

УДК 517.958:531.72

В. Г. МИХАЙЛОВ

АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

В работе проведен анализ известных причин, вызывающих потерю устойчивости течения газожидкостной смеси в вертикальных добывающих скважинах фонтанирующего типа. Предложена модель потери устойчивости течения в вертикальном насосно-компрессорном трубопроводе (НКТ). На основе механистического моделирования предложены гидродинамические условия возникновения неустойчивости течения в вертикальном трубопроводе за счет структурной неустойчивости газожидкостной смеси. *Нестационарные течения; газожидкостная смесь; скважина; механистическое моделирование; структура течения; критерии потери устойчивости; heading*

ВВЕДЕНИЕ

В зарубежной литературе, начиная с 30-х годов прошлого века, нестационарные процессы, возникающие при подъеме газонефтяной смеси из вертикальных добывающих скважин, получили общее название «нестабильный уровень жидкости» («heading»). Данное явление характеризуется циклическими колебаниями давления и периодическим, интенсивным выделением газа в НКТ, при этом уровень жидкости периодически опускается ниже горла скважины. Исследуя механизм возникновения нестационарных процессов, исследователями [7] были выделены три типа «heading»: «heading» в пласте, «heading» в НКТ и «heading» в эксплуатационной колонне.

Природа возникновения нестационарных процессов в вертикальных добывающих скважинах для разных типов «heading», различна. «Heading» в пласте и в эксплуатационной колонне имеет одинаковую природу и может возникать только при наличии больших емкостей заполненных газом. Это может быть межтрубное пространство скважины, заполненное газом (явление «heading» в эксплуатационной колонне) или каверны и трещины в призабойной зоне пласта так же заполненные газом (явление «heading» в пласте) показанные на рис. 1, а.

Наличие больших емкостей, заполненных газом, в самой скважине или в призабойной зоне является необходимым условием для возникновения неустойчивого режима течения. Достаточным условием возникнове-

ния режима течения «heading» является положение рабочей точки в неустойчивой области статических характеристик НКТ и пласта (см. рис. 1, б).

На рис. 1, б, используя узловой анализ (наложение характеристики НКТ на характеристику пласта), показаны возможные варианты совместной работы НКТ и пластов с различной продуктивностью. Анализируя положение рабочей точки на характеристике НКТ, можно сделать вывод о стационарности режима течения в вертикальной скважине фонтанирующего типа.

Конструктивной особенностью добывающей скважины фонтанирующего типа является наличие затрубного пространства, в котором скапливается выделяющийся из добываемой нефти газ. В процессе работы скважины могут возникнуть ситуации, когда уровень жидкости в затрубном пространстве из-за интенсивного выделения газа понизится. Если рабочая точка находится в положении «В», то несущественные колебания давления на входе в НКТ из-за изменения уровня жидкости в затрубном пространстве никак не скажутся на устойчивости работы скважины. Если рабочая точка скважины и пласта имеет положение «А», то любое незначительное понижение давления на входе в НКТ приведет к потере устойчивости течения. Рабочая точка системы будет стремиться в положение «В». Для работы скважины в таких условиях необходимы большие расходы через НКТ. Необходимую величину расхода газожидкостной смеси пласт может поддерживать только незна-

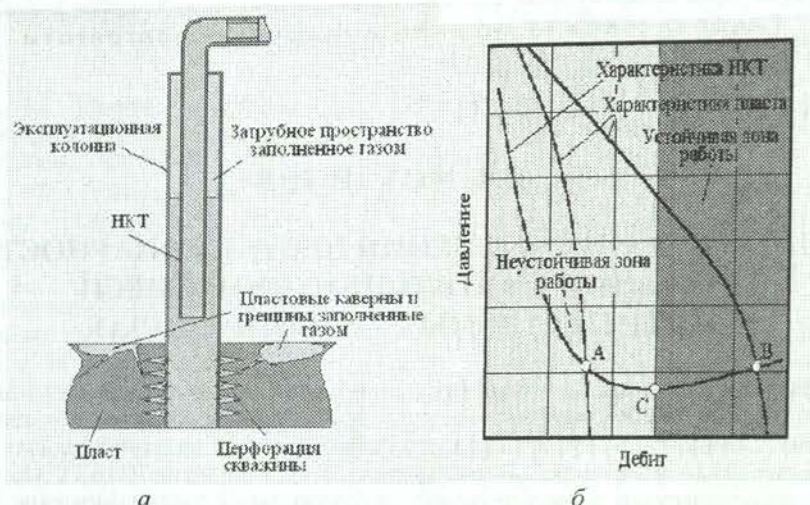


Рис. 1. Условия возникновения нестационарного режима течения в фонтанирующей добывающей скважине при «heading» в эксплуатационной колонне и пласте

чительное время. Затем давление и расход на входе в НКТ начнут падать, при этом уровень жидкости в затрубном пространстве существенно понизится и в ряде случаев может произойти прорыв газа из затрубного пространства в НКТ. После этого подъем газожидкостной смеси на поверхность временно прекратится, а жидкость, продолжающая поступающая из пласта, будет заполнять затрубное пространство и НКТ до тех пор, пока система «скважина-пласт» не вернется в положение «А». Такой неустойчивый режим течения скважины экспериментально и теоретически был исследован в диссертационной работе Торе [7] в 1987 г.

Явление «heading» в пласте имеет аналогичную природу, только в процессе работы скважины газ, выделяющейся из нефти, скапливается в кавернах и трещинах призабойной зоны, а при понижении давления на входе в НКТ прорывается через перфорацию эксплуатационной колонны, разрушая структуру течения в НКТ.

Если возникновение «heading» в пласте и «heading» в эксплуатационной колонне связано с нарушением условия равновесия системы НКТ-пласт и НКТ-затрубное пространство, то реализация течения «heading» в НКТ имеет иную природу. «Heading» в НКТ возникает в случае, когда течение теряет структурную устойчивость.

Результаты обширных исследований [1–8] показывают, что причины и условия возникновения нестационарного режима течения в НКТ, основанного на структурной неустойчивости течения, до настоящего времени до

конца не понята. Анализируя проведенные исследования можно заключить, что:

1. Причиной возникновения нестационарности течения является не прорыв газа из межтрубного пространства скважины или из газонасыщенной области пласта. Причиной является снижение скорости газа на входе в НКТ до определенного значения, не способного поддерживать подъем жидкости в НКТ. Если данная минимальная скорость газа не обеспечивается, то газожидкостная смесь стекает вниз и скважина переходит в режим «heading» или останавливается. В работе Донахью [1] минимальное значение скорости газа определяется равным 1,524 м/с. Рос [2] определил условия потери структурной устойчивости при значении приведенной скорости жидкой и газовой фазы $V_{sl} < 0,10$ м/с и $0,10 < V_{sg} < 0,30$ м/с;

2. Хагердон и Браун [4], основываясь на экспериментальных данных, предложили модель нестационарного течения в НКТ. Они предложили гипотезу, что при структурной потере устойчивости течения на входе в НКТ образуется протяженная жидкостная пробка, под которой внутри НКТ газ накапливается, пока не прорвется, вызвав тем самым скачок давления. В результате падения давления жидкость снова перекрывает (закупоривает) НКТ, и процесс циклически повторяется.

3. Данс и Рос [5] при проведении экспериментальных исследований заметили, что нестационарный режим течения в НКТ наблюдается в ограниченном диапазоне приведенных скоростей жидкой и газовой фаз. Ими были предложена карта режимов пото-

ка (рис. 2). Согласно этой карте «heading» наблюдался в основном в области перехода от пузырькового режима течения к пробковому.

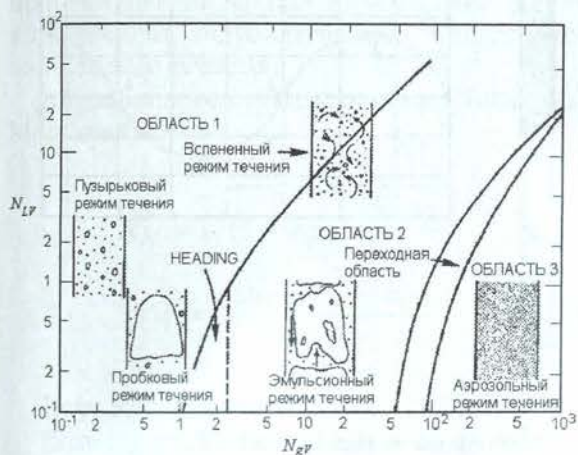


Рис. 2. Экспериментальная карта режимов течения по Данс и Рос

Целью настоящей работы является разработка механизма потери устойчивости пробкового режима течения при малых приведенных скоростях газовой и жидкостной фаз и разработка методики определения границ «heading» в НКТ.

**ПРИМЕНЕНИЕ
МЕХАНИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ БАРНЕА
ДЛЯ РАСЧЕТА ГРАНИЦ
СТРУКТУРНОЙ НЕУСТОЙЧИВОСТИ
ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ**

Механистическая модель Барнеа [10] была разработана для определения условий перехода от кольцевой структуры течения к пробковой в вертикальном трубопроводе (линия «D» см. рис. 6).

Данная модель основана на выполнении двух критериев перехода. Первый критерий определяет условие потери устойчивости течения жидкостной пленки за счет стекания ее со стенок канала (см. рис. 3, б)

$$Y_M \geq \frac{2 - 1,5H_{LF}}{H_{LF}^3(1 - 1,5H_{LF})} X_M^2, \quad (1)$$

где Y_M и X_M — модифицированные параметры Локхарта–Мартинелли; H_{LF} — значение истинного объемного содержания жидкостной фазы в жидкостной пленке с учетом проскальзывания.

Второй критерий определяет условие образования жидкостных перемычек в газовом

ядре за счет увеличения объемного содержания жидкостной фазы в жидкостной пленке и ядре течения (см. рис. 3, в)

$$(H_{LF} + \lambda_{LC} \frac{(d - 2\delta)^2}{d^2}) > 0,12, \quad (2)$$

где L_{LC} — значение объемного содержания жидкой фазы в ядре течения без учета проскальзывания; d — диаметр канала; δ — безразмерная толщина жидкостной пленки.

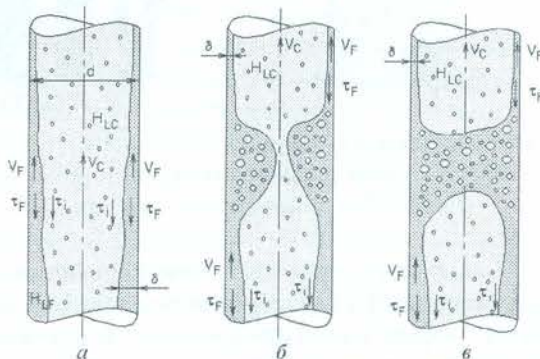


Рис. 3. Расчетная схема Барнеа перехода от кольцевой структуры течения к пробковой

Автор настоящей работы предлагает расширить использование метода Барнеа для определения условий возникновения структурной неустойчивости пробкового режима течения в НКТ. Как показали расчеты, по этой методике при переходе от пробкового режима течения к пузырьковому относительная толщина жидкостной пленки начинает существенно возрастать и перекрывает все проходное сечение вертикальной трубы (см. рис. 4). Таким образом, в трубопроводе образуется структура течения с объемным содержанием газовой фазы, превышающим значение для пузырькового режима течения, и в тоже время недостаточным для образования устойчивых пузырьков Тейлора.

Можно предположить, что разрушение пробковой структуры течения и образование жидкостной пробки на входе в НКТ вызывает явление «heading» в НКТ. На рис. 5 показан возможный механизм «heading» в НКТ. Жидкостная пробка на входе в НКТ образуется за счет стекания жидкостной пленки со стенок канала. При этом уровень жидкости в верхней части НКТ понижается, что приводит к снижению забойного давления P_{wf} на входе в НКТ (точки 2–3 на рис. 5). Понижение забойного давления P_{wf} в свою очередь вызывает приток газожидкостной смеси из пласта.

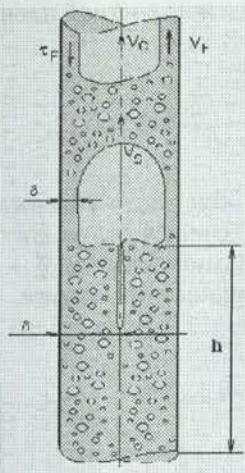


Рис. 4. Расчетная схема потери структурной устойчивости

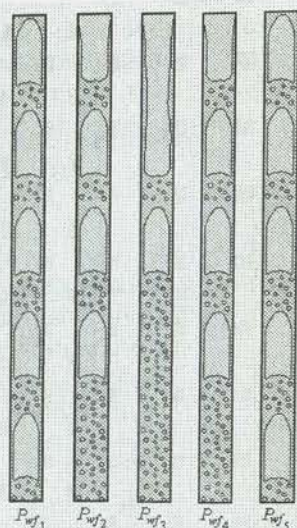
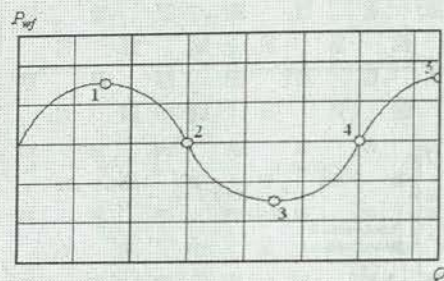


Рис. 5. Расчетная схема «heading» в НКТ



С ростом скорости течения газожидкостной смеси по НКТ увеличивается газовыделение из нефти. При этом временно восстанавливается пробковая структура течения и возрастает давление на входе в НКТ (точки 4–5 на рис. 5). Затем цикл структурных изменений в течении повторяется.

Ниже приведена методика определения границ потери структурной устойчивости пробкового режима течения в НКТ.

2. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНИЦ ПОТЕРИ СТРУКТУРНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОБКОВОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ ПО МОДЕЛИ БАРНЕА

В качестве критерия возникновения структурной неустойчивости пробкового режима течения в НКТ с использованием механистической модели Барнеа предлагается принять условие образования в пробковой структуре течения жидкостной пробки, за счет смыкания жидкостных пленок на стенках канала, т. е. $\delta \geq 0,5$.

Для определения относительной толщины жидкостной пленки δ необходимо рассчитать следующие параметры.

Критическую скорость увлечения капель жидкости в ядре течения

$$V_{crit} = 10000 \frac{V_{Sg} \mu_g}{\sigma_L} \left(\frac{\rho_g}{\rho_L} \right)^{0,5}, \quad (3)$$

где V_{Sg} — приведенная скорость газовой фазы; μ_g — вязкость газа; σ_L — коэффициент по-

верхностного натяжения жидкой фазы; ρ_L — плотность жидкой фазы; ρ_g — плотность газа.

Объемное содержание жидкой фазы в ядре

$$F_E = 1 - \exp[-0,125(V_{crit} - 1,5)]. \quad (4)$$

Объемное содержание жидкой фазы в ядре без учета проскальзывания

$$\lambda_{LC} = \frac{F_E V_{SL}}{V_{Sg} + F_E V_{SL}}, \quad (5)$$

где V_{SL} — приведенная скорость жидкой фазы.

Плотность, вязкость и скорости смеси для течения в ядре

$$\rho_c = \rho_L \lambda_{LC} + \rho_g (1 - \lambda_{LC}); \quad (6)$$

$$\mu_c = \mu_L \lambda_{LC} + \mu_g (1 - \lambda_{LC}); \quad (7)$$

$$V_{SC} = F_E V_{SL} + V_{Sg}, \quad (8)$$

где μ_L — вязкость жидкой фазы.

Число Рейнольдса для течения в ядре

$$N_{Re_{sc}} = \frac{\rho_c V_{SC} d}{\mu_c}, \quad (9)$$

где d — диаметр НКТ.

Число Рейнольдса для жидкостной пленки

$$N_{Re_{SL}} = \frac{\rho_L V_{SL} d}{\mu_L}. \quad (10)$$

Градиент газа в ядре течения и в жидкой пленке

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{SL} = \frac{f_{SL} \rho_L V_{SL}^2}{2d}; \quad (11)$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{SC} = \frac{f_{SC}\rho_C V_{SC}^2}{2d}, \quad (12)$$

где f_{SL} — коэффициент гидравлического сопротивления для жидкостной пленки; f_{SC} — коэффициент гидравлического сопротивления для ядра течения.

Модифицированные параметры Локхарта–Мартинелли

$$X_M = \sqrt{(1 - F_E)^2 \frac{(\frac{dP}{dL})_{SL}}{(\frac{dP}{dL})_{SC}}}; \quad (13)$$

$$Y_M = \frac{g \sin(\theta)(\rho_L - \rho_C)}{(\frac{dP}{dL})_{SC}}. \quad (14)$$

Если $F_E > 0,9$, тогда $Z = 1 + 300\delta$.

Если $F_E < 0,9$, тогда $Z = 1 + 24\left(\frac{\rho_L}{\rho_g}\right)^{1/3}\delta$,

где Z — полуэмпирический коэффициент для пересчета коэффициента гидравлического сопротивления между жидкостью и твердой стенкой для течения между жидкостной пленкой и газовым ядром.

Расчитанные значения подставляются в уравнение количества движения в форме

$$F(\delta) = Y_M - \frac{Z}{4\delta(1-\delta)[1-4\delta(1-\delta)]^{2,5}} + \frac{X_M^2}{[4\delta(1-\delta)]^3} = 0. \quad (15)$$

Решение нелинейного уравнения (15), позволяет определить требуемое значение относительной толщины жидкостной пленки δ в вертикальном трубопроводе.

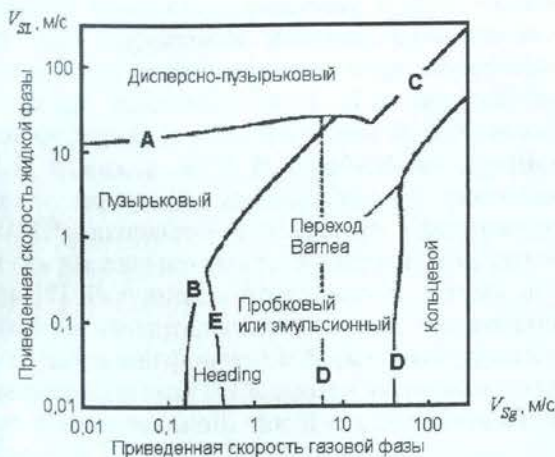


Рис. 6. Расчетная карта режимов течения построенная по методике Ансари[9] с использованием модели Барнеа

По расчетной методике Ансари [9] с использованием механистической модели Барнеа для определения границ устойчивости жидкостной пленки при кольцевом и пробковом режимах течения была построена на рис. 6 расчетная карта режимов течения газожидкостной смеси в вертикальном трубопроводе.

ВЫВОДЫ

Исследования течений газожидкостной смеси по методике Барнеа в зоне перехода от пробкового режима течения к пузырьковому показали, что при низких скоростях жидкой фазы не происходит мгновенного перехода одной структуры течения в другую. Имеет место промежуточная неустойчивая структура течения, получившая название «heading»;

Сравнение полученной расчетным путем границы перехода от пробкового режима течения к течению «heading» (линия «Е» на рис. 6) с экспериментальной границей перехода (на рис. 2) и данными в работах [1, 2] показало, что методика Барнеа применима не только для определения перехода от кольцевого режима течения к пробковому, но и позволяет определить границу перехода от пробкового режима течения к течению типа «heading».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Donohue, F. P.** Classification of flowing wells with respect to velocity / F. P. Donohue // Trans., AIME (1930). 86. P. 226–32.
2. **Ros, N. C. J.** Simultaneous flow of gas and liquid as encountered in well tubing / N. C. J. Ros // JPT. Oct. 1961. 1037–19; Trans., AIME, 222.
3. **Fancher, G. H.** Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing / G. H. Fancher, K. E. Brown // SPEJ. March 1963. 59; Trans., AIME, 228.
4. **Hagendorn, A. R.** Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits / A. R. Hagendorn, K. E. Brown // JPT. April 1965. 475–84; Trans., AIME, 234.
5. **Duns, H. Jt.** Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells / H. Jt. Duns, N. C. J. Ros // Proc. of Sixth World Per. Cong. Frankfurt, West Germany. 1963. II. P. 451–65.
6. **Gruppig, A. W.** Computer program helps analyze unsteady flowing wells / A. W. Gruppig [et al] // Oil & Gas J. Sept. 8, 1980. P. 55–63.
7. **Torre, F. J.** Casing heading in flowing oil wells / F. J. Torre, Z. Schmidt, R. N. Blais, D. R. Doty, J. P. Brill // SPE Prod. Engineering. November 1987. P. 297–304.

8. **Zhang, H. Q.** Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics. Part 1: Model Development / H. Q. Zhang, Q. Wang, G. Sarica, J. P. Brill // J. of Energy Res. Tech. December, 2003. P. 266-272.
9. **Ansari, A. M.** A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores / A. M. Ansari, N. D. Sylvester, G. Sarica, O. Shoham, J. P. Brill // SPE Prod. & Fac. May 1994. P. 143-151.
10. **Barnea, D.** A Unified model for predicting flow-pattern transition for the whole range of pipe inclinations / D. Barnea // Int. J. Multiphase Flow.

1987. 13, No. 1.

ОБ АВТОРЕ



Михайлов Валерий Германович, проф. каф. основ констр. механизмов и машин. Дипл. инж.-мех. по гидравлич. машинам (УАИ, 1985). Д-р техн. наук по тепловым двигателям (УГАТУ, 1999). Иссл. в обл. газовой динамики двигателей.