

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет

В работах [1, 2] предложена методика комплексной оценки фильтрационных характеристик продуктивных пластов, основанная на применении ряда методов анализа (интерпретации) данных, получаемых при гидродинамических исследованиях скважин на неустановившихся режимах.

Ниже рассмотрены результаты обработки по этой методике данных исследований, выполненных в разные периоды эксплуатации добывающих скважин Сибирского месторождения, пласт Бб (номера скважин условные).

Скважина № 1. В табл. 1 приведены данные, характеризующие скважину и пласт.

Таблица 1

Характеристика пласта и скважины № 1

№ пп	Показатели	Единицы измерения	Значения показателей
1	Нефтенасыщенная толщина пласта	м	17,8
2	Пористость	доли един	0,14
3	Динамическая вязкость нефти	мПа·с	1,2
4	Объемный коэффициент нефти	доли един	1,324
5	Коэффициент объемного сжатия породы	Па ⁻¹	0,7·10 ⁻¹⁰
6	Коэффициент объемного сжатия нефти	Па ⁻¹	12,8·10 ⁻¹⁰
7	Радиус контура питания	м	250
8	Радиус скважины	м	0,1

Обработка данных исследований скважины выполнена с применением методов произведения, касательной с построением теоретической КВД, детерминированных моментов давления. Результаты приведены в табл. 2.

Коэффициенты продуктивности определялись следующим образом:
потенциальный

$$\hat{E}\ddot{I}_{i\dot{\delta}} = \frac{2\pi\varepsilon_{\dot{\delta}\dot{c}}}{\ln r_{\dot{e}}/r_c}; \quad (1)$$

по КВД (кривая восстановления давления)

$$\hat{E}\ddot{I}_{\dot{e}\dot{\lambda}\dot{\delta}} = \frac{2\pi\varepsilon_{\dot{\delta}\dot{c}}}{\ln r_{\dot{e}}/r_{i\dot{\delta}}}; \quad (2).$$

Таблица 2

**Результаты, полученные при проведении исследований и обработке данных
Скважина № 1**

№ пп	Показатели	Единицы измерения	Значения показателей		
			07.10.2002 г.	17.05.2004 г.	14.10.2004 г.
1	Дебит скважины до остановки	м ³ /сут	146,0	88,4	90,0
2	Депрессия на пласт	МПа	1,262	1,071	1,102
3	Давление на забое перед остановкой	МПа	15,188	12,229	12,313
4	Пластовое давление	МПа	16,45	13,3	13,415
5	Диагностический признак d	безразм.	2,31	2,4	2,6
6	Состояние ОЗП		ухудшенное	ухудшенное	ухудшенное
7	Гидропроводность УЗП	м ² ·м /Па·с	2,18·10 ⁻⁹	2,18·10 ⁻⁹	2,15·10 ⁻⁹
8	Проницаемость УЗП	мкм ²	0,147	0,147	0,145
9	Коэффициенты продуктивности: – потенциальный, – по КВД, – по режиму.	м ³ /сут ·МПа м ³ /сут ·МПа м ³ /сут ·МПа	151,15 131,95 115,7	151,2 99,89 82,5	149,2 97,4 81,7
10	Гидропроводность ОЗП	м ² ·м /Па·с	0,738·10 ⁻⁹	0,607·10 ⁻⁹	0,6·10 ⁻⁹
11	Проницаемость ОЗП	мкм ²	0,082	0,041	0,04
12	Размеры ОЗП	м	4,1	5,6	7,0

По режиму работы скважины перед остановкой

$$\hat{E}\ddot{I}_{\text{ддд}} = \frac{Q}{D_{i\ddot{e}} - D_{\zeta}}, \quad (3)$$

где: Q – дебит скважины перед остановкой;

$P_{\text{пл}}, P_3$ – пластовое и забойное давления.

Состояние околоскважинной зоны пласта (ОЗП) оценивалось по диагностическому признаку [2] и по коэффициенту проницаемости путем сопоставления с удаленной зоной (УЗП): как ухудшенное – при более низкой проницаемости ОЗП и при значении $d \geq 2,2$.

Как следует из табл. 2, состояние ОЗП скважины № 1 со временем ухудшается: увеличивается значение диагностического признака, уменьшается проницаемость, увеличиваются размеры ОЗП с пониженной проницаемостью.

Скважина № 2. Исследования скважины проведены в апреле и декабре 2004 г, в марте 2005 г (после проведения гидравлического разрыва пласта – ГРП). Нефтенасыщенная толщина пласта для данной скважины составляет 15,1 м, остальные данные, характеризующие скважину и пласт, совпадают с приведенными в табл. 1.

Результаты обработки полученных при исследованиях скважины данных приведены в табл. 3.

Несмотря на увеличение пластового давления, основной показатель работы скважины – коэффициент продуктивности – со временем уменьшается, в том числе и после ГРП. Фильтрационные характеристики пласта в околоскважинной и удаленной зонах после ГРП незначительно улучшились, однако, из-за увеличения размеров ОЗП состояние ее осталось по-прежнему ухудшенным, а более высокий дебит скважины после проведения мероприятия достигнут за счет увеличения депрессии на пласт.

Обработка данных исследований, выполненных на скважинах в разные периоды их эксплуатации, показала, что применение комплексной методики позволяет достаточно уверенно диагностировать состояние околоскважинных зон пластов и на этой основе выбирать скважины, для которых проведение эффективных мероприятий по воздействию на ОЗП может существенно увеличить их производительность.

Таблица 3

**Результаты, полученные при проведении исследований и обработке данных
Скважина № 2**

№ пп	Показатели	Единицы измерения	Значения показателей		
			02.04.2003 г.	31.12.2004 г.	16.03.2005 г.
1	Дебит скважины до остановки	м ³ /сут	85	58	83,3
2	Депрессия на пласт	МПа	1,199	1,221	3,363
3	Давление на забое перед остановкой	МПа	13,651	15,439	13,757
4	Пластовое давление	МПа	14,85	16,66	17,12
5	Диагностический признак	безразм.	2,2	2,58	2,6
6	Состояние ОЗП		ухудшенное	ухудшенное	ухудшенное
7	Гидропроводность УЗП	м ² ·м /Па·с	1,34·10 ⁻⁹	0,931·10 ⁻⁹	1,1·10 ⁻⁹
8	Проницаемость УЗП	мкм ²	0,106	0,074	0,087
9	Коэффициенты продуктивности: Потенциальный, по КВД, по режиму.	м ³ ·сут·МПа	92,78	64,63	76,23
		м ³ ·сут·МПа	80,87	54,26	31,95
		м ³ ·сут·МПа	70,89	47,50	24,77
10	Гидропроводность ОЗП	м ² ·м /Па·с	0,469·10 ⁻⁹	0,296·10 ⁻⁹	0,347·10 ⁻⁹
11	Проницаемость ОЗП	мкм ²	0,037	0,023	0,027
12	Размеры ОЗП	м	4,2	4,1	9,4

Литература

1. В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева. К методике оценки состояния околоскважинной зоны пласта и потенциального коэффициента продуктивности скважины//Тезисы XXXI научно-технической конференции горно-нефтяного факультета ПГТУ. – Пермь: Перм. гос. техн. ун-т., 2003.
2. В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, В. И. Пузиков. Определение эффективности геолого-технических мероприятий на основе комплексной оценки фильтрационных характеристик пластов. / Геол., геоф. и разр. нефт. и газ. местор. – 2005. – № 9–10.