УДК 553.048:553.98; 004.415.53

Р.И. Гарифуллин
ООО «Бейсип–ГеоТехнологии»[1]
инженер по разработке месторождений
Rinat.GARIFULLIN@beicip.com

Marius Verscheure
PhD
Beicip–Franlab[2]
специалист по гидродинамическому моделированию
Marius.VERSCHEURE@beicip.com

Л.Н. Назарова
канд. техн. наук
РГУНГ им. И.М. Губкина[3]
доцент
nazarova–ln@irmu.ru;

С.Н. Карпов
ИРМУпри РГУНГ им. И.М. Губкина[4]
заместитель директора
karpov–sn@irmu.ru;

Е.В. Чепкасова
РГУНГ им. И.М. Губкина[3]
аспирант
chepkasova–ev@irmu.ru

Новые возможности в области моделирования МГРП в горизонтальных скважинах

1. ООО «Бейсип–ГеоТехнологии», Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т, 63/2, корп. 1; 2. Beicip–Franlab Headquarters, 232, пр–т Наполеона Бонапарта – BP 213, Рюэй–Мальмезон, Франция; 3. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. РГУНГ, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т., 65; 4. Институт разработки месторождений углеводородов. ИРМУ, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр–т., 65.

Авторы выработали подход к моделированию МГРП в условиях сильнорасчлененных низкопроницаемых коллекторов, основанный на применении локальной модели двойной среды и реализованный с использованием прикладного программного продукта PumaFlow (Beicip-Franlab, Франция).

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта; горизонтальная скважина; сильнорасчленный непроницаемый коллектор; гидродинамическая модель

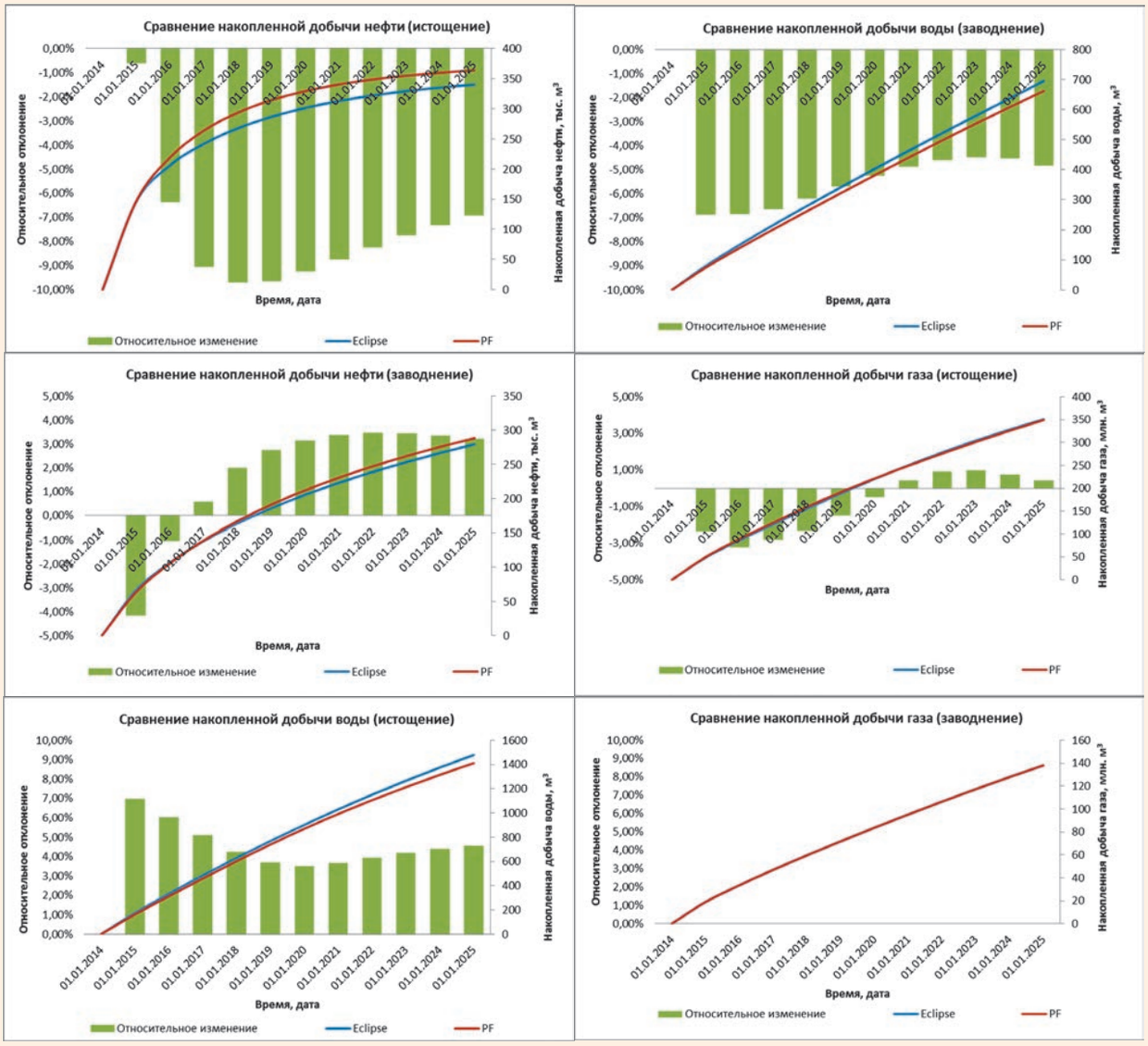
Низкопроницаемые коллекторы нефтяных залежей являются объектом пристального внимания нефтедобывающих компаний. Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах (ГС) недропользователи рассматривают как один из наиболее перспективных способов разработки залежей подобного строения. Задачей проведенных исследований являлась выработка подхода к моделированию МГРП в условиях сильнорасчлененных низкопроницаемых коллекторов, поскольку, как показывают тестовые расчеты, явный метод моделирования, основанный на локальном измельчении сетки с увеличением проницаемости коллектора в районе проведения МГРП, значительно увеличивает время расчета. Авторы рассматривают новый подход, основанный на применении локальной модели двойной среды. Подход реализован с использованием прикладного программного продукта *PumaFlow* (*Beicip-Franlab*, Франция).

Описание модели

Для реализации поставленной задачи была использована секторная трехмерная геологическая модель сильнорасчлененного низкопроницаемого коллектора, включающая несколько ГС.

Исходная секторная геологическая модель содержала 504 288 ячеек (34 × 48 и 309

Рис. 1.
Сравнение результатов расчета технологических показателей разработки на режиме истощения и при заводнении с использованием программных продуктов Eclipse и PumaFlo



слоев), из которых 139 206 были представлены активными ячейками. При преобразовании геологической модели в гидродинамическую модель (ГДМ) использовался стандартной набор исходной информации: фильтрационные характеристики пористой среды и фильтрующихся флюидов, зависимости свойств флюидов и коллектора от давления. Сложность и объем выполняемых гидродинамических (ГД) расчетов стали причинами проведения процедуры укрупнения сетки за счет увеличения толщины ячеек, что позволило сократить их количество почти в 10 раз при условии сохранения степени и характера неоднородности пласта. Расхождение в начальных геологических запасах составило менее 0,09%. Время счета при моделировании процесса заводнения с использованием модели *BlackOil* сократилось в 9 раз. Полученные результаты подтвердили целесообразность использования модели с укрупненной по оси Z сеткой.

Сравнение гидродинамичесих расчетов симуляторов PumaFlow и Eclipse

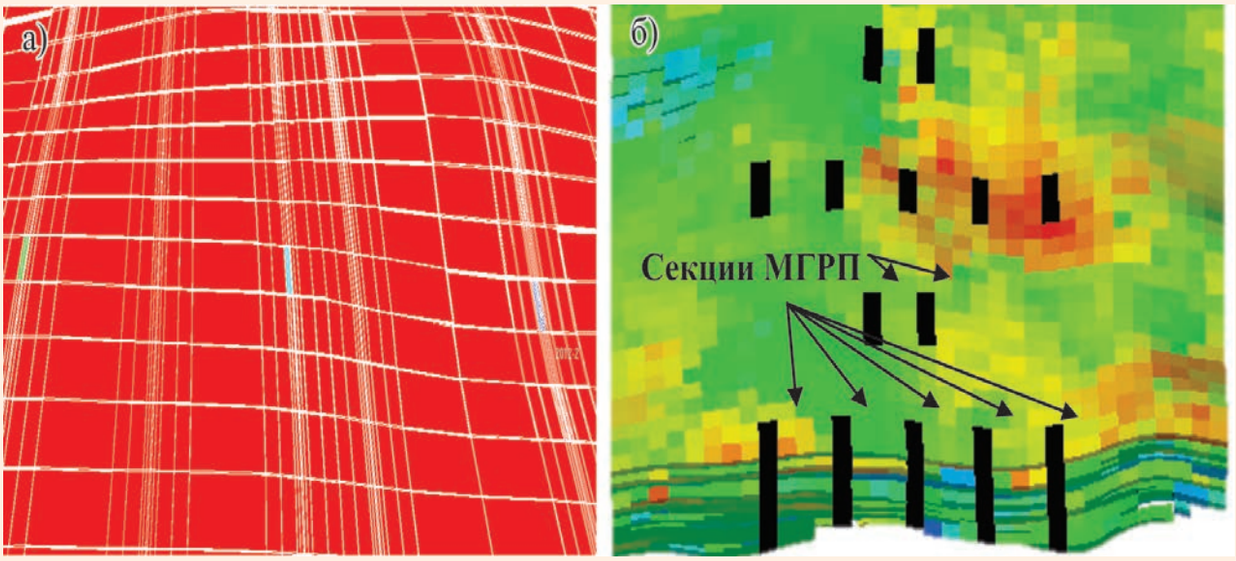
В ходе исследования было принято решение о проведении многовариантных ГД-расчетов, учитывающих МГРП ГС с использованием симулятора, разработанного Французским университетом нефти *PumaFlow*. Его особенностью является возможность создания локальной модели двойной среды, свойства которой задаются только в определенной области пласта, а остальной объем сохраняет свои первоначальные коллекторские свойства.

Приведем результаты сравнения тестовых ГД-расчетов, полученных с использованием программных продуктов *Eclipse* и *PumaFlow* без моделирования МГРП. По результатам расчетов технологических показателей разработки на режиме истощения расхождение по накопленной добыче нефти составило 6,92% в сторону увеличения, а накопленная добычи воды – 4,54% в сторону уменьшения при проведении расчетов в программном комплексе *PumaFlow*. При расчете технологических показателей разработки с применением заводнения увеличение накопленной добычи нефти составило 3,12% и на 4,82% в сторону уменьшения по накопленной добыче воды (в программном комплексе *PumaFlow*). Таким образом, сравнение расчетных технологических показателей при проведении ГД-расчетов показало незначительное их различие и позволило проводить дальнейшие расчеты с использованием прикладного программного продукта *PumaFlow*. На ***рис. 1*** представлены результаты сравнительных расчетов *PumaFlow* и *Eclipse* на режиме истощения и при заводнении.

Моделирование трещин многостадийного ГРП

В ГС моделировались результаты многостадийного ГРП с различным количеством стадий – от 2 до 5. При моделировании трещин ГРП использовалось несколько подходов,

Рис. 2.
ГДМ с расположением секций ГРП (вид сверху): а – задание трещин ГРП локальным измельчением методом «шотландской сетки»; б – моделирование трещин многосекционного ГРП методом локальной двойной среды (с двойной проницаемостью и с двойной пористостью)



включая стандартный подход, основанный на локальном измельчении сетки в районе скважин при помощи «шотландской сетки» («Тартан грид») (***рис. 2а***). Этот метод позволяет изменять значение проницаемости в измельченной сетке по логарифмическому закону от максимального значения (в трещине) до минимального значения (вблизи матрицы).

Локальное измельчение сетки привело к увеличению машинного времени ГД-расчетов на несколько порядков: 8 месяцев разработки считалось 135 часов, что объясняется дроблением временного шага для получения решения системы нелинейных уравнений. Такое падение скорости сходимости связано с существенным различием проницаемости ячеек, моделирующих трещины, и низкопроницаемой средой на несколько порядков, что приводит к сильному дроблению временного шага для получения сходимости численных методов решения.

Для решения задачи моделирования работы ГС с МГРП были использованы новые возможности ГД-симулятора *PumaFlow* (*Beicip-Franlab*), позволяющие создавать локальную модель двойной среды или двойной пористости и проницаемости (***рис. 2***). Для пористости и проницаемости матрицы были заданы соответствующие свойства исходной укрупненной модели, проницаемость трещин была принята равной 1Д, пористость трещин – 0,8%. Размерность блоков матрицы была принята по результатам исследований пластов после проведения МГРП и составила 0,5 × 90 × 75 м (полудлина трещины составила 90 м, высота трещины – 75 м).

В качестве изменяемых параметров были рассмотрены размеры блока матрицы A (X), диапазон значений – 0,5–25 м, блока C (Z) – 10–70 м; проницаемость трещин – от 0,8 мД до 3 Д; дополнительная пористость, полученная за счет трещин ГРП – 0,56–1,6%.

В ходе работ было сгенерировано и просчитано 30 моделей со случайным сочетанием данных параметров в данном интервале неопределенностей с использованием латинского гиперкуба. Анализ чувствительности показал, что изменение проницаемости системы трещин не оказывает влияния на показатели разработки, большее влияние оказывает увеличение пористости системы трещин, которое отображает плотность распределения трещин в матрице.

Для более подробного изучения влияния параметра техногенной пористости за счет ГРП были созданы две одинаковые модели с различием в значении этого параметра, равной 0,1 и 0,8%. Сравнение результатов расчетов показало, что разница в накопленной добыче нефти составляет 10%, снижение пористости привело к увеличению машинного времени в 2,65 раза: с 1618 с до 4276 с. В связи с малым влиянием данного параметра на конечный результат и существенным влиянием на расчетное машинное время было решено принять значение вторичной пористости равным 0,8% и использовать его в дальнейших расчетах.

Результаты гидродинамического моделирования

На базе построенной ГДМ были проведены расчеты по оценке технологической эффек-

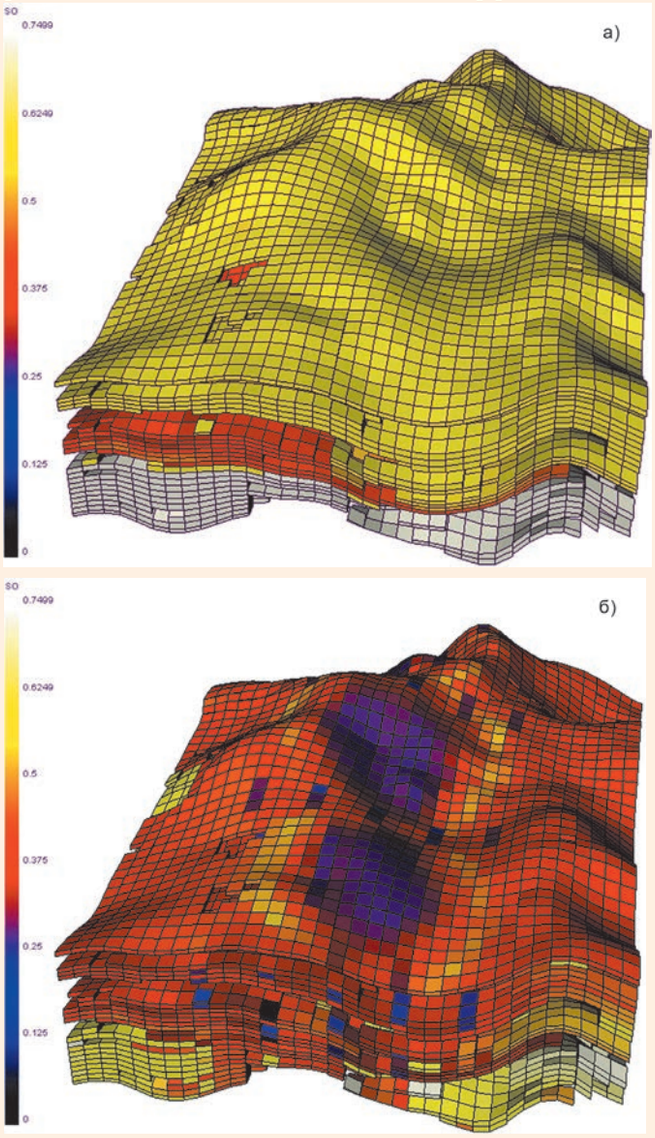


Рис. 3.
Распределение остаточной нефтенасыщенности при работе ГС (а) и ГС с МГРП (б)

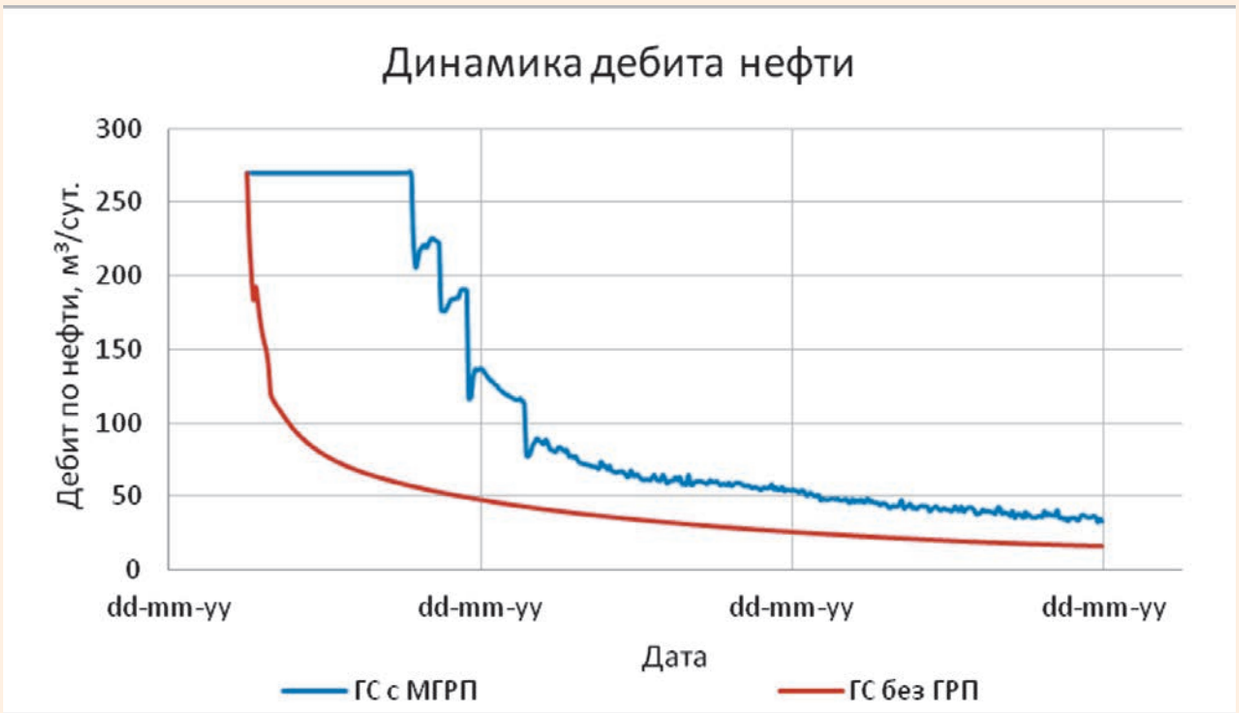


Рис. 4.
Динамика суммарного дебита ГС без ГРП и с МГРП

тивности работы ГС с МГРП в условиях низкопроницаемого сильнорасчлененного пласта. Для сравнения приведены результаты двух вариантов расчета: 1 – работа горизонтальной скважины и 2 – работа горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. На ***рис. 3*** приведено распределение нефтенасыщенности на конец расчетного периода по двум вариантам.

Начальный дебит в обоих случаях одинаков и соответствует заданному в модели ограничению, а динамика дебита скважин и накопленная добыча нефти по двум вариантам существенно отличаются (***рис. 4***). Прирост накопленной добычи нефти определяется увеличением объема пласта, охваченного воздействием, но в том и другом случае определяется упругим запасом пласта.

Выводы

На основе проведенных сравнительных расчетов можно сделать вывод о целесообразности использования метода локальной двойной среды при расчетах технологических показателей разработки месторождений УВ при реализации многостадийного гидроразрыва пласта с горизонтальной скважиной.

Это позволяет не только на порядок уменьшить требуемые вычислительные ресурсы и сократить машинное время счета, но и более корректно описать изменение структуры порового пространства, а, следовательно, и получить более реалистичные результаты.

Такой подход можно эффективно использовать для проведения расчетов для обоснования рекомендуемого варианта разработки при выполнении работ по ТЭО КИН и для проектирования разработки нефтяных залежей, относящихся к категории трудноизвлекаемых.

Данный подход к построению ГДМ с горизонтальной скважиной с многостадийным гидроразрывом пласта был использован для проведения многовариантных расчетов по закачке газообразных рабочих агентов при сочетании модели локальной двойной среды и композиционной модели.

Литература

1. Darishchev A., Lemouzy P., Rouvroy P. On Simulation of Flow in Tight and Shale Gas Reservoirs //SPE -163990. The paper was prepared for presentation at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, 28-30 January 2013.

2. Гилаев Г.Г., Афанасьев И.С., Тимонов А.В. и др. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения //Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 2. С. 22–26.
3. Ogunyomi B.A., Patzek T.W., Lake L.W., Kabir C S. History Matching and Rate Forecasting in Unconventional Oil Reservoirs Using an Approximate Analytical Solution to the Double Porosity Model //SPE - 171031. The paper was prepared for presentation at the SPE Eastern Regional Meeting held in Charleston, USA, 21-23 October 2014.

UDC 553.048:553.98; 004.415.53

New opportunities in the field of modeling multi-stage fracking of horizontal wells

Rinat Garifullin, reservoir engineer LLC "Beicip–GeoTekh"[1], Rinat.GARIFULLIN@beicip.com
Marius Verscheure, PhD, reservoir simulation specialist Beicip–Franlab[2], Marius.VERSCHEURE@beicip.com
L.N. Nazarova, PhD, assistant professor RGUNG[3], nazarova–ln@irmu.ru;
S.N. Karpov, deputy director IRMU[4], karpov–sn@irmu.ru
E.V. Chepkasova, mining engineer, RGUNG[3], chepkasova–ev@irmu.ru

1. LLC "Beicip–Geotechnology", Leninsky Ave., 63/2, build. 1, Moscow, 119991, Russia.
2. Beicip–Franlab Headquarters, 232, avenue Napoleon Bonaparte – BP 213, 92500 Rueil–Malmaison Cedex – France
3. Gubkin Russian State Oil and Gas University. RGUNG, 65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia.
4. Institute for the development of hydrocarbon fields. IRMU, 65, Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia.

Abstract: The object of research–development approach to modeling multi–stage hydraulic fracturing in a strongly dissected low–permeability reservoirs. The new approach is based on the use of the local environment and the double model is implemented using application software PumaFlow (Beicip–Franlab, France). Used pie dimensional geological model is strongly dissected low–permeability reservoirs, including multiple horizontal wells. When converting the geological model used in the hydrodynamic a standard set of baseline information: filtration characteristics of the porous medium and the seeping fluid dependence of the properties of fluids and reservoir pressure. Conducted multivariate hydrodynamic calculations that take into account the multi–stage hydraulic fracturing in horizontal well using a simulator PumaFlow, create a local model of the double medium whose properties are defined only in a specific area of the reservoir, and the rest of the volume retains its original reservoir properties. The horizontal well modeled results multistage fracturing stages with different numbers. New opportunities reservoir simulator PumaFlow (Beicip–Franlab), allow you to create a local model of dual protection or dual porosity and permeability. It generated and counted 30 models with a random combination of specified parameters in a given range of uncertainties using the Latin hypercube. Changes in permeability of the fracture did not have any effect on the development of greater porosity increasing influence of the fracture, which shows the density distribution of cracks in the matrix. On basis of hydrodynamic model were calculated to assess the effectiveness of the technology of horizontal wells with multi–stage hydraulic fracturing in a low–permeability reservoir strongly dissected. The use of the local environment during a double calculation of technological parameters of development of hydrocarbon deposits in the implementation of the multi–stage hydraulic fracturing of horizontal wells allows an order to reduce the computing resources, to reduce the machining time accounts and correctly describe changes in the structure of the pore space. This approach can be effectively used for the calculations to justify the development of a recommended option when working on a feasibility study of oil recovery factor and development of oil deposits belonging to the category of tight oil.

Keywords: multi–stage hydraulic fracturing; horizontal wells; strongly dissected impermeable reservoir; hydrodynamic model

References

1. Darishchev A., Lemouzy P., Rouvroy P. On Simulation of Flow in Tight and Shale Gas Reservoirs //SPE -163990. The paper was prepared for presentation at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, 28-30 January 2013.
2. Gilaev G.G., Afanas'ev I.S., Timonov A.V. i dr. Primenenie gorizontal'nykh skvazhin s mnozhestvennymi treshchinami GRP dlia razrabotki nizkopronitsaemykh plastov na primere opytnogo uchastka Priobskogo mestorozhdeniia [The use of horizontal wells with multiple fractures fracturing to develop low-permeability layers on the example of pilot area the Priobskoye field] //*Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»,* 2012, no 2. pp. 22–26.
3. Ogunyomi B.A., Patzek T.W., Lake L.W., Kabir C S. History Matching and Rate Forecasting in Unconventional Oil Reservoirs Using an Approximate Analytical Solution to the Double Porosity Model //SPE - 171031. The paper was prepared for presentation at the SPE Eastern Regional Meeting held in Charleston, USA, 21-23 October 2014.