Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

«Условия фонтанирования скважин. Минимальное давление фонтанирования»

Баландин Л. Н.

Условие фонтанирования

Фонтанирование возможно лишь в том случае, если энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т. е. на режиме наибольшего к. п. д. За счет давления на забое скважины жидкость может быть поднята на высоту, соответствующую этому давлению. Полезная работа, которая совершается при подъеме 1 м³ жидкости, равна произведению веса жидкости на высоту подъема:

$$w_1 = 1\,м^3 \rho \cdot g \cdot \left(\frac{P_c P_o}{\rho \cdot g} \right) = 1\,м^3 (P_c - P_o), \quad [Дж] \qquad (1)$$

Вместе с нефтью на забой может поступать свободный газ, кроме того, из той же нефти при снижении давления происходит выделение газа. *Общее количество газа, приходящееся на 1 м^3 товарной нефти и приведенное к стандартным условиям, называется полным газовым фактором Го*. Газ, расширяясь, также совершает работу. Однако доля свободного газа на разных глубинах будет разная. Работу расширения совершает только свободный газ. Поэтому при подсчете работы расширения газа необходимо учитывать не полный газовый фактор Го, а меньшее количество газа (за вычетом растворенного), которое назовем эффективным газовым фактором Гэф.

Однако, следуя рассуждениям А. П. Крылова, рассмотрим вопрос в упрощенной постановке. Будем считать, что с каждым 1 м^3 нефти на забой поступает Го кубических метров газа, приведенных к нормальным условиям. Растворимостью газа в первом приближении пренебрегаем. Возможная работа этого газа при изотермическом его расширении будет равна

$$w_2 = \Gamma_o \cdot P_o \cdot \mathrm{Ln}\frac{P_c}{P_o}, \quad [\text{Дж}] \qquad (2)$$

Таким образом, общее количество энергии, поступающей на забой с каждым кубическим метром нефти будет равно

$$W_1 = w_1 + w_2 = P_c - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \mathrm{Ln}\frac{P_c}{P_o}, \ [\text{Дж}] \quad (3)$$

Поскольку на устье скважины всегда есть некоторое противодавление P_y, то поток ГЖС, покидая устье, уносит с собой некоторое количество энергии. Количество уносимой энергии по аналогии с (3) можно определить так:

$$W_2 = P_y - P_o + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \mathrm{Ln}\frac{P_y}{P_o} \quad (4)$$

Количество энергии, поступающей из пласта и затраченной в самой скважине в процессе подъема жидкости от забоя до устья, $W_п$ будет равно разности W_1 - W_2, т. е.

$$W_п = W_1 - W_2 = P_c - P_y + \Gamma_o \cdot P_o \cdot \mathrm{Ln}\frac{P_c}{P_y} \quad (5)$$

Напомним, что в (5) имеется общий множитель 1 м^3 так как определяемая энергия относится к 1 м^3 нефти. С учетом этого в (5) получится размерность Н-м, т. е. джоуль. Если фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т. е. на режиме наибольшего к. п. д., то удельный расход газа R, необходимого для подъема 1 м^3 жидкости, достигнет минимума $R_{опт}$. В таком случае количество энергии, минимально необходимое для фонтанирования, по аналогии с (5), будет равно

$$W_н = P_с - P_у + R_{опт} \cdot P_о \cdot \mathrm{Ln}\frac{P_с}{P_у} \qquad (6)$$

Следовательно, фонтанирование возможно, если

$$W_п \geq W_н \qquad (7)$$

Откуда следует

$$Г_о \geq R_{опт} \qquad (8)$$

т. е. если из пласта поступает газа больше или столько, сколько нужно для подъема 1 м^3 жидкости на режиме наивысшего к. и. д., то фонтанирование возможно. На основании экспериментальных исследований и теоретической обработки результатов А. П. Крыловым были получены формулы для определения удельного расхода газа R_{max} при работе газожидкостного подъемника на режиме максимальной подачи Q_{max}. Эта формула имеет вид

$$R_{max} = \frac{2{,}769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot \mathrm{Ln}(P_c / P_y)} \qquad (9)$$

Из тех же исследований А. П. Крылова следует, что удельный расход газа $R_{опт}$ при работе газожидкостного подъемника на режиме наибольшего к. п. д. ($Q_{опт}$) связан с R_{max} соотношением

$$R_{опт} = R_{max} \cdot (1 - \varepsilon) \qquad (10)$$

где относительное погружение

$$\varepsilon = \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \qquad (11)$$

Подставляя (11) и (9) в (10), получим

$$R_{опт} = \frac{2{,}769 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot Ln(P_c / P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L}\right) \qquad (12)$$

Известно, что опытные данные, которые легли в основу формулы (12), были получены А. П. Крыловым на коротком газожидкостном подъемнике при работе, главным образом на смеси воды с воздухом. При таких условиях эксперимента растворимость газа в нефти не могла быть учтена. Из формулы (12) следует, что, формулируя условия фонтанирования (8), необходимо определить действительное количество газа, которое находится в свободном состоянии в фонтанном подъемнике при среднем давлении в подъемнике. В качестве среднего давления можно принять (следуя А. П. Крылову) среднее арифметическое, т. е.

$$P_{ср} = \frac{P_c + P_y}{2} \qquad (13)$$

Среднее количество свободного газа определяется как разность полного газового фактора Го и количества растворенного газа, которое определяется как произведение коэффнциента растворимости α на $P_{ср}$, взятое в избыточных единицах давления,

$$\Gamma_{ср} = \Gamma_{о} - \alpha \cdot \left[\frac{P_{с} + P_{у}}{2} - P_{о} \right] \qquad (14)$$

Далее необходимо учесть, что вода, сопровождающая нефть, практически не содержит растворенного газа и замеряемый на промыслах газовый фактор Го относят к чистой необводненной нефти. Поэтому газ, выделяющийся из нефти, расходуется и на подъем воды. Если n - обводненность - доля воды в поднимаемой жидкости, то газовый фактор, отнесенный к 1 $м^3$ жидкости, будет равен $Г_{ср} \cdot (1 - n)$.

Таким образом, газовый фактор, определяющий количество кубических метров газа при стандартных условиях, находящегося в свободном состоянии при среднем давлении в подъемнике, и отнесенное к 1 $м^3$ жидкости (обводненной нефти) и будет тем газовым фактором, который можно приравнять к величине $R_{опт}$. Этот газовый фактор называется эффективным газовым фактором и обозначается Гэф.

Поэтому с учетом растворимости газа условие фонтанирования теперь запишется так:

$$\Gamma_{эф} \geq R_{опт} \qquad (15)$$

или в развернутом виде

$$\Gamma_o - \alpha \cdot \left[\frac{P_c + P_y}{2} - P_o \right] \cdot (1 - n) \geq \frac{2{,}77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot (P_c - P_y) \cdot Ln(P_c / P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_c - P_y}{\rho \cdot g \cdot L} \right) \qquad (16)$$

Из неравенства (16) можно определить минимально необходимое давление на забое P_c, обеспечивающее фонтанирование при заданной комбинации других величин, таких как Γ_o, d, L, P_y, P. Для определения минимального P_c необходимо решить неравенство (16) относительно P_c. Однако сделать это нельзя, так как выражение (16) относительно P_c трансцендентно. Поэтому решение неравенства (16) получается либо подбором такой величины P_c , которая обращает неравенство (16) в тождество, либо графоаналитическим путем.

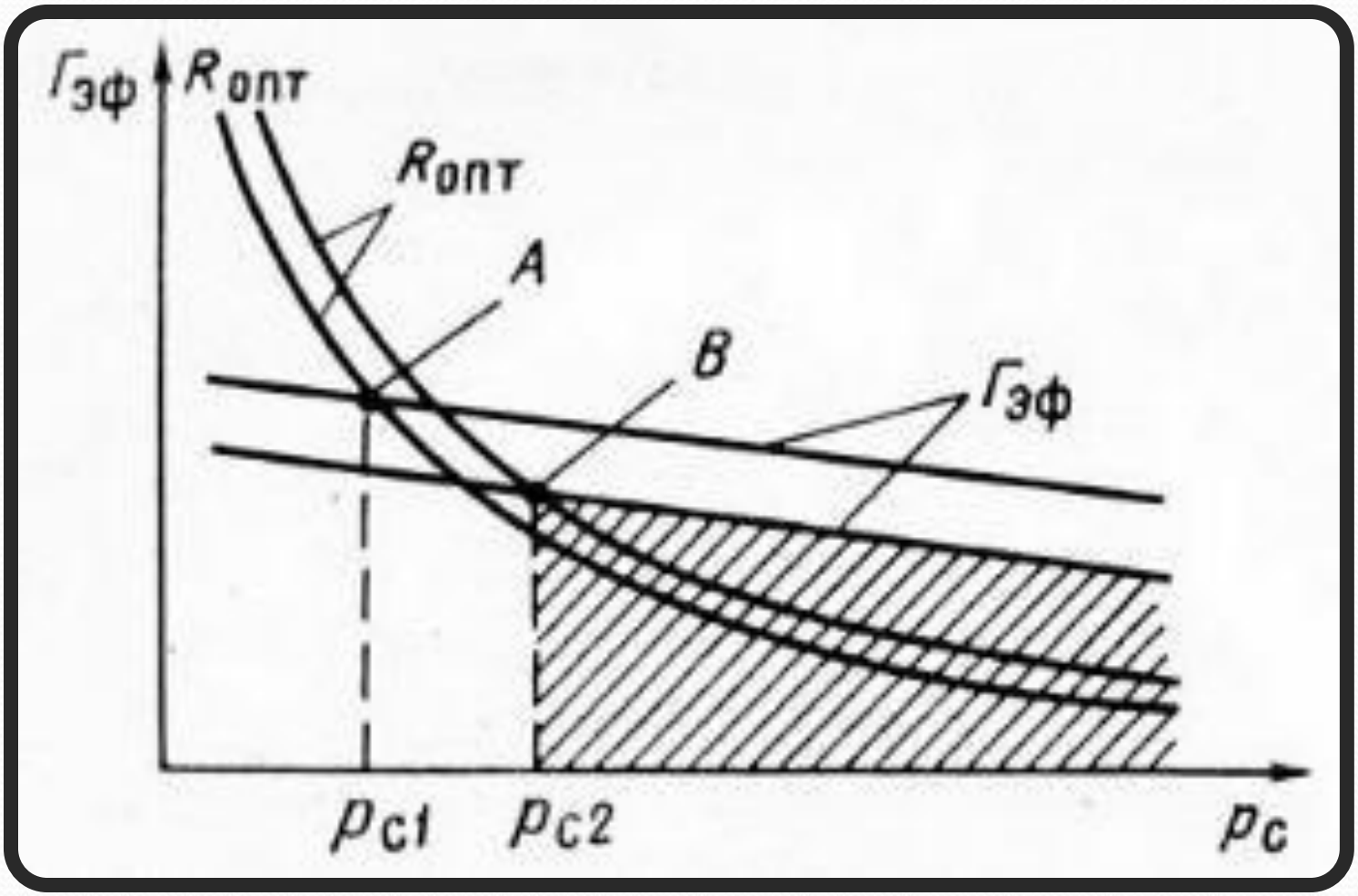


Рис. 1 Графоаналитическое решение уравнения при определении минимального давления фонтанирования при разных обводненностях продукции скважин

На рис. 1 показаны эти графические построения. Точка А пересечения этих двух линий (1 и 2), соответствующих левой н правой частям (16), дает значение, при котором правая и левая части (16) равны. Это будет искомое минимальное давление на забое скважины, обеспечивающее процесс фонтанирования при заданных условиях. При увеличении обводненности n эффективный газовый фактор $Г_{эф}$ пропорционально уменьшается, а оптимальный удельный расход газа $R_{опт}$ несколько увеличивается за счет увеличения плотности водонефтяной смеси. Поэтому точка пересечения линий $Г_{эф}(P_c)$ и $R_{опт}(P_c)$ для нового, увеличенного значения n переместится вправо (точка В). Таким образом, при увеличении обводненности минимально необходимое для

Так можно рассчитать минимальные давления фонтанирования для разных обводненностей n и получить новую зависимость $P_c(n)$ для прогнозирования возможностей фонтанного способа добычи. Область значений P_c , превышающих минимальное давление фонтанирования, - это область, в которой выделяющееся в скважине количество газа $Г_{эф}$ больше минимально необходимого $R_{опт}$. На рис. 1 эта область заштрихована. Влево от точки B (или соответственно от точки A при меньшей обводненности n) лежит область значений P_c , при которых фонтанирование невозможно, так как поступающее в скважину количество газа $Г_{эф} < R_{опт}$.

К приведенным в этом параграфе формулам необходимо сделать несколько замечаний.

1. Во всех формулах давление (Па) надо брать в абсолютных единицах, т. е. с учетом атмосферного давления Ро. В соответствии с этим в формуле (8.37) коэффициент растворимости α имеет размерность $м^3$ / ($м^3$Па)

2. При выводе формул предполагалось, что фонтанные трубы спущены до забоя скважины и давление у башмака НКТ $P_б$ равно забойному давлению $P_с$.

3. Если башмак труб находится выше забоя и $P_б < P_с$, то во все формулы вместо $P_с$ необходимо подставить $P_б$.

4. Если выделение газа начинается не на забое, а в фонтанных трубах на некоторой глубине $L_{нас}$, то во все формулы вместо $P_с$ или $P_б$ необходимо подставить давление насыщения $P_{нас}$ и соответственно вместо L -

Глубина начала выделения газа в фонтанных трубах $L_{нас}$ может быть определена из соотношения (16) которое перепишем следующим образом:

$$Г_{эф} = \frac{2{,}77 \cdot 10^{-4} \rho^2 \cdot L_{нас}^2}{d^{0,5} \cdot (P_{нас} - P_y) \cdot Ln(P_{нас}/P_y)} \cdot \left(1 - \frac{P_{нас} - P_y}{\rho \cdot g \cdot L_{нас}}\right) \quad (17)$$

Равенство (17) необходимо решить относительно $L_{нас}$. С этой целью обозначим

$$\frac{2{,}77 \cdot 10^{-4} \rho^2}{d^{0,5} \cdot (P_{нас} - P_y) \cdot Ln(P_{нас}/P_y)} = A \quad (18)$$

$$\frac{P_{нас} - P_y}{\rho \cdot g} = B \quad (19)$$

С учетом (18) и (19) перепишем (17) так:

$$Г_{эф} - A \cdot L_{нас}^2 \cdot \left(1 - \frac{B}{L_{нас}}\right) \qquad (20)$$

Выражение (20) перегруппируем следующим образом:

$$L_{нас}^2 - B \cdot L_{нас} - \frac{Г_{эф}}{A} = 0 \qquad (21)$$

Это квадратное уравнение, решением которого будет

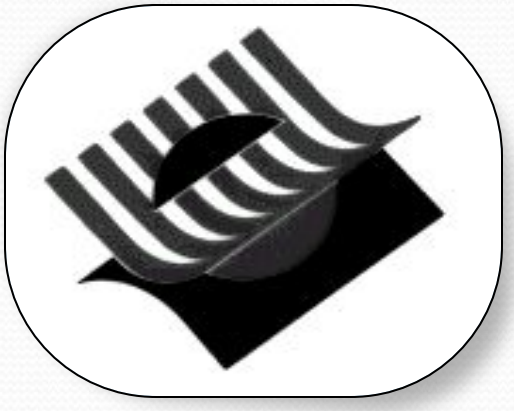
$$L_{нас} = \frac{B}{2} \pm \sqrt{\frac{B^2}{4} + \frac{Г_{эф}}{A}} \qquad (22)$$

В (22) знак минус перед корнем опускается, так как в противном случае получается нереальный результат. Подставляя в (22) значения А и В согласно (18) и (19), окончательно получим

$$L_{нас} = \frac{P_{нас} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} + \sqrt{\left(\frac{P_{нас} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g}\right)^2 + \Gamma_{эф} \frac{d^{0,5} \cdot (P_{нас} - P_y)}{2{,}77 \cdot 10^{-4} \rho^2} \cdot Ln \frac{P_{нас}}{P_y}} \qquad (23)$$

Определив глубину $L_{нас}$, на которой должно (по расчету) существовать давление $P_{нас}$, можно определить минимальное давление фонтанирования на забое скважины P_c, прибавив к давлению $P_{нас}$ гидростатическое давление столба жидкости от глубины $L_{нас}$ до забоя Н,

$$P_c = P_{нас} + (H - L_{нас}) \cdot \rho \cdot g \qquad (24)$$

где ρ - плотность насыщенной газом нефти (жидкости).

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ