

2. Шурубор Ю.В., Мордвинов В.А., Гудков Е.П. Ретроспективно-перспективное укрупненное имитационное моделирование разработки нефтяных залежей // Математические методы в технике и технологиях: Сб. тр. Международ. науч. конф.: В 7 т. Т.1. Секции 1,4 / Санкт-Петербург. гос. технолог. ин-т (техн. ун-т). СПб., 2000. С. 118–121.

Получено 18.03.03

УДК 622.245

Л.Н. Долгих

*Пермский государственный технический университет*

## **К ПРИЧИНАМ НАРУШЕНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН НА ФЕДОРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Рассмотрены вопросы устойчивости эксплуатационных обсадных колонн в нефтяных скважинах Федоровского месторождения при их эксплуатации. Показано, что одной из причин нарушения колонн является достижение в теле труб напряжений, сопоставимых по своей величине с пределом текучести материала труб, расчетным путем определена максимально допустимая стрела прогиба труб.

При строительстве скважин на Федоровском месторождении (ОАО «Сургутнефтегаз») в период с 1973 по 1986 г. использовалась упрощенная конструкция скважин с «коротким» кондуктором, который не перекрывал неустойчивые и размываемые отложения чеганакских и люлинворских глин. При бурении в этих интервалах отмечалось усиленное кавернообразование. В проектах на строительство скважин не предусматривалось поднимать цемент за эксплуатационными колоннами до устья, а только с перекрытием башмака кондуктора на 100 м. Фактически же из-за значительного кавернообразования цемент за эксплуатационной колонной часто не поднимался даже до башмака кондуктора. Кроме того, сами каверны не заполнялись цементным раствором полностью. Поэтому в этих интервалах при потере устойчивости обсадная колонна может иметь значительный изгиб. Осевые силы, которые приводят к потере устойчивости колонны, складываются из силы от изменения температуры при эксплуатации скважины (против той, которая была при креплении скважины), повышения давления внутри колонны в начале эксплуатации, осевой сжимающей нагрузки от собственного веса свободной (незацементированной) части колонны.

При обвязке устья скважины эти осевые нагрузки должны учитываться при дополнительном натяжении колонны. Однако на практике, как правило, выбирается только вес незацементированной части колонны.

С учетом этого обстоятельства нами оценена возможность потери устойчивости труб в скважине, произведен расчет предельной стрелы прогиба эксплуатационной колонны, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, т.е. при которой начинается пластическая деформация и разрушение колонны. В расчетах использованы методики, изложенные в работах [1–3].

Суммарная осевая сжимающая нагрузка от изменения температуры ( $Q_t$ ) и давления внутри обсадной колонны ( $Q_p$ ) в начальный период эксплуатации

$$Q_{\Sigma} = Q_t + Q_p.$$

Осевая нагрузка от изменения температуры при эксплуатации скважины может быть рассчитана по формуле

$$Q_t = \alpha E F \Delta t,$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла труб;

$E$  – модуль упругости (модуль Юнга) материала труб;

$F$  – площадь тела трубы;

$\Delta t$  – изменение температуры.

Дополнительная осевая нагрузка от увеличения давления внутри обсадной колонны в начальный период эксплуатации

$$Q_p = 0,47 P_y d^2,$$

где  $P_y$  – давление на устье при работе скважины;

$d$  – внутренний диаметр обсадной колонны.

В результате расчета получено, что суммарная осевая сжимающая нагрузка от изменения температуры и давления внутри обсадной колонны в начальный период эксплуатации при рассматриваемых условиях составляет 254–436 кН.

Критические эйлеровские нагрузки первого ( $Q_{кр}^1$ ) и третьего ( $Q_{кр}^3$ ) порядка (при которых колонна теряет устойчивость и приобретает изогнутую форму) рассчитывают по формулам

$$Q_{кр}^1 = 3,41^3 \sqrt{EIq^2},$$

$$Q_{кр}^3 = (16\pi^2 EI / L_{кр}^2) + (q L_{кр} / 2),$$

где  $E$  – модуль упругости (модуль Юнга) материала труб;

$q$  – вес одного погонного метра обсадных труб;

$I$  – осевой момент инерции сечения трубы.

Критические эйлеровские нагрузки первого и третьего порядка в рассматриваемых условиях соответственно составляют 17 и 128 кН.

Так как осевая сжимающая нагрузка ( $Q_{\Sigma}$ ) выше критических, то продольный изгиб колонны при потере устойчивости неизбежен. Причем длина полуволны при  $Q_{\Sigma} > Q_{кр}^3$

$$L = L_{кр} / 3.$$

Сжимающие напряжения в теле труб от суммарной дополнительной осевой нагрузки

$$\sigma_{сж} = Q_{\Sigma} / F_{тр}.$$

Их величина может достигать 123 МПа.

Изгибающее напряжение от изгиба колонны в интервале набора зенитного угла

$$\sigma_{изг} = dE / 2R,$$

где  $d$  – наружный диаметр обсадной колонны;

$R$  – радиус искривления ствола скважины.

Величина этих напряжений составляет не более 70 МПа.

Суммарные напряжения в теле труб составят:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{сж} + \sigma_{изг}.$$

Изгибающие напряжения в теле трубы при изгибе колонны от потери устойчивости ( $\sigma'_{изг}$ ) могут быть рассчитаны по формуле

$$\sigma'_{изг} = \pi^2 E d f / 2 L^2.$$

С другой стороны, изгибающие напряжения от потери устойчивости колонны, при которых суммарные напряжения в теле труб достигают предела текучести ( $\sigma_t$ ), определяются как:

$$\sigma'_{изг} = \sigma_t - \sigma_{сж} - \sigma_{изг}.$$

Отсюда можно рассчитать величину предельной стрелы прогиба обсадной колонны ( $f$ ), при которой суммарные напряжения в теле трубы достигают предела текучести материала:

$$f = 2 \sigma'_{изг} L^2 / \pi^2 E d.$$

На примере расчета эксплуатационной колонны из труб диаметром 146 мм (группа прочности стали – «Д») установлено, что при совместном действии осевых и изгибающих нагрузок колонна теряет устойчивость, напряжения в теле труб становятся соизмеримы с пределом текучести

материала, из которых они изготовлены при стреле прогиба колонны от 36 до 50 см, что вполне возможно в интервалах незацементированных каверн. Это может приводить к деформациям обсадных труб, потере проходимости обсадных колонн. Это явление может быть одной из причин нарушений эксплуатационных колонн, произошедших на этом месторождении в рассматриваемый период времени (157 скважин).

### Библиографический список

1. Цыбин А.А., Гайворонский А.А. Исследование прочностных показателей составных крепей нефтяных скважин / ВНИИОЭНГ. М., 1976. 25 с.
2. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под ред. А.Е. Сарояна. М.: Недра, 1987. 254 с.
3. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: В 4 кн. Кн 4. М.: Недра, 1966. 184 с.

Получено 18.06.03

УДК 624.131:550.4

И.Л. Долгих, Б.А. Бачурин

*Горный институт УрО РАН*

### НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПАВ НА ПРИРОДНЫЕ ГЕОСИСТЕМЫ РАЙОНОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Рассмотрены некоторые аспекты применения, состава, свойств поверхностно-активных веществ (ПАВ), используемых при строительстве скважин на нефть и газ. Приведены данные по мониторингу содержания анионо-активных ПАВ (АПАВ) в отходах бурения в процессе строительства скважин. Показаны некоторые результаты исследования воды из объектов окружающей среды и пламовых амбаров на наличие АПАВ.

Большинство химических реагентов, применяемых для регулирования свойств буровых растворов, являются в той или иной степени поверхностно-активными веществами (ПАВ). В процессе строительства скважин они улучшают агрегативную устойчивость и смазочные свойства буровых растворов, вызывают понижение прочности горных пород. Адсорбируясь на породе призабойной зоны продуктивного пласта, ПАВ увеличивают ее нефтепроницаемость, препятствуют набуханию глин, что значительно сокращает период освоения скважин.