



«ТННЦ»: Численные исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки с применением гидроразрыва пласта

TNNC: How Well Spacing Patterns Affect Production After Fracturing

Д.Р. Гильмиев, к.ф.-м.н., А.П. Коваленко, к.т.н. (ООО «ТННЦ»)
drgilmiev@rosneft.ru

D.R. Gilmiev, Ph.D., A.P. Kovalenko, Ph.D. (TNNC LLC)
drgilmiev@rosneft.ru

Введение

Одной из проблем, возникающих при разработке и планировании программы геолого-технических мероприятий для нефтяных залежей с применением гидроразрыва пласта (ГРП), является выбор скважин-кандидатов для проведения данной операции. Этой проблеме посвящено множество исследований [1–3]. Так, в работе [1] на основе модели стационарной фильтрации однородной жидкости проанализировано влияние трещин ГРП бесконечной проводимости на эффективную продуктивность скважин при трехрядной, пяти – и девятиточечной системах разработки и показано, что при любой системе наибольшую эффективность можно достичь при проведении ГРП во всех скважинах участка. В работе [2] также исследовалось влияние гидроразрыва на продуктивность скважин в различных периодических системах заводнения. В качестве объекта исследования использовалась модель стационарной фильтрации однородной жидкости, наличие трещины моделировалось введением некоторого приведенного радиуса скважины. Сделан вывод, что независимо от системы разработки наибольший дебит жидкости

Introduction

When designing and planning zonal stimulation activity program for oil reservoirs with hydraulic fracturing, one of the problems is the proper selection of wells for fracking. This issue was covered in several studies [1-3]. Among these, study one [1], based on a model of the static filtration of the reservoir fluids, analysed the fracture's influence with non-limited conductivity in regards to the well's production with three -, five - and nine - well spacing patterns; it also showed that the ultimate production can be achieved when all the wells undergo fracturing. The study [2] also covered the impact of hydraulic fracturing on the well productivity in various periodic waterflood systems. The stationary reservoir fluid filtration model was used as the object of the study; presence of fracture was simulated by the introduction of a certain equivalent well parameters. The conclusion obtained and independent of the development system, was that the greatest flowrate is obtained when only the injection wells are hydraulically fractured.

The study [3] analysed the process of measuring oil movement in a 3 well spacing pattern whilst hydraulically

получен в варианте с проведением ГРП только в нагнетательных скважинах.

В работе [3] проанализирован процесс продвижения фронта вытеснения нефти водой в трехрядном элементе симметрии при выполнении ГРП в добывающем фонде. Установлено, что наличие трещин в добывающих скважинах первого ряда при определенных условиях эксплуатации может приводить к их преждевременному обводнению.

Исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки

Проведенный краткий обзор работ показывает некоторые принципиальные разногласия в результатах и выводах. Кроме того, в исследованиях в основном рассматривалось стационарное течение однородной жидкости и анализировалась только продуктивность скважин. Вместе с тем вопрос о том, как влияют длина трещины и выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП в условиях нестационарной многофазной фильтрации на коэффициент извлечения нефти (КИН) и темп ее отбора, остается открытым.

Для его решения исследуется трехрядная система разработки, состоящая из двух рядов нагнетательных и трех рядов добывающих скважин (рис. 1). В качестве объекта исследования используется двухфазная модель с однородными свойствами. Полагается, что трещины ориентированы параллельно рядам добывающих скважин. Данная модель не ограничена отдельным элементом симметрии, так как в будущем планируется исследовать влияние неоднородности и других факторов.

Всего было рассмотрено 20 вариантов, различающихся расположением трещин ГРП в рядах добывающих и нагнетательных скважин и изменением их длин (см. таблицу), расстояние между скважинами постоянно.

В фильтрационной модели задавались следующие параметры.

- Двухфазная (нефть, вода) трехмерная модель пласта, 81 x 65 x 4 ячеек.
- Глубина залегания – 2000 м.
- Размер ячеек 25 x 25 x 0,5 м.
- Расстояние между скважинами $R=500$ м.
- Пористость – 0,15.
- Песчаность – 1.
- Проницаемость – 0,1 мкм².
- Начальные условия :
 - давление – 20 МПа;
 - водонасыщенность – 0,5.
- Параметры трещин ГРП:

fracturing the producing wells. It established that the presence of fractures in producing wells of first order can lead to their premature flooding under certain operating conditions.

Research on technical efficiency of three row well development system

A brief overview of the studies shows some fundamental differences in the results and conclusions. In addition, the studies mainly focused on stationary flow of reservoir fluids and they analysed only the wells production. However, how to control a fractures length and identify well candidate selection for fracturing based only on the recovery factor and depletion rates remains unclear, in conditions of non-stationary, multiphase flow.

The following case was studied: development system, based on a three-row well spacing pattern, consisting of two rows of injection and three rows of producing wells (Fig. 1). Two-phase model with similar features are used as a study object. It is supposed that the fractures are oriented as parallel to the rows of the producing wells. This model is not limited to individual elements of symmetry, because it is planned to investigate the effects of non-homogeneity and other factors in the future.

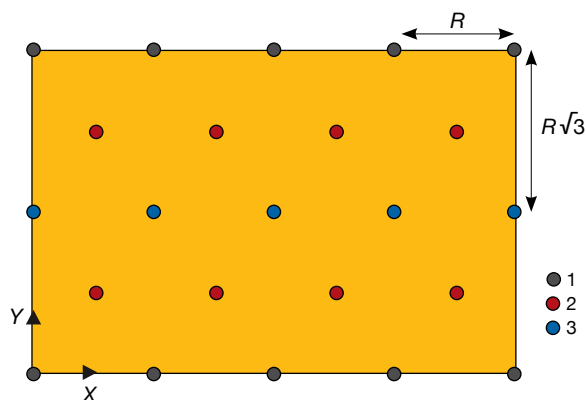


Рис. 1. Общая схема системы разработки: скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие первого ряда; 3 – добывающая второго ряда
Fig. 1. General scheme of the development system: the wells: 1-injection wells; 2-first row of production wells; 3-second row of production wells.

In total 20 options are considered: they are different due to the fracture location in the rows of producing and injection wells and change in their lengths (please, see the table); the distance in-between wells remains constant.

Flow models have the following pre-set parameters:

- Two-phase (oil and water) 3D model of the reservoir, 81 x 65 x 4 cells.

Описание варианта	Номер варианта при длине трещины			
	1/2R	2/5R	1/54R	1/84R
Базовый	0	0	0	0
ГРП во всех скважинах	1	6	11	16
ГРП по всем добывающим скважинах	2	7	12	17
ГРП по всем добывающим скважинах второго ряда	3	8	13	18
ГРП по всем добывающим скважинах первого ряда	4	9	14	19
ГРП по всем нагнетательных скважинах	5	10	15	20

- раскрытие трещины – 10 мм;
- проницаемость трещины – 90 мкм²;
- длина трещины $L_f=1/2R=250$ м, $L_f=2/5R=200$ м, $L_f=1/4R=125$ м, $L_f=1/8R=63$ м.
- Ориентация трещин – параллельно добывающим рядам.
- Добывающие скважины работают с контролем по водонефтяному разделу (ВНР) (10 МПа).
- Нагнетательные скважины работают с контролем по ВНР (30 МПа).

Расчеты проводились на основании разработанной математической модели [4], валидация созданного численного алгоритма с известными аналитическими и численными решениями представлена в работе [5] и реализована в виде программного продукта FluxSim [6].

Расчеты на моделях показали, что добывающие скважины первого ряда с ГРП характеризуются наибольшей накопленной добычей нефти. В данном варианте не происходит быстрого продвижения фронта вытесняемой воды от нагнетательных скважин к скважинам второго стягивающего ряда в отличие от варианта с проведением ГРП в скважинах второго ряда. ГРП в добывающих скважинах второго ряда приводит к тому, что между первым и вторым рядами добывающих скважин значительно снижается пластовое давление и вода быстро продвигается к скважинам второго ряда, преждевременно обводняя скважины первого ряда (рис. 2).

Из рис. 3 следует, что вариант с ГРП в скважинах первого добывающего ряда характеризуется наибольшим КИН, однако темп отбора нефти в варианте с проведением ГРП в скважинах второго добывающего ряда выше, чем в варианте с ГРП в

Option	Номер варианта при длине трещины			
	1/2R	2/5R	1/54R	1/84R
Basic option	0	0	0	0
Hydrofracturing at all the wells	1	6	11	16
Hydrofracturing at all the wells	2	7	12	17
Hydrofracturing at all second spot producing wells	3	8	13	18
Hydrofracturing at all first spot producing wells	4	9	14	19
Hydrofracturing at all injection wells	5	10	15	20

- Depth - 2000 m.
- Cell dimensions: 25 × 25 × 0.5 m.
- Distance between wells R = 500 m.
- Porosity-0.15.
- Sand content-1.
- Permeability-0.1 μm².
- Initial conditions:
 - pressure-20 MPa;
 - water saturation-0.5.
- Parameters of fractures, resulted from hydrofracturing:
 - fracture opening-10 mm;
 - fracture permeability-90 μm²;
 - fracture length $L_f=1/2R=250$ м, $L_f=2/5R=200$ м, $L_f=1/4R=125$ м, $L_f=1/8R=63$ м.
- Fracture orientation parallel to the producing rows.
- Producing wells are operated with water-oil interface control (WOI) (10 МПа).
- Injection wells are operated with WOI control (30 МПа).

Calculations are made on the basis of developed mathematical model-[4]; validation of the numerical algorithm with known analytical and numerical solutions is presented in the [5] study and it is implemented as the FluxSim [6] software.

Calculations with use of models showed that the production wells with hydrofracturing are characterized by the greatest accumulated oil production. This option does not stipulate a fast advancement of displaced water from the injection wells to the second row wells, unlike the option with hydrofracturing at the second row wells. The hydrofracturing in the second row production wells result in significantly reduced reservoir pressure between the first and second rows of the production wells and the water is moving rapidly to the second row wells, leading to premature flooding in the first row of wells (Fig. 2).

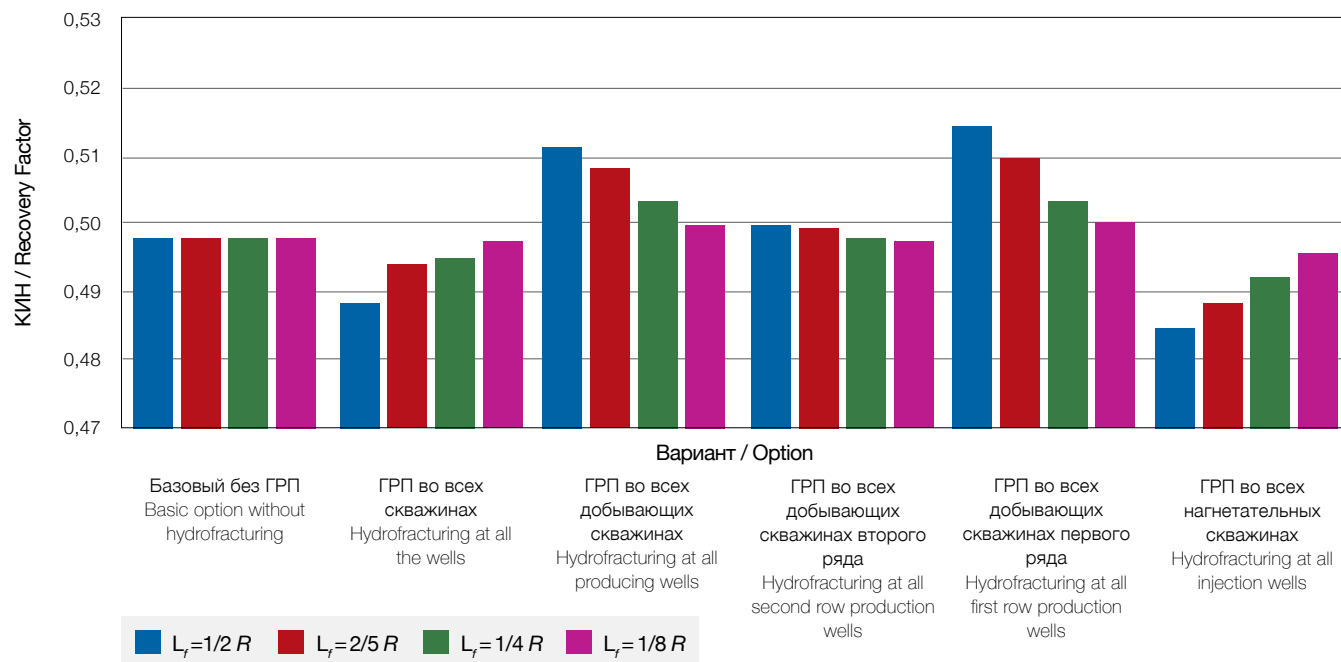


Рис. 2. Влияние расположения и длин трещин ГРП на КИН

Fig. 2. Influence of location and length of hydraulic fracturing on the oil recovery factor

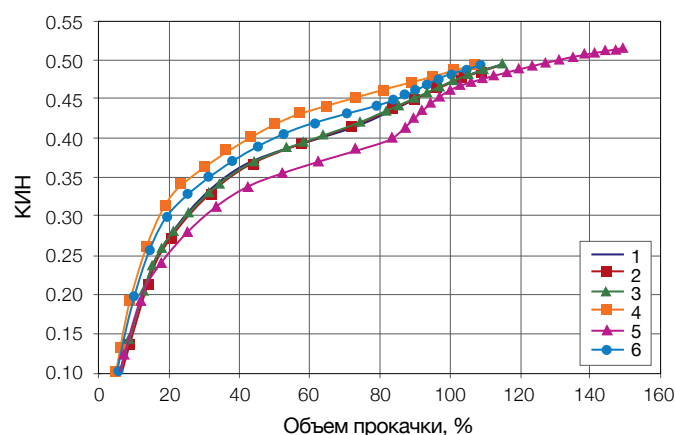


Рис. 3. Зависимость КИН от объема прокачки при различных вариантах проведения ГРП в скважинах при трехрядной системе разработки (прокачка – отношение накопленной закачки воды к поровому объему пласта): 1 – базовый вариант; вариант при $L_f = 1/2R$; 2 – ГРП во всех скважинах; 3 – ГРП во всех добывающих скважинах; 4 – ГРП в добывающих скважинах второго ряда; 5 – ГРП в добывающих скважинах первого ряда; 6 – ГРП во всех нагнетательных скважинах

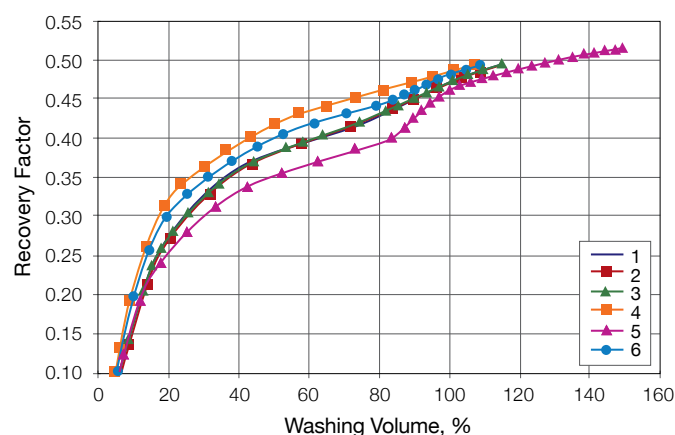


Figure 3. Dependence of recovery factor from injection volumes with different options for hydraulic fracturing in the wells with three row development system (injection - ratio of accumulated water injection to formation porosity): 1-Basic option; option, when $L_f = 1/2R$; 2-Hydrofracturing at all the wells; 3-Hydrofracturing at all producing wells; 4-Hydrofracturing at all second row production wells; 5-Hydrofracturing at all first row production wells; 6-Hydrofracturing at all injection wells.

скважинах первого ряда. В данном случае условием отключения добывающих скважин стало достижение 97%-ной обводненности каждой скважины.

На рис. 4 приведены поля распределения нефтенасыщенности для вариантов с проведением

Figure 3 shows that the hydraulic fracturing option for the first row wells is characterized by the highest recovery factor, however, the oil depletion rates are higher in case with hydraulic fracturing option for the second row wells, compared to the first option. In this case, reaching 97% well flooding shall be a reason for the abandonment.

ГРП на момент обводнения скважин первого ряда на 97 %. Представленные карты распределения нефтенасыщенности свидетельствуют о том, что при проведении ГРП в скважинах второго добывающего ряда (см. рис. 4, б) фронт вытеснения продвигается быстрее, чем при проведении ГРП в добывающих скважинах первого ряда (см. рис. 4, а), вместе с тем невыработанных запасов нефти в районе добывающих скважин первого ряда остается больше.

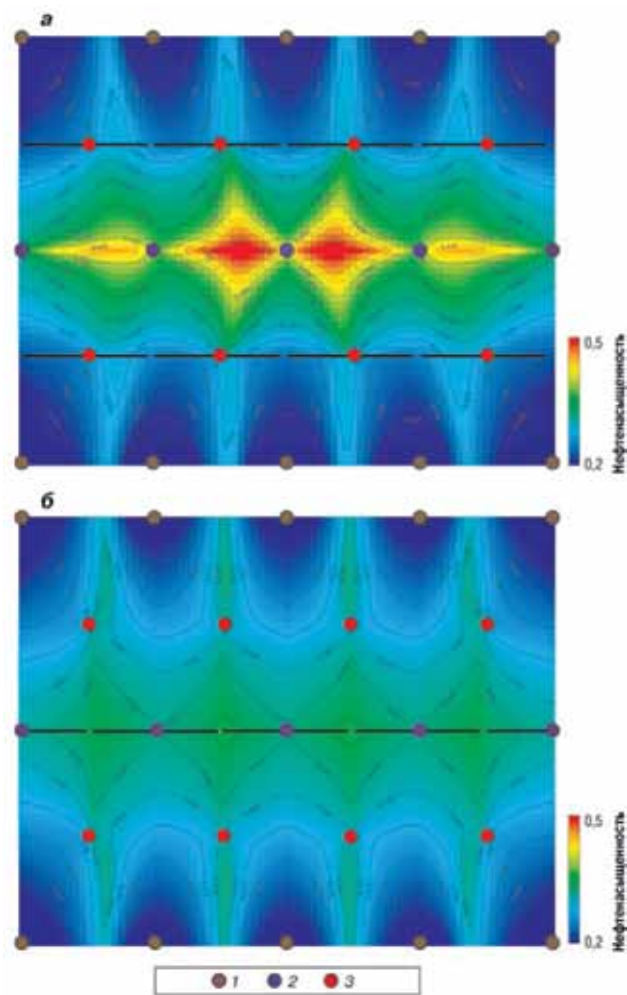


Рис. 4. Поле распределения нефтенасыщенности на момент обводнения скважин первого ряда на 97 %: а, б – проведение ГРП в добывающих скважинах соответственно первого и второго ряда; скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие первого ряда; 3 – добывающие второго ряда

Заключение

Таким образом, наибольший КИН достигается в варианте с проведением ГРП в скважинах первого добывающего ряда, наибольший темп отбора нефти – в варианте с выполнением ГРП в добывающих скважинах второго ряда.

Figure 4 shows the field distribution of oil saturation for the options with hydraulic fracturing at the time, when the first row wells are flooded at 97%. The oil saturation distribution maps demonstrate that in case of hydraulic fracturing at the second row of production wells (Fig. 4, б), the displacement interface moves faster than in case of hydrofracturing at the first row production wells (Fig. 4, а); however, there are more non-developed reserves of oil in the area of the first row wells.

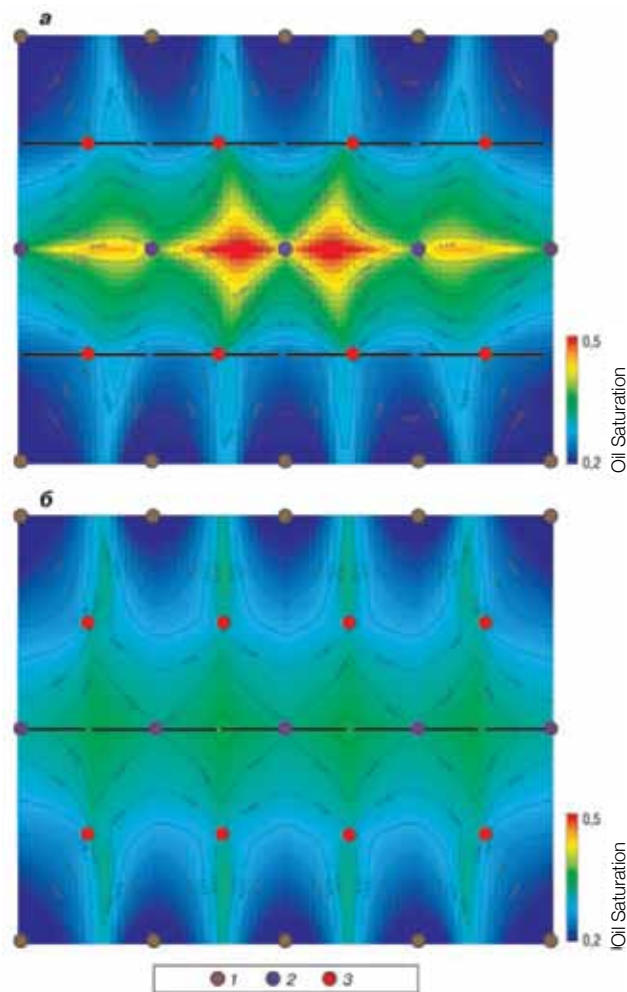


Fig. 4. Field distribution of oil saturation at the time of the first row well flooding for 97%: а, b-conducting hydraulic fracturing at the producing wells of the first and second rows respectively: 1-injection wells; 2-first row production wells; 3-second row production wells.

Conclusion

Therefore, the highest total oil recovery factor is achieved in case of hydraulic fracturing at the first row production wells; the best oil depletion rates are shown in case of hydraulic fracturing at the second row of production wells.

If the focus is on the highest recovery rates, in practice the option with hydraulic fracturing at the second row

Если исходить из критерия максимального КИН, то вариант с ГРП в скважинах второго добывающего ряда эффективнее остальных вариантов практически на всей области прокачанного объема (см. рис. 3), за исключением прокачки более 110 %. Большие прокачанные объемы соответствуют отдаленным периодам, во время которых добыча экономически менее интересна (с учетом дисконтирования), чем в начальные периоды. С учетом того, что продолжительность реального эффекта от ГРП на месторождениях обычно составляет 1-4 года [7], вариант с проведением ГРП в скважинах второго добывающего ряда является лучшим как по количеству отобранной нефти, так и темпу ее отбора.

Список литературы

1. Мурзенко В.В. Аналитические решения задач стационарного течения жидкости в пластах с трещинами гидроразрыва // Изв. РАН. МЖГ, 1994. – № 2. – С. 74-82.
2. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах его заводнения // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С.34-37.
3. Дериглазов Д.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П. Численное исследование влияния ориентации трещины гидроразрыва на эффективность заводнения // Сборник трудов научно-практической конференции «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке». – Тюмень: ОАО «СибНИИНП», 2000. – Ч. 1. – С. 134-142.
4. Гильмиев Д.Р. Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С.108-110.
5. Гильмиев Д.Р. Моделирование тепломассопереноса в системе: нефтяной пласт – трещины гидроразрыва – скважины: дис. на соиск. уч. степ. канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2013.
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, ПК «FluxSim» №2012618782 от 26.09.12.
7. Economides M.J. et al., Pushing the limits of hydraulic fracturing in Russia, Paper SPE 90357 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, 26-29 September, 2004.

production wells are the most efficient, compared to other options practically with all the injection area volumes (Fig. 3), with the exception of injecting more than 110%. Large flooding volumes correspond to remote periods, when the production is less profitable from an economic viewpoint (considering the discounting) than during the initial periods. In view of the fact that the duration of the real impact of hydraulic fracturing on the fields is typically only 1-4 year [7], the option of hydraulic fracturing at the second row production wells is the best both in terms of volumes of oil production and of the pace of its depletion.

References

1. Murzenko V.V. Analytical Solutions for Problems of Steady Fluid Flow in Reservoirs with Hydrofractures. Newsletter of Russia's Academy of Sciences. Fluid Dynamics, 1994, no. 2, pp. 214-220.
2. Kanevskaya R.D., Kats R.M., Evaluating Hydraulic Fracturing Effectiveness Under Different Flooding Systems. Oil Industry, 1998, no. 6, pp. 34-37
3. Deriglazov D.N., Pichugin O.N., S.P., Rodionov. Numerical Influence of Hydraulic Fracture Orientation on Flooding Efficiency. Reports of Scientific and Practical Conference «Status, Challenges and Development of Oil Industry in the XXI century». Tyumen: Published by SibNIINP, 2000, Part 1, pp. 134-142
4. Gilmiev D.R., Hydrodynamic Model of Fluid Filtration in Reservoir with Well Fracture. Oil Industry, 2013, no. 7, pp. 108-110
5. Gilmiev, D.R. Modelling the Heat & Mass Transfer in a System: Oil Reservoir- Hydrofractures- Wells: Thesis of Candidate of Physical And Mathematical Science, Tyumen, 2013.
6. Certificate of state registration for FluxSim software, no. 2012618782, 26.09.2012.
7. Economides M.J. et al., Pushing the limits of hydraulic fracturing in Russia, Paper SPE 90357 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, 26-29 September, 2004.

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2015 г., стр. 40; ISSN 2-74-2339.

Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.1, 2015, pp.40. Printed with permission from the Editorial Board.