

© Д.Р. ГИЛЬМИЕВ, А.Б. ШАБАРОВ

gilmievdr@gmail.com, kaf_mms@utmn.ru

УДК 532.5

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ РЯДНОЙ СИСТЕМЕ РАССТАНОВКИ СКВАЖИН

АННОТАЦИЯ. На основе пространственной гидродинамической модели двухфазной фильтрации проанализировано влияние длин, ориентации и расположения трещин гидроразрыва пласта (ГРП), конечной проводимости на эффективность выработки запасов нефтяной залежи при рядной системе расстановки скважин. Показано, что ориентация трещин добывающих скважин в однородном коллекторе практически не влияет на конечный коэффициент нефтеизвлечения (КИН). Обработка скважин ГРП второго добывающего ряда характеризуется более быстрым распределением по площади высокого пластового давления, создаваемого нагнетательными скважинами, вследствие чего прорыв воды к добывающим скважинам первого ряда происходит быстрее. Вместе с тем вариант с обработкой ГРП второго добывающего ряда характеризуется наибольшим эффектом по интенсификации (темп отбора нефти). Размещение ГРП на скважинах первого добывающего ряда приводит к более медленному продвижению фронта вытесняющей воды и к наиболее полному процессу выработки запасов. Таким образом, наибольший КИН достигается в варианте с обработкой ГРП только первого добывающего ряда. Наибольший эффект по интенсификации (темп отбора нефти) достигается в варианте с обработкой ГРП второго добывающего ряда.

SUMMARY. The impact of the hydraulic fracture length, spatial fracture organization and finite conductivity on the effectiveness of oil recovery when a line drive pattern is used is analyzed on the basis of 3D hydrodynamic modeling of two-phase filtration. It is shown that fracture orientation in homogeneous reservoirs has little effect on the final oil recovery factor. Hydraulic treatment in the second row of producers is characterized by more rapid distribution of the high reservoir pressure created by injectors across the area. For this reason, water breakthrough towards the producers of the first row is more rapid. Alongside with that the option of the hydraulic fracturing treatments in the second row of producers is more effective in terms of oil production rate. Hydraulic fracturing performed in the first producing row will result in slower movement of the injected water and more efficient oil recovery. Thus, if hydraulic fracturing treatment is conducted only in the first producing row, the oil recovery factor reaches its maximum value. Hydraulic fracturing treatments in the second producing row are most effective in terms of oil production rate.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Многофазная фильтрация, гидравлический разрыв пласта, моделирование, численные методы.

KEY WORDS. Multiphase filtering, hydraulic fracture, reservoir simulation, numerical methods.

Одним из вопросов, возникающих при проектировании систем разработки нефтяных залежей с применением ГРП, является оптимальное расположение трещин относительно других скважин эксплуатационного и нагнетательного фонда. Данной проблеме посвящено достаточно много исследований [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8]. Например, в работе Mousli N.A. [1] на элементе, состоящем из двух скважин, одна из которых содержит идеальную трещину, показано, если длина трещины меньше половины расстояния между скважинами, то ее влияние на соседнюю скважину пренебрежимо мало. Long X. Nghiem [2] показал, что в обращенном пятиточечного элемента разработки, с идеальной трещиной ГРП на нагнетательной скважине, наиболее полное вытеснение нефти происходит при направлении трещины перпендикулярно фронту вытеснения. Ентов В.М., Мурзенко В.В. [3], Мурзенко В.В. [4] на основе модели стационарной фильтрации однородной жидкости проанализировали влияние трещины ГРП, бесконечной проводимости на эффективную продуктивность скважин в трехрядной, пятиточечной и девятиточечной схеме расстановки скважин и показали, что при любой схеме наибольшую эффективность можно добиться при обработке ГРП всех скважин участка. В работах Каневской Р.Д. [5, 6] также исследовалось влияние гидроразрыва на интерференцию в периодических системах расстановки скважин: пяти, семи, девяти и трехрядной. В качестве объекта исследования использовалась модель стационарной фильтрации однородной жидкости, наличие трещины моделировалось введением некоторого приведенного радиуса скважины.

В данной работе получено, что при любой схеме размещения скважин эффект от ГРП — наибольший дебит жидкости, только на нагнетательном фонде всегда выше, чем эффект от ГРП на добывающем фонде скважин. Дериглазов Д.Р. и др. [7] исследовали процесс продвижения фронта вытеснения нефти водой в трехрядном элементе симметрии при наличии ГРП на добывающем фонде. Авторы показали, что наличие трещин на первом добывающем ряду при определенных условиях эксплуатации может приводить к преждевременному обводнению. В работе Пискунова Н.С. [8] рассмотрено влияние ГРП, проводимых на разрабатываемой залежи со сложившейся системой разработки на эффективность нефтедобычи. При этом поднимается важный вопрос для проектирования, вопрос о вкладе ГРП в плотность сетки скважин.

Проведенный краткий обзор работ показывает некоторые принципиальные разногласия в результатах и выводах [2],[4],[5]. Кроме того, существующие исследования в основном рассматривают стационарное течение однородной жидкости и анализируют только продуктивность скважин. Вместе с тем, вопрос о том, как влияет ориентация, длина и расположение трещин относительно других скважин в условиях нестационарной многофазной фильтрации на коэффициент извлечения нефти (КИН) и на интенсификацию отборов, остается открытым. Для разрешения этих вопросов, прежде всего, было проведено исследование влияния длин и ориентации трещин конечной проводимости на процесс выработки запасов.

Исследуется интерференция в трехрядной системе расстановки скважин, состоящей из двух рядов нагнетательных и трех рядов добывающих скважин (рис. 1).

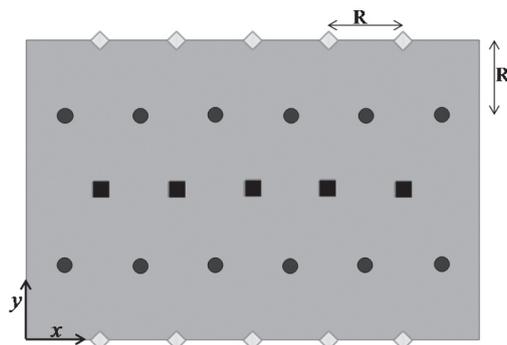


Рис. 1. Общая схема расчетной области. \blacklozenge — нагнетательная скважина, \bullet — добывающая скважина 1-го ряда, \blacksquare — добывающая скважина 2-го ряда

Всего было рассмотрено 20 различных вариантов приведенных в таб. 1

Таблица 1

Схема формирования расчетных вариантов

Азимут / Длина	$L_i=1/2R$	$L_i=2/5R$	$L_i=1/4R$	$L_i=1/8R$
0	1	6	11	16
30	2	7	12	17
45	3	8	13	18
60	4	9	14	19
90	5	10	15	20

Для исключения влияния ориентационного эффекта расчетная сетка была развернута на 45° . В фильтрационной модели задавались следующие параметры:

1. Двухфазная (нефть, вода) трехмерная модель пласта $49 \times 49 \times 5$ ячеек
2. Глубина залегания 2000 м
3. Размер ячеек $50 \times 50 \times 0,5$ м
4. Пористость 0.15
5. Песчаность 1
6. Проницаемость 100 мД
7. Начальные условия :
 - Давление 200 атм.
 - Водонасыщенность 0-0,5 ед.
8. Параметры трещин ГРП:
 - Раскрытие трещины 5 мм
 - Проницаемость трещины 35 Д.
9. Добывающие скважина работает с контролем по ВНР (100 атм)
10. Нагнетательные скважины работает с контролем по ВНР (300 атм)

Расчеты проводились на основании разработанной модели [9] которая реализована в виде программного продукта [10]. Проведенные расчеты показали, что для трехрядной системы ориентация трещин практически не влияет на работу окружающих скважин, конечный коэффициент нефтеотдачи отличается лишь в третьем-четвертом знаке после запятой (рис. 2).

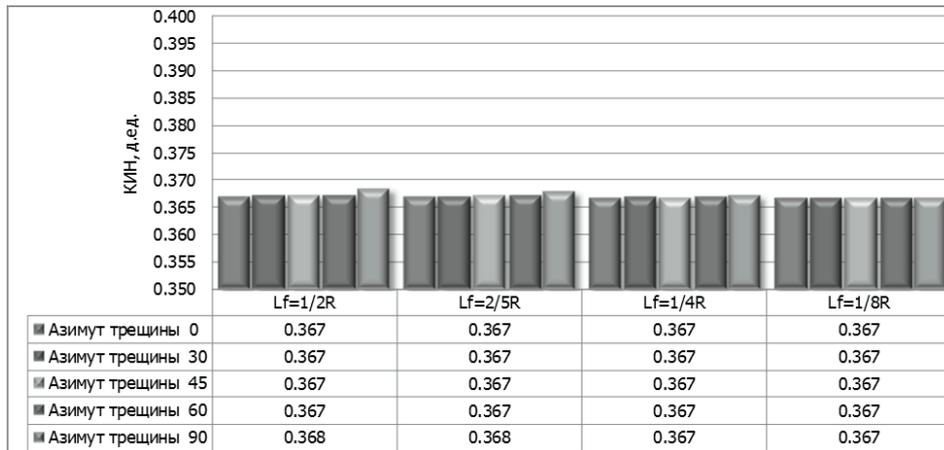


Рис.2. Влияние ориентации и длин трещин ГРП на коэффициент извлечения нефти

Ниже приведены некоторые результаты численного решения задачи о вытеснение нефти водой для трехрядного схемы расстановки скважин при ГРП на всех добывающих скважинах. В частности, на рис. 3-4 представлено сопоставление динамики добычи нефти и обводненности первого ряда добывающих скважин.

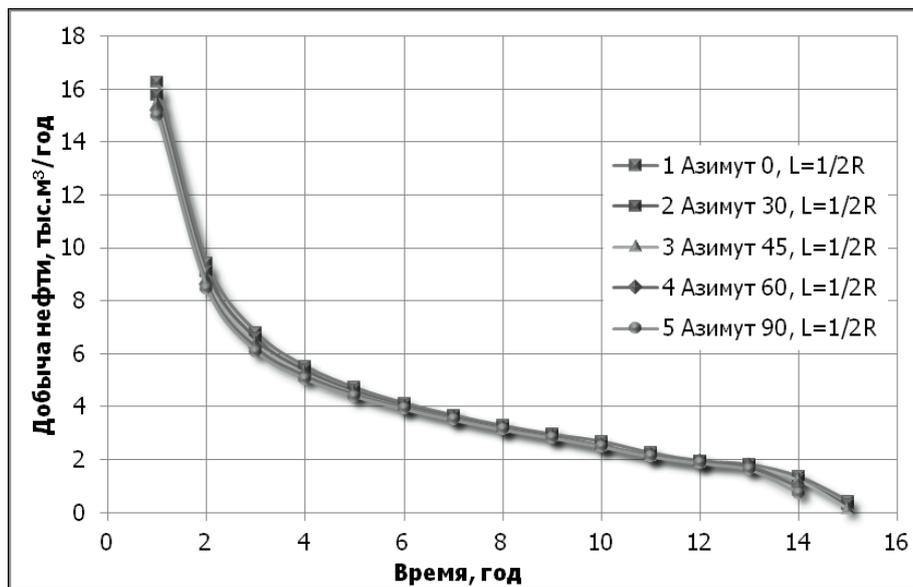


Рис.3 Динамика добычи нефти скважин первого добывающего ряда при изменении азимута трещин ГРП

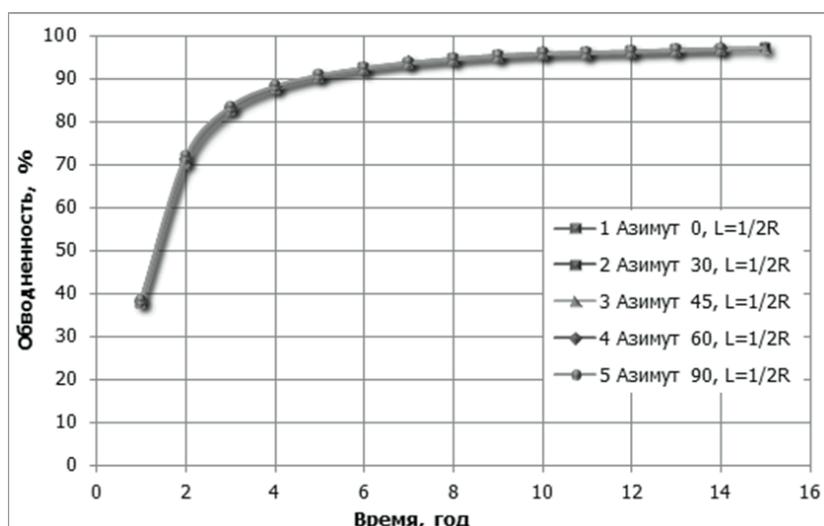


Рис.4 Динамика обводненности продукции скважин первого добывающего ряда при изменении азимута трещин ГРП.

На рис. 5 и 6 представлено сравнение распределения полей нефтенасыщенности на момент обводнения первого ряда 97%.

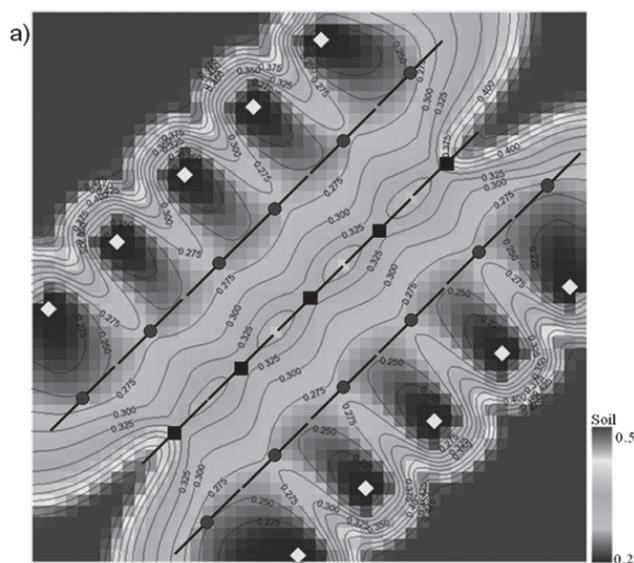


Рис. 5. Поле распределения нефтенасыщенности.
 а) Азимут трещины 0° , длина трещины $L_f=1/2R$ \blacklozenge — нагнетательная скважина, \blacksquare — добывающая скважина 1-го ряда, \blacksquare — добывающая скважина 2-го ряда

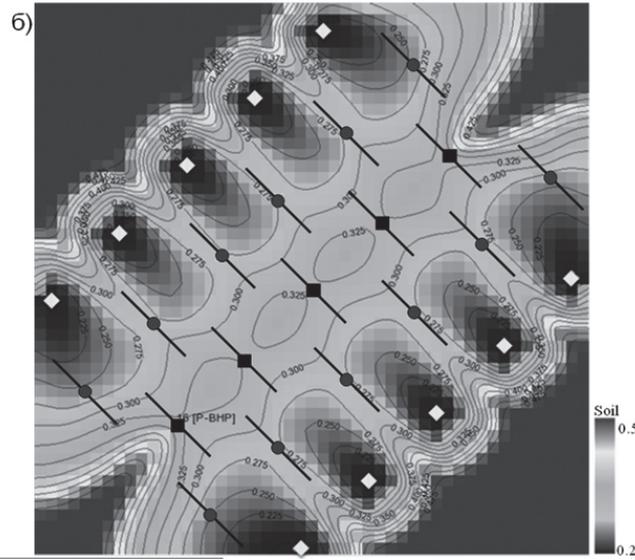


Рис. 5. Поле распределения нефтенасыщенности.

б) Азимут трещины 90° , длина трещины $L_f=1/2R$ \blacklozenge — нагнетательная скважина, \blacksquare — добывающая скважина 1-го ряда, \blacksquare — добывающая скважина 2-го ряда

Более актуальным выглядит вопрос об эффективности размещения ГРП на рядах добывающих скважин для трехрядной системы скважин. В работе Каневской Р.Д. [11], например, говорится, что обработка скважин первого добывающего ряда более эффективна, чем обработка скважин второго ряда. Нами рассмотрено 20 различных вариантов размещения скважин и длин трещин ГРП (табл. 2).

Таблица 2

Схема формирования расчетных вариантов

Кол-во ГРП / Длина	$L_f=1/2R$	$L_f=2/5R$	$L_f=1/4R$	$L_f=1/8R$
Базовый вариант без ГРП	0	0	0	0
ГРП на всех скважинах	1	6	11	16
ГРП на всех добывающих скважинах	2	7	12	17
ГРП на добывающих скважинах 2-го ряда	3	8	13	18
ГРП на добывающих скважинах 1-го ряда	4	9	14	19
ГРП на всех нагнетательных скважинах	5	10	15	20

Расчеты на моделях показали, что обработка скважин ГРП только первого добывающего ряда дает лучший эффект по количеству отобранной нефти, в данном варианте не происходит быстрого продвижения фронта вытесняемой воды от нагнетательных скважин к скважинам второго стягивающего ряда,

в отличие от варианта с обработкой скважин второго ряда. Обработка скважин второго ряда приводит к тому, что между рядами добывающих скважин происходит просадка пластового давления и вода быстро продвигается к скважинам второго ряда, при этом преждевременно обводняя скважины первого ряда рис. 6.

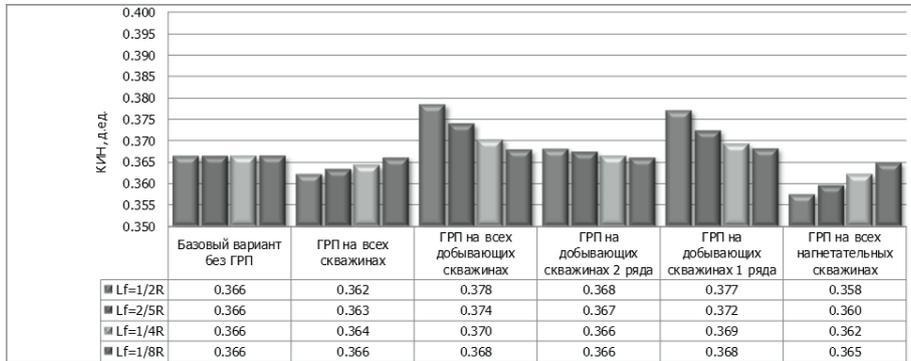


Рис. 6. Влияние расположения и длин трещин ГРП на коэффициент извлечения нефти

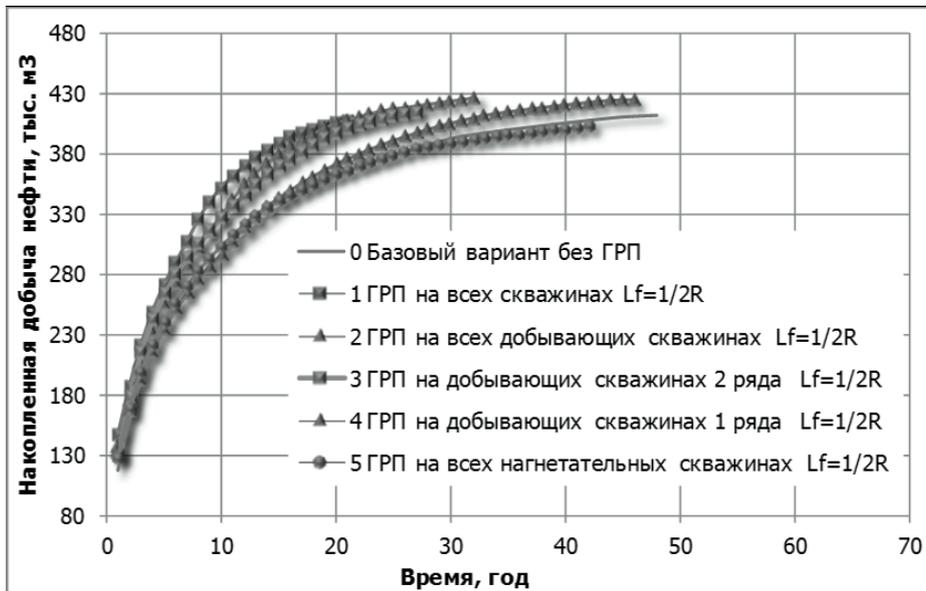


Рис. 7. Накопленная добыча нефти при различных вариантах размещения трещин ГРП на скважинах трехрядной системы разработки

Из рисунка 7 следует, что вариант с обработкой ГРП скважин первого ряда характеризуется более высоким коэффициентом нефтеизвлечения, но эффект по интенсификации (темп отбора нефти) от гидроразрыва на скважинах второго ряда выше, чем от ГРП на скважинах первого ряда.

Вариант с обработкой всех добывающих скважин сочетает в себе достоинства как варианта с обработкой только первого ряда, т.е. характеризуется высоким коэффициентом нефтеотдачи, так и варианта с обработкой второго ряда — высокий эффект по интенсификации.

На рис. 8(а)-(б) приведены поля распределения нефтенасыщенности для вариантов с обработкой скважин первого и второго добывающего ряда соответственно, на момент времени обводнения скважин первого ряда — 97%.

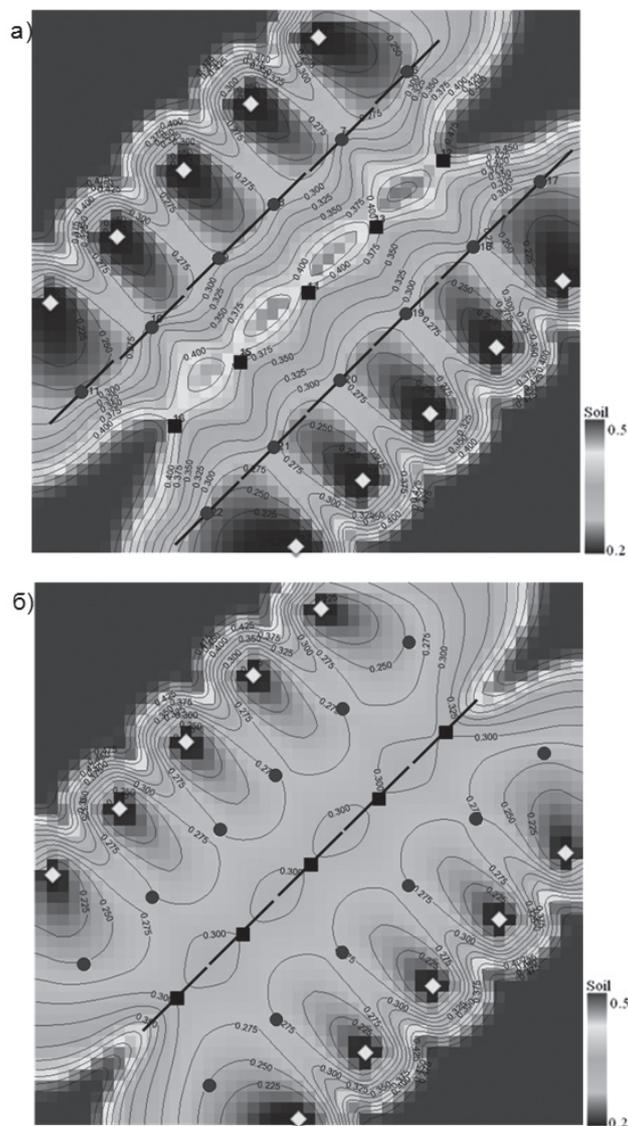


Рис.8. Поле распределения нефтенасыщенности. Обработка ГРП скважин первого ряда (а), Обработка ГРП скважин второго ряда (б), \blacklozenge — нагнетательная скважина, \bullet — добывающая скважина 1-го ряда, \blacksquare — добывающая скважина 2-го ряда

Представленные карты распределения нефтенасыщенности свидетельствуют, что при обработке ГРП скважин второго ряда продвижение фронта происходит быстрее, чем при обработке первого ряда, вместе с тем невыработанной нефти в районе первого ряда остается больше.

Учитывая, что продолжительность реального эффекта от ГРП на месторождениях обычно составляет 1-4 года [12], наиболее эффективным в рассмотренных случаях является вариант с обработкой скважин второго ряда.

Выводы. Ориентация вертикальных трещин добывающих скважин в однородном коллекторе, для трехрядной системы, практически не влияет на конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Наибольший КИН достигается в варианте с обработкой ГРП только первого добывающего ряда.

Наибольший эффект по интенсификации (темп отбора нефти), в первые годы после ГРП, достигается в варианте с обработкой второго добывающего ряда.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mousli Naelah A., Raghavan Rajagopal, Cinco — Ley Heber, Samaniego — V. Fernando. The Influence of Vertical Fractures Intercepting Active and Observation Wells on Interference Tests // *SPE Journal*. December 1982 Pp. 933-944.
2. Nghiem Long X. «Modeling Infinite — Conductivity Vertical Fractures With Source and Sink Terms» // *SPE Journal*, August 1983. Pp. 633-644.
3. Ентов В.М., Мурзенко В.В. Стационарная фильтрация однородной жидкости в элементе разработки нефтяного пласта с трещиной гидроразрыва // *Известия РАН. МЖГ*. 1994. № 1. С. 104-112.
4. Мурзенко В.В. Аналитические решения задач стационарного течения жидкости в пластах с трещинами гидроразрыва // *Известия РАН. МЖГ*. 1994. № 2. С. 74-82.
5. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Аналитическое решение задач о притоке жидкости к скважине с вертикальной трещиной гидроразрыва и их использование в численных моделях фильтрации // *Известия РАН. МЖГ*. 1996. №6. С. 69-80.
6. Каневская Р.Д. Математическое моделирование нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999.
7. Дериглазов Д.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П. Численное исследование влияния ориентации трещины гидроразрыва на эффективность заводнения // Сб. тр. науч.-практич. конф. «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке». Тюмень, 2000 Ч. 1. С. 134-142.
8. Пискунов Н.С. Разрыв пласта и влияние гидроразрыва на процесс эксплуатации месторождения — *Тр./ВНИИ* — Вып. XVI — М.: Гостоптезиздат, 1958. — С.3-24.
9. Гильмиев Д.Р. Моделирование динамики обводнения скважин, пересеченных трещиной гидроразрыва пласта // *Научно-технический вестник Поволжья*. 2011. № 5. С. 27-31.
10. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, ПК «FluxSim» №2012618782 от 26.09.2012 г.
11. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах его заводнения // *Нефтяное хозяйство*. 1998. №6. С. 34-37.
12. Economides, M.J., Nolte, K.G. *Reservoir Stimulation* Englewood Cliffs. New Jersey, 1989. 430 p.

REFERENCES

1. Mousli Naelah A., Raghavan Rajagopal, Cinco — Ley Heber, Samaniego — V. Fernando «The Influence of Vertical Fractures Intercepting Active and Observation Wells on Interference Tests» // *SPE Journal*, December 1982, Pp. 933-944.
2. Nghiem Long X. «Modeling Infinite — Conductivity Vertical Fractures With Source and Sink Terms» // *SPE Journal*, August 1983, P. 633 - 644.
3. Entov, V.M., Murzenko, V.V. Steady homogeneous fluid filtration in the oil reservoir

suffering hydraulic fracture. *Izvestija RAN. MZhG — Izvestiya RAN (The Russian Academy of Science). MZhG*. 1994. № 1. Pp. 104-1124. (in Russian).

4. Murzenko, V.V. Analytical solutions to the steady fluid flow tasks in reservoirs suffering hydraulic fracture. *Izvestija RAN. MZhG — Izvestiya RAN (The Russian Academy of Science). MZhG*. 1994. № 2. Pp. 74-82. (in Russian).

5. Kanevskaja, R.D., Kac, R.M. Analytical solutions to the tasks on the hydraulic vertical crack well inflow and their use in filtration numerical models. *Izvestija RAN. MZhG — Izvestiya RAN (The Russian Academy of Science). MZhG*. 1996. № 6. Pp. 69-80. (in Russian).

6. Kanevskaja, R.D. *Matematicheskoe modelirovanie nefti i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta* [Oil and gas mathematical modeling with reservoir hydraulic fracturing]. M.: Nedra, 1999. (in Russian).

7. Deriglazov, D.N., Pichugin, O.N., Rodionov, S.P. Numerical survey on the hydraulic fracture orientation impact on influx efficiency [Chislennoe issledovanie vlijaniya orientacii treshhiny gidrоразрыва na jeffektivnost' zavodnenija]. *Sb. tr. nauch.-praktich. konf. «Sostojanie, problemy, osnovnye napravlenija razvitija neftjanoj promyshlennosti v XXI veke»*. [“Problems, state and main trends of the XXI century oil industry development” Scientific workshop materials]. Tyumen, 2000. Part 1. Pp. 134-142. (in Russian).

8. Piskunov, N.S. Formation fracturing and hydraulic fracturing impact on the field exploitation. *Trudy VNII — Works VNII*. Issue XVI. M.: Gostoptezizdat, 1958. Pp. 3-24. (in Russian).

9. Gil'miev, D.R. Water breakthrough dynamic modeling for hydrofracturing cracked wells. *Nauchno-tehnicheskij vestnik Povolzh'ja — The Volga Region Research and Technology Herald*. 2011. № 5. Pp. 27-31. (in Russian).

10 “FluxSim” software registration certificate №. 2012618782 issued Sept 9, 2012.

11. Kanevskaja, R.D., Kac, R.M. Efficiency estimate for formation fracturing in its different breakthrough systems. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*. №6. 1998. Pp. 34-37. (in Russian).

12. Economides, M.J., Nolte, K.G. *Reservoir Stimulation* Englewood Cliffs, New Jersey. 1989. 430 pp.