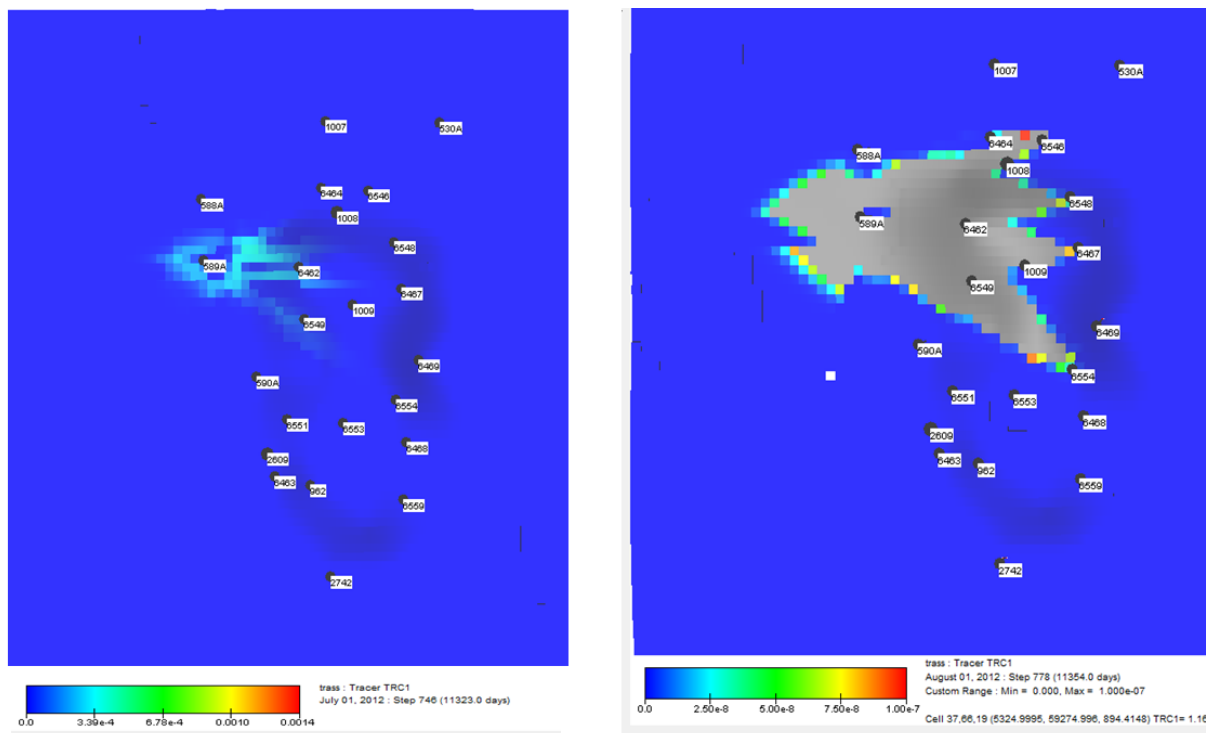
**Рис. 2. Распределение индикатора в гидродинамической модели
на основе традиционных подходов**

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

Во втором варианте адаптация параметров модели проводилась с учетом технологических показателей разработки, а также с учетом данных индикаторных исследований, полученных в скважинах №№ 6467, 6546, 6548, 6462, 1009, 6549, 6554. В этом варианте достижение флуоресцеина обнаружено во всех скважинах. При этом время достижения индикатора в скважинах практически совпадает с фактическими показателями.

Как показывает анализ результатов адаптации параметров модели процесс фильтрации во втором варианте существенно отличается от первого. Во втором варианте геологическое строение участка месторождения скорректировано с учетом дополнительных индикаторных исследований.

Распределения индикатора в гидродинамической модели с учетом результатов индикаторных исследований приведены на рис. 3.



через 1 мес после закачки трассера

через 2 мес после закачки трассера

Рис. 3. Распределение индикатора в гидродинамической модели с учетом результатов индикаторных исследований

В результате адаптации значения проницаемостей трещин в направлении X равно 1300 мкм^2 , в направлении Y – 100 мкм^2 , в направлении Z - 1000 мкм^2 .

Выводы

1. Данные по трассерным исследованиям не совпадают с результатами, полученными по фильтрационной модели с использованием общепринятых традиционных подходов.
2. Результаты трассерных исследований хорошо согласуются с адаптированными данными гидродинамической модели, полученными с учетом результатов индикаторных исследований. При этом значения проницаемости в направлении Y на порядок меньше, чем в направлении X.

Список литературы

1. Егорова Ю.Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов // Булатовские чтения : сб. ст. I Междунар. науч.-практ. конф., 31 марта 2017 г. : в 5 т. / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – Краснодар : Издательский Дом - Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 76-78.
2. 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 : Фэн ; Академия наук РТ, 2009. – 240 с.
3. Никифоров А.И., Низаев Р.Х., Хисамов Р.С. Моделирование потокоотклоняющих технологий в нефтедобыче. – Казань : Фэн ; Академия наук РТ, 2011. – 224 с.
4. Низаев Р.Х., Насыбуллин А.В. Моделирование в разработке нефтяных месторождений: создание гидродинамической модели на базе пакетов программ фирмы ROXAR-MORE-Tempest : учеб. пособие. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – 47 с.
5. Иванов А.Ф., Низаев Р.Х. Роль геологического и гидродинамического моделирования в современной разработке нефтяных месторождений // Материалы научной сессии ученых АГНИ : регион. науч.-практ. конф., 22-26 апр. 2013 г. – Альметьевск : АГНИ, 2013. – Ч. 2. –С. 110-112.
6. Насыбуллин А.В., Низаев Р.Х. Теоретические основы гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – 77 с.

Сведения об авторах

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

Егорова Юлия Левонтьевна, старший преподаватель, Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Authors

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

Yegorova Yu.L., Senior Lecturer, Almeteyevsk State Petroleum Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ulaegor@rambler.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8 (85594) 4-87-07
E-mail: nizaev@tatnipi.ru