

А.В. Лекомцев, М.С. Турбаков, В.А. Мордвинов

К ВОПРОСУ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НИЗКОДЕБИТНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН УНЬВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрены вопросы оптимизации технологических режимов работы низкодебитных добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения.

Особенностью эксплуатации нефтескважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) на Уньвинском месторождении (геолого-физическая характеристика объектов разработки приведена в табл. 1) является значительное количество скважин, работающих в периодическом режиме откачки жидкости (около 22 %).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Пласт	Средняя глубина залегания, м	Плотность нефти, кг/м ³		Динамическая вязкость нефти, мПа·с		Давление насыщения газом, МПа	Суммарное газовое содержание, м ³ /т	Газовый фактор, м ³ /м ³
		пласт.	пов.	пласт.	пов.			
Бш-Срп	1910	766	832	1,45	5,2	14,98	90,0	74,9
Бб	2194	745	821	1,25	5,4	14,51	116,3	95,5
Т-Фм	2213	749	817	1,33	6,37	14,17	110,2	90,0

Периодический режим работы скважин приводит к некоторому уменьшению их дебитов, поэтому целесообразность применения периодической эксплуатации должна быть обоснована путем оценки технико-экономических показателей, а сам режим периодического отбора должен быть оптимизирован по основным показателям, характеризующим работу скважин. При периодической откачке жидкости из скважины подача скважинного насоса изменяется от максимальной в начале до минимальной в конце периода откачки, развиваемый напор в течение этого же периода изменяется от минимального до максимального. Характеристика работы добывающих скважин, работающих в режиме периодической откачки, приведена в табл. 2. Можно видеть, что дебит скважин по жидкости составляет 8,1 м³/сут при времени рабо-

ты скважины 155 ч/мес, т.е. около 5 ч/сут. При этом в скважины спущены ЭЦН с высокой производительностью, т.е. по отношению к оборудованию эти скважины можно условно классифицировать как низкодебитные.

Таблица 2

Характеристика технологического режима работы периодического фонда скважин

Типоразмер	Количество скважин, %	Дебит по жидкости, м ³ /сут	Динамический уровень $H_{дин}^*$, м	Забойное давление $P_{заб}^*$, МПа	Время работы, ч/мес	Время накопления, ч/мес
ЭЦН-18	21,4	0,2–15,3	1014–1069	6,74–12,41	1–360	12–719
ЭЦН-25	23,2	0,2–16,5	912–1700	5,01–10,53	4–540	180–716
ЭЦН-30	23,2	2,2–16,7	787–1508	5,25–11,74	16–480	96–704
ЭЦН-45	1,8	4,3	1304	10,03	14	226
ЭЦН-50	14,3	1,8–34,1	619–1409	6,52–13,84	14–360	360–706
ЭЦН-60	14,3	3,4–21,0	828–1400	5,30–11,57	12–360	180–675
ЭЦН-125	1,8	23,8	1351	8,6	18	540
Среднее значение		8,1	1226	8,54	155	521

* $H_{дин}$ – максимальное значение динамического уровня в конце периода отбора; $P_{заб}$ – забойное давление при $H_{дин}$.

Основным технологическим параметром, от которого зависят условия работы добывающего оборудования, является величина забойного давления в добывающих скважинах, а значит, и норма отбора из них [1]. Среднее значение забойного давления для скважин Уньвинского месторождения, работающих в режиме периодической откачки, составляет 8,54 МПа.

В работе [1] дается определение критического забойного давления $P_{заб.кр}$, характеризующего работу добывающей скважины при периодической эксплуатации. $P_{заб.кр}$ – давление, при котором дебит скважины по нефти является максимально возможным (потенциальный дебит). При снижении забойного давления в скважине ниже $P_{заб.кр}$ происходит интенсивное выделение газа из нефти, объем которого становится значительным, что приводит к ограничению притока нефти в скважину:

$$P_{заб.кр} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} \Gamma_n \frac{P_{нас}}{P_{пл}}, \quad (1)$$

где Γ_n – газовый фактор скважины, м³/т; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа; $P_{пл}$ – текущее пластовое давление в скважине, МПа.

Оценка результатов расчетов по (1) для скважин Уньвинского месторождения, работающих в режиме периодической откачки, приведена в табл. 3.

Таблица 3

Распределение скважин (%) по величине $P_{\text{заб.кр}}$

Параметр	Распределение скважин по типоразмерам насоса, %							Итого
	ЭЦН-18	ЭЦН-25	ЭЦН-30	ЭЦН-45	ЭЦН-50	ЭЦН-60	ЭЦН-125	
$P_{\text{заб}} < P_{\text{заб.кр}}$	83,3	84,6	61,5	–	75,0	75,0	100,0	75,0
$P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$	16,7	15,4	38,5	100,0	25,0	25,0	–	25,0

По данным табл. 3 видно, что 75 % скважин работают с забойными давлениями ниже критических, т.е. в скважинах происходит интенсивное выделение газа из нефти в призабойной зоне пласта. При таких давлениях возможно также полное или частичное смыкание трещин в этой зоне.

Для 25 % периодических добывающих скважин ($P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$) следует рассмотреть возможность перевода на постоянный режим откачки жидкости. В табл. 4 приведены значения давлений, характеризующих работу скважин с $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$.

Таблица 4

Показатели работы скважины при $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$

Объект	$P_{\text{заб.кр}}$, МПа	$P_{\text{заб}}$, МПа	$P_{\text{заб.рац}} = 0,75 \cdot P_{\text{нас}}$, МПа	$P_{\text{нас}}$, МПа
Бш	9,12	10,04	11,23	14,98
Бб	9,44	11,13	10,79	14,39
Т-Фм	10,26	11,91	10,77	14,36

Из табл. 4 следует, что забойное давление в добывающих скважинах Уньвинского месторождения значительно ниже давления насыщения нефти газа, а для пласта Бш – ниже рационального.

При $P_{\text{заб.рац}} \leq P_{\text{заб}} \leq P_{\text{нас}}$, согласно [1], возможна длительная эксплуатация скважин в непрерывном режиме без осложнений. Потенциальный (максимальный) дебит при непрерывной откачке для скважин с $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$ (см. табл. 2) можно рассчитать [2]:

$$Q_{\text{пот}} = K_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.кр}}). \quad (2)$$

Таким образом, для скважин, в которых $P_{\text{заб}} < P_{\text{заб.кр}}$, необходимо проведение дополнительных исследований по изучению динамики коэффициентов притока. Для скважин, характеризующихся $P_{\text{заб}} \geq P_{\text{заб.кр}}$, рекомендуется провести оптимизацию и перевод их в режим непрерывной откачки и подобрать для них насосное оборудование с учетом условий эксплуатации скважин таким образом, чтобы не допустить снижения забойного давления ниже величины критического забойного давления.

Список литературы

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., испр. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
2. Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. – Т. 1: Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с.

Получено 7.05.2010