

УДК 622.297.5 (072.8)

DOI: 10.22213/2410-9304-2019-4-100-106

НЕКОТОРЫЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С. С. Мирошниченко, аспирант, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

К. А. Сидельников, кандидат технических наук, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

Эксплуатация месторождений нефти – это контроль путем перемещения нефти в ее целиках к скважинам добычи благодаря правильной постановке и пошаговой активации всех скважин, добывающих нефть, и водогазонагревательных, для того чтобы получить определенный порядок их труда при одинаковой и экономичной эксплуатации энергии пласта. Чтобы система разработки нефтяных месторождений была рациональной, следует выполнить такие действия. Выделить используемые предметы на месте нахождения нефти с большим количеством пластов и определить, в какой последовательности их вводить в использование. Объектом эксплуатации может быть либо один продуктивный пласт, либо несколько пластов, что разрабатываются специальной сетью скважин во время проверки и упорядочивания в ходе их использования. Эти объекты в целиках с большим количеством пластов можно поделить на 2 вида. Первыми из них являются основные используемые объекты. Они лучше изучены, имеют высокую степень производства и большие залежи нефти. Вторые же называются возвратными. Они не так продуктивны, как основные, и содержат меньше сырья. Их использование осуществляется через возвращение скважины с основного объекта. Нужно определить сети скважин, как они распределены по используемому объекту, в том числе в какой последовательности. Ставить скважины на объектах можно равномерно на целиках, границы которых не изменяются, и если есть вода под залежами или если нет пластовых вод. На месте образования нефти с передвигающимися границами переноса нефти скважины на объектах устанавливаются по одной параллели с границами нефтеносности.

С целью оптимизации системы разработки неразбуренной части одного из объектов месторождения были рассмотрены несколько вариантов сеток скважин с вариацией расстоянием между ними. Представлено обоснование оптимального значения забойного давления для различных гидродинамических условий процесса разработки залежи. Получена зависимость оптимального забойного давления от значения гидропроводности пластовой системы.

Ключевые слова: нефтегазовые месторождения, варианты сеток скважин, забойное давление, гидропроводность пластов и систем.

Введение

Современные технологии добычи нефти должны соответствовать условиям эксплуатации месторождений. С учетом того что в эксплуатацию приходится вводить все более сложные участки, то и технологии должны совершенствоваться. Эксплуатация месторождений нефти – это контроль путем перемещения нефти в ее целиках к скважинам добычи благодаря правильной постановке и пошаговой активации всех скважин, добывающих нефть, и водогазонагревательных, для того чтобы получить определенный порядок их труда при одинаковой и экономичной эксплуатации энергии пласта. Чтобы система разработки нефтяных месторождений была рациональной, следует выполнить такие действия. Выделить используемые предметы на месте нахождения нефти с большим количеством пластов и определить, в какой последовательности их вводить в использование. Объектом эксплуатации может быть либо один продуктивный пласт, либо несколько пластов, что разрабатываются специальной сетью скважин во время проверки и упорядочивания в ходе их использования. Эти объекты в целиках с большим количеством пластов можно поделить на 2 вида. Первым из них являются основные используемые объекты. Они лучше изучены, имеют высокую степень производства и большие залежи нефти. Вторые же называются возвратными. Они не так продуктивны, как основные, и содержат меньше сырья. Их использование осуществляется через возвращение

скважины с основного объекта. Нужно определить сети скважин, как они распределены по используемому объекту, в том числе в какой последовательности. Ставить скважины на объектах можно равномерно на целиках, границы которых не изменяются, и если есть вода под залежами или если нет пластовых вод. На месте образования нефти с передвигающимися границами переноса нефти скважины на объектах устанавливаются по одной параллели с границами нефтеносности.

Целью статьи является моделирование сеток скважин для оптимизации системы разработки неразбуренной части месторождения с варьированием расстояния между скважинами от 200 до 800 м и расчетом оптимального значения забойного давления для различных гидродинамических условий процесса разработки залежи.

Оптимизация системы разработки неразбуренной части одного из объектов месторождения

Существует несколько вариантов размещения сеток скважин [1–4]. С целью оптимизации системы разработки неразбуренной части одного из объектов месторождения были рассмотрены несколько вариантов сеток скважин (рядная 1:1, 5-точечная обращенная, 7-точечная обращенная, 9-точечная обращенная, горизонтальные скважины с рядной системой поддержания пластового давления (ППД)) с вариацией расстоянием между скважинами от 200 до 800 м (рис. 1).

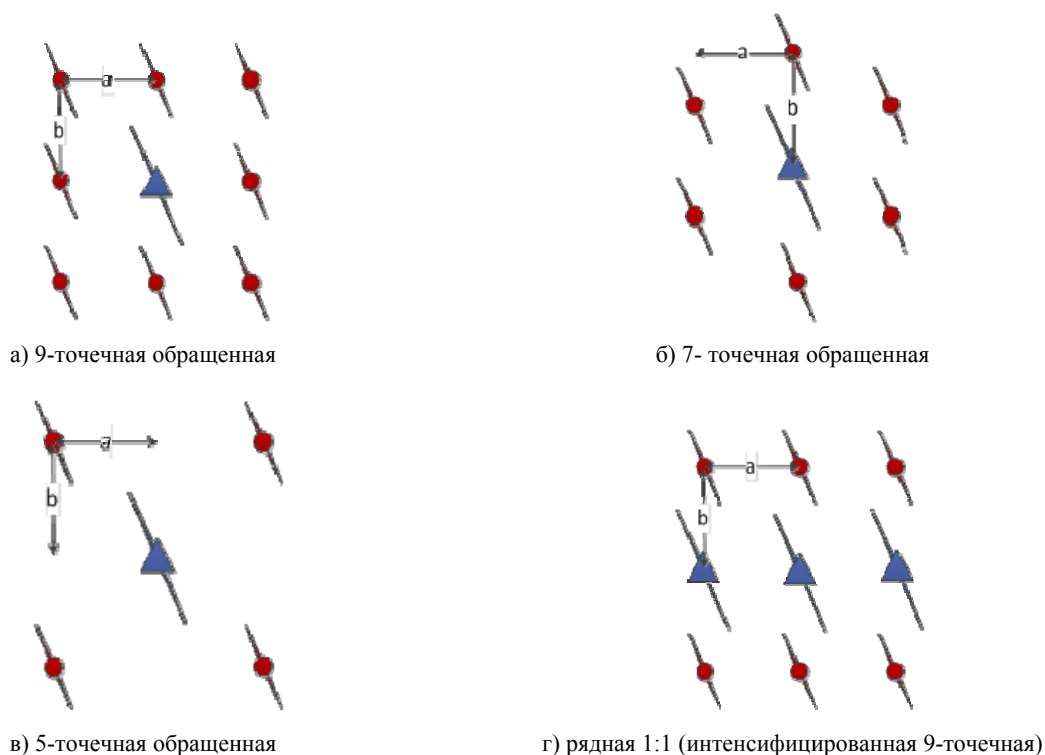


Рис. 1. Варианты систем разработки:

• – добывающая скважина; ▲ – нагнетательная скважина

Расчет производился на однослойной модели изотропного по ФЕС (фильтрационно-емкостным свойствам) пласта. В качестве гидродинамического симулятора использовался ПО Tempest MORE фирмы Roxar. Все одиночные элементы (нагнетательные и добывающие скважины) системы разработки (рис. 1) расставлялись по пласту равномерно. Число размножаемых элементов равнялось 3. При расчете забойное давление на добывающих скважинах задавалось на постоянном уровне 60 атм. Приемистость нагнетательных скважин рассчитывалась, исходя из 100%-й компенсации отборов, а максимальное забойное давление ограничивалось на уровне 200 атм.

Плотность сетки скважин влияет на нефтеотдачу [5, 6]. Далее на упрощенной секторной модели были посчитаны все варианты систем разработок с шагом сетки 50 м и возможностью проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП). Выбраны максимально эффективные варианты для каждого объекта, учитывая зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от NPV. NPV является удобным показателем оценки эффективности использования ресурса [7]. Пример результатов расчета вариантов систем разработки с варьированием линейных размеров элемента (параметры a , b) показан на рис. 2.

На рис. 3 представлено распределение КИН от NPV для различных систем разработки в зависимости от расстояния между скважинами.

Номер системы разработки	a, м	b, м	Рзаб на доб ВС, атм	Рзаб на нагн ВС, атм	Угол поворот а системы	Число размножа емых элементо в	Слой начала перф. K1	Слой начала перф. K2	CENTER_X	CENTER_Y	КИН	NPV с Га, млн.руб/ Га	NPV с элемента , млн.руб
1	300	300	60	200	0	3	1	5	250	250	0.313	3.2	50.5
1	400	400	60	200	0	3	1	5	250	250	0.286	3.5	126.5
1	450	450	60	200	0	3	1	5	250	250	0.253	3.0	147.1
1	500	500	60	200	0	3	1	5	250	250	0.221	2.5	159.3
1	600	600	60	200	0	3	1	5	250	250	0.164	1.7	167.3
5	300	300	60	200	0	3	1	5	250	250	0.317	4.2	68.0
5	400	400	60	200	0	3	1	5	250	250	0.251	2.6	92.4
5	450	450	60	200	0	3	1	5	250	250	0.206	1.9	93.8
5	500	500	60	200	0	3	1	5	250	250	0.165	1.4	92.5
5	600	600	60	200	0	3	1	5	250	250	0.103	0.9	88.0
7	260	300	60	200	0	3	1	5	250	250	0.316	4.7	48.3
7	346	400	60	200	0	3	1	5	250	250	0.322	5.6	130.9
7	390	450	60	200	0	3	1	5	250	250	0.301	5.0	158.1
7	433	500	60	200	0	3	1	5	250	250	0.279	4.2	174.0
7	520	600	60	200	0	3	1	5	250	250	0.214	2.9	190.2
7	606	700	60	200	0	3	1	5	250	250	0.164	2.1	192.5
7	693	800	60	200	0	3	1	5	250	250	0.122	1.5	189.3
7	779	900	60	200	0	3	1	5	250	250	0.090	1.1	186.5
9	400	400	60	200	0	3	1	5	250	250	0.314	5.5	196.7
9	450	450	60	200	0	3	1	5	250	250	0.293	4.8	236.3
9	500	500	60	200	0	3	1	5	250	250	0.271	4.1	263.9
9	600	600	60	200	0	3	1	5	250	250	0.218	2.9	293.8
9	700	700	60	200	0	3	1	5	250	250	0.165	2.1	303.3
9	800	800	60	200	0	3	1	5	250	250	0.127	1.6	303.9
9	300	300	60	200	0	3	1	5	250	250	0.327	4.8	76.7

Рис. 2. Значения NPV и КИН для различных вариантов систем разработки в зависимости от параметров (a, b) (1 – рядная, 5 – пятиточечная, 7 – семиточечная, 9 – девятиточечная)

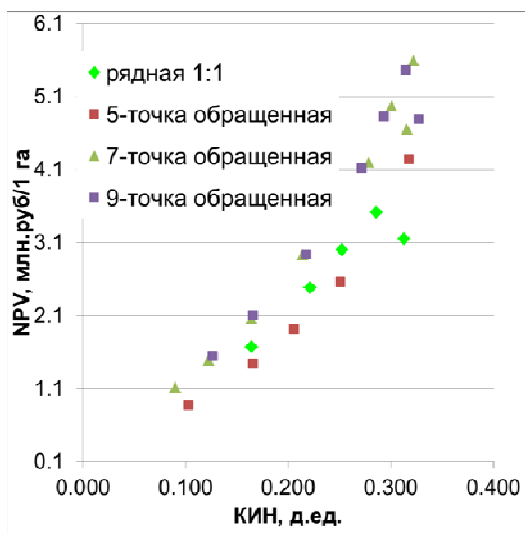


Рис. 3. Распределение КИН от NPV для различных систем разработки в зависимости от расстояния между скважинами

Для рассматриваемого объекта месторождения дальнейшая разработка рекомендуется бурением скважин по обращенной 7-точечной системе разработки с расстоянием между скважинами 400 м (рис. 4).

В работе представлено обоснование оптимального значения забойного давления для различных гидродинамических условий процесса разработки залежи. Расчет производился на модели одиночной вертикальной скважины (рис. 5).

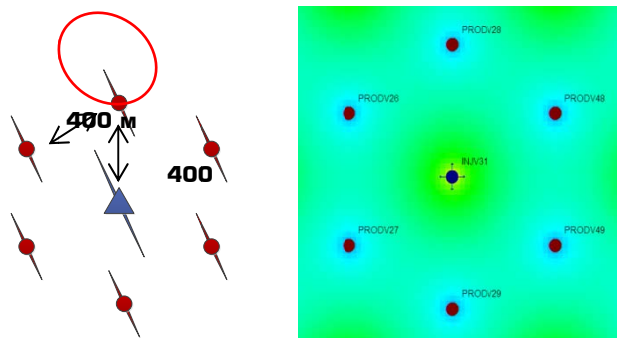


Рис. 4. Рекомендуемый вариант реализации

Варьировались следующие параметры:

- вскрытая мощность пласта L ;
- общая мощность пласта H ;
- латеральная проницаемость K_x ;
- вертикальная анизотропия K_z/K_x ;
- вязкость нефти μ ;
- забойное давление $P_{заб}$.

Использовалась трехфазная модель Black oil, а также типовые PVT-свойства и кривые относительной фазовой проницаемости (ОФП-кривые).

Расчет выполнен с учетом экономических параметров.

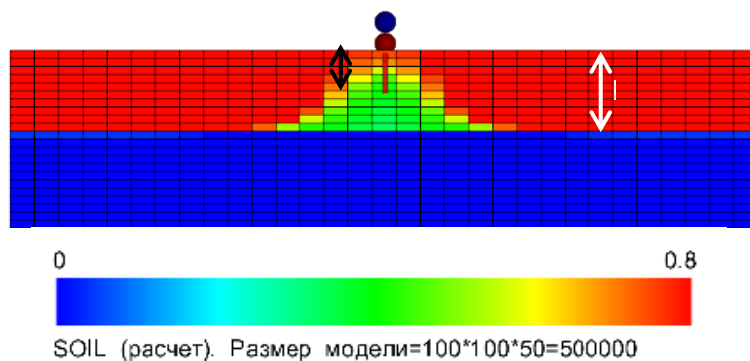


Рис. 5. Упрощенная модель

Оптимальное забойное давление при конусообразовании воды

Такое явление, как конусообразование воды, связано с подтягиванием подошвенных вод за счет формирования конуса воды, перекрывающего нефтенасыщенную часть интервала перфорации (рис. 5). Оценка оптимального забойного давления произво-

дилась для фиксированных $H = 10$ м, $K_x = 50$ мД, $\mu = 17,2$ сПз, $P_{\text{нас}} = 55$ атм.

На рис. 6 приведены графики зависимости удельной NPV в зависимости от уровня забойного давления при различных коэффициентах анизотропии и доли вскрытия пласта.

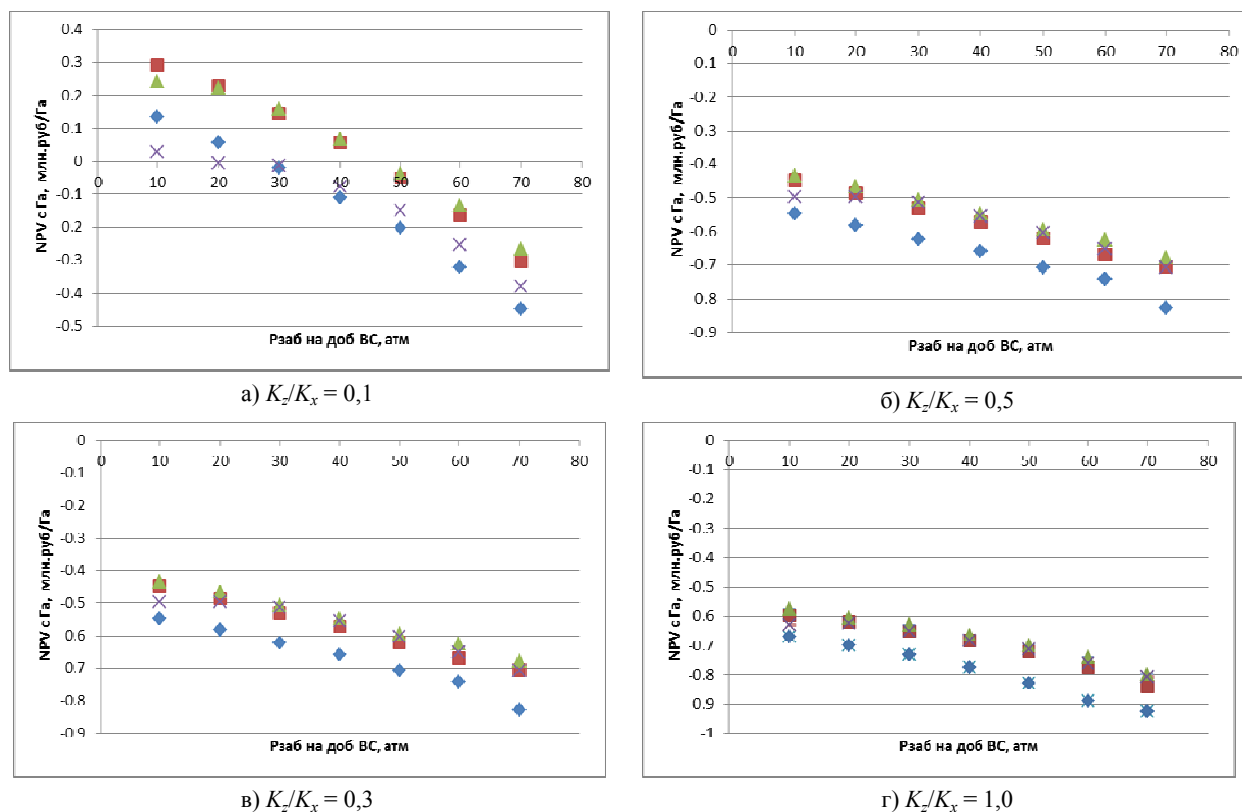


Рис. 6. NPV при конусообразовании воды

\blacklozenge $L/H=0.3$ \blacksquare $L/H=0.5$ \blacktriangle $L/H=0.7$ \times $L/H=1$

Как видно из рис. 6, наибольшая NPV достигается при максимальной депрессии. Рекомендуемая доля вскрытия пласта $L/H = 0,5 - 0,7$.

Изучение вопросов оптимизации давления является важной составляющей и требует учета специфики скважины [8–10].

Оптимальное забойное давление при конусообразовании газа

Явление конусообразования газа во многом схоже с явлением образования конуса воды. Расчет производился для фиксированных $H = 10$ м, $K_x = 50$ мД, $\mu = 17,2$ сПз, $P_{\text{нас}} = 55$ атм.

На рис. 7 приведены графики зависимости удельной NPV в зависимости от уровня забойного давления при различных коэффициентах анизотропии и доли вскрытия пласта.

Распределение нефтенасыщенности для упрощенной профильной модели одиночной скважины представлено на рис. 8.

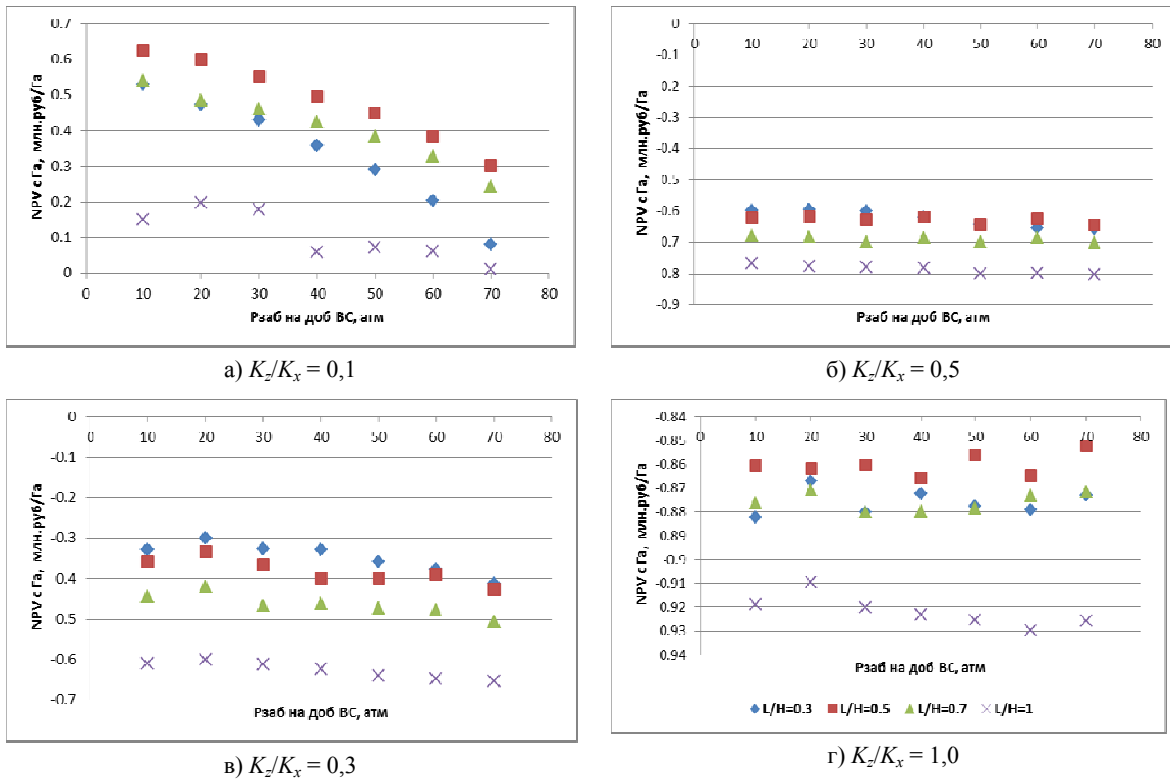


Рис. 7. NPV при конусообразовании газа

◆ $L/H=0.3$ ■ $L/H=0.5$ ▲ $L/H=0.7$ × $L/H=1$

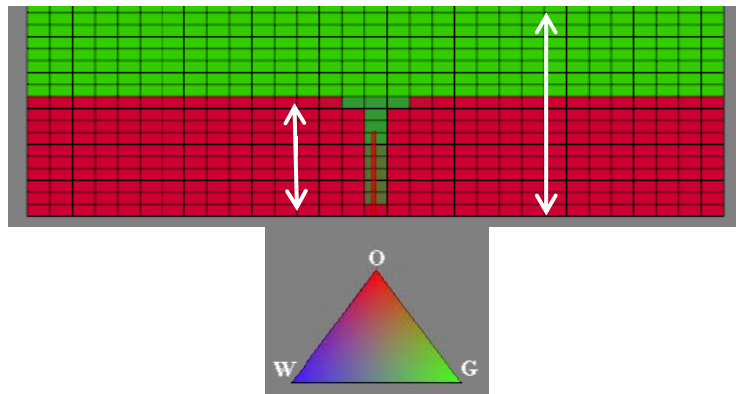


Рис. 8. Упрощенная профильная модель одиночной скважины

Как видно из рис. 7 наибольшая NPV достигается при максимальной депрессии. Рекомендуемая доля вскрытия пласта $L/H = 0,3 - 0,5$.

Оптимальное забойное давление в зависимости от гидропроводности

Дополнительно в работе получена зависимость оптимального забойного давления от значения гидропроводности пластовой системы. Расчет производился при отсутствии подошвенной воды,

$P_{нас} = 55$ атм. Варьировалась гидропроводность пласта $\epsilon = K_x \times H / \mu$. Пример расчета гидропроводности представлен в таблице.

Условно были выделены три группы пластовых систем: с высокой, средней и низкой гидропроводностью. Зависимости удельной NPV для различных уровней забойного давления показаны на рис. 9.

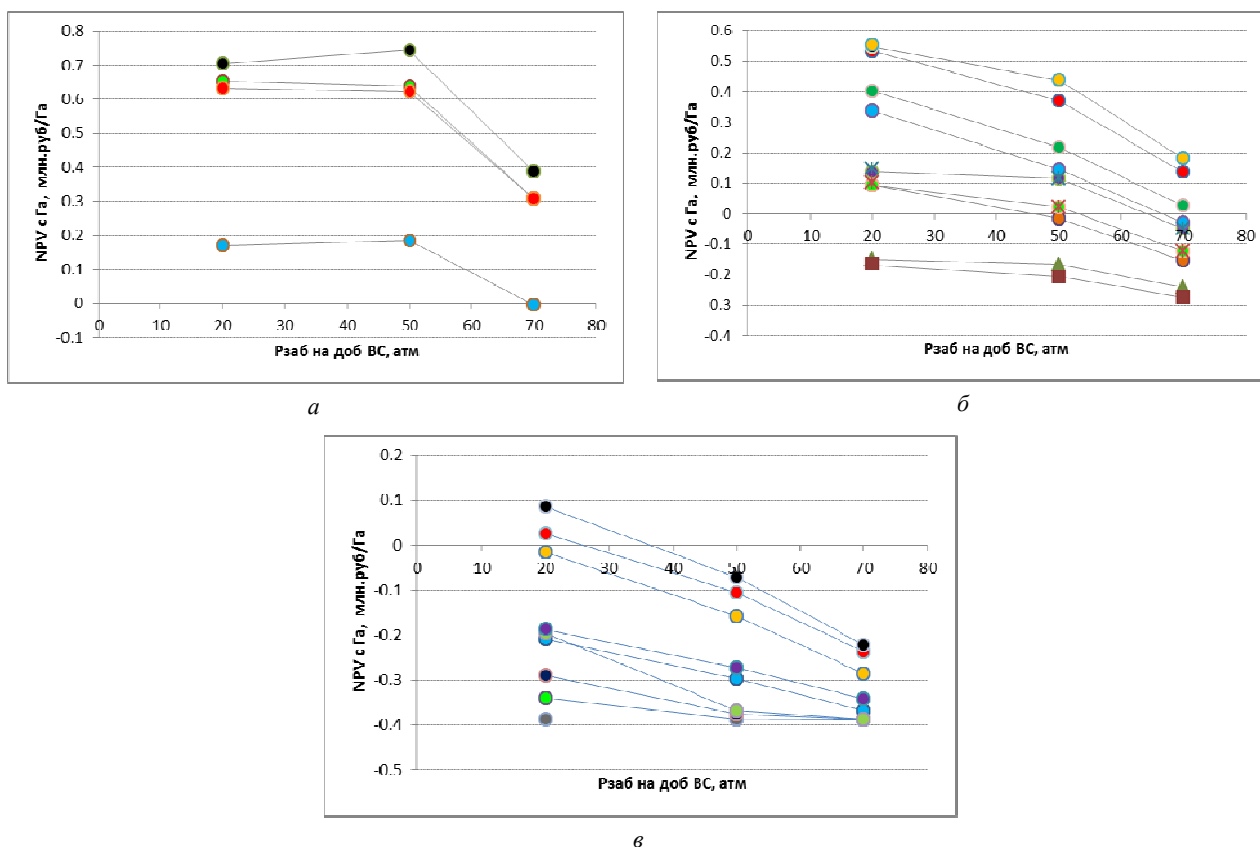


Рис. 9. NPV в зависимости от гидропроводности: а – высокая $\epsilon = 58-116$; б – средняя $\epsilon = 12-29$; в – низкая $\epsilon = 1-7$

Пример расчета гидропроводности

K_x , мД	H , м	μ , сПз	Гидропроводность
10	1	17,2	1
20	5	17,2	6
50	5	17,2	15
100	5	17,2	29
50	10	8,6	58
100	10	8,6	116

Распределение нефтенасыщенности для упрощенной профильной модели одиночной скважины представлено на рис. 10. Как видно из рисунка, из-за снижения пластового давления в кровельной части пласта наблюдается выделение растворенного газа из нефти.

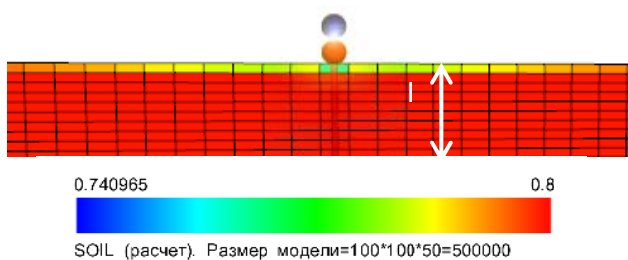


Рис. 10. Упрощенная профильная модель одиночной скважины

Как следует из рис. 9, для разного уровня гидропроводности рекомендуется работа скважин:

- с наличием потенциала по $P_{заб}$ (высокая ϵ);
- при максимальной депрессии (средняя и низкая ϵ).

В результате расчетов получено дерево решений для выбора оптимального забойного давления по скважине в зависимости от гидродинамических условий процесса разработки залежи (рис. 11).

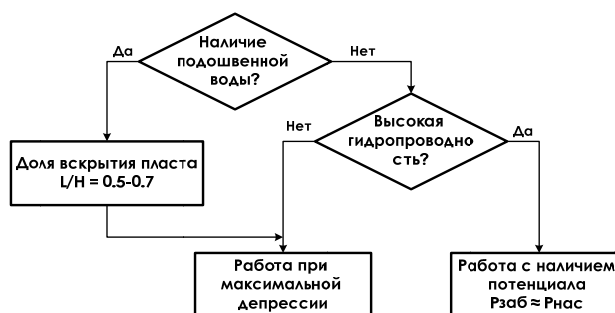


Рис. 11. Дерево решений выбора работы скважины

Выводы

В данной статье рассмотрены несколько вариантов сеток скважин для оптимизации системы разработки неразрушенной части одного из объектов месторождения с изменением расстояния между скважинами от 200 до 800 м. Представлено обоснование оптимального значения забойного давления для различных гидродинамических условий процесса разработки залежи. Расчет производился на модели одиночной вертикальной скважины. Получена зависи-

мость оптимального забойного давления от значения гидропроводности пластовой системы. Расчет производился при отсутствии подошвенной воды. Получено дерево решений для выбора оптимального забойного давления по скважине в зависимости от гидродинамических условий процесса разработки залежи.

Библиографические ссылки

1. Thiele M.R. Streamline simulation // 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. Schloss Fuschl, Austria.
2. Ates H. Use of streamline simulations for integrated reservoir modeling, Ph.D. Thesis, The University of Tulsa, 2005.
3. Batycky R.P. A three-dimensional two-phase field scale streamline simulator, Ph.D. Thesis. Stanford University, 1997.
4. Бадьянов В. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. М. : Palmarium Academic Publishing, 2014. 192 с.
5. Абасов М. Т., Закиров С. Н. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. 2005. № 9. С. 90–92.
6. Мырзагалина А. Экономическая оценка изменения нефтеотдачи в зависимости от плотности сетки скважин // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. 2014. № 12-3. С. 106–108.
7. Анализ влияния ресурсного потенциала на эффективность деятельности предприятий-резидентов индустриального парка / В.П. Грахов, О. М. Симченко, Р. В. Файзуллин, Е. М. Чазов // Вестник ИЖГТУ имени М. Т. Калашникова. 2018. № 3. Т. 21. С. 142–148.
8. Гукасов Н. А., Кучеров Г. Г. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период падающей добычи. М. : Недра, 2006. 214 с.
9. Краснов А. Н. Измерение давления и температуры в скважине одним датчиком по трехпроводной линии связи // Интеллектуальные системы в производстве. 2017. Т. 15. № 1. С. 37–40.
10. Lyalin V.E., Sidelnikov K.A., Faizullin R.V. The application of genetic algorithm for optimal control the oil well

mode in case of one-phase flow in porous media // Applied Mathematical Sciences, Vol. 9, 2015, no. 15, 739-745.

References

1. Thiele M.R. Streamline simulation // 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. Schloss Fuschl, Austria.
2. Ates H. Use of streamline simulations for integrated reservoir modeling, Ph.D. Thesis, The University of Tulsa, 2005.
3. Batycky R.P. A three-dimensional two-phase field scale streamline simulator, Ph.D. Thesis. Stanford University, 1997.
4. Bad'yanov V. *Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachah neftepromyslovoj geologii* [Computer simulation methods in oilfield geology problems]. Moscow, Palmarium Academic Publishing, 2014. 192 p. (in Russ.).
5. Abasov M.T., Zakirov S.N. [Effect of well grid density on oil recovery]. *Neftyanoe hozyajstvo*, 2005. No. 9. Pp. 90-92 (in Russ.).
6. Myrzagalina A. [Economic assessment of changes in oil recovery depending on the density of the grid of wells]. *Gumanitarnye, social'no-ekonomicheskie i obshchestvennyye nauki*, 2014. No. 12-3. Pp. 106-108 (in Russ.).
7. Grahov V.P., Simchenko O.M., Faizullin R.V., Chazov E.M. [Analysis of the impact of resource potential on the performance of enterprises resident in an industrial park]. *Vestnik IzhGTU imeni M. T. Kalashnikova*. 2018. No. 3. Vol. 21. Pp. 142-148 (in Russ.).
8. Gukasov N.A., Kucherov G.G.. *Tekhnologicheskij rezhim ekspluatatsii gazovyh i gazokondensatnyh skvazhin v period padayushchej dobychi* [The technological mode of operation of gas and gas condensate wells during the period of falling production]. Moscow, Nedra Publ., 2006. 214 p. (in Russ.).
9. Krasnov A.N. [Measurement of pressure and temperature in the well with a single sensor over a three-wire communication line]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*, 2017. Vol. 15. No. 1. Pp. 37-40 (in Russ.).
10. Lyalin V.E., Sidelnikov K.A., Faizullin R.V. The application of genetic algorithm for optimal control the oil well mode in case of one-phase flow in porous media. In *Applied Mathematical Sciences*, Vol. 9, 2015, no. 15, pp. 739-745.

Some Systems for the Development of Oil and Gas Deposits

S. S. Miroshnichenko, Post-graduate, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia
K. A. Sidelnikov, PhD in Engineering, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia

Oil field exploitation is the control by moving the bypassed oil to the production wells thanks to the correct setting and step-by-step activation of all oil producing wells and water-heating ones, in order to obtain a certain order of their operation with equal and economical usage of energy. The following steps should be taken to ensure that the oil field development system is rational. One should select the objects used at the location of the oil with a large number of reservoirs and determine in what sequence they should be put into use. The object of operation may be either a single productive layer or several layers, which are developed by a special network of wells during inspection and ordering during their use. These bypassed objects with many layers can be divided into 2 types. The first is the main objects used. They are better studied, have high production rates and high oil reserves. The second is called a return. They are not as productive as the main ones and contain less raw material. Their use is made by returning the well from the main object. One should determine the well networks and how they are distributed over the object being used, including the sequence. It is possible to put wells on objects evenly on bypassed objects, the boundaries of which do not change, no matter if there is water under the deposits or if there is no formation water. At the site of oil formation with moving oil transfer boundaries, wells are installed on the objects in parallel with the oil boundaries.

In order to optimize the development system of the undrilled part of one of the field objects, several options for well grids with varying distances between them were considered. Substantiation of the optimal bottomhole pressure value for various hydrodynamic conditions of the reservoir development process is presented. The dependence of the optimal bottomhole pressure on the value of the hydraulic conductivity of the reservoir system is obtained.

Keywords: oil and gas fields, well grid options, bottomhole pressure, hydroconductivity of layers and systems.

Получено: 29.10.19.