

## **АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**М. С. Турбаков, В. А. Мордвинов**

*Пермский государственный технический университет*

Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих скважин, включающая, наряду с созданием благоприятных условий для притока нефти из пласта в скважины (работа с околоскважинными зонами пластов), выбор скважинного оборудования и установление режима его работы в соответствии с продуктивными характеристиками скважин и другими факторами, создаёт необходимые условия для улучшения всех технико-экономических показателей нефтедобычи. Например, уменьшение глубины подвески насосов в скважинах до оптимальных значений приводит к уменьшению частоты подземных ремонтов, увеличению МРП и к снижению стоимости одного ремонта [1, 2, 3, 4].

Без проведения анализа и оптимизации технологических режимов работы механизированных скважин применение качественного, в том числе импортного, насосного оборудования может не приводить к повышению технико-экономических показателей. Например, в 90-х годах прошлого столетия в АО «Пурнефтегаз» при фонде механизированных скважин немногим более 1000 единиц было закуплено более тысячи импортных штанговых насосов, применение которых, по расчётам, должно было обеспечить увеличение МРП скважин на 25–40 %. Фактически МРП уменьшался ежегодно на 20–25 %, что объясняется недостаточным уровнем научно-технического сопровождения работ при внедрении насосов [3]. Следовательно, высокое качество оборудования и, соответственно, его более высокая стоимость еще не обеспечивают соответствующий уровень технико-экономических показателей эксплуатации скважин: необходимо создание наиболее благоприятных условий для применения оборудования, что может быть реализовано при системном проведении анализа и оптимизации технологических режимов работы скважин и скважинного оборудования.

Анализ и оптимизация работы добывающих скважин требуют выполнения большого объёма вычислений, поэтому необходимы разработка и создание соответствующих методик, алгоритмов и компьютерных программ. Для эффективного применения разработанные программы должны быть адапти-

рованы к условиям конкретных месторождений и лишь после такой адаптации они позволят автоматизировать процессы анализа и оптимизации.

В ПГТУ (кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений) разработан программный продукт «Фактор – М», предназначенный для анализа и проектирования технологических режимов работы добывающих скважин, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (СШН).

Одним из блоков программы предусмотрено определение глубины подвески скважинных насосов, при которой удельное (в расчёте на единицу объёма газожидкостной смеси) газосодержание по свободному газу скважинной продукции, поступающей в насос при его работе, не превышает определенной заданной величины (для СШН и электроцентробежных скважинных насосов газосодержание не должно превышать 0,1...0,15). Особенно это актуально для добывающих скважин северной группы месторождений, включающих Сибирское и Уньвинское, нефти которых характеризуются высоким газосодержанием в пластовых условиях и высокими значениями давлений насыщения нефти газом.

При выполнении условия по содержанию свободного газа проверяется глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости в скважине, которая должна быть не меньше приведенных в табл. 1 значений.

Таблица 1

#### Минимальное погружение насосов под динамический уровень

Динамический уровень $H_{дин}$ , м	0...250	251...500	501...750	751...1000	1001...199	$\geq 1200$
Погружение насоса $\Delta h$ , м	300	270	240	210	180	$\leq 150$

Предварительно выбранная с учётом влияния газа и минимально необходимого погружения насоса под  $H_{дин}$  глубина подвески насоса корректируется с учетом возможности образования асфальтено-смолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях скважинного оборудования.

Алгоритм выбора глубины подвески  $H_{нас}$  следующий:

1. Определяется глубина подвески  $H_{нас.г.}$ , при которой содержание свободного газа в поступающей в насос жидкости составляет заданную величину (в пределах 0,1...0,15).

$$1. \text{ Определяется } H_{i \text{ а н . а .}} = H_{\text{а è i}} + \Delta h .$$

2. Определяется (задаётся) глубина  $H_{аспо}$  (глубина начала образования АСПО в скважине).

3. Выбирается глубина подвески  $H_{нас}$ , которая принимается равной большей из трех величин ( $H_{нас.г.}$ ,  $H_{нас.д.}$ ,  $H_{аспо}$ ).

Следует отметить, что для большей части объектов разработки месторождений, на которых осуществляет добычу нефти ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», отсутствуют необходимые данные о температуре кристаллизации парафина (температуре насыщения нефти парафином) в пластовых и поверхностных (для дегазированной нефти) условиях, что не позволяет достаточно точно определить глубину начала образования АСПО.

В отличие от разработанной в РГУ им. И. М. Губкина программы «Авто-технолог», в выходных данных при работе с программой «Фактор – М» не указываются интервалы скважины, для которых рекомендуется установка скребков и центраторов на штангах. Применение тех и других, наряду с выполнением данными устройствами определенных полезных функций, может приводить к значительному росту нагрузок на колонну штанг и амплитуды напряжений в штангах, что увеличит частоту обрывов штанг и подземных ремонтов на скважинах. Следует отметить, что частота обрывов штанг в скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в настоящее время невысокая. Так, по ЦДНГ-7 за последние три года произошло 52 обрыва при среднем фонде скважин 360 единиц, то есть в среднем 0,048 обрывов в расчете на одну скважину в год. По Уньвинскому месторождению (ЦДНГ-11) в 2003 г. произошло 6 обрывов штанг при фонде скважин с УСШН 36 единиц – 0,17 обрывов в расчете на одну скважину в течение года. В том и другом случаях частота обрывов штанг весьма низкая. Например, в [5] рекомендуется оценивать вероятную частоту обрывов штанг по формуле

$$\gamma = \frac{0,012^{(A-1)} \cdot A \cdot \sigma_{i\delta}^A}{[\sigma_{i\delta}] - \sigma_{i\delta}}, \quad (1)$$

где  $[\sigma_{пр}]$  и  $\sigma_{пр}$  – допускаемое и фактическое приведенные напряжения для колонны насосных штанг;

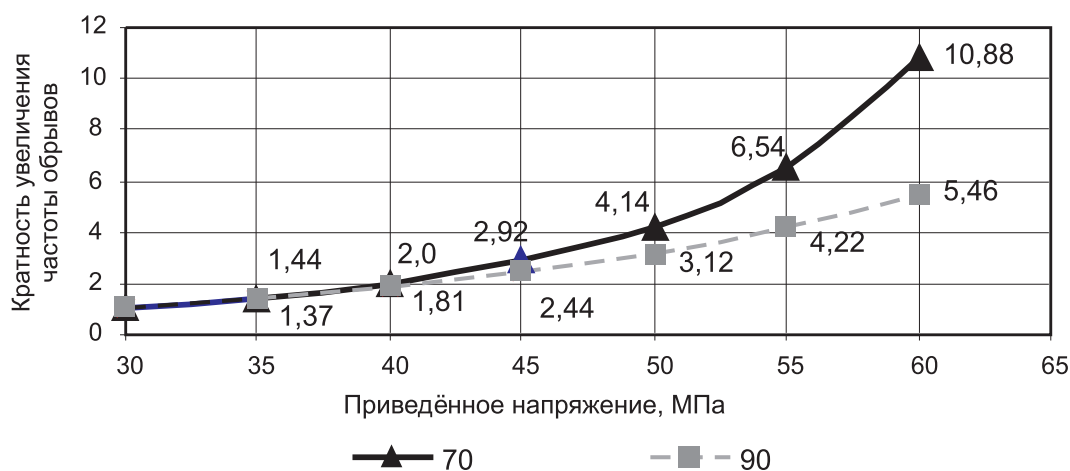
A и B – коэффициенты, значения которых приведены ниже.

Коэффициенты	Диаметр насоса, мм					
	28	32	38	43	55	68
A	0,32	0,36	0,39	0,43	0,24	0,29
B	1,52	1,48	1,41	1,37	1,64	1,65

Для условий Ножовской группы месторождений (ЦДНГ-7) при диаметре насосов 32 мм, которыми оборудованы примерно 90 % скважин с УСШН, по формуле (1) при  $[\sigma_{пр}]=90$  МПа и  $\sigma_{пр}=50$  МПа получаем  $\gamma=0,35$  обр/ (скв·год), то есть почти на порядок большую величину, чем фактическая частота обрывов. Учитывая большое количество циклов нагружения, которые испытала значительная часть спущенных в скважины ЦДНГ-7 насосных штанг, и высокую вязкость откачиваемой жидкости, создавать условия для дополнительного нагружения штанговых колонн скребками и центраторами и производить удорожание скважинного оборудования без детального технико-экономического обоснования навряд ли будет целесообразно.

Объём статистических данных по Уньвинскому месторождению недостаточен для количественной оценки степени влияния глубины подвески штанговых насосов на частоту обрывов штанг. Тем не менее следует обратить внимание на то, что при глубине подвески насосов в скважинах этого месторождения, примерно в 1,5 раза превышающей данный показатель для скважин Ножовской группы месторождений, при использовании штанг с меньшей выработкой и, соответственно, с меньшим количеством воспринятых ими циклов нагружения, частота обрывов штанг в 2003 году была в 3,5 раза больше, чем по скважинам ЦДНГ-7. Поэтому, принимая решение об увеличении глубины подвески насосов и нагружении колонн штанг дополнительными элементами в связи с АСПО, следует иметь в виду, что при этом возможно увеличение частоты обрывов штанг и, соответственно, количества проводимых на скважинах дорогостоящих подземных ремонтов.

На рисунке, в соответствии с формулой (1), приведена зависимость вероятной частоты обрывов штанг от величины приведенного напряжения при  $[\sigma_{пр}] = 70$  МПа и 90 МПа и диаметре плунжера штангового насоса 32 мм. Частота обрывов приведена в относительных единицах (за единицу принята частота обрывов при  $\sigma_{пр} = 30$  МПа). С учетом значительного увеличения вероятной частоты обрывов с ростом приведенного напряжения в программе «Фактор – М» допускаемая величина данного показателя при проектировании установки СШН принимается с коэффициентом 0,7...0,9 ( $\sigma_{доп} = (0,7...0,9) \cdot [\sigma_{пр}]$ ).



$\sigma_{пр}$		30	35	40	45	50	55	60
$\gamma$	$[\sigma_{пр}] = 70$ МПа	0,17	0,244	0,34	0,496	0,704	1,112	1,85
	$[\sigma_{пр}] = 90$ МПа	0,113	0,155	0,204	0,276	0,352	0,477	0,617
$\gamma/\gamma_{30}$	$[\sigma_{пр}] = 70$ МПа	1	1,44	2,00	2,92	4,14	6,54	10,88
	$[\sigma_{пр}] = 90$ МПа	1	1,37	1,81	2,44	3,12	4,22	5,46

Рис. Зависимость вероятной частоты обрывов штанг от приведенного напряжения.

В табл. 2 приведены результаты проектирования с помощью программы «Фактор-М» режимов работы скважин Первомайского месторождения, оборудованных штанговыми насосами.

Таблица 2

**Результаты проектирования (выбор оборудования и режимов откачки)**

№ п.п.	Параметр	Средние значения по 14 скв.	
		Технолог. режим	Фактор-М
1	Глубина подвески насоса, м	993	1122
2	Диаметр плунжера, мм	33	33
3	Длина хода, м	1,86	1,95
4	Число качаний, ход/мин	3,50	2,42
5	Давление на забое, МПа	10,05	9,88
6	Коэффициент подачи	0,58	0,76

Увеличение глубины подвески насосов при проектировании режимов получено в связи с глубиной начала образования АСПО (температура насыщения нефти парафином принята равной 20 °С).

За счёт увеличения на 21 % коэффициентов подачи УСШН уменьшено в 1,45 раза число качаний балансира, что в условиях Первомайского месторождения приведёт к снижению частоты обрывов насосных штанг.

**Литература**

1. Грахтман Г. И. Увеличение межремонтного периода работы глубиннонасосных скважин за рубежом // Обзорная информация, серия «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. Вып. 10.
2. Захарченко Н. П., Попов В. А., Афанасьев В. А. и др. Повышение эффективности механизированной эксплуатации скважин на месторождениях Главтюменнефтегаза // Обзорная информация, серия «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. Вып. 16.
3. Пчелинцев Ю. В. Эксплуатация часто ремонтируемых наклонно-направленных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 372 с.
4. Пчелинцев Ю. В. Нормативная долговечность работы штанг в наклонно-направленных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. – 88 с.
5. Справочное руководство по проектированию разработки 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.