

АНАЛИЗ РЕМОНТОВ СКВАЖИН

Чажабаета М.М., Байбол К.Ш.

Бұл еңбекте ұңғыны күрделі жөндеудің арқасында ұңғымалардың өнімдігін арттыруға бағытталған тиімді геологиялық-техникалық шараларды таңдауға алғы шарттар анықталып берілген.

In work the preconditions for a choice of effective geology -technical measures directed on increase of efficiency of chinks are determined at overhaul of chinks.

Работы по восстановлению заданного технологического режима эксплуатации скважины связаны с подъемом подземного оборудования для его замены или ремонта, очисткой скважины от песчаной пробки желонкой или промывкой, с ликвидацией обрыва или отвинчивания насосных штанг и другими операциями.

Изменение технологического режима работ скважин вызывает необходимость изменения длины колонны подъемных труб, замены НКТ, спущенных в скважину, трубами другого диаметра, УЭЦН, УШСН, ликвидации обрыва штанг, замены скважинного устьевого оборудования и т.п. Все эти работы относятся к подземному (текущему) ремонту скважин и выполняются специальными бригадами по подземному ремонту.

Высококачественный ремонт скважины - главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины.

Каждую действующую скважину приходится останавливать для плавного – предупредительного или текущего ремонта. Простои их (перерывы в эксплуатации) всегда связаны либо с ремонтом подземного оборудования, либо с ремонтом самих скважин (их забоев, эксплуатационных колонн), а также с рядом других причин, как-то: ремонтом или наземного оборудования, прекращения подачи электроэнергии, сжатого газа или воздуха и т.д.

При этом основной задачей является непрерывное совершенствование и рационализация подземного ремонта скважин, автоматизация и механизация всех трудоемких процессов.

Относительная длительность работы скважин оценивается коэффициентом эксплуатации $K_э$, который представляет собой отношение суммарного времени работы данной скважины T_i в сутках к общему календарному времени $T_{ки}$ анализируемого периода (год, квартал, месяц). Таким образом,

$$K_э = \frac{T_i}{T_{ки}} . \quad (1)$$

По отношению к группе m скважин, имевших различную длительность работы T_i и, возможно, различные длительности анализируемого периода (ввод скважины в эксплуатацию в тот или иной момент данного года и т. д.), величина $K_э$ будет определяться отношением

$$K_э = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{\sum_{i=1}^m T_{ки}} . \quad (2)$$

Различные способы эксплуатации: фонтанный, насосный (ПЦЭН, ШСН), газлифтный - характеризуются различными коэффициентами эксплуатации $K_э$ так как вероятность остановок, связанных с ремонтами и другими неполадками на скважинах, зависит от сложности оборудования, его надежности, долговечности и других условий эксплуатации. Обычно более высокий коэффициент $K_э$ - при фонтанной эксплуатации, наиболее низкий - при эксплуатации скважин штанговыми насосами. По этим причинам $K_э$ определяют для каждого способа эксплуатации отдельно по формуле (2).

Для общей оценки этого показателя по нефтедобывающему предприятию также пользуются формулой (2). Однако в этом случае такая обобщенная величина $K_э$ может исказить истинное состояние техники эксплуатации. Например, увеличение $K_э$ может произойти за счет роста фонда фонтанных скважин, для которых он близок к единице, а вовсе не за счет улучшения работы механизированного фонда, как это может показаться. Обычно величина $K_э$ для механизированного фонда скважин составляет 0,95 - 0,97, причем в последнее время в связи с улучшением качества ПЦЭН, их ремонта и обслуживания наметилась тенденция к некоторому повышению $K_э$ по скважинам, оборудованным ПЦЭН, по сравнению с $K_э$ по скважинам, оборудованным ШСН. Геологические и технологические условия эксплуатации скважин, такие как пескопроявления, обводненность, наличие сильно коррелирующих веществ в продукции скважин (сероводород, высокая минерализация), отложения солей и парафина, могут сильно влиять на коэффициенты эксплуатации. Поэтому величина $K_э$ для одного и того же способа эксплуатации, например ШСН, в разных районах или на разных

месторождениях может быть различной. Другим важным показателем работы скважин является так называемый межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине - это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе m скважин, имеющих различную продолжительность работы T_i между ремонтами, МРП определяется как отношение суммы продолжительностей работы этих скважин к сумме числа ремонтов по каждой i - й скважине:

$$\text{МРП} = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{\sum_{i=1}^m \alpha_i} . \quad (3)$$

где α_i - число ремонтов по каждой скважине в течение анализируемого времени.

Если продолжительность анализируемого (календарного) времени по каждой скважине различна, то средний МРП удобнее определять по формуле

$$\text{МРП} = \frac{\sum_{i=1}^m (T_{ki} - T_{pi})}{\sum_{i=1}^m \alpha_i} . \quad (4)$$

где T_{ki} - календарное время работы i - й скважины, сут; T_{pi} - продолжительность пребывания i - й скважины в ремонте в течение ее календарного времени T_{ki} , сут.

В круглых скобках числителя (4) указана продолжительность работы в сутках i - й скважины в течение анализируемого времени. Из (4) видно, что продолжительность ремонта также влияет на величину МРП.

В таблице 1 приведен МРП нефтяных скважин ПУ «ЖМГ» по годам. Средний межремонтный период работы глубинных насосов в добывающих скважинах ПУ «ЖМГ» в 2009 г (1 квартал) составил 131,4 суток. Минимальный гарантийный межремонтный период работы глубинных насосов для данного месторождения принят 93 суток. Количество ремонтов за период с 2006 г по 2009 г. представлено в таблице 2 (по данным технологической службы по ремонту скважин ПУ «Жетыбаймунайгаз»).

Анализ показывает, что существует тенденция увеличения количества подземных ремонтов. Так за первый квартал 2009 года было проведено 334 подземных ремонта. За аналогичный период 2008 года их число составило - 304, за тот же период в 2008 году - 252 ремонта.

В таблице 3 представлен анализ по видам ремонтов скважин.

По данным технологической службы по ремонту скважин ПУ «ЖМГ» в 2003 г, 52,4 % отказов подземного глубинно-насосного оборудования было связано с износом пары цилиндр – плунжер. Это происходит из-за низкого качества самого насоса, а именно из-за применения производителем вместо хромированного – азотированного покрытия плунжера, которое быстро изнашивается.

Таблица 1 - Межремонтный период работы скважин ПУ «ЖМГ»

Период	МРП нефтяных скважин, сут.
2007 г.	142,9
2008 г.	130,1
2009 г. 1 квартал	131,4

Таблица 2 - Количество ремонтов скважин месторождения Жетыбай

№ п/п	Период	Количество ремонтов по годам			
		2006	2007	2008	2009 г. за 1 кв.
1	Январь	50	76	106	118
2	февраль	54	91	102	114
3	Март	57	85	96	102
4	Апрель	84	85	114	-
5	Май	98	91	109	-
6	Июнь	94	93	110	-
7	Июль	95	97	108	-
8	Август	91	101	106	-
9	Сентябрь	96	106	109	-
10	Октябрь	97	90	99	-
11	Ноябрь	98	100	85	-
12	Декабрь	84	71	114	-
13	всего	998	1086	1258	334

Таблица 3 - Анализ по видам ремонтов скважин ПУ «ЖМГ»

№ п/п	Вид ремонта	2007 г.	2008 г.	2009 г, 1 квартал
1.	Смена насоса	881	1100	255
2	Смена насоса без подъема НКТ	38	39	5
3	Смена насоса, очистка э/к от парафина	60	57	9
4	Смена насоса с промывкой забоя	150	88	26
5	Смена насоса, ЭКВ		23	4
6	СКО в нагнетательных скважинах		24	4
7	Ликвидация обрыва штанг	8	9	2
8	Смена полированного штока	13	7	
9	Расхаживание насоса	10	6	3
10	Перевод на ШГН	14	4	
11	Извлечение подземного оборудования	62	73	6
12	ПВР, ГИС. ИГН	62	46	20
13	Спуск подземного оборудования после ГИС, ГРП.КРС	70	93	33
14	Ликвидация аварий с подземным оборудованием	11	9	6

15	Обследован заб.печат	10	132	1
16	Ревизия НКТ, промывка забоя (нагнетательные скважины)	130	96	23
17	Выявлено и оставлено под КРС	25	35	28
18	Прочие ремонты	32	26	5
19	ИТОГО	1581	1748	430

Большое количество повторных ремонтов скважин (около 27,1 %) связано с заклиниванием плунжера насоса. Основной причиной заклинивания является попадание в зазор плунжерной пары механических частиц: песка, окалины, отложений соли (из-за высокой обводненности добываемой продукции).

6,8% отказов подземного оборудования связано с обрывами и отворотами штанг. Обрывы штанг по телу происходит из-за усталостного разрушения металла при работе со знакопеременной нагрузкой. Визуально отбраковать такую штангу невозможно, нужна дефектоскопическая проверка их.

Около 13,5% отказов подземного оборудования связано с не герметичностью насосно-компрессорных труб. В результате многократного и бесконтрольного использования таких труб происходит ослабления и абразивное изнашивание резьбовых соединений.

Следует отметить, что в процессе штанговой эксплуатации с обводненностью продукций выше 50 % (около 70 % скважин месторождения) и любыми дебитами создается структура «нефть в воде», при которой усиливается вредное влияние солей и коррозии, снижаются смазывающие свойства нефти, образуется стойкие эмульсии. К тому же при расходном содержании воды 40-70 % создаются наибольшие гидродинамические сопротивления в подъемнике. Все это приводит к более интенсивному износу оборудования и уменьшает коэффициент полезного действия глубиннонасосной установки.

Таким образом, на МРП работы скважин влияет множество причин, основными из которых являются:

- технология и качество производства подземного и капитального ремонта скважин;
- технология и качество жидкостей, используемых для глушения и обработок скважин;
- гидродинамические и термодинамические условия сред в которых работают скважинные насосы;
- физико-химический состав нефти, газа, воды и механических примесей в добываемой продукции;
- условия упаковки, консервации, хранения и транспортировки насосов от завода-изготовителя до устья скважины;
- качество повторных ремонтов в соответствии с предъявляемыми требованиями;
- правильность подбора оборудования и технологического режима эксплуатации скважины.

Поэтому основная задача по удлинению межремонтного периода заключается в установлении правильного технологического режима работы скважины на основе данных исследования ее работы и анализа записей за длительный промежуток времени в первичной технической документации и т.п.

Литература:

1. Алькушин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1989. 360 с.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. Оператор по исследованию скважин. М.: Недра, 1983. 310 с.
3. Нефтепромысловое оборудование: комплект каталогов/ Под общей ред. В.Г. Крец, Томск.: Изд-во в ТГУ, 1999. 900с.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т. Интенсификация добычи нефти. М., 1996.