

УДК 681.513

ПОЛОЖАЕНКО С.О., Одеський національний політехнічний університет

Положаенко Сергій Олександрович – к.т.н., завідувач кафедри комп’ютеризованих систем управління Одеського національного політехнічного університету.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассматривается задача моделирования динамического состояния участка реального месторождения нефти, характеризующегося аномальностью реологических процессов, вследствие водонапорного режима разработки и повышенного содержания высокопарафинистых фракций.

The task of design of the dynamic state of area of the real deposit of oil, characterized anomalousness of reologicheskikh processes is examined, because of the vodonapornogo mode of development and enhanceable maintenance of high-paraffinaceous fractions.

Участок представляет собой пласт прямоугольной формы, имеющий геометрические размеры 6500м x 4750м. Пласт вскрыт системой из 30 эксплуатационных скважин: 18 добывающих и 12 нагнетательных.

Для численной реализации математической модели (ММ) пласта прямоугольная область Ω , определяемая его геометрией, дискретизирована по координатам z_1 и z_2 с одинаковыми шагами Δz_1 и Δz_2 , равными 125м. Схематическое представление нефтеносного участка с расположением эксплуатационных скважин изображено на рис. 1. При этом, для удобства моделирования, эксплуатационные скважины условно представлены в ближайших узлах сетки дискретизации. Несоответствие реального расположения эксплуатационных скважин и соответствующих узлов сетки дискретизации в худшем случае не превышает 20м, т.е. 16% (среднее значение 6м или 4,8%). На рис. 1 добывающие скважины обозначены заштрихованными кружками, а нагнетательные – незаштрихованными. Для простоты обозначения скважинам вместо технологических номеров присвоены номера, совпадающие с номерами узлов сетки дискретизации. Моделирование выполнялось для отрезка времени в 160 суток с дискретизацией по временной переменной для шага Δt равному 40 суток.

Перед этапом моделирования считаются известными значения пластового давления, водонасыщенности, проницаемости и пористости среды, полученные в результате замеров в эксплуатационных скважинах (см. табл. 1). По этим значениям строится реальная ММ пласта, причем интерполированные по узлам сетки дискретизации значения пластового давления и водонасыщенности принимаются в качестве начальных значений полей давления $P_0(t, z)$ и водонасыщенности $S_{2_0}(t, z)$.

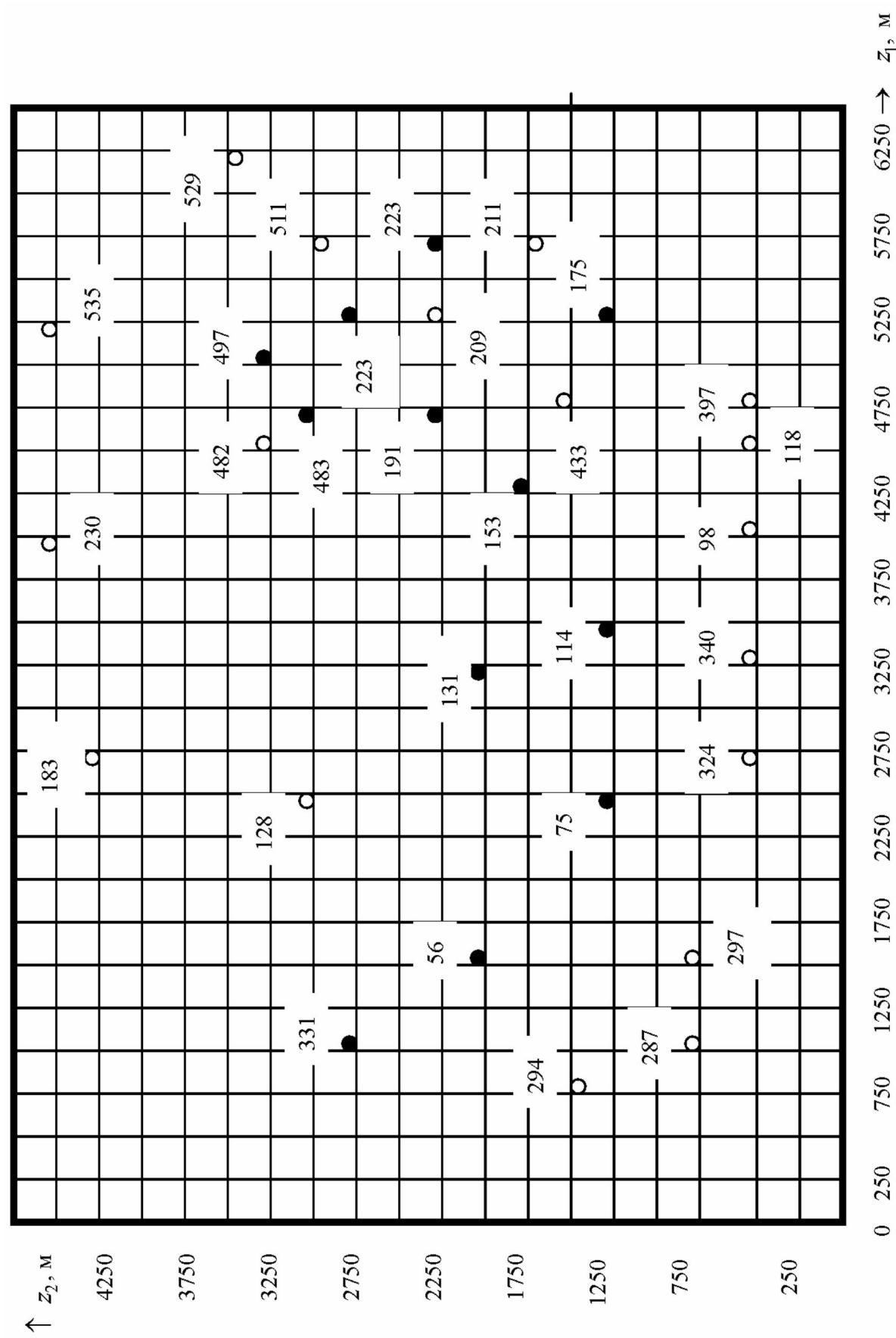


Рис. 1 Схема расположения эксплуатационных скважин (ЭС) в пространственной области Ω пласта

№ п/п	Услов. номер скважины	Услов. коор-ты		Мощ- ность пласта, м	Проницаемость пласта, мД		Пласто- вое давление, атм $P(t, z)$	Водона- сыщен- ность, % $S_2(t, z)$	Дебит, м ³ /сут Q_j
		z_1	z_2		k_1	k_2			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	56	12	18	6,2	1469,5	364,7	124,6	76,3	-135,0
2	75	20	12	4,6	1657,4	472,9	131,2	74,8	-210,0
3	98	32	4	7,0	2583,7	628,4	128,4	81,6	68,0
4	114	28	12	9,2	1932,3	493,6	120,3	72,4	-320,0
5	118	36	4	9,8	2492,1	581,8	124,6	84,7	96,0
6	128	20	26	8,4	1749,6	439,2	147,3	89,1	260,0
7	131	26	20	8,6	1803,7	482,6	123,7	72,1	-350,0
8	153	34	12	6,3	2615,3	637,4	125,1	71,8	-425,0
9	175	42	10	7,4	2246,8	528,9	124,8	74,6	-240,0
10	183	22	36	4,8	1283,6	383,6	117,4	83,7	85,0
11	191	38	20	8,6	2648,3	647,2	123,4	73,9	-270,0
12	209	42	20	7,9	2537,4	574,7	136,2	84,6	130,0
13	211	46	16	8,3	2392,7	516,3	134,7	84,8	175,0
14	223	42	24	9,1	2471,2	592,4	122,8	72,4	-360,0
15	225	46	20	7,6	2474,9	527,8	124,6	73,1	-190,0
16	230	32	38	5,3	1256,3	327,1	124,8	82,7	74,0
17	287	8	6	6,1	1511,4	426,7	118,4	83,2	83,0
18	294	6	12	5,4	1483,7	384,5	119,2	83,6	67,0
19	297	12	6	6,6	1496,2	421,7	119,6	83,1	58,0
20	324	22	4	4,7	1268,6	374,4	118,6	82,9	65,0
21	331	8	24	6,8	1645,8	428,3	123,4	74,2	-180,0
22	340	26	4	5,1	1237,4	396,2	126,3	81,8	62,0
23	397	38	4	5,8	2508,6	604,7	125,2	82,4	83,0
24	433	38	12	6,5	2472,9	573,1	129,4	83,6	125,0
25	482	36	28	6,3	2384,3	549,2	126,1	83,8	164,0
26	483	38	26	7,9	2416,1	563,8	123,7	73,0	-220,0
27	497	40	28	8,3	2396,4	537,4	123,5	72,4	-280,0
28	511	46	26	8,4	2364,8	614,5	128,3	84,7	185,0
29	529	50	30	6,7	1947,3	462,7	121,6	84,1	63,0
30	535	42	38	5,8	1274,9	338,4	124,2	83,8	56,0

Табл. 1.

Эксплуатационные характеристики участка нефтяного месторождения
(варируемые значения указаны на момент времени $T = 0$)

В качестве исходной для построения ММ исследуемого пласта принимается модель, предложенная в [1]. Нелинейность коэффициентов исходной ММ определяется следующими выражениями:

- вязкость вытесняемой фазы $\mu_1(P) = 7,2 - 0,005P$, мПа·с,
- вязкость вытесняющей фазы $\mu_2(P) = 0,6$, мПа·с,
- проницаемость среды по отношению к вытесняемой фазе $k_1(P) = 1,42 + 0,061P$, мД,
- проницаемость среды по отношению к вытесняющей фазе $k_2(P) = 1,17 + 0,02P$, мД.

Принимается, что указанный нелинейный характер коэффициентов ММ сохраняется во всей области моделирования. Остальные исходные данные, необходимые для решения задачи моделирования динамического состояния нефтяного пласта, приведены в табл. 2.

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	2	3	4	5
1	Размеры пласта	$Z_{1\max} \times Z_{1\max}$	м × м	6500x4750
2	Шаг дискретизации по пространственным координатам	$\Delta z_1, \Delta z_2$	м, м	125, 125
3	Размерность сетки пространственных координат	R, W		52 x 40
4	Число эксплуатационных скважин, из них:	$K_1 + K_2$		30
	- добывающих	K_1		12
	- нагнетательных	K_2		18
5	Время моделирования	T	сутки	160
6	Шаг дискретизации по временной координате	Δt	сутки	40
7	Число шагов моделирования по временной координате			4
8	Пористость (среднее значение по пласту)	$m(z)$	%	12 0
9	Пропускная способность границы	τ G		
10	Предельный градиент давления	μ_1	атм	15
11	Вязкость вытесняемой фазы	μ_2	мПа·с	7,2
12	Вязкость вытесняющей фазы		мПа·с	0,8
13	Плотность вытесняемой фазы	ρ_1	кг/м ³	$0,86 \cdot 10^3$
14	Плотность вытесняющей фазы	ρ_2	кг/м ³	$1,0 \cdot 10^3$
15	Критерий завершения решения (точность моделирования)	δ	%	1,5

Табл. 2

**Исходные данные для численного исследования ММ
участка нефтяного месторождения**

(физические параметры фаз указаны на момент времени $T = 0$)

Таким образом, подстановка значений коэффициентов дает реально реализуемую ММ участка нефтяного месторождения

$$-\frac{0,12 \cdot \mathcal{D}_2(t, z)}{\partial t} - \sum_{i=1}^2 \frac{\partial}{\partial z_i} \left[\frac{0,86}{7,2 - 0,005P} \cdot (1,42 + 0,061P) \frac{\partial P(t, z)}{\partial z_i} \right] = \frac{1}{h_j} \sum_{j=1}^{12} \zeta_j(z) Q_1, \quad (1)$$

$$\frac{0,12 \cdot \mathcal{D}_2(t, z)}{\partial t} - \sum_{i=1}^2 \frac{\partial}{\partial z_i} \left[1,25 \cdot (1,17 + 0,02P) \frac{\partial P(t, z)}{\partial z_i} \right] = \frac{1}{h_j} \sum_{j=1}^{18} \zeta_j(z) Q_2, \quad (2)$$

с начальными и граничными условиями

$$S_{2_j}(0, z) = S_{20_j}(z); \quad j = K_1 + K_2, \quad (3)$$

$$\frac{\partial \mathcal{D}_2(t, z)}{\partial \eta} = 0, \quad (4)$$

где η – нормаль к границе Γ области Ω , ζ – функция Дирака в точке z расположения добывающей K_1 или нагнетательной K_2 скважины.

Условие (4) определяет отсутствие перетока жидкости через границу Γ (т.е. соответствует нулевой пропускной способности границы $\tau = 0$, что указано в табл. 2). Для решения поставленной задачи был использован метод, предложенный в работе [2]. Суть метода заключается в применении принципа максимума Гамильтона при оптимизационной постановке задачи вида (1) – (4). В результате моделирования получены поле давления $P(t, z)$ и поле водонасыщенности $S_2(t, z)$, значения которых в узлах расположения эксплуатационных скважин приведены в табл. 3.

Вычислительный эксперимент показал, что для реализации решения потребовалось не более чем 4 итерации на каждом из временных шагов. Табл. 3 отображает полученные профили полей давлений на начальный и конечный моменты времени моделирования, т.е. $T = 0$ и $T = 160$ суток (для заданной точности моделирования $\delta = 1,5\%$).

Условный номер ЭС	Пластовое давление, атм	Водонасыщенность, %
1	2	3
56	123,4	76,5
75	130,6	74,9
98	128,7	83,2
114	118,3	72,8
118	125,2	86,3
128	152,4	93,1
131	119,6	72,2
153	125,0	72,9
175	122,4	73,5
183	118,1	86,3
191	122,6	74,4
209	137,8	88,7
211	136,9	88,3
223	120,7	72,8
225	123,2	74,1
230	126,3	83,9
287	119,6	86,3
294	121,4	85,8
297	120,7	86,1
324	120,5	86,3
331	119,7	74,1
340	128,6	84,3
397	127,1	84,8
433	132,4	87,6
482	129,2	87,9
483	123,4	74,2
497	123,1	74,1
511	131,3	89,6
529	123,7	86,9
535	126,4	86,3

Табл. 3

**Значения пластового давления и водонасыщенности
в узлах размещения эксплуатационных скважин (ЭС)**
(время моделирования $T = 160$ суток, четвертая итерация,
точность моделирования $\delta = 1,5\%$)

Література

1. Положаенко С.А. Математические модели процессов течения аномальных жидкостей // Моделювання та інформаційні технології: Зб. наук. пр. – К.: ПІМЕ, 2001. – Вип. 9. – С. 14-21.
2. Положаенко С.А. Метод оптимизационного решения одного класса вариационных неравенств // Тр. Одес. политехн. ун-та. – Одеса, 2001. – Вып. 1(13). – С. 175-181.