

УДК 622.276.5

**Лукьянов Владимир Тимофеевич, Перейма Алла Алексеевна,  
Димитриади Юлианна Константиновна**

## **О НАТЯЖЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН В ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

*В статье на основе промысловых данных рассматриваются некоторые аспекты технологии предварительного натяжения эксплуатационных колонн в паронагнетательных скважинах для компенсации температурных напряжений в трубах. Определяется условие недопущения влияния этого натяжения на целостность цементного камня в интервале продуктивного пласта. Решается проблема обеспечения требуемой величины компенсационного натяжения в условиях просадки колонн при установке эксплуатационной колонны на предыдущую обсадную колонну. Приведены рекомендации по повышению надежности паронагнетательных скважин.*

*Ключевые слова:* паронагнетательная скважина, температурные напряжения, обсадная колонна, компенсационное натяжение эксплуатационной колонны.

**Lukyanov Vladimir T., Pereima Alla A.,  
Dimitriadi Julianna K.**

### **ABOUT FLOW STRING TENSION IN STEAM WELLS**

*The article offers an experience-based view on certain aspects of the technology for preliminary flow string tension in steam wells in order to compensate for the temperature tension in the pipes. There is a view on the need for avoiding this tension's impact on the cement stone integrity in the productive layer interval. The author also offers an idea as to how to maintain the required level of the compensation tension given the string subsidence in case of installing a flow string on an earlier installed one. There are also certain recommendations concerning improving the reliability of steam wells.*

*Keywords:* steam well; temperature tensions; flow string; compensation tension in flow string.

Из-за сокращения запасов легких нефтей в России и в мире будущее нефтяной промышленности связано с разработкой месторождений с высоковязкой нефтью, битумами и нефтенасыщенными песками [1]. Для извлечения таких углеводородов применяются и, очевидно, будут применяться в дальнейшем тепловые методы добычи путем нагнетания с поверхности в скважины (в зону продуктивного пласта) перегретого (до 300–350 °С) водяного пара при давлении до 12–15 МПа и более.

Для доставки пара к нефтяному пласту используют насосно-компрессорные трубы (НКТ) с теплоизоляцией (ТНКТ), представляющие собой специальную систему «труба в трубе», с вакуумированием пространства между НКТ (например, между трубами 73 и 114 мм). В нижней части ТНКТ устанавливается пакер, отсекающий межтрубное пространство. Термокомпенсатор удлинения НКТ может быть встроен в пакер или на устье в фонтанную арматуру.

Закачка пара в скважину, несмотря на использование ТНКТ, в силу ряда причин (утечки в пакере, естественный теплоперенос от ТНКТ и нарушение ее теплоизоляции) часто приводит к значительному (почти до температуры теплоносителя) нагреву эксплуатационной колонны и, соответственно, к возникновению в ее теле больших сжимающих температурных напряжений, поскольку концы колонны зацементированы. Поэтому расчет эксплуатационной колонны, выбор толщины ее стенки и марки стали производится с учетом таких напряжений [1, 2].

В процессе расчета, порядок которого с примерами подробно описан в работах [1, 2], определяется величина предварительного натяжения эксплуатационной колонны (до 1000–2000 кН для 168-мм труб), компенсирующего часть сжимающих температурных напряжений, до уровня допустимых из условий прочности колонны.

Если используется специальное якорное устройство в открытом стволе (что технологически достаточно сложно), то осуществляется натяжение всей эксплуатационной колонны. Обычно натя-

жение производится только ее верхней части (ступени) по истечении ОЗЦ после заливки нижней ступени колонны с устройством ступенчатого цементирования (УСЦ), расположенным примерно на 50–100 м выше башмака предыдущей колонны (промежуточной или кондуктора). Такое решение задачи во многом обосновано опытом эксплуатации паронагнетательных скважин на Усинском, Гремичинском, Ярегском и других месторождениях, где нарушения целостности эксплуатационных колонн имели место, преимущественно, в верхней части колонны.

Считается, что подобранные из прочностных расчетов с учетом предварительного натяжения обсадные трубы обеспечивают длительную целостность эксплуатационной колонны при закачке в скважину перегретого пара [1].

Между тем при этом возникают, по меньшей мере, два вопроса, на которые нет ответа в методике определения требуемой величины предварительного натяжения эксплуатационной колонны в ходе ее расчета на прочность:

- 1) не вызывает ли натяжение верхней ступени эксплуатационной колонны смещения ее нижней ступени, что должно отрицательно сказываться на герметичности цементного кольца в зоне продуктивного объекта, представленного, например, водяными, нефтяными и газовыми пластами, разделенными перемычками небольшой толщины?  
Этот вопрос обусловлен тем обстоятельством, что цементный камень даже из качественных тампонажных материалов при его значительной прочности и малой проницаемости обладает низкой трещиностойкостью и деформативностью, а цементное кольцо из него не способно противостоять нагрузкам [3, 4];
- 2) после натяжения, цементирования верхней ступени эксплуатационной колонны производится ее установка на колонную головку предыдущей колонны (при отсутствии промежуточной колонны – на кондуктор). Происходит ли просадка колонн, обвязанных головкой, и как это влияет на конечную величину компенсационного натяжения верхней ступени эксплуатационной колонны?

Для ответа на эти вопросы в качестве примера рассмотрим сведения о натяжении 168-мм эксплуатационных колонн на Северо-Комсомольском месторождении высоковязкой нефти (см. таблицу). Типовая конструкция наклонно направленных скважин следующая: 324-мм направление – 120 м; 245-мм кондуктор – 600 м; 168-мм эксплуатационная колонна – 1150 м (УСЦ на глубине 500 м). Все колонны цементируются до устья (кондуктор и эксплуатационная колонна – термостойким цементом ЦПТН для высокотемпературных скважин). Зенитный угол (10–30 °) набирался обычно с глубины 200–350 м.

| Номер скважины | Обсадные трубы                          |                               | Глубина установки УСЦ, м | Начальное натяжение $R_n$ , кН | Вытяжка, м |      | Просадка кондуктора $\Delta$ , м | Конечное натяжение $R_f$ , кН |
|----------------|-----------------------------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------------------------|------------|------|----------------------------------|-------------------------------|
|                | Сталь и толщина стенки, мм              | Интервал установки, м         |                          |                                | Хф         | Хр   |                                  |                               |
| 1              | 2                                       | 3                             | 4                        | 5                              | 6          | 7    | 8                                | 9                             |
| 938            | P-110×10,59                             | 1175–0                        | 500                      | 903                            | 0,28       | 0,38 | 0,14                             | 678                           |
|                |                                         |                               |                          | 981                            | 0,34       | 0,41 |                                  |                               |
| 899            | P-110×10,59                             | 1260–0                        | 525                      | 981                            | 0,28       | 0,43 | 0,15                             | 966                           |
|                |                                         |                               |                          | 1275                           | 0,43       | 0,57 |                                  |                               |
| 936            | NT-110×10,59 LS                         | 1213–0                        | 513                      | 1275                           | 0,42       | 0,56 | 0,10                             | 1064                          |
| 974            | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94 | 1248–161<br>1161–494<br>494–0 | 494                      | 1275                           | 0,50       | 0,64 | 0,12                             | 1051                          |

| Номер скважины | Обсадные трубы                             |                                | Глубина установки УСЦ, м | Начальное натяжение $P_H$ , кН | Вытяжка, м |      | Просадка кондуктора $\Delta$ , м | Конечное натяжение $P_\phi$ , кН |
|----------------|--------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|--------------------------------|------------|------|----------------------------------|----------------------------------|
|                | Сталь и толщина стенки, мм                 | Интервал установки, м          |                          |                                | Хф         | Хр   |                                  |                                  |
| 1              | 2                                          | 3                              | 4                        | 5                              | 6          | 7    | 8                                | 9                                |
| 937            | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1202–1106<br>1106–620<br>620–0 | 500                      | 1275                           | 0,48       | 0,65 | 0,12                             | 1054                             |
| 900            | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1220–121<br>1121–496<br>496–0  | 496                      | 981                            | 0,40       | 0,49 | 0,25                             | 516                              |
| 975            | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1184–108<br>1108–431<br>431–0  | 499                      | 1275                           | 0,46       | 0,65 | 0,19                             | 924                              |
| 901            | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1244–751<br>751–337<br>337–0   | 502                      | 1079                           | 0,35       | 0,53 | 0,10                             | 895                              |
| 939            | P-110×8,94                                 | 1139–0                         | 502                      | 981                            | 0,37       | 0,49 | 0,07                             | 846                              |
| 1015           | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1198–900<br>900–500<br>500–0   | 502                      | 1177                           | 0,38       | 0,60 | 0,15                             | 901                              |
| 1016           | KO-110×8,94<br>KO-110×10,59<br>KO-110×8,94 | 1265–723<br>723–495<br>495–0   | 495                      | 981                            | 0,38       | 0,49 | 0,16                             | 683                              |
| 1014           | P-110×8,94<br>P-110×10,59<br>P-110×8,94    | 1190–680<br>680–491<br>491–0   | 492                      | 981                            | 0,40       | 0,48 | 0,12                             | 756                              |
| 1053           | P-110×8,94                                 | 1167–0                         | 504                      | 981                            | 0,36       | 0,50 | 0,16                             | 688                              |
| 1054           | N-80×8,94<br>P-110×8,94                    | 1224–95<br>95–0                | 502                      | 981                            | 0,38       | 0,49 | 0,14                             | 724                              |

В таблице расчетная упругая вытяжка второй ступени 168-мм эксплуатационной колонны определялась по формуле:

$$X_p = (P_H \cdot L - 0,5 \cdot q \cdot L^2) / (E \cdot F), \quad (1)$$

где  $P_H$  – начальное натяжение колонны на устье;

$L$  – длина верхней ступени колонны (таблица 1);

$F, q$  – соответственно площадь сечения тела и вес погонного метра 168-мм труб в жидкости плотностью 1,15 г/см<sup>3</sup> (для труб с толщиной стенки 8,94 мм  $F = 0,00448$  м<sup>2</sup>,  $q = 0,2982$  кН/м; для труб с толщиной стенки 10,59 мм  $F = 0,00525$  м<sup>2</sup>,  $q = 0,3483$  кН/м);  $E$  – модуль упругости ( $E = 2,06 \times 10^8$  кН/м<sup>2</sup>).

Конечное (фактическое) натяжение  $P_\phi$  168-мм эксплуатационной колонны на устье (после ее установки на 245-мм кондуктор и просадки последнего вместе со 168-мм колонной) вычислялось из соотношения:

$$P_\phi = P_H - \Delta \cdot EF / L, \quad (2)$$

где  $\Delta$  – просадка кондуктора вместе с верхней ступенью эксплуатационной колонны.

Из анализа данных таблицы можно заключить следующее.

1. Для всех рассматриваемых случаев фактическая вытяжка  $X_\phi$  меньше расчетной  $X_p$  на 37 – 17 % (в среднем – на 25 %). Это свидетельствует о том, что в представленных скважинах

Северо-Комсомольского месторождения натяжение верхней ступени эксплуатационной колонны не вызывает смещения ее нижней ступени.

Однако при строительстве паронагнетательных скважин в других условиях рассмотренное обстоятельство следует иметь в виду и поступать следующим образом:

- выбрать глубину заземления эксплуатационной колонны (местоположение УСЦ);
- произвести расчет колонны на прочность, определить величину компенсационного натяжения ее верхней ступени  $P_n$ , выбрать марку стали и толщину стенки;
- вычислить  $X_p$  по формуле (1);
- при натяжении верхней ступени колонны следить за ее упругой вытяжкой  $X_\phi$  и не допускать ее превышения над расчетной величиной  $X_p$ , а при необходимости ограничить натяжение  $P_n$ .

2. При установке натянутой верхней ступени 168-мм эксплуатационной колонны на 245-мм кондуктор во всех 14 скважинах происходила его просадка (на 7–25 см, в среднем – на 14 см). Статистически значимой связи между величиной просадки и начальным натяжением  $P_n$  не обнаружено, очевидно, из-за влияния других факторов (качества цементирования кондуктора, искривления ствола и т.д.).

Важно отметить, что ни в одной из скважин не было зафиксировано перемещение верхней части эксплуатационной колонны относительно кондуктора, имела место их совместная просадка как единого целого.

Конечное, рассчитанное по формуле (2), натяжение верхней ступени  $P_\phi$  в большинстве случаев существенно (на 14–47 %, в среднем – на 25 %) меньше начального  $P_n$  (на 184–465 кН или на 14–47 тс). Следовательно, при закачке пара фактическое компенсационное натяжение меньше расчетного, и поэтому действительный коэффициент запаса прочности для обсадных труб меньше официально требуемого. Последнее создает предпосылки для нарушения целостности эксплуатационной колонны. Есть основания считать, что и в других районах строительства паронагнетательных скважин, бурящихся без промежуточной колонны, и особенно в зонах распространения многолетнемерзлых пород, имеют место подобные ситуации [1].

Чтобы избежать нежелательного снижения начального натяжения относительно требуемого необходимо:

- 1) в первой скважине, после натяжения силой  $P_n$  (согласно расчету [1,2]), цементирования и ОЗЦ верхней ступени эксплуатационной колонны при установке ее на предыдущую колонну зафиксировать (если она есть) полную величину просадки эксплуатационной колонны относительно поверхности земли  $\Delta$  как за счет просадки предыдущих колонн, так и самой эксплуатационной колонны относительно этих колонн;
- 2) по формуле (2) определить  $P_\phi$  и процент снижения  $P_n$  (N %);
- 3) во второй скважине расчетное натяжение колонны увеличить на N %, но не более, чем на 10–25 %, зафиксировать  $\Delta$ ;
- 4) в последующих скважинах проводить аналогичные операции, постепенно уточняя среднюю величину N % и, соответственно,  $P_n$ , и повышая, если в этом будет необходимость, верхний предел процента увеличения натяжения (выше 10–25 %).

Однако, в любом случае, натяжение эксплуатационной колонны до цементирования ее верхней ступени не должно превышать величину  $P_{nmax} \leq P/n_3$ , где  $P$  – табличное значение наименьшей растягивающей разрушающей нагрузки для обсадных труб и их соединений;  $n_3$  – нормативный коэффициент запаса прочности.

При этом важно помнить, что все эти действия осуществляются с единственной целью: чтобы после установки на предыдущую колонну эксплуатационной колонны ее компенсационное натяжение  $P_\phi$  соответствовало требуемому, рассчитанному по методике, изложенной в работах [1, 2].

В этой связи нельзя не отметить целесообразность принятия мер по исключению просадки эксплуатационной колонны вместе с предыдущими колоннами путем, например, создания специальной опоры кондуктора о поверхность земли.

В заключение можно утверждать, что контроль вытяжки верхней ступени эксплуатационной колонны при ее компенсационном натяжении и учет (на основе прочностных расчетов) возможной просадки обвязанных на устье колонн (после установки натянутой эксплуатационной колонны на колонную головку) повысят надежность крепи паронагнетательных скважин.

#### *Литература*

1. Антониади Д. Г., Бекух И. И., Гарушев А. Р. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти. М.: Недра, 1996. 112 с.
2. Бекух И. И., Лукьянов В. Т., Гилаев Г. Г., Кошелев А. Т. Особенности расчета обсадных колонн для нефтяных паронагнетательных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2001. № 5–6. С. 19–21.
3. Перейма А. А., Димитриади Ю. К. Применение дисперсно-армированных тампонажных материалов для повышения эффективности строительства и эксплуатации скважин // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. Ставрополь: Изд-во СКФУ. 2013. № 5 (38). С. 27–23.
4. Перейма А. А., Олейников А. Н., Барыльник В. С., Герасименко М. В. Дисперсное армирование цементного камня как способ повышения его трещиностойкости // Сб. науч. трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тюмень: Флат, 2011. С. 169–171.

УДК 622.279.23

**Петренко Николай Николаевич, Бекетов Сергей Борисович,  
Петренко Василий Иванович**

## **МАСШТАБЫ ОСУШЕНИЯ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ПРИ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССЕ**

*В статье рассматривается, как при сайклинг-процессе нагнетаемый в месторождение сухой газ испаряет остаточную воду. В работе выполнена оценка объемов порового пространства, в пределах которых произошло полное осушение пласта вокруг средней нагнетательной скважины.*

*Ключевые слова: сайклинг-процесс, призабойная зона, осушение, влагосодержание.*

**Petrenko Nikolay N., Beketov Sergey B., Petrenko Vasily I.**

### **RESERVOIR BED DRAINAGE SCALE IN CYCLING PROCESS**

*In case of cycling process the dry gas injected into the field evaporates the residual water. This work offers an evaluation of the pore space within which complete drainage of the bed took place around the middle injection well.*

*Keywords: cycling process; bottomhole formation zone; drainage; moisture load.*

Ранее уже рассматривался процесс осушения призабойной зоны скважин в пределах подземного хранилища газа (ПХГ), созданного в хадумском горизонте Северо-Ставропольского газового месторождения [1]. В большинстве случаев закачиваемый в ПХГ сухой газ имеет пониженную по сравнению с пластовой температурой, и процесс осушения призабойных зон скважин происходит поэтапно. Даже при пониженной температуре нагнетаемого газа он из-за огромной площади соприкосновения с остаточной водой практически мгновенно [2] насыщается влагой до равновесного состояния путём испарения воды. Затем по мере продвижения к центральной части ПХГ температура газа постепенно повышается и его влагосодержание возрастает за счёт дальнейшего испарения остаточной воды. При отборе газа из ПХГ в случае пониженной его по сравнению с пластовой температуры он и при обратном движении теперь уже к добывающим скважинам постепенно нагревается и донасыщается