

## УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*А. Д. Иванов, М. С. Турбаков*

Пермский государственный технический университет

*Приводятся данные о промывках добывающих скважин углеводородными растворителями с целью удаления АСПО.*

Осложнения при эксплуатации добывающих скважин Сибирского месторождения (залежь Бш) связаны, в основном, с образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) и вредным влиянием газа на работу погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН). На процесс образования АСПО на скважинном оборудовании существенное влияние оказывает растворенный в пластовой нефти газ. При переходе газа в свободную фазу увеличивается температура насыщения нефти парафином, поэтому образование АСПО начинается в скважинах с больших глубин (1200 м и более), чему способствует и повышенное давление насыщения нефти газом, которое составляет 17,3 МПа. Высокое содержание свободного газа в потоке жидкости в верхней части подъемных труб (500–600 м от устья) «сушит» отложения АСПО, делает их более плотными и хрупкими, что затрудняет процесс удаления отложений.

Для скважин с ЭЦН применяется очистка внутренней поверхности подъемных колонн НКТ от АСПО с помощью скребков, периодичность спуска которых в скважины составляет от 1 раза в смену до 1 раза в течение суток. При этом возникает необходимость в периодических промывках скважин теплоносителями (нагретая нефть, нагретая вода с ПАВ)

и углеводородными растворителями, особенно для удаления АСПО с поверхностей НКТ и эксплуатационных колонн в затрубных пространствах. Распределение скважин и промывок за 2003–2005 гг. приведено в табл. 1.

Частота промывок в расчёте на весь фонд добывающих скважин за этот период уменьшилась с 0,47 до 0,25 пром./(скв. год). Количество скважин, на которых проведены промывки, уменьшилось до 12. Доля скважин с промывками составила 0,28, то есть промывки проводились примерно на одной скважине из трёх.

Таблица 1

### Распределение скважин с промывками

Годы	Количество добывающих скважин		Доля скважин с промывками	Количество промывок	Частота промывок	
	всего	с промывками			по всем скважинам	по скважинам с промывками
2003	66	19	0,29	31	0,47	1,63
2004	65	22	0,34	30	0,46	1,36
2005	63	12	0,19	16	0,25	1,33

Из табл. 2 следует, что в 2005 г. несколько увеличилась доля промывок, связанных с аварийными ситуациями на скважинах, уменьшилась доля плановых, то есть профилактических промывок.

Таблица 2

### Распределение промывок скважин по категориям

Категория промывки	Годы	Кол-во добывающих скважин с промывками	Кол-во промывок	Частота промывок по скважинам с промывками
1	2	3	4	5
Плановая	2003	12	16	1,33
	2004	9	9	1,0
	2005	3	3	1,0

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5
Аварийная	2003	8	11	1,38
	2004	9	10	1,11
	2005	8	11	1,38
При ремонте	2003	4	4	1,0
	2004	11	11	1,0
	2005	2	2	1,0
Всего	2003	19	31	1,63
	2004	22	30	1,36
	2005	12	16	1,33

В 2003 г. все промывки выполнялись с применением бензина газового стабильного (БГС). Расход БГС на одну промывку составил 7,06 т. Применение в 2002 г. в качестве растворителя БГС\*, который по растворяющей способности по отношению к АСПО значительно уступает гексановой фракции, вело к остановкам скважин из-за запарафинивания НКТ (96 случаев по ЦДНГ-11), недобор нефти при этом составил 3,5 тыс. т.

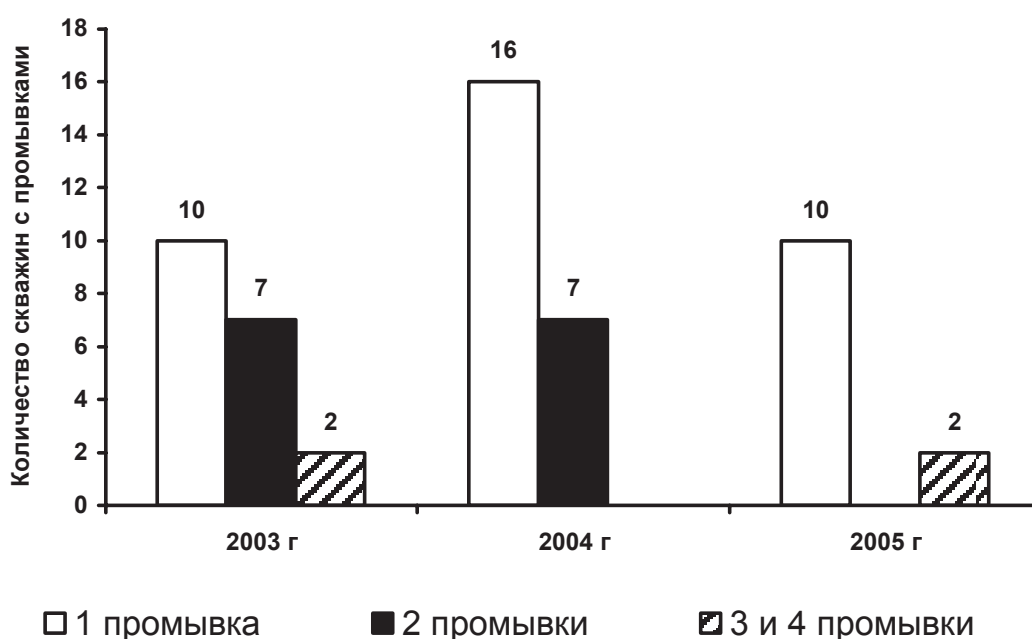
Начиная с 2004 г., промывки скважин выполняются с применением растворителя ФЛЭК-Р..., основу которого составляет гексановая фракция. Средний расход растворителя на одну промывку составляет 5,91 м<sup>3</sup>. Растворимость АСПО в гексановой фракции значительно выше, чем в растворителе типа БГС, и снижается при разбавлении нефтью в скважинах в меньшей степени\*. В результате частота промывок скважин в 2004–2005 гг. уменьшилась (см. табл. 1).

Распределение скважин по числу промывок представлено на рисунке. По значительному количеству скважин наблюдается изменение частоты промывок за различные периоды времени (годы) в несколько раз. Например, на скважинах 575 и 605 в 2003 г. проведено соответственно 4 и 3 промывки по

---

\* Анализ эффективности применения технико-технологических и химических средств борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин / ПГТУ. Отчёт по договору № 2001/102/539 от 10.05.2001 года.

причине депарафинизации, в последующий период скважины работали без промывок. На 19 скважинах из 40 в период 2003–2005 гг. промывки выполнялись с частотой 1 пром./год (например, скв. 599). За три года на скв. 582 было проведено 6 промывок, основная причина проведения мероприятий – депарафинизация НКТ.



*Рис. Распределение скважин по числу промывок*

Отмеченные факты указывают на то, что количество промывок по отдельным скважинам в течение того или иного периода времени зависит не только от интенсивности отложения АСПВ, но и от качества применяемого при промывках реагента (его растворяющей способности по отношению к АСПО), а также качества выполняемых работ на скважинах.

*Получено 08.12.06.*