

STARS. Из рис. 4, б видно, что объединение слоев с меньшей (нулевой) погрешностью приводит к меньшей погрешности в расчетах. Из рис. 4 также следует, что модификация ОФП для слоев с большей погрешностью апскейлинга может значительно увеличить точность гидродинамических расчетов.

Заключение. С использованием аналитического решения уравнений двухфазной фильтрации получена формула для расчета погрешностей апскейлинга геологической модели. Предложен метод выбора варианта объединения слоев геологических моделей (апгрейдинг), основанный на минимизации погрешности апскейлинга. Показано, что выбор варианта объединения слоев геологической модели существенно влияет на погрешность апскейлинга.

Предложена схема расчета получающихся в результате апскейлинга модифицированных относительных фазовых проницаемостей. Получена формула, связывающая модифицированные ОФП и погрешность апскейлинга.

Показано, что модификацией относительных фазовых проницаемостей можно добиться практически полного устранения погрешности апскейлинга. Карта погрешностей апскейлинга может служить основой для выбора регионов изменения модифицированных ОФП.

На основе понятий "динамический коэффициент охвата вытеснением" и "динамическая критическая нефтенасыщенность" предложен способ оценки изменения коэффициента извлечения нефти в результате апскейлинга геологической модели. Этот способ также может быть полезен при варьировании критических насыщенных фаз в процессе адаптации гидродинамической модели к истории разработки.

1. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Методы апгрейдинга геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов // Математическое моделирование. – 2012. – Т. 24, № 5. – С. 21–34.
2. Родионов С.П., Соколюк Л.Н., Рычков И.В. Анализ чувствительности вычислительной погрешности при объединении слоев геолого-гидродинамической модели // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 6. – С. 26–33.
3. Kyte J.R., Berry D.W. New pseudofunctions to control numerical dispersion // SPE Journal. – 1975. – Vol. 15. – № 3. – P. 269–276.
4. Родионов С.П., Соколюк Л.Н. Расчет и использование модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Тр. МФТИ. – 2010. – Т. 2. – № 2. – С. 130–136.
5. Родионов С.П., Орехова Л.Н. Определение модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2008. – № 6. – Ч. 1. – С. 12–17.
6. Максимов В.М., Дмитриев М.Н., Антонец Ю.С. Эффекты тензорного характера относительных фазовых проницаемостей при взаимном вытеснении газа водой в анизотропных пластах // Газовая пром-сть. – 2009. – № 12. – С. 10–12.
7. Родионов С.П., Орехова Л.Н. Определение модифицированных относительных фазовых проницаемостей при преобразовании геологической модели в гидродинамическую // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 1. – Ч. 2. – С. 4–9.
8. Исследование влияния прерывистости пласта на коэффициент охвата процессом вытеснения / В.А. Бадьянов, В.М. Ревенко, А.Н. Юрьев, Н.М. Закомалдина // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1984. – Вып. 61. – С. 31–33.

УДК 532.546:622.276

НАЗНАЧЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ЗОНАЛЬНО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ

С.П. Родионов^{1,2}, О.Н. Пичугин¹, В.П. Косяков^{1,2}, Э.Н. Мусакаев³
(ООО "ЮНИ-КОНКОРД"¹, Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН²,
Тюменский государственный университет³)

Введение. Для успешного управления разработкой нефтяных месторождений необходимо выбирать такие управляющие воздействия на пласт, чтобы добиться как можно лучшего соответствия проектных и эксплуатационных показателей. Поскольку с течением времени, как правило, наблюдается расхождение этих показателей, то возникает необходимость периодической корректировки управляющих параметров в соответствии с целью эксплуатации

месторождения. Целями эксплуатации месторождения являются достижение максимального чистого дисконтированного дохода (NPV) или коэффициента извлечения нефти (КИН) за определенный период времени (период разработки). В качестве управляющих параметров можно выделить переназначение режимов работы уже действующих скважин, бурение новых или введение в эксплуатацию резервных скважин.

В данной статье рассмотрена задача об определении наилучшего варианта назначения нагнетательных и добывающих скважин при известном их расположении. При этом назначение относится как к уже эксплуатируемым, так и вновь разбуриваемым скважинам. Идеи решения этой задачи, основанные на методах теории оптимального управления, изложены в [1] и являются развитием предыдущих работ [2–6]. Назначение скважин исследовалось также аналитически [7–9] и с помощью гидродинамического симулятора [10]. Выполнена демонстрация применения технологии [1] на примерах симметричных элементов стандартных схем расстановки скважин и на участке одного из месторождений Казахстана. Проведен анализ применимости простых критериев, следующих из аналитического решения.

Постановка оптимизационной задачи. Расчёты проводились с использованием гидродинамического симулятора и специального алгоритма оптимизации. Целевой функционал, представляющий собой NPV за время T , имеет вид [1]

$$J = NPV = \sum_{n=1}^N \frac{f^n(x^n, x^{n-1}, u^n, a)}{(1+0,1)^{n-1}},$$

где f^n – целевая функция, равная денежному потоку чистого дохода, полученному за время Δt^n ; x^n – вектор фазовых переменных (давления и насыщенности одной из фаз) размерностью, равной удвоенному числу ячеек гидродинамической модели; u^n – вектор управлений (забойных давлений на скважинах) размерностью, равной числу скважин; a – вектор, описывающий затраты на добычу; N – число шагов по времени, соотношение T и N можно представить в следующем виде: $T = \sum_{n=1}^N \Delta t^n$.

Ограничения в виде равенств на фазовые переменные и управления представляют собой разностные уравнения движения фаз (для IMPES-метода) и зависят только от значений x^n и x^{n-1} и u^n , т. е.

$$F^n = F^n(x^n, x^{n-1}, u^n), \quad n=1, \dots, N.$$

Ограничения в виде неравенств отсутствуют, и все управления являются независимыми. Ограничения на эти управления имеют вид $u_{\min} \leq u^n \leq u_{\max}$. Целью задачи является определение такого вектора управления u^n ($n = 1, \dots, N$), при котором $J \rightarrow \max$.

Функционал J преобразуется в соответствии с методом Лагранжа и приведенными выше ограничениями в виде равенств. Вектор управления в каждый момент времени имеет вид [3]

$$u^n = \begin{cases} u_{\max}, & \text{при } \frac{\partial J}{\partial u^n} > 0, \\ u_{\min}, & \text{при } \frac{\partial J}{\partial u^n} < 0, \end{cases} \quad n = 1, \dots, N.$$

Для решения поставленной задачи необходимо определить вектор управления в начальный момент времени u^0 , зная который, можно выбрать наиболее благоприятный режим работы скважины согласно алгоритму [1].

Применение разработанной в [1] вычислительной технологии демонстрируется на примерах назначения скважин в зонально-неоднородном пласте, разрабатываемом стандартными схемами расстановки скважин (рядной, пятиточечной, семиточечной, девятиточечной). Расчёты проводились со следующими основными параметрами: забойные давления на добывающих и нагнетательных скважинах равны 30 и 70 атм, соответственно; пористость – 0,2; толщина пласта – 10 м; вязкость воды – 1 сП; вязкость нефти – 10 сП; относительные фазовые проницаемости приведены на рис. 1. Период разработки (30 лет) выбирался таким образом, чтобы средняя обводнённость добываемой жидкости находилась в интервале 95...98 %.

Рассматривались 5 вариантов зональной неоднородности коллектора по проницаемости: без включений (однородный пласт), низкопроницаемое квадратное включение, высокопроницаемое квадратное включение, низкопроницаемое линейное включение и высокопроницаемое линейное включение. Значения проницаемости зон выбирались так, чтобы ее среднее значение по площади было равно 100 мД:

$$\frac{k_1 S_1 + k_2 S_2}{S_1 + S_2} = 100 \text{ мД},$$

где k_1 и k_2 – значения проницаемостей для первой и второй зон, соответственно; S_1 и S_2 – площади зон. По другим параметрам моделируемая область однородна. Полученные при помощи алгоритма варианты назначения скважин сравнивались с "точным решением" – вариантом, полученным в результате полного перебора всех возможных вариантов.

Рядная и пятиточечная схемы. В [8, 9] получен аналитический критерий эффективности назначения скважин в галерее, расположенной в зонально-неоднородном пласте, а именно: нагнетательные скважины располагаются в низкопроницаемой зоне, а добывающие – в высокопроницаемой. В случае, когда вязкость нефти больше вязкости воды, необходимо, чтобы

$$k_1 m_1 h_1^2 < k_2 m_2 h_2^2, \quad (1)$$

где k – проницаемость; m – пористость; h – эффективная толщина. Нижними индексами 1 и 2 обозначены параметры, относящиеся к зоне нагнетания и добычи, соответственно. В [9] также были выполнены численные эксперименты и проведён сравнительный анализ промысловых данных, выполнен анализ картины течения для пятиточечной схемы расстановки скважин.

Расчеты, выполненные авторами с использованием методов теории оптимального управления, показали справедливость этого критерия для

рядной схемы расстановки скважин. Следовательно, для подобного типа неоднородности коллектора можно рекомендовать использовать правило назначения скважин, согласно которому нагнетательные скважины должны располагаться в низкопроницаемой зоне, а добывающие скважины – в высокопроницаемой зоне. Данное правило также подходит и для другого типа неоднородности – квадратной, расположенной в центре симметричного элемента пятиточечной схемы расстановки скважин.

Девятиточечная схема расстановки скважин. Схематическое представление симметричного элемента и геометрическое положение зон приведены на рис. 2. Число возможных вариантов назначения N скважин равно 2^N (для 9 скважин $2^9 = 512$). С учетом специфики граничных условий задачи, при которых внутри элемента не могут быть только добывающие или только нагнетательные скважины, это число уменьшается на два.

Расчеты для однородного пласта (см. рис. 2, а) показали, что значения КИН для многих вариантов назначения скважин близки к значению для наилучшего варианта. Так, для выбранных первых 7 по значению КИН вариантов значения КИН для первого (лучшего из них) и седьмого вариантов отличаются в четвертом знаке после запятой. При наличии погрешностей вычислений и неопределенности свойств коллектора такое различие несущественно. Наилучший вариант, полученный полным перебором, приведен на рис. 3, а, а на рис. 3, б – вариант, полученный с использованием алгоритма [1], который представляет собой обычную девятиточечную схему разработки, где симметричный элемент смещен на "полшага" вверх и в сторону.

Вариант, полученный на основе алгоритма [1] и изображенный на рис. 3, б, входит в 7 наилучших вариантов и по значению КИН является четвертым. Следовательно, при выборе схемы назначения с помощью представленной технологии необходимо рассматривать несколько вариантов и окончательное решение о выборе того или иного варианта расстановки скважин должно оставаться за экспертом. Использование алгоритма [1] при нахождении схемы назначения для 9 скважин позволяет сократить количество расчетов в 12...17 раз по сравнению с методом полного перебора вариантов. При этом точность определения наилучшего варианта является достаточно высокой.

Далее рассмотрим вопрос о применимости критерия (1) в случае квадратного включения (см. рис. 3, б). Наилучший вариант для низкопроницаемого включения со значениями проницаемостей зон $k_1 = 120$ мД, $k_2 = 40$ мД, полученный полным перебором, представлен на рис. 4, а. Это – девятиточечная схема, симметричный элемент которой выбран смещением вверх на "полшага", причем обе нагнетательные скважины располагаются в высокопроницаемой зоне. Наилучший вариант, полученный на

основе алгоритма [1], изображен на рис. 4, б и представляет собой пятиточечную схему, симметричный элемент которой повернут на 45° .

Для случая высокопроницаемого включения ($k_1 = 60$ мД, $k_2 = 210$ мД) наилучший вариант назначения скважин представлен на рис. 5. В этом варианте нагнетательная скважина расположена в высокопроницаемой зоне, а добывающие скважины – в низкопроницаемой зоне, что противоречит критерию (1). Это можно объяснить на основе аналитического решения для зонально-неоднородного кругового пласта, схематическое представление которого приведено на рис. 6.

Следуя работе [8] и обобщая рассмотренные в ней задачи на случай цилиндрической симметрии, получим выражение для разности времен вытеснения нефти водой из зонально-неоднородного кругового пласта по схеме Лейбензона – Маскета, которое имеет вид

$$t_{b2} - t_{b1} = \frac{1}{|\Delta p|} (\mu_w - \mu_o) \frac{1}{2} f,$$

$$f = \frac{m_2 h_2}{k_1 h_1} (r_2^2 - r_1^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - \frac{m_1 h_1}{k_2 h_2} (r_1^2 - r_w^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) +$$

$$+ \frac{m_1}{k_1} \left((r_1^2 + r_w^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - (r_1^2 - r_w^2) \right) +$$

$$+ \frac{m_2}{k_2} \left((r_2^2 + r_1^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) - (r_2^2 - r_1^2) \right), \quad (2)$$

где t_{b1} и t_{b2} – время вытеснения нефти для 1-го и 2-го вариантов положения зон и скважин, соответственно (см. рис. 6); r_w , r_1 и r_2 – радиусы скважины и границ зон, соответственно; μ_o – вязкость нефти; μ_w – вязкость воды; $|\Delta p|$ – абсолютная величина перепада давлений в зоне нагнетания и отбора.

Из критерия (2), в частности, следует, что даже в однородной среде разность времён вытеснения нефти водой со стороны скважины и со стороны контура отлична от нуля. Критерий (2) можно рекомендовать для семиточечной схемы расстановки скважин с геометрией потока, близкой к геометрии кругового пласта.

В случае, когда $r_w \rightarrow \infty$, но размеры зон $r_1 - r_w$ и $r_2 - r_1$ остаются конечными, выражение (2) для разности времен t_{b1} и t_{b2} переходит в аналогичное выражение для плоской симметрии [8, 9], из которого и следует критерий (1):

$$t_{b2} - t_{b1} = \frac{1}{|\Delta p|} \left(\frac{1}{k_1} - \frac{1}{k_2} \right) (\mu_w - \mu_o) \bar{L}_1 \bar{L}_2$$

$$(\bar{k}_1 = k_1 m_1 h_1^2, \quad \bar{k}_2 = k_2 m_2 h_2^2, \quad \bar{L}_1 = m_1 h_1 (r_1 - r_w),$$

$$\bar{L}_2 = m_2 h_2 (r_2 - r_1)).$$

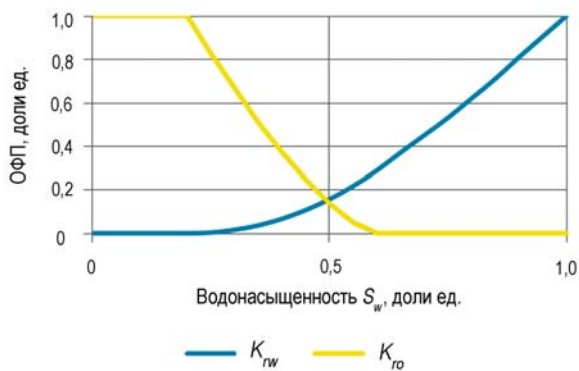


Рис. 1. Относительные фазовые проницаемости нефти и воды

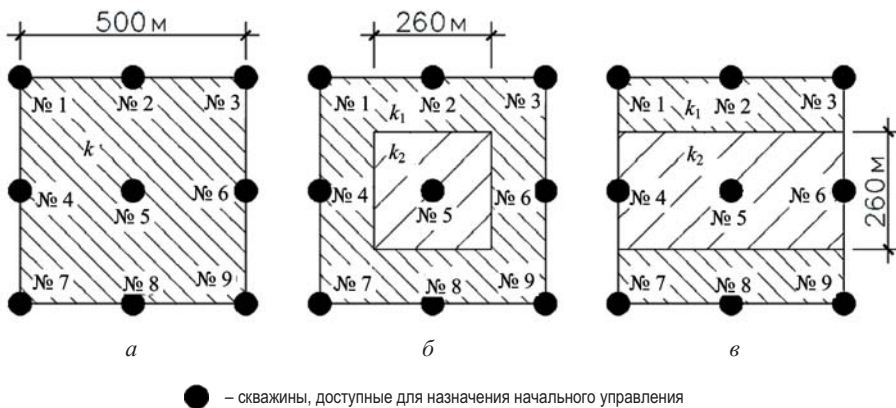


Рис. 2. Размеры и геометрическое расположение неоднородности коллектора в симметричном элементе девятиточечной схемы расстановки скважин:
 а – однородный коллектор;
 б – неоднородный коллектор с квадратным включением;
 в – неоднородный коллектор с линейным включением

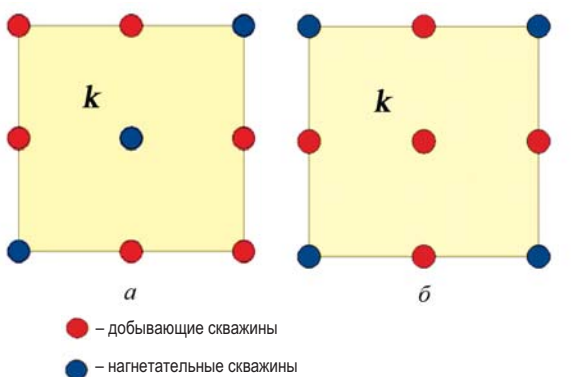


Рис. 3. Наиболее благоприятные варианты назначения скважин в однородном коллекторе:
 а – вариант, полученный полным перебором; б – в результате расчёта на основе предложенного алгоритма

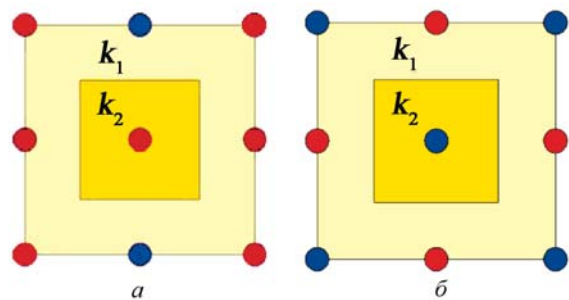


Рис. 4. Наиболее благоприятный вариант назначения скважин в симметричном элементе с низкопроницаемым квадратным включением:
 а – полный перебор; б – предложенный алгоритм

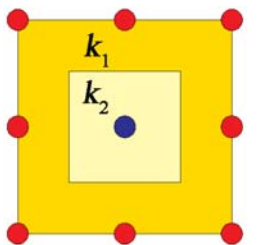


Рис. 5. Оптимальный вариант назначения скважин в симметричном элементе с высокопроницаемым квадратным включением

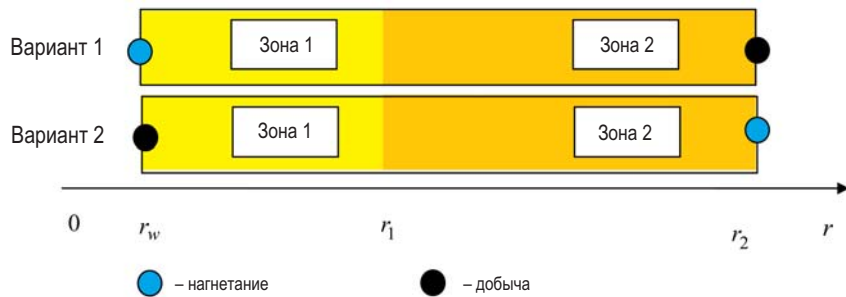
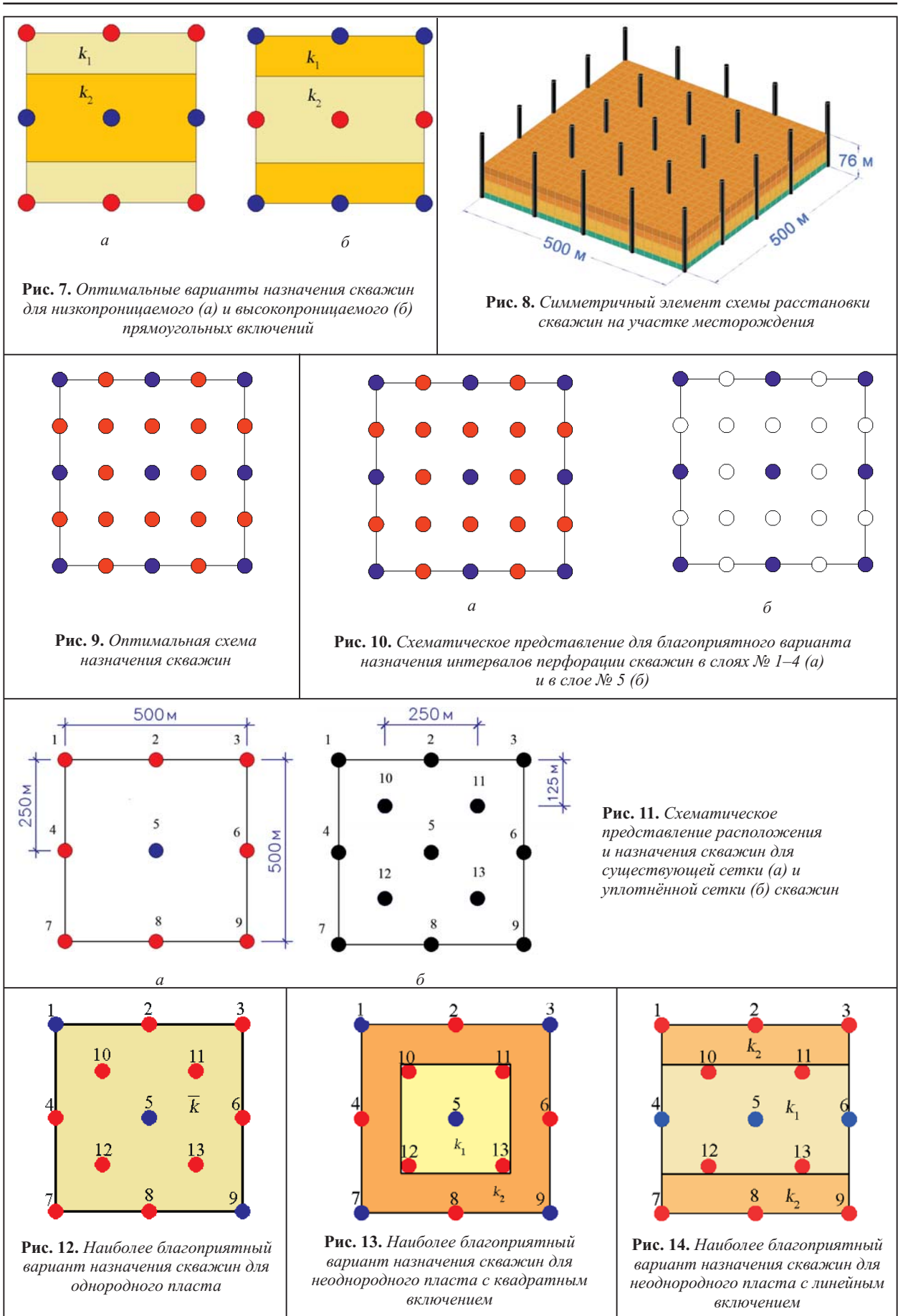


Рис. 6. Схематическое представление одномерной задачи о назначении скважин в зонально-неоднородном коллекторе



Рассмотрим линейное включение (см. рис. 2, в). Наилучшие варианты назначения скважин для низкопроницаемого ($k_1 = 150$ мД, $k_2 = 50$ мД) и высокопроницаемого ($k_1 = 40$ мД, $k_2 = 160$ мД) включений изображены на рис. 7. Эти два варианта являются симметричными элементами одной и той же схемы разработки (рядной), выбранными разными способами. Следовательно, для подобного типа неоднородности коллектора можно рекомендовать использовать критерий (1).

Устойчивость вариантов назначения скважин. Как показали расчеты [1], для неоднородного пласта установлена существенная зависимость наилучших вариантов назначения скважин (КИН) от периода разработки. "Степень неоднородности" зон, т. е. отношение их проницаемостей, также влияет на выбор наилучшей схемы назначения скважин. Следовательно, наилучшая схема назначения скважин не является универсальной и должна выбираться в зависимости от конкретных параметров задачи. Тем не менее существуют интервалы изменения проницаемостей зон и периода разработки, для которых наилучшая схема назначения скважин не изменяется.

Назначение скважин и интервалов перфорации. Применим алгоритм [1] для расчёта наилучшего с точки зрения КИН назначения типов скважин и интервалов перфорации на модели изолированного блока реального месторождения высоковязкой нефти, имеющего слой подстилающей воды. Решение осуществляется в 2 этапа: сначала определяется наиболее благоприятная схема расстановки скважин, а затем, по аналогичному алгоритму, – интервалы перфорации для каждой скважины. Гидродинамическая сетка со скважинами, параметры которой определялись в результате ремасштабирования (upscaling) геологической модели, изображена на рис. 8.

На рис. 8 размеры участка $500 \times 500 \times 76$ м; расстояние между скважинами – 125 м. Вязкость нефти – 100 сП, вязкость пластовой воды – 1 сП, плотность нефти – 937 кг/м^3 , плотность пластовой воды – 1040 кг/м^3 ; фазовые проницаемости задавались согласно рис. 1. Начальное пластовое давление – 50 атм; забойные давления на нагнетательных и добывающих скважинах – 70 и 30 атм, соответственно; период разработки – 3650 сут. Фильтрационно-емкостные параметры приведены в таблице. При этом нижний слой (№ 5) является слоем подстилающей воды.

Значения параметров гидродинамической модели

Номер слоя	Проницаемость $k_x = k_y$, мД	Проницаемость k_z , мД	Пористость, доли ед.	Толщина слоя H_z , м	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	491	51	0,31	17,20	0,68
2	1093	168	0,33	15,60	0,80
3	1095	126	0,33	20,40	0,74
4	2432	18	0,34	8,95	0,69
5	3327	14	0,35	13,85	0,09

Полученный в результате расчёта наиболее благоприятный вариант схемы назначения скважин изображён на рис. 9 и представляет собой девятиточечную схему.

Результаты определения наиболее благоприятных интервалов перфорации представлены на рис. 10, где на рис. 10, а изображены перфорированные скважины для нефтеносных интервалов № 1–4, а на рис. 10, б – для водоносного интервала № 5. Из представленных результатов следует, что нагнетательные скважины должны быть полностью перфорированы, а перфорация добывающих скважин должна осуществляться на всех интервалах, кроме водоносного.

Значение КИН для наиболее благоприятного варианта – девятиточечной схемы (при перфорации всех интервалов) – составляет 0,41. Оптимизация интервалов перфорации позволяет увеличить его до 0,43.

Доразбуривание скважин. Разработанная технология назначения скважин может быть применена и в условиях, когда их число изменяется. Рассмотрим двухмерную задачу об уплотнении сетки скважин в однородном или неоднородном по проницаемости симметричном элементе девятиточечной схемы разработки (рис. 11, а).

Разработка пласта по указанной схеме происходит до момента достижения средней обводнённости по скважинам 60 %, после чего дополнительно разбуриваются или вводятся в эксплуатацию из резервного фонда 4 скважины – № 10, 11, 12, 13 (рис. 11, б). Дальнейшая эксплуатация пласта ведётся до достижения средней обводнённости значения 98 %. Целью задачи является нахождение наиболее благоприятных вариантов назначения нагнетательных и добывающих скважин в начальный момент времени, которые в момент окончания разработки обеспечивают максимальный чистый дисконтированный доход (NPV).

Расчеты проводились при следующих значениях параметров задачи: размеры пласта $500 \times 500 \times 15$ м; расстояние между основными скважинами – 250 м; вязкость нефти – 300 сП, воды – 1 сП; пористость – 0,25; фазовые проницаемости задавались согласно рис. 1; пластовое давление – 50 атм; средняя абсолютная проницаемость пласта – 1 Д. Экономические параметры: стоимость нефти на внутреннем и внешнем рынках 400 и 635 дол./т, соответственно; доля реализации нефти внутри страны 20 %.

Рассмотрим однородный пласт. Для первого этапа разработки были получены следующие результаты: время достижения средней обводнённости на добывающих скважинах 60 % составило 1674 сут, при этом КИН = 0,134 и $NPV = 31,84$ млн дол. Для второго этапа разработки был получен вариант размещения (рис. 12) с наибольшим значением $NPV = 55,14$ млн дол.

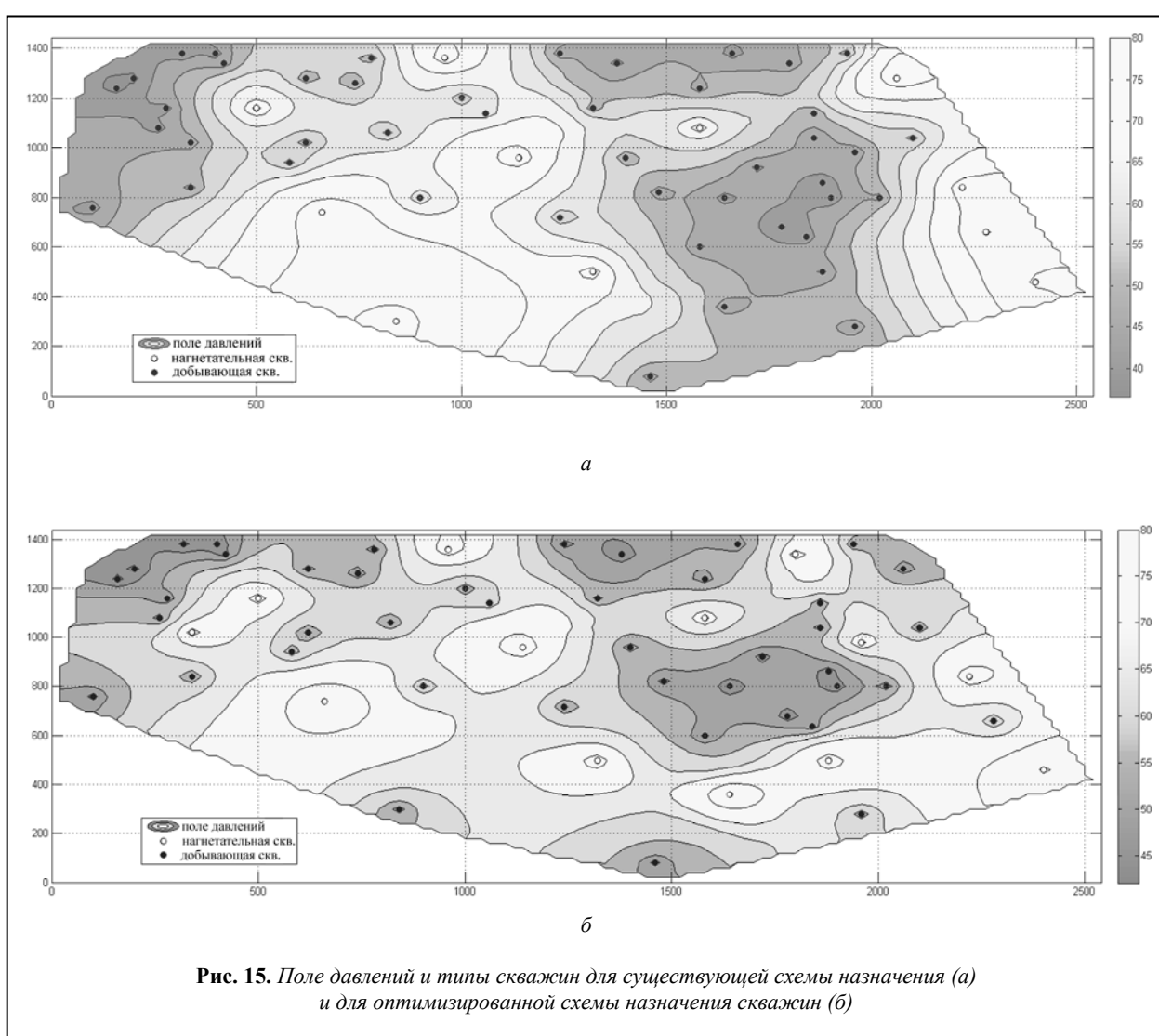


Рис. 15. Поле давлений и типы скважин для существующей схемы назначения (а) и для оптимизированной схемы назначения скважин (б)

Наиболее благоприятным вариантом, имеющим самое большое значение $NPV = 55,14$ млн дол. и $КИН = 0,45$, является вариант, когда пара скважин (1 и 9 или 3 и 7) переводится под нагнетание (на рис. 12 такими скважинами являются скв. 1 и 9). Более того, для полученного варианта возможно проведение оптимизации режимов работы скважин. Для этого необходимо отключить скв. 11 и 12 в момент времени 4000 сут (полный период разработки – 4556 сут). При этом доход увеличится примерно на 0,55 млн дол. Типичные варианты скважин после ввода в эксплуатацию новых: уплотнённая девятиточечная и пятиточечная схемы разработки дают для NPV меньшие значения – 51,48 млн и 47,09 млн дол., соответственно.

Рассмотрим случай наличия неоднородности в виде высокопроницаемого квадратного включения ($k_1 = 2,10$ Д и $k_2 = 0,60$ Д), занимающего область $120 \text{ м} < x < 380 \text{ м}$, $120 \text{ м} < y < 380 \text{ м}$. При этом новые скважины находятся внутри включения. После первого этапа разработки были получены следующие результаты: время достижения средней обводнённости

продукции на добывающих скважинах, равной 60 %, – 2054 сут, $КИН = 0,128$, $NPV = 29,2$ млн дол.

Видно, что введённая неоднородность существенно повлияла как на показатели первого этапа разработки, так и на наилучший вариант назначения скважин. Самым благоприятным вариантом в данном случае является уплотнённая девятиточечная схема (рис. 13). Для нее $NPV = 49,23$ млн дол. Если сравнить его со стандартным назначением скважин в пятиточечной схеме, для которого $NPV = 32,80$ млн дол., то вариант, полученный в результате оптимизации, является предпочтительным.

Рассмотрим линейное включение ($k_1 = 1,60$ Д и $k_2 = 0,40$ Д), которое занимает область $0 < x < 500 \text{ м}$, $120 \text{ м} < y < 380 \text{ м}$. После первого этапа разработки были получены следующие результаты: время достижения средней обводнённости продукции на добывающих скважинах, равной 60 %, – 2604 сут, $КИН = 0,177$, $NPV = 38,2$ млн дол. Наиболее благоприятный вариант назначения скважин приведен на рис. 14. При наилучшем варианте назначения скважин значение NPV равно 44,98 млн дол. Предложенный ва-

риант заметно предпочтительнее стандартных, например, таких, как уплотненная девятиточечная схема, $NPV = 38,5$ млн дол., и пятиточечная схема, $NPV = 22,73$ млн дол.

Для изолированного участка одного из месторождений Казахстана, представленного на рис. 15, был проведен расчёт, позволивший найти более оптимальную схему назначения скважин с точки зрения КИН. При добыче нефти с 2005 по 2012 г. по схеме назначения скважин, представленной на рис. 15, а, коэффициент извлечения нефти равен 0,043. В случае, когда добыча осуществляется с 2013 по 2050 г. по существующей схеме назначения скважин (см. рис. 15, а), КИН будет равен 0,245. Если в 2013 г. провести оптимизацию назначения скважин (см. рис. 15, б), то коэффициент извлечения нефти повысится и составит 0,265.

Заключение

Таким образом, в настоящей статье продемонстрировано решение задач назначения скважин на примере стандартных схем их расстановки и на участке реального месторождения. Показано, что неоднородности коллектора при одинаковой средней проницаемости заметно влияют на значения показателей (NPV , КИН), а также на выбор наиболее благоприятного варианта назначения скважин. При этом стандартные схемы разработки не всегда имеют наилучшие показатели. Оптимальный вариант схемы назначения скважин зависит от типа коллектора, вида и степени неоднородности. Варианты схем назначения скважин, полученные с помощью предложенного алгоритма для зонально-неоднородного пласта, согласуются с результатами, полученными аналитически, а также с выводами других исследователей.

1. Косяков В.П. Вычислительная технология назначения нагнетательных и добывающих скважин: Автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2013. – 25 с.
2. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2006. – 356 с.
3. Технология повышения нефтеотдачи пластов / Э.М. Халимов, Б.И. Леви, В.И. Дзюба, С.А. Пономарев. – М.: Недра, 1984. – 271 с.
4. Закиров Э.С. Трёхмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Изд. дом "Грааль", 2001.
5. Управление разработкой нефтяных месторождений / Я.М. Берцанский, В.Н. Кулибанов, В.М. Мееров, О.Ю. Першин: под ред. М.В. Меерова. – М.: Недра, 1983. – 309 с.
6. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели формирования фонда нагнетательных скважин на нефтяных залежах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2010. – № 6. – С. 6–9.
7. Пономарев А.Г. Исследование эффективности систем разработки при заводнении зонально-неоднородных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 05.16.06. – М., 1978. – 162 с.
8. Косяков В.П., Родионов С.П. Определение наилучшего варианта расстановки галереи скважин в зонально-неоднородном пласте на основе аналитического решения // Вестник Тюменского гос. ун-та. – 2012. – № 4. – С. 14–21.
9. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте / П.Н. Соляной, О.Н. Пичугин, С.П. Родионов, В.П. Косяков // Нефть. хоз-во. – 2012. – № 8. – С. 126–128.
10. Никифоров С.В. Оптимизация систем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2006. – 158 с.

УДК 532.546:622.276

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Л.Н. Соколюк^{1,2}, Л.Н. Филимонова¹

(Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН¹, ООО "ЮНИ-КОНКОРД"²)

Основным способом снижения вязкости тяжелой нефти с целью повышения ее подвижности является тепловое воздействие на пласт. Одним из наиболее используемых тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов является пароциклическая обработка призабойной зоны скважины (ПЦО).

Процесс ПЦО состоит из 3 этапов: а) закачка пара; б) конденсация пара (паротепловая пропитка); в) добыча жидкости. На первом этапе за определенный промежуток времени с определенным темпом происходит нагнетание пара в скважину, в результа-

те которого вокруг скважины образуется прогретая зона. В течение второго этапа происходят полная конденсация пара и "всасывание" нефти из "холодной" области пласта в прогретую зону. На третьем этапе за счёт термической обработки пласта при отборе флюида дебит скважины увеличивается, и время отбора флюида будет обусловлено падением дебита до первоначального уровня, близкого к значению дебита без ПЦО [3].

Выбор скважин для ПЦО можно проводить на основе численных расчетов с использованием гид-