

# Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте

П.Н. Соляной,  
 О.Н. Пичугин, к.ф.-м.н., (ЗАО «Конкорд»),  
 С.П. Родионов, д.ф.-м.н.,  
 В.П. Косяков (Тюменский филиал ИТПМ  
 им. С.А. Христиановича СО РАН)

Адрес для связи: |

**Ключевые слова:** геолого-гидродинамическая модель, зонально-неоднородный пласт, система разработки, вытеснение, нефть, вода.

Анализ влияния взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в неоднородном пласте в достаточно полном объеме был выполнен в работе [1], в которой с использованием электроинтегратора УСМ-1 исследовались различные варианты размещения добывающих и нагнетательных скважин относительно высокопроницаемого включения пласта. Один из основных выводов работы [1], подтвержденных промысловыми данными (Якушкинское месторождение), заключается в том, что при разработке месторождений нефти повышенной вязкости лучшие показатели заводнения с точки зрения отбора и охвата пласта заводнением могут быть достигнуты при размещении добывающих скважин в зонах пласта с лучшими коллекторскими свойствами, а нагнетательных – в зонах пласта ухудшенной проницаемости. Продолжением этих исследований стали работы [2, 3], в которых результаты получены с использованием современных гидродинамических симуляторов. В этих публикациях на основе численных расчетов, а также анализа промысловых данных, проведенного по месторождениям Западной Сибири, были подтверждены выводы работы [1].

Теоретическое исследование вопроса взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в одномерном пласте выполнено в работе [4]. В ней на основе аналитического решения задачи вытеснения нефти водой получен комплексный критерий эффективности взаимного расположения скважин. В случае, когда вязкость нефти больше вязкости воды, он определяется по формуле

$$\kappa = k_1 m_1 h_1^2 / k_2 m_2 h_2^2 < 1, \tag{1}$$

где  $k$  – проницаемость;  $m$  – пористость;  $h$  – эффективная толщина; ин-

## Investigation of the effectiveness of mutual arrangement of injection and production wells in the zonally inhomogeneous oil layer

P.N. Solyanoy, O.N. Pichugin, S.P. Rodionov, V.P. Kosyakov (CONCORD ZAO, RF, Moscow, Tyumen branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics, Siberian Branch of RAS, RF, Tyumen)

E-mail: lle

**Key words:** geocellular reservoir model, zonally inhomogeneous layer, water displacement, oil, water.

On the basis of analytical solution a theoretical analysis of the displacement of oil by water from the zonally inhomogeneous layer, operated by the gallery of wells, is made. The problem was solved at a given pressure drop for the two schemes of oil displacement by water: Liebenzon - Masket and Buckley - Leverett in one- and two-dimensional formulations. The obtained theoretical results were checked on the field data at one of Kazakhstan fields. The fulfilled analysis confirmed the applicability of the criterion of efficiency of mutual arrangement of production and injection wells, taking into account the permeability, layer thickness and porosity in conditions of real fields. Using the proposed criterion will allow purposefully change the system of wells location subject to filtration-capacitive properties of a layer.

дексами 1 и 2 обозначены параметры, относящиеся соответственно к зоне нагнетания и добычи (рис. 1), каждая из которых характеризуется проницаемостью, пористостью, толщиной и длиной.

Если в предыдущих работах оценивалась эффективность относительно зон различной проницаемости или толщины, то в критерии (1) учитывается одновременное влияние трех факторов.

В данной работе продолжены теоретические и практические исследования процесса вытеснения нефти водой из зонально-неоднородного пласта. Сформулированная выше задача решалась при заданном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора  $\Delta p$  в одномерной и двумерной постановках для двух схем вытеснения нефти водой: Лейбензон – Маскета и Баклея – Лаверетта. Проверка критерия (1) выполнена на базе промысловых данных путем формирования групп пар добывающих и нагнетательных скважин основного фонда с благоприятным и неблагоприятным взаимным расположением.

На рис. 2 приведены зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от безмерного времени  $\tau = t/t_*$  ( $t$  – время разра-



Рис. 1. Схематическое представление задачи о вытеснении нефти водой из зонально-неоднородного пласта при заданном перепаде давления  $\Delta p = p_1 - p_2$ :  $p_1, p_2$  – давление соответственно в зоне нагнетания и отбора

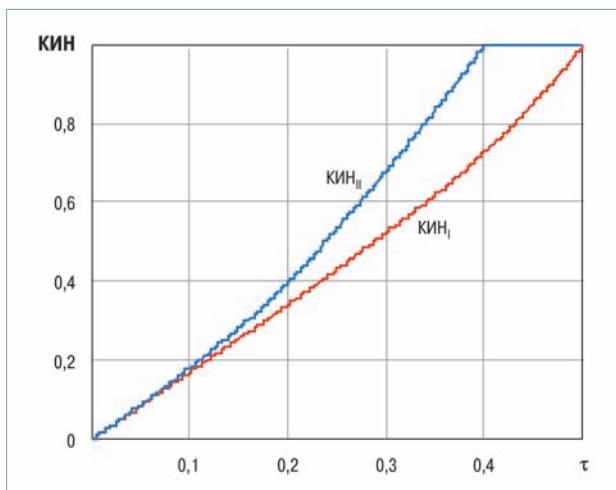


Рис. 2. Зависимость КИН от безразмерного времени  $\tau$  по варианту I и II

ботки,  $t_*$  – характерное время вытеснения нефти водой из пласта при расположении скважин относительно зон по вариантам I и II (см. рис. 1). Соотношение вязкостей воды и нефти равно 0,5, длины и толщины зон 1 и 2, а также их пористости – одинаковые, отношение проницаемостей зон 1 и 2 равно 0,2. Вытеснение осуществляется по схеме Лейбензона – Маскета. В соответствии с критерием (1) из рис. 2 следует, что вариант I является неблагоприятным, вариант II – благоприятным. Аналитические выражения для  $KIN_I$  и  $KIN_{II}$  не приводятся из-за их громоздкости. Из рис. 2 также следует, что  $KIN_I \leq KIN_{II}$  при  $0 \leq t < \infty$ . Поэтому водонефтяной фронт в благоприятном варианте достигает линии отбора за время  $t_{вII}$ , меньшее, чем в  $t_{вI}$  в неблагоприятном случае. Отмеченное объясняется тем, что средняя по времени проводимость водонефтяной смеси в благоприятном случае больше, чем в неблагоприятном. Выражение для разности времен  $t_{вI}$  и  $t_{вII}$  имеет следующий вид:

$$t_{вII} - t_{вI} = \frac{1}{\Delta p} \left( \frac{1}{k_1} - \frac{1}{k_2} \right) (\mu_w - \mu_o) \bar{L}_1 \bar{L}_2, \quad (2)$$

где  $\bar{k}_1 = k_1 m_1 h_1^2$ ;  $\bar{k}_2 = k_2 m_2 h_2^2$ ;  $\bar{L}_1 = m_1 h_1 L_1$ ;  $\bar{L}_2 = m_2 h_2 L_2$ ;  $\mu_w, \mu_o$  – вязкость соответственно воды и нефти;  $L_1, L_2$  – длина зоны соответственно первой и второй.

Разность значений  $\Delta KIN(t) = KIN_{II}(t) - KIN_I(t)$  достигает максимума в момент  $t_{вII}$ , т.е.  $\Delta KIN_{max} = \Delta KIN(t_{вII})$ . Из формулы (2) собственно и следует критерий (1).

Как показывает анализ аналитического решения,  $\Delta KIN_{max} = \Delta KIN_{max}(\eta, \kappa)$  ( $\eta$  – отношение вязкости воды к вязкости нефти) возрастает при снижении  $\eta$  и параметра  $\kappa$ . В частности, при  $\eta \rightarrow 0$ , что соответствует вытеснению водой нефти очень большой вязкости, и  $\kappa \rightarrow 0$  значение  $\Delta KIN_{max}$  максимально и равно 0,75. Это означает, что за время, за которое в благоприятном случае из пласта вытесняется вся нефть, в неблагоприятном случае в нем остается еще 75 % нефти. Тем не менее зависимости КИН от закачанного объема воды  $V$  одинаковы для обоих вариантов размещения скважин в

зонах, т.е.  $KIN_{вI}(V) = KIN_{вII}(V)$ . Это справедливо как для схемы Лейбензона – Маскета, так и для схемы Баклея – Леверетта.

Структуру потоков на месторождениях, обусловленную взаимным расположением скважин и распределением в пласте фильтрационно-емкостных параметров, во многих случаях лишь приближенно можно считать одномерной. Влияние расположения скважин в зонах для двумерного потока при вытеснении нефти по схеме Баклея – Леверетта демонстрируется на следующем примере. На рис. 3 представлены результаты численного расчета вытеснения нефти водой для случая размещения нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне, а добывающей – в низкопроницаемой. Движение водонефтяного фронта зафиксировано в два момента времени. Отмечается ярко выраженный языкообразный характер прорыва воды к добывающей скважине.

Вариант расчета с размещением нагнетательной скважины в низкопроницаемой зоне, а добывающей скважины в высокопроницаемой представлен на рис. 4. В данном случае язык обводнения не образуется и конфигурация водонефтяного фронта имеет существенно более равномерный характер. Так, в варианте I в зоне нагнетания формируются сходящиеся линии тока, в варианте II – расходящиеся. Очевидно, что с точки зрения охвата пласта воздействием случай с расходящимися линиями тока предпочтительнее.

При исследовании зависимости КИН от обводненности для двух описанных вариантов размещения скважин была установлена существенная разница в величине безводного КИН: в варианте I – 0,25, в варианте II – 0,35. Конечный КИН для варианта II также превысил аналогичный показатель для варианта I.

Приведенные расчеты были выполнены для  $\eta = 0,1$ . Как отмечалось выше, а также в работах [1-3], влияние размещения до-

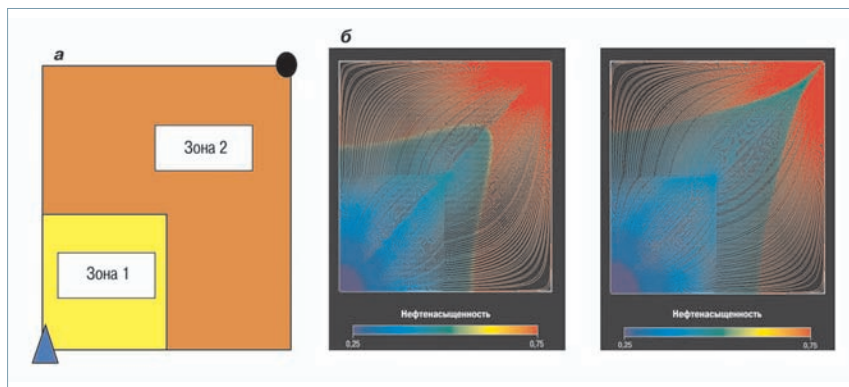


Рис. 3. Схематическое изображение зон (а) и конфигурация водонефтяного фронта (б) для неблагоприятного варианта размещения скважин I ( $\kappa=10$ )

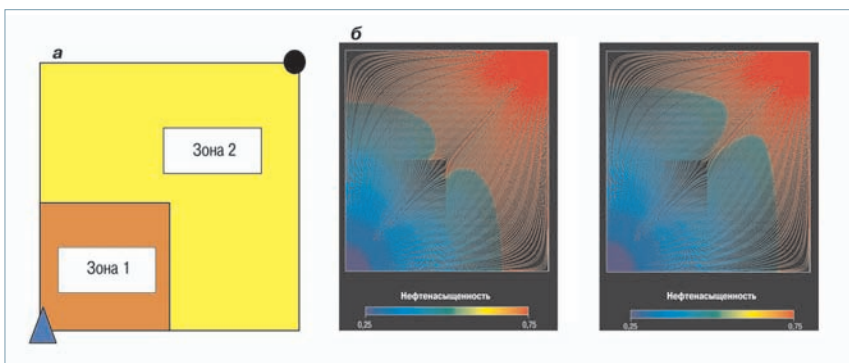


Рис. 4. Схематическое изображение зон (а) и конфигурация водонефтяного фронта (б) для благоприятного варианта размещения скважин II ( $\kappa=0,1$ )

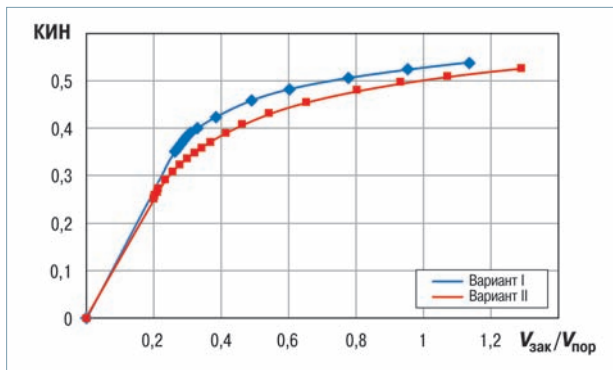


Рис. 5. Зависимость КИН от отношения объема закачанной воды  $V_{зак}$  к поровому объему пласта  $V_{пор}$

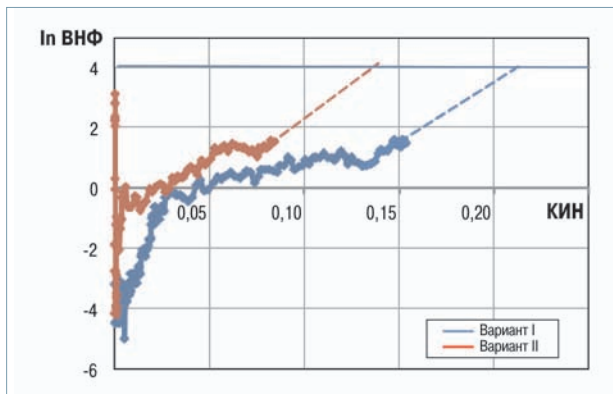


Рис. 6. Характеристика вытеснения для групп скважин с благоприятным и неблагоприятным взаимным расположением (ВНФ – водонефтяной фактор)

бывающих и нагнетательных скважин на эффективность выработки запасов существенно возрастает с увеличением вязкости нефти. На примере решения одномерной 1D задачи было отмечено, что КИН для варианта I не больше, чем для второго  $КИН_{вл}(t) \leq КИН_{вл}(t)$ , но при этом  $КИН_{вл}(V) = КИН_{вл}(V)$ . Из рис. 5 видно, что  $КИН_I \leq КИН_{II}$ . Рассматриваемый пример подтверждает, что влияние взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в 2D случае не уменьшается по сравнению с 1D случаем.

С использованием критерия (1) по основному фонду объекта Ю<sub>1-2</sub> одного из месторождений Казахстана были сформированы группы пар скважин с благоприятным и неблагоприятным взаимным расположением. В благоприятную группу отбирались пары, для которых  $\kappa < 1$ , в неблагоприятную – с  $\kappa > 1$ . В результате в выборку благоприятного расположения скважин попали 32 пары, неблагоприятного расположения – 58 пар.

Исследование характеристики вытеснения для групп скважин с благоприятным и неблагоприятным взаимным расположением относительно фильтрационно-емкостных неоднородностей пласта в координатах КИН – обводненность показала более эффективную выработку запасов в благоприятной группе. Из рис. 6, на котором приведена характеристика вытеснения в координатах lnВНФ – КИН, следует, что ожидаемый КИН для благоприятной группы составляет 0,21, а для неблагоприятной – 0,14.

В таблице представлены средние показатели эффективности для двух групп скважин. Из нее видно, что показатели значительно лучше у группы скважин с благоприятным взаимным расположением, чем у группы скважин с неблагоприятным взаимным расположением.

Таким образом, на основе полученных точных решений одномерной задачи о вытеснении нефти водой из зонально-не-

Средние показатели	Взаимное расположение скважин	
	благоприятное	неблагоприятное
Накопленный ВНФ	2,2	3,0
Текущий КИН/Накопленная обводненность	0,54	0,46
Текущий КИН	0,2	0,14
Накопленная обводненность/Накопленная добыча нефти	0,033	0,09
КИН на момент достижения 10 %-ной обводненности	0,080	0,071

однородного пласта, эксплуатируемого галереями скважин, показано, что при изменении варианта размещения нагнетательного и добывающего рядов в зонально-неоднородном пласте различие КИН может достигать 75 %.

Выполненный на примере одного из месторождений Казахстана анализ подтвердил применимость критерия эффективности взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин с учетом проницаемости, толщины и пористости пласта в условиях реальных месторождений. Использование предложенного критерия позволит целенаправленно изменять систему размещения скважин в направлении максимизации их пар с благоприятным расположением относительно фильтрационно-емкостных свойств пласта.

#### Список литературы

1. Пономарев А.Г. Исследование эффективности систем разработки при заводнении зонально-неоднородных пластов: дисс. канд. техн. наук. – М., 1978. – 162 с.
2. Оптимизация системы расстановки скважин с учетом неоднородности объекта на поздней стадии его разработки/О.Н. Пичугин, И.Э. Мандрик, В.В. Гузеев, С.В. Никифоров и (др.)//Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. Российско-европейский семинар. – Тюмень, 2004.
3. Никифоров С.В. Оптимизация систем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации: дисс. канд. техн. наук. – Тюмень, 2006. – 158 с.
4. Родионов С.П., Соляной П.Н., Косяков В.П. Исследование эффективности различных схем расстановки скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте//53-я научная конференция МФТИ Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук. – Ч. III. – Т. 2. – М.: МФТИ, 2010. – 168 с.

#### Reference

1. Ponomarev A.G. *Issledovanie effektivnosti sistem razrabotki pri zavodnenii zonal'no-neodnorodnykh plastov* (Investigation of the effectiveness of development in flooding zone-inhomogeneous layers): Thesis of candidate of technical sciences, Moscow, 1978, 162 p.
2. Pichugin O.N., Mandrik I.E., Guzeev V.V., Nikiforov S.V., et al., *Optimizatsiya sistem rasstanovki skvazhin s uchetom neodnorodnosti ob'ekta na pozdней stadii ego razrabotki* (Optimization of well placement, taking into account the inhomogeneity of the object at a late stage of its development), Russian-European seminar "Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy na pozdней stadii ekspluatatsii", Tyumen', 2004.
3. Nikiforov S.V., *Optimizatsiya sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdней stadii ekspluatatsii* (Optimizing systems for the development of oil fields in the late stage of operation): Thesis of candidate of technical sciences, Tyumen', 2006, 158 p.
4. Rodionov S.P., Solyanoy P.N., Kosyakov V.P., *Issledovanie effektivnosti razlichnykh skhem rasstanovki skvazhin v zonal'no-neodnorodnom neftyanom plaste* (Investigation of the effectiveness of various schemes in the placement of wells zone-inhomogeneous oil reservoir) 53th scientific conference MFTI "Sovremennye problemy fundamentalnykh i prikladnykh nauk", Part III, V. 2, Moscow: Publ. of MFTI, 2010, 168 p.