

Ю. А. Ведерникова, И. Г. Соловьев

Моделирование взаимного влияния скважин для участка нефтяного месторождения

Работа посвящена вопросу оценки состояния скважинных систем с учетом взаимовлияния скважин. Рассматривается участок нефтяного месторождения, эксплуатируемого с помощью трехрядной системы заводнения. Приводятся основные уравнения гидродинамической модели для такого участка и результаты модельных испытаний. Предложенная модель может быть использована для регулирования режимов разработки участков нефтяных месторождений.

Одной из актуальных проблем управления разработкой нефтяных месторождений с применением технологии заводнения является своевременная и корректная оценка состояния скважинных систем (СС), отражающая наиболее важные показатели разработки — распределение давлений на забоях нагнетательных и добывающих скважин, дебиты скважин и расход нагнетаемой в пласт воды.

Типовые модели СС устанавливают зависимость между расходными параметрами восходящих потоков газожидкостной смеси (ГЖС) и распределением давлений вдоль ствола скважины при заданном среднепластовом давлении [2, 9]. Однако реально среднепластовые давления в районе скважин остаются неизвестными и определяются уровнями взаимовлияния скважин [1, 4–7]. Поэтому при исследовании параметров скважин и выработке правил эксплуатации локальных участков нефтяных месторождений модель СС должна учитывать более широкую группу факторов.

В настоящее время существует ряд моделей, позволяющих оценить распределение давления в пласте (модель фильтрационных сопротивлений Борисова Ю. П. [9], модель суперпозиции полей [8], сеточные модели пласта [5] и др.). Анализируя их, можно сделать вывод, что современная технология разработки нефтяных месторождений объединяет ряд задач, главными из которых являются:

- 1) управление фильтрационными токами в пласте;
- 2) управление подъемом ГЖС в скважинах;
- 3) управление движением газожидкостных смесей в нефтесборных коллекторах;
- 4) управление энергоснабжением.

Доступные измерения параметров состояния устья скважин (схемы первичного контроля) отражают условия работы одновременно всех названных подсистем. Поэтому анализ нережимных условий эксплуатации СС по результатам измерений доступных параметров и последующая выработка управленческих решений должны учитывать совокупность главных действующих факторов. Механическое объединение вышеназванных моделей [3] приводит к очень сложным соотношениям, не приспособленным для целей оперативного анализа, диагностики и регулирования.

В данной работе рассматривается математическая модель локального участка месторождения, объединяющая главные действующие факторы эксплуатации. Мера сложности описания определяется задачами ее последующего использования для оперативной диагностики и управления.

Особенности разрабатываемой модели:

1. Участок месторождения рассматривается как единая система «продуктивный пласт — скважины — нефтесборный коллектор».
2. При получении модели используется метод электрогидродинамической аналогии (ЭГДА).

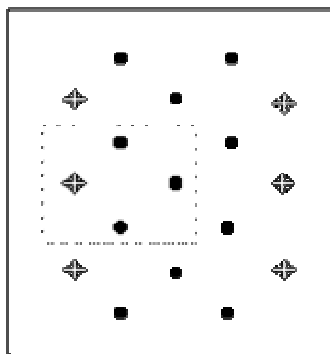


Рис. 1. Трехрядная система разработки

- ☒ — нагнетательная скважина;
● — эксплуатационная скважина

В качестве примера рассмотрим месторождение, разрабатываемое с помощью классической трехрядной системы заводнения [5]. Используя симметрию токов, выделим участок, включающий одну нагнетательную и три эксплуатационных скважины (рис. 1).

Для простоты анализа будем предполагать, что между закачиваемыми и добываемыми объемами соблюдается баланс.

Принятая эквивалентная схема замещения, построенная по методу ЭГДА для линейной модели участка пласта, представлена на рис. 2. На схеме выделены компоненты вектора состояния расходов по нагнетанию q_1 и добыче q_2, q_3, q_4 .

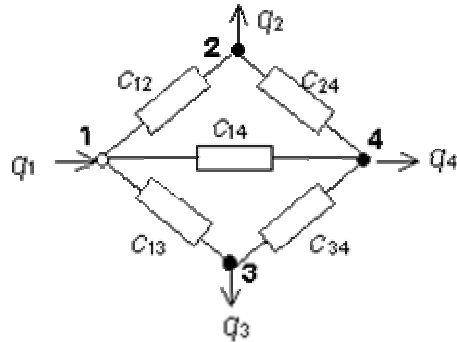


Рис. 2. Схема замещения пласта для участка месторождения: 1 — нагнетательная скважина; 2–4 — эксплуатационные скважины; $C_{12}, C_{13}, C_{14}, C_{24}, C_{34}$ — гидропроводности между скважинами

Для рассматриваемого расположения скважин система уравнений пласта, составленная по аналогии с первым законом Кирхгофа, будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{cases} C_{12}(p_1 - p_2) + C_{13}(p_1 - p_3) + C_{14}(p_1 - p_4) = q_1; \\ -C_{12}(p_1 - p_2) + C_{24}(p_2 - p_4) = -q_2; \\ -C_{13}(p_1 - p_3) + C_{34}(p_3 - p_4) = -q_3; \\ -C_{24}(p_2 - p_4) + C_{34}(p_3 - p_4) - C_{14}(p_1 - p_4) = -q_4, \end{cases} \quad (1)$$

где p_1, p_2, p_3, p_4 — пластовые давления в точках скважин; $C_{12}, C_{13}, C_{14}, C_{24}, C_{34}$ — гидропроводности между скважинами.

Модель СС и нефтесборного коллектора, которая связывает гидродинамические характеристики по расходу «верха», также представлена схемой замещения (рис. 3), где введены следующие обозначения:

p_n — давление в нефтесборном коллекторе;
 p_y — устьевые давления скважин;
 p_c — давления в забоях скважин;
 p — линейные давления пласта в точках скважин;
 p_b — эквивалентные давления, определяемые разностью давлений в забоях и давлений столбов газожидкостной смеси (ГЖС) в скважинах;

P_1 — напор, создаваемый насосом;

Δp — вес столба ГЖС в скважинах;

R_L — сопротивление внешних линий, включая устьевые штуцеры;

Z_c — гидродинамические сопротивления призабойных зон скважин;

q_1 — расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину;

q_2, q_3, q_4 — дебиты эксплуатационных скважин.

Для рис. 3 вектор расходных характеристик скважин может быть записан в виде

$$\mathbf{q} = [q_1 \quad -q_2 \quad -q_3 \quad -q_4]^T, \quad (2)$$

где T — операция транспонирования.

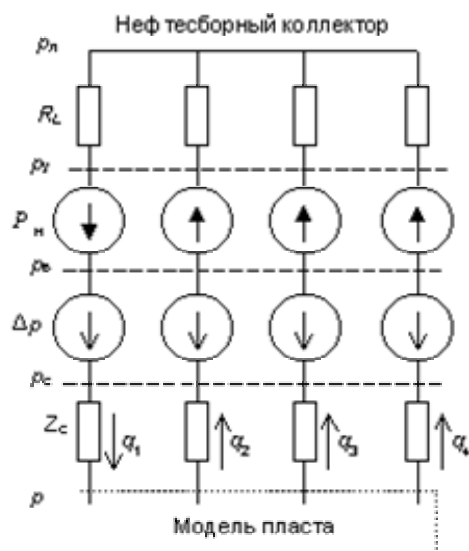


Рис. 3. Схема замещения для участка нефтяного месторождения, составленная с помощью метода ЭГДА

Из рис. видно, что давление в нефтесборном коллекторе считается постоянным и его значение принято равным p_n .

Если линейная модель пласта описывается более сложными (детальными) схемами замещения с вектором распределения давления в пласте \mathbf{p} размерности N , то по аналогии с (1) связь между расходными характеристиками в скважинах и давлениями в узловых точках пласта может быть представлена системой линейных алгебраических уравнений в виде

$$\mathbf{C}\mathbf{p} = \mathbf{\theta}\mathbf{q}, \quad (3)$$

где \mathbf{C} — матрица гидропроводностей. Например, для (1) она имеет вид

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} C_{12} + C_{13} + C_{14} & -C_{12} & -C_{13} & -C_{14} \\ -C_{12} & C_{12} + C_{24} & 0 & -C_{24} \\ -C_{13} & 0 & C_{13} + C_{34} & -C_{34} \\ -C_{14} & -C_{24} & -C_{34} & C_{14} + C_{24} + C_{34} \end{bmatrix},$$

\mathbf{q} — вектор расходных характеристик скважин размерности n , составленный по аналогии с (2); $\mathbf{\theta}$ — индикаторная матрица, связывающая узловые точки сеточной модели пласта с местами расположения скважин, в виде

$$\mathbf{\theta} = [\mathbf{\theta}_1 \quad \mathbf{\theta}_2 \quad \dots \quad \mathbf{\theta}_n], \quad \mathbf{\theta}_i = [0 \quad \dots \quad 1 \quad \dots \quad 0]^T,$$

m_i

\longleftrightarrow
 m_i

где, в свою очередь, m_i — номер узла i -й скважины.

Поскольку система (1) устанавливает зависимость между расходными характеристиками и разностью давлений в пласте, то результирующие решения данной системы оказываются инвариантными к постоянному смещению давления одновременно во всех узловых точках пласта. А это значит, что справедливо равенство $\mathbf{C}\mathbf{1}_N = \mathbf{0}$, что свидетельствует о вырожденности матрицы \mathbf{C} .

Введем вектор \mathbf{p}_0

$$\mathbf{p}_0 = \mathbf{p} - \mathbf{1}_N p_n$$

Тогда (2) может быть переписано в виде

$$C\mathbf{p}_0 = \theta\mathbf{q}. \quad (4)$$

Давление в точках скважин можно также выразить через индикаторную матрицу скважин: $\theta^T \mathbf{p}$.
С учетом введенных обозначений модель скважинной системы [2] для моделируемого участка может быть представлена в виде

$$\begin{cases} \mathbf{p}_c = \theta^T \mathbf{p} + Z_c \mathbf{q}, \\ \mathbf{p}_b = \mathbf{p}_c - \Delta \mathbf{p}, \\ \mathbf{p}_y = \mathbf{p}_b - \mathbf{P}_n; \\ \mathbf{1}_n \rho_n = \mathbf{p}_y + R_L \mathbf{q}, \end{cases} \quad (5)$$

где \mathbf{p}_c — вектор давлений в забоях скважин; Z_c — диагональная матрица гидродинамических сопротивлений призабойных зон скважин, $Z_c(s) = (Ts + I_n)^{-1} R_c$, где, в свою очередь, s — оператор Лапласа; $\Delta \mathbf{p}$ — вектор веса столбов жидкости в скважинах (это значение может варьироваться в зависимости от уровня обводненности); \mathbf{p}_b — вектор эквивалентных давлений, определяемых разностью давлений в забоях и давлений столбов ГЖС в скважинах; \mathbf{P}_n — вектор давлений, создаваемых насосами (для примера, показанного на рис. 1, $\mathbf{P}_n = [\mathbf{P}_{n_1} \quad -\mathbf{P}_{n_2} \quad -\mathbf{P}_{n_2} \quad -\mathbf{P}_{n_4}]^T$, для фонтанных скважин или при отсутствии насоса в скважине соответствующий элемент вектора \mathbf{P}_n обнуляется); \mathbf{p}_y — вектор давлений на устьях скважин; \mathbf{p}_n — вектор давлений в нефтесборном коллекторе; R_L — диагональная матрица сопротивлений внешних линий.

После суммирования уравнений системы (5) и преобразования получаем:

$$\theta^T \mathbf{p} - \mathbf{1}_n \rho_n = \theta^T (\mathbf{p} - \mathbf{1}_n \rho_n) = \theta^T \mathbf{p}_0 = \Delta \mathbf{p} + \mathbf{P}_n - R_L \mathbf{q} - \mathbf{v}_c. \quad (6)$$

где $\mathbf{v}_c = Z_c \mathbf{q}$, $(Ts + I_n) \mathbf{v}_c = R_c \mathbf{q}$.

Объединяя (4), (6) и (7), запишем искомую систему уравнений:

$$\begin{cases} C\mathbf{p}_0 = \theta\mathbf{q}, \\ \theta^T \mathbf{p}_0 = \Delta \mathbf{p} + \mathbf{P}_n - R_L \mathbf{q} - \mathbf{v}_c; \\ (Ts + I_n) \mathbf{v}_c = R_c \mathbf{q}. \end{cases} \quad (8)$$

Выразив \mathbf{q} из (6),

$$\mathbf{q} = R_L^{-1} (-\theta^T \mathbf{p}_0 + \Delta \mathbf{p} + \mathbf{P}_n - R_L \mathbf{q} - \mathbf{v}_c), \quad (9)$$

и подставив в (4), с учетом того что $\theta^T \theta = I_n$, получаем

$$(C + \theta R_L^{-1} \theta^T) \mathbf{p}_0 = \theta R_L^{-1} (\Delta \mathbf{p} + \mathbf{P}_n - \mathbf{v}_c). \quad (10)$$

Отсюда система (8) может быть переписана в виде

$$\begin{cases} \mathbf{p}_0 = (C + \theta R_L^{-1} \theta^T)^{-1} \theta R_L^{-1} (\Delta \mathbf{p} + \mathbf{P}_n - \mathbf{v}_c); \\ (Ts + I_n) \mathbf{v}_c = R_c \theta^T C \mathbf{p}_0; \\ \mathbf{q} = \theta^T C \mathbf{p}_0. \end{cases} \quad (11)$$

Систему уравнений (11) можно рассматривать как гидродинамическую модель участка месторождения, которая одновременно учитывает характеристики продуктивного пласта (C , Z_c , ρ), скважины (q , Δp , P_n) и нефтепромыслового коллектора (R_L , P_n).

Заметим, что на практике P_n — не постоянная величина, а функция q [2] $P_n = P_n(q)$. В этом случае полученная система уравнений (11) является нелинейной,

$$p_0 = (C + \theta R_L^{-1} \theta^T)^{-1} \theta R_L^{-1} (\Delta p + P_n(\theta^T C p_0) - v_c), \quad (12)$$

и не может быть решена явно.

В линеаризованном случае в установившемся режиме $v_c = R_c q$. Тогда из (18) получаем

$$p_0 = (C + \theta(R_L + R_c)\theta^T)^{-1} \theta(R_L + R_c)^{-1} (\Delta p + P_n). \quad (13)$$

Была разработана вычислительная схема для участка месторождения согласно рис. 2 и 3 и проведены модельные испытания для разных режимов работы оборудования и различных значений параметров. Результаты расчетов двух примеров вынесены на рис. 4а, б. Исходные данные для расчетов приведены в табл. Напор, создаваемый насосом в эксплуатационной скважине 3, для первого режима (см. рис. 4а) принят равным 17 МПа, а для второго (см. рис. 4б) — 8 МПа. Графики зависимости давления от глубины скважин иллюстрируют изменения давлений в характерных точках СС, рассчитанных на основании (13).

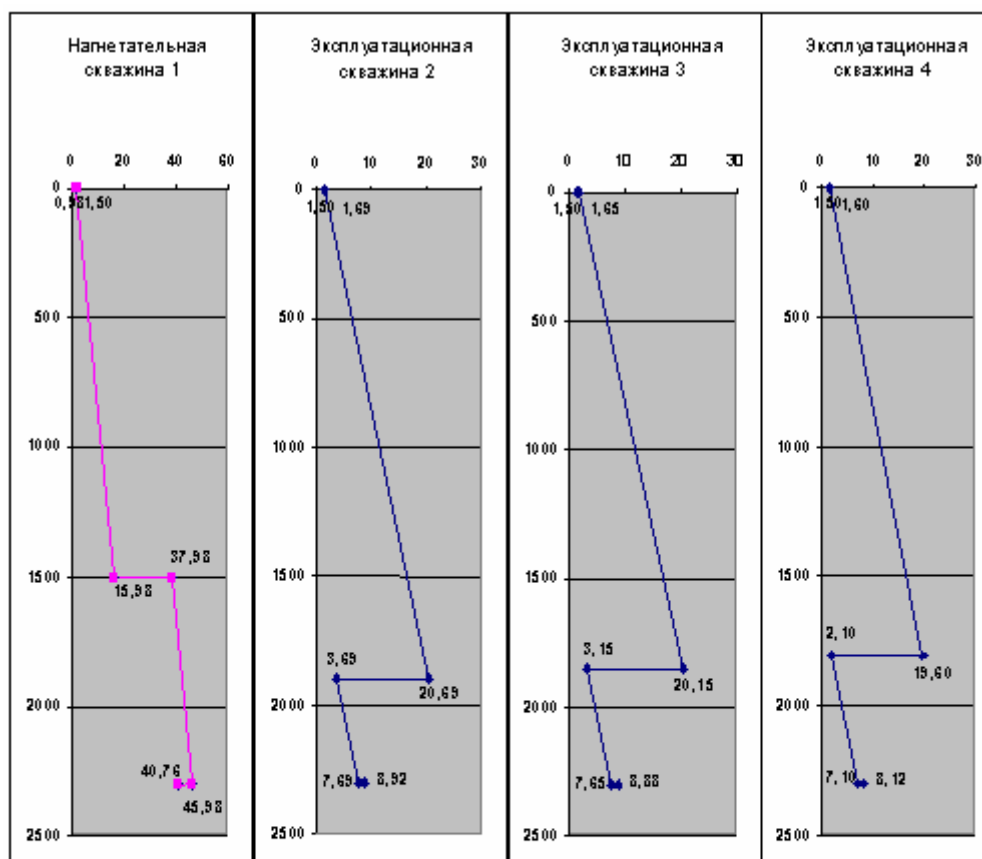
Исходные данные

Параметр	Значение				
	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3	Скв. 4	
Напор, создаваемый насосом, P_n , МПа					
— режим 1 (рис. 4а)	22	17	17	17,5	
— режим 2 (рис. 4б)	22	17	8	17,5	
Вес столба ГЖС в скважинах ΔP , МПа	23	23	23	23	
Сопротивление внешних линий, включая устьевые штуцеры, R_L , МПа·сут/м ³	0,003	0,003	0,0025	0,002	
Внутренние фильтрационные сопротивления R_c , МПа·сут/м ³	0,03	0,02	0,02	0,02	
Давление в нефтесборном коллекторе p_n , МПа	1,5				
Гидропроводности, м ³ /МПа·сут	C_{12}	C_{13}	C_{14}	C_{24}	C_{34}
	2	2	1,43	2,5	2,85

В заключение отметим, что предложенная модель при внешней простоте является комплексной и многофакторной, так как позволяет оценить состояние СС в зависимости от параметров пласта и нефтесборного коллектора.

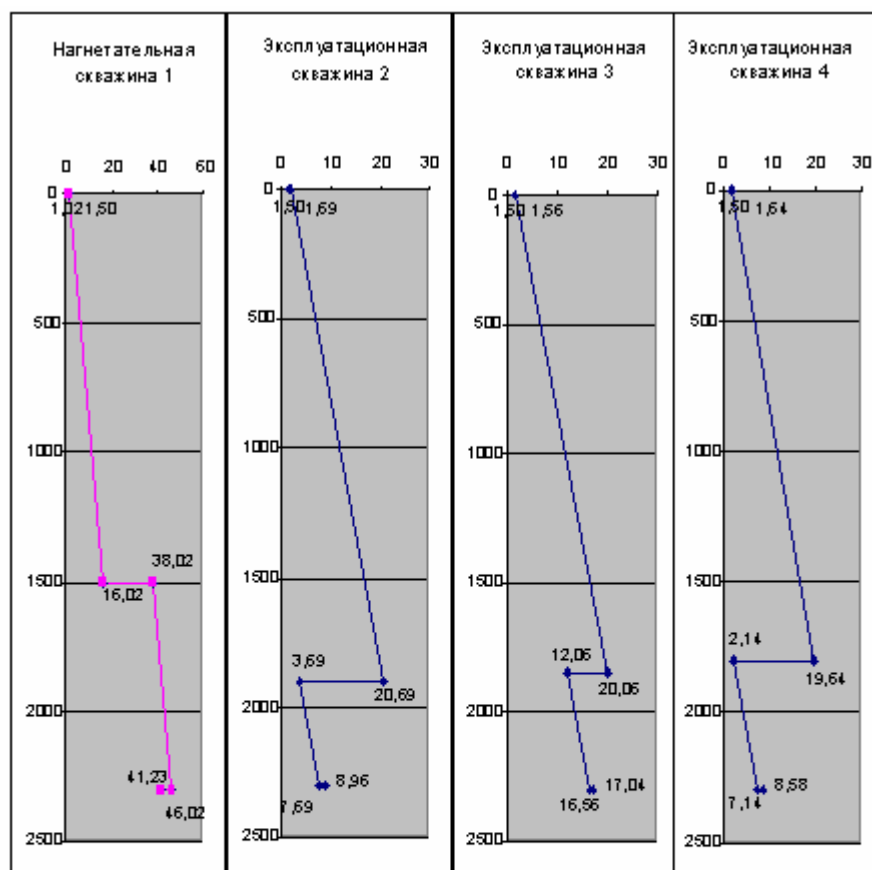
Полученный результат может быть использован при решении широкого круга задач эксплуатации месторождений, таких как:

- 1) диагностика нережимных условий работы СС с учетом факторов взаимовлияния близко расположенных скважин;
- 2) регулирование режимов разработки локально ограниченных эксплуатационных участков



Параметр	Значения			
	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3	Скв. 4
Дебит (расход), м ³ /с	174,04	61,67	61,55	50,82
Пластовое давление, МПа	40,76	8,92	8,88	8,12
Давление на забое, МПа	45,98	7,69	7,65	7,10
Давление на входе насоса, МПа	15,98	3,69	3,15	2,10
Давление на выходе насоса, МПа	37,98	20,69	20,15	19,60
Давление на устье, МПа	0,98	1,69	1,65	1,60

Рис. 4а. Графики зависимости давления от глубины скважин и значения дебитов и давлений для СС участка месторождения (режим 1)



Параметр	Значения			
	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3	Скв. 4
Дебит (расход), м ³ /с	159,57	63,58	24,19	71,79
Пластовое давление, МПа	41,23	8,96	17,4	8,58
Давление на забое, МПа	46,02	7,69	16,56	7,14
Давление на входе насоса, МПа	16,02	3,69	12,06	2,14
Давление на выходе насоса, МПа	38,02	20,69	20,06	19,64
Давление на устье, МПа	1,02	1,69	1,56	1,64

Рис. 46. Графики зависимости давления от глубины скважин и значения дебитов и давлений для СС участка месторождения (режим 2)

ЛИТЕРАТУРА

1. Батулин Ю. Е., Майер В. П., Телишев А. Г. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: ВНИИОЭНГ, 1983. 59 с.
2. Ведерникова Ю. А., Соловьев И. Г. Разработка и использование гидродинамических моделей скважинных систем, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов // Вестник кибернетики. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. Вып. 1. С. 85–91.
3. Временное руководство по определению забойного и пластового давления в скважинах механизированного фонда по данным измерений устьевого давления, динамического и статического уровней и давления у приема насоса. РД 39-0147035-212-87. М.: ВНИИ им. академика Крылова, 1987. 86 с.
4. Динамика геолого-технических комплексов в нефтегазодобыче. М.: Наука, 1993. 272 с.; Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2002. 140 с.
5. Методика расчета забойного давления и потенциального дебита скважин. Уфа: Уфим. филиал ООО «ЮганскНИПИнефть», 2001. 73 с.
6. Мясников Н. С. Управление разработкой нефтяного месторождения. Математическая модель управления и принципы размещения контрольно-регулирующих комплексов систем на скважинах месторождения // Вопросы создания систем контроля и управления в нефтедобыче и в нефтехимии. Казань: Изд-во Каз. ун-та, 1979. С. 10–23.

7. *Разработка* и внедрение методики расчета забойного и пластового давления в нефтяном месторождении и построение карт изобар / Отчет по договору № НФ 1599-02 01/48 (Д.01.121.01). Уфа: Уфим. филиал ООО «ЮганскНИПИнефть», 2001. 128 с.

8. *Сохошко С. Х.* К расчету поля давлений при блочной системе заводнения // Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов Западной Сибири: Межвуз. сб. научных тр. Тюмень: ТИИ, 1989. С. 77–80.

9. *Справочное* руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Адриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недра, 1983. 455 с.

Yu. A. Vedernikova, I. G. Solovyev

***MODELING MUTUAL INFLUENCE BETWEEN OIL WELLS
IN RELATION TO AN OIL PROSPECT***

The article is devoted to a question of assessing the state of oil well systems with regard to mutual influence between wells. Subject to consideration being an oil prospect developed by means of a triple flooding system. The paper quotes essential equations of a hydrodynamic model for such prospect, together with bench testing results. The suggested model could be of use to regulate processes of development of oil prospects.