© С.А. Константинова, С.В. Топоркова, В.А. Карабатов, 2006

УДК 622.831+622.323

С.А. Константинова, С.В. Топоркова, В.А. Карабатов

*ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ НЕФТЕНОСНОГО ПЛАСТА ПО ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ДИНАМИКУ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

Неоднородность по проницаемости нефтеносного пласта – явление естественное. Она может быть непрерывно-неоднородной, кусочно-однородной и кусочно-неод-нородной [1]. В реальных нефтяных пластах вышеперечисленные классические виды неоднородностей редко встречаются в чистом виде. В этой связи исследования неоднородности нефтяного пласта по проницаемости проводят, принимая ту или иную модель.

На рис. 1 приведена схематическая карта Чашкинского нефтяного месторождения в Пермском крае, которое территориально совмещено в плане с Верхнекамским месторождением калийных и калийно-магниевых солей (ВКМКС). В данном примере актуальна проблема геодинамической безопасности недр, так как резкий перепад внутрипластового давления при добыче нефти может иметь негативные последствия для калийного месторождения.

На рис. 1 показан контур нефтеносности Тульско-Бобриковского пласта в районе Чашкинского месторождения, нагнетательные и эксплуатационные скважины.

Чашкинское месторождение эксплуатируется с 1978 года методом вытеснения нефти водой. На начало 2001 г. действующий фонд насчитывал 16 добывающих и 4 нагнетательные скважины. Среди добывающих скважин на данный момент работает одна фонтанная – скважина №11 с довольно большим дебитом. На остальных откачка нефти идет с помощью насосов. В таблице режимы работы нагнетательных скважин приняты условно из-за конфиденциальности исходных данных.

Для случая однородного по проницаемости нефтяного пласта задача о динамике пластового давления на Чашкинском нефтяном месторождении поставлена и решена в [2] при следующих исходных данных: мощность пласта – 10,2 м; коэффициент пьезопроводности – 0,162 $м^2/с$; приведенный радиус скважин – 0,862 м; начальное пластовое давление – 180,9 ат = $18{,}2709 \cdot 10^6$ Па; динамическая вязкость нефти – 0,00150041745 Па·с; динамическая вязкость воды – 0,000980665 Па·с; плотность нефти – 7649,187 $Н/м^3$; плотность воды – 11836,62655 $Н/м^3$.

*Работа поддерживается Российским фондом фундаментальных исследований (проект 04-01-97511 Р-офи).

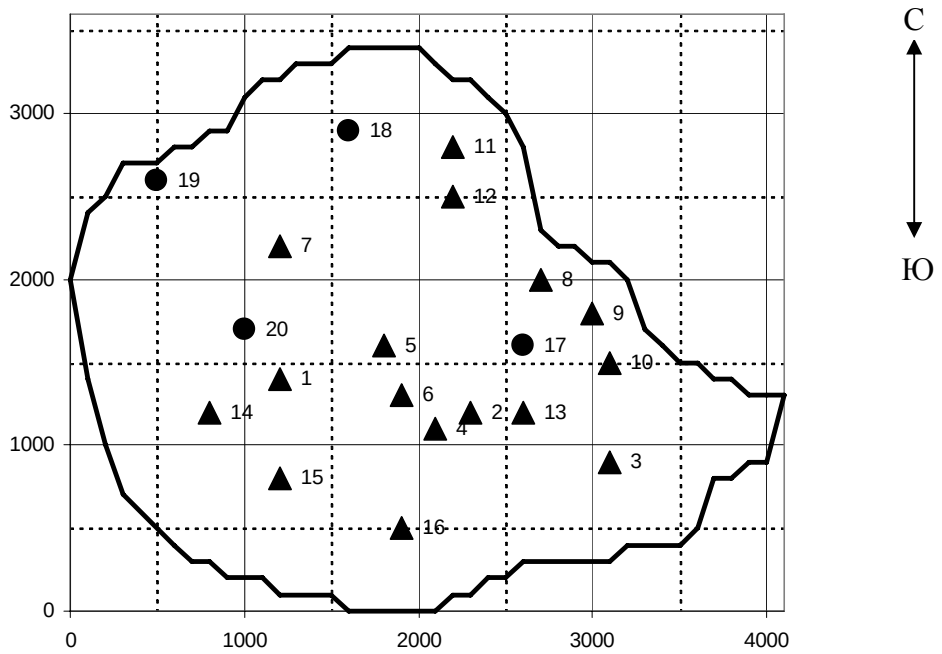

Рис. 1. Схематическая карта Чашкинского месторождения и система скважин вскрывающих Тульско-Бобриковский пласт:
▲1 – эксплуатационная скважина и ее номер; ●17 – нагнетательная скважина и ее номер

При решении задачи скважины заменялись точечным источником (стоком) с околоскважинной зоной при заданном расходе жидкости. Перепад давления в точках источника (стока) рассчитывался по формуле [1]:

$$\Delta p = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{2.248 \cdot \lambda t_1}{r^2}\right), \qquad (1)$$

где q – мощность стока (при q < 0) или источника (при q > 0), $м^3$/сек; k – коэффициент проницаемости пласта, $м^2$; h – мощность пласта, м; λ – коэф-фициент пьезопроводности, $м^2$/сек; t_1 – время работы скважины, сек; μ – вязкость добываемой (закачиваемой) жидкости, Па·сек; r – расстояние до скважины, м. При вычислении изменения пластового давления в собственно скважине, расстояние r заменялось радиусом скважины r_c.

Задача решалась методом переменных направлений [3].

На рис. 2 показаны изолинии перепада пластового давления Δp для однородного по проницаемости нефтяного пласта за 30 суток.

На рис. 2 прослеживается зависимость пиков изменения давления от режима работы добывающих и нагнетательных скважин в пласте.

Анализ результатов расчетов показал, что

- повышение давления происходит вследствие работы нагнетательных скважин, понижение – эксплуатационных;
- наибольшее повышение давления происходит в нагнетательной скважине №19, так как она находится практически на границе контура нефтенос-

Технологические режимы работы скважин, вскрывающих Тульско-Бобриковский пласт Чашкинского нефтяного месторождения

Эксплуатационные скважины			
№ скважины	**среднесуточный дебит (добыча), т/сут**		**работа/отдых, час/час**
	Жидкости	**Нефти**	
1	3.6	2.44	6/42
2	4.6	4.23	8/40
3	13	12.94	24/24
4	9.8	9.07	12/36
5	11.5	6.44	8/40
6	17.1	17.08	10/38
7	21.5	19.63	12/36
8	11.2	9.35	8/40
9	2.5	2.49	5/43
10	13.5	13.46	6/18
11	69.6	69.39	24/0
12	7.4	6.35	18/30
13	16.6	16.45	10/38
14	22.3	22.21	16/32
15	28.3	28.16	24/24
16	13.5	13.49	12/36
Нагнетательные скважины			
№ скважины	**среднесуточный объем воды при закачке, т/сутки**		**работа/отдых, час/час**
17	140		24/24
18	70		12/12
19	50		6/18
20	80		12/12

ности, и вблизи нее нет добывающих скважин, т.е. жидкость наг-нетается, эксплуатационные скважины далеко, вследствие чего давление повышается достаточно сильно;

- в других нагнетательных скважинах также наблюдается повышение давления, кроме скважины №17, так как вокруг нее находится много добывающих скважин, в которых давление падает;
- наибольшее падение давления наблюдается в эксплуатационной фонтанной скважине №11, которая имеет большой дебит и находится далеко от нагнетательных скважин.

Установлено, что эксплуатационные и нагнетательные скважины оказывают друг на друга взаимное влияние. Давление в эксплуатационных скважинах восстанавливается из-за притока к ним жидкости, а в нагнетательных – падает за время «отдыха» (см. таблицу) из-за оттока от них жидкости.

Рассчитанный среднемесячный спад давления по всем двадцати скважинам составил около 24 600 Па, что на 8,9 % больше среднестатистического. За 20 лет добычи нефти на Чашкинском месторождении пластовое давление упало с 23,62 МПа до 18,27 МПа, т.е. на 5,35 МПа. В среднем за год падение пластового давления составило 0,2675 МПа, а за 30 суток – 0,0223 МПа, что удовлетворительно совпадает с полученным численно в среднем по месторождению результатом (см. рис. 2).

Далее эта же задача была решена для случая кусочно-однородной среды (рис. 3).

Рассмотрим два случая: $k_1 > k_2$ и $k_1 < k_2$.

Пусть $\overline{\Omega}$ – замкнутый прямоугольник, Ω – полуоткрытый прямоугольник, S – множество граничных точек прямоугольника $\overline{\Omega}$, не принадлежащих Ω.

Требуется найти непрерывную на $\overline{\Omega}$ функцию распределения давления p(x,y,t), удовлетворяющую в области Ω уравнению неустановившейся филь-

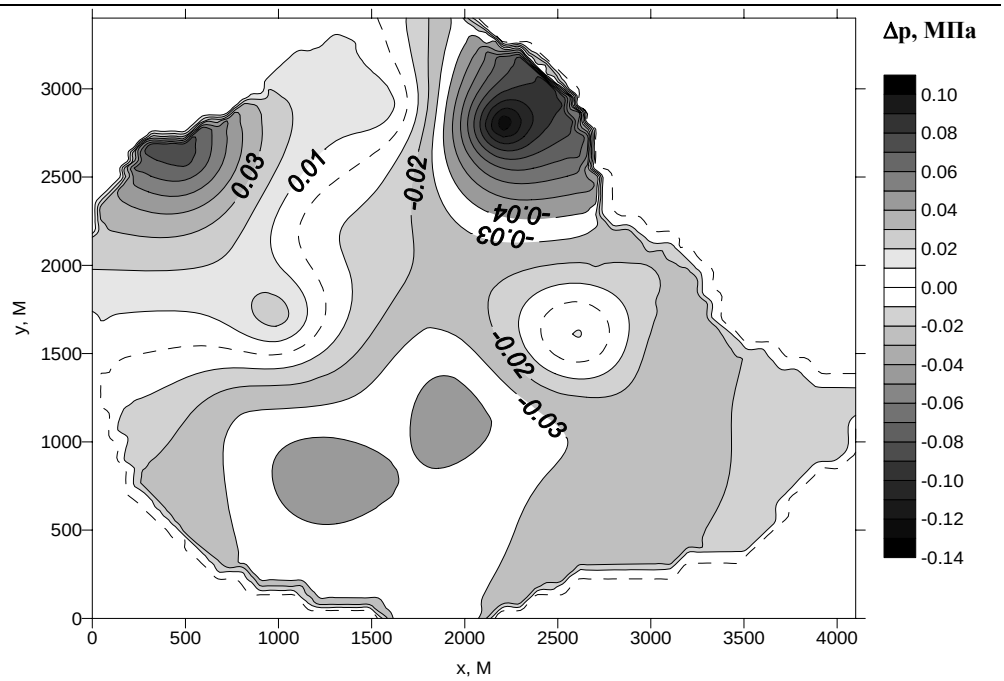

Рис. 2. Изолинии распределения Δp для однородного по проницаемости пласта; $k_{ср}$ = 0,425·10^{-12}м^2

трации упругой однородной жидкости в упругой неоднородной пористой среде [4]:

$$\frac{\partial}{\partial x}(k\frac{\partial p}{\partial x})+\frac{\partial}{\partial y}(k\frac{\partial p}{\partial y})=m\mu\beta'\frac{\partial p}{\partial t}, \qquad (2)$$

где $\beta'=\beta_ж+\frac{1}{m}\beta_c$, $\beta_ж$ – коэффициент объемного упругого расширения сжимаемой жидкости; β_c – коэффициент сжимаемости пористой среды; m – пористость среды.

Начальные условия для уравнения (2) имеют вид

$$p(x,y,0)=p_{н.п.}, \quad \forall(x,y)\in\Omega, \qquad (3)$$

Граничные условия имеют вид:

$$\frac{\partial p}{\partial \overline{n}}=0, \quad \forall(x,y)\in S \qquad (4)$$

$$k_1\frac{\partial p}{\partial \overline{n}_1}\bigg|_{\Omega_1}=k_2\frac{\partial p}{\partial \overline{n}_1}\bigg|_{\Omega_2} \quad \forall(x,y)\in S_1$$

$$k_1\frac{\partial p}{\partial \overline{n}_2}\bigg|_{\Omega_1}=k_2\frac{\partial p}{\partial \overline{n}_2}\bigg|_{\Omega_2} \quad \forall(x,y)\in S_2 \quad (5)$$

Ω_1 и Ω_2 – области с проницаемостью соответственно k_1 и k_2; S_1 и S_2 – поверхности (линии) разрыва проницаемости; $\overline{n}$ – нормаль к S; $\overline{n}_1$ – нормаль к S_1; $\overline{n}_2$ – нормаль к S_2.

В общем случае линии (поверхности) разрыва S_1 и S_2 заданы уравнениями:

S_1: $f_1(x,y)=0$; S_2: $f_2(x,y)=0$;

На каждой из линий S_1 и S_2, кроме условий (5) выполняется условие непрерывности функции давления p = p (x, y, t).

В области присутствуют воздействующие на функцию p (x, y, t) точки (x_i, y_i) стока с расходом q_i (i = $\overline{1,20}$), заданным в окрестности скважины $O_i \in \Omega$.

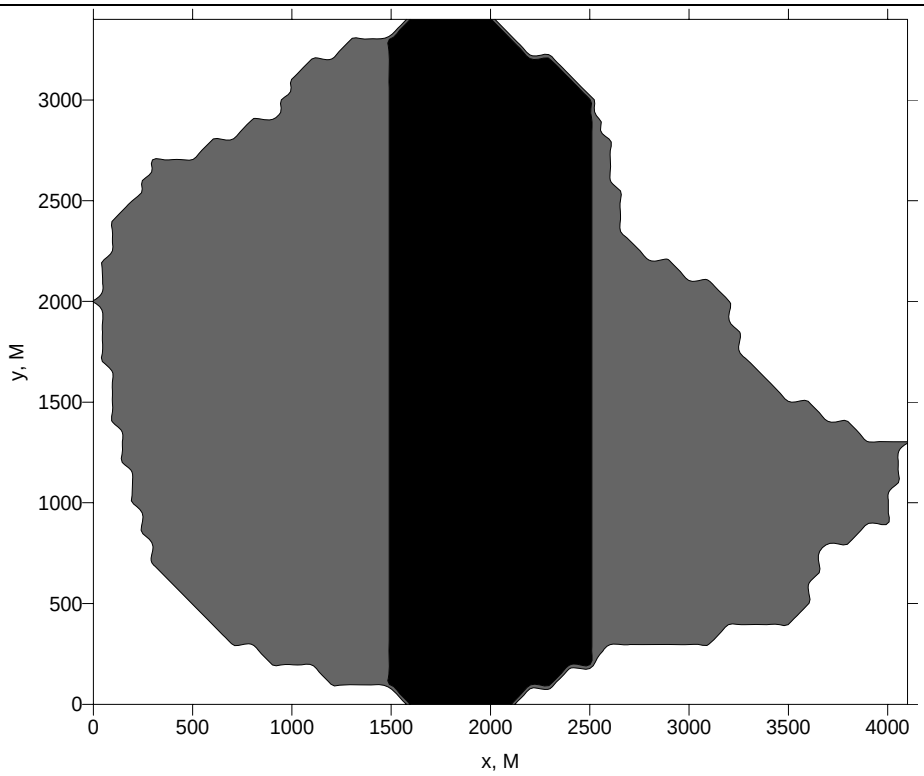

Рис 3. Схема неоднородности по проницаемости нефтяного пласта:
– проницаемость k_1; проницаемость k_2

Перепад давления Δp вычисляется по формуле (1) при условии, что в окрестности скважины проницаемость принимается постоянной.

Задача решается численно методом переменных направлений с переменными коэффициентами [5]. Результаты иллюстрируются на рис. 4, *а, б.*

Коэффициенты $\beta_ж$, $\beta_с$ и m входят в коэффициент пьезопроводности λ, который вычисляется по формуле

$$\lambda = \frac{k}{\mu(m\beta_ж + \beta_с)}, \qquad (6)$$

где k – коэффициент проницаемости пласта, μ – вязкость добываемой (закачиваемой) жидкости.

В расчетах полагали, что при k = $0{,}425 \cdot 10^{-12}$ м^2 коэффициент пьезопроводности составляет λ = 0,162 м^2/с.

Из рис. 4, *а* видно, что в добывающих скважинах 7 и 15, расположенных в зоне пониженной проницаемости, значение Δp снизилось. В нагнетательных скважинах 17, 19 и 20, расположенных в зоне пониженной проницаемости, значение Δp резко увеличилось. В добывающей скважине 11, которая находится в зоне повышенной проницаемости, значение Δp резко уменьшилось.

Среднемесячный спад давления по месторождению составил 0,0227 МПа, что с точностью до 0,5% соответствует фактическим данным.

Из рис. 4, *б* видно, что в добывающих скважинах 2, 4, 5, 6 и 16 в зоне пониженной проницаемости

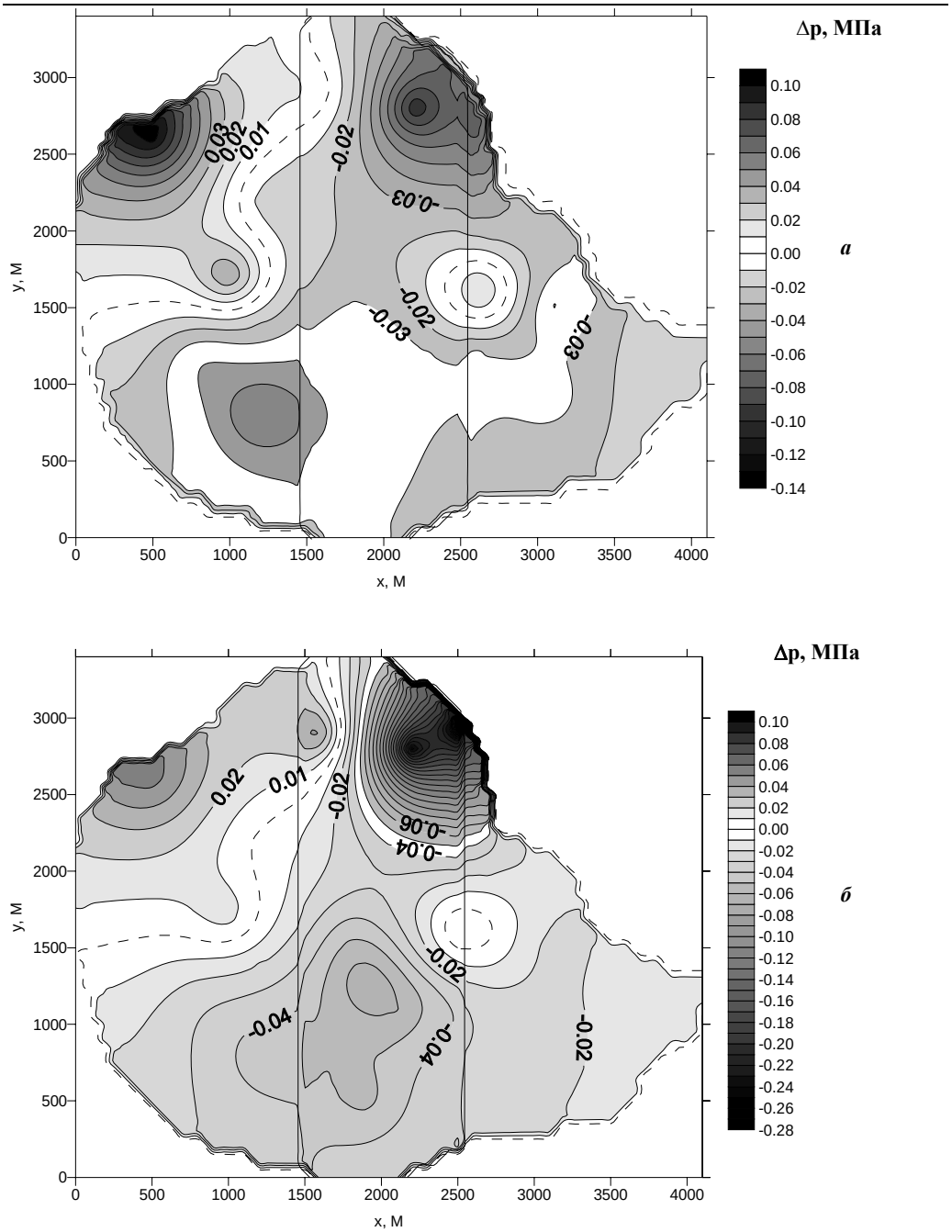

Рис. 4. Изолинии распределения Δp для неоднородного по проницаемости нефтяного пласта:
а – $k_1 = 0{,}325 \cdot 10^{-12}$ м^2; $k_2 = 0{,}547 \cdot 10^{-12}$ м^2 ; б – $k_1 = 0{,}548 \cdot 10^{-12}$ м^2; $k_2 = 0{,}275 \cdot 10^{-12}$ м^2.

значение Δp снизилось (см. рис. 2). В нагнетательных скважинах 19 и 20, расположенных в зоне повышенной проницаемости, значение Δp несколько снизилось, а в нагнетательной скважине 18, благодаря попаданию ее в область с пониженной проницаемостью, значение Δp увеличилось. Из-за влияния добывающей скважины 15 в зоне повышенной проницаемости нефтяного пласта в скважинах 1 и 14 значение Δp уменьшилось. Существенно, что из-за низкой проницаемости пласта давление в фонтанной скважине 11 и в расположенной рядом скважине 12 снизилось более, чем в 2 раза.

В целом можно сказать, что в зонах с большей проницаемостью нефтяных пластов добывающие и нагнетательные скважины хорошо взаимодействуют и пластовое давление не имеет больших перепадов. В зонах же с пониженной проницаемостью взаимовлияние добычных и нагнетательных скважин уменьшается, что приводит к существенным перепадам пластового давления.

Следует отметить, что значение перепада пластового давления $\Delta p = p(x, y, t) - p_{н.п.}$ характеризует техногенные нагрузки на недра при эксплуатации нефтяных месторождений. Корректный учет неоднородности нефтяного пласта по проницаемости, основанный на фактических исходных данных, повысит точность оценки техногенных нагрузок, что имеет достаточно большое практическое значение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Желтов Ю.П.* Механика нефтегазового пласта. – М.: Недра. – 1975.
2. *Константинова С.А., Топоркова С.В.* О возможности управления техногенными нагрузками на недра при эксплуатации нефтяных месторождений.// Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ. – 2006. – №3
3. *Волков Е.А.* Численные методы. – М.: Наука. – 1982.
4. *Вахитов Г.Г.* Разностные методы решения задач разработки нефтяных месторождений. – Л.: Недра. – 1971.
5. *Самарский А.А.* Теория разностных схем. – М.: Наука. –1983.

Коротко об авторах

Константинова Светлана Александровна – доктор технических наук, профессор, зав. лабораторией геодинамической безопасности Уральского научно-исследовательского и проектного института галургии (ОАО «Галургия»), профессор кафедры «Механика сплошных сред и информационных технологий»,

Топоркова С.В. – аспирант кафедры «Механика сплошных сред и вычислительных технологий»

Карабатов В.А. – студент кафедры «Механика сплошных сред и вычислительных технологий»,

ГОУВПО «Пермский государственный университет», г. Пермь.