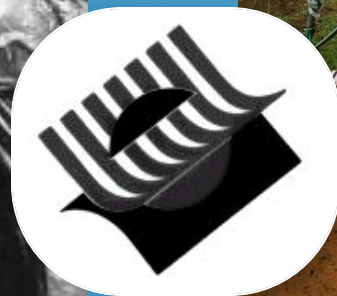


Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

«Виды фонтанирования. Потери давления при движении ГЖС по стволу скважины»



*Баландин Л.
Н.*





Введение

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_y \quad (1)$$

где P_c - давление на забое скважины;

P_{Γ} , $P_{\text{тр}}$, P_y - гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, - артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, - облегчающего фонтанирование, - наиболее распространенный способ фонтанирования.

Артезианский способ встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. При наличии растворенного газа в жидкости, который не выделяется благодаря давлению на устье, превышающему давление насыщения, и при давлении на забое, превышающем сумму двух давлений: гидростатического столба негазированной жидкости и давления на устье скважины.

Поскольку присутствие пузырьков свободного газа в жидкости уменьшает плотность последней и, следовательно, гидростатическое давление такого столба жидкости, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости, существенно меньше, чем при артезианском



Артезианское фонтанирование

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины P_c при фонтанировании определяется уравнением (1), в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением

$$P_{\Gamma} = \bar{\rho} \cdot g \cdot H \quad (2)$$

где ρ - средняя плотность жидкости в скважине;

H - расстояние по вертикали между забоем (обычно серединой интервала перфорации) и устьем скважины.

Для наклонных скважин

$$H = L \cdot \cos \alpha$$

где L - расстояние от забоя до устья вдоль оси наклонной скважины; α - средний зенитный угол кривизны скважины.

Для наклонных скважин, имеющих на разных глубинах различный угол кривизны α_i , расстояние H необходимо определять разделением глубины скважины на интервалы и суммированием проекций этих интервалов на вертикальную ось:

$$H = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta L_i \cdot \cos \alpha_i \quad (3)$$

где ΔL_i - длина i - го интервала;

α_i - угол кривизны i - го интервала;

n - число интервалов, на которое разбивается общая глубина скважины.

При движении жидкости по НКТ она охлаждается и ее плотность немного изменяется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_c + \rho_y}{2} \quad (4)$$

где ρ_c, ρ_y - плотность жидкости при термодинамических условиях забоя и устья скважины, соответственно. При фонтанировании обводненной нефтью плотность жидкости подсчитывается как средневзвешенная

$$\begin{aligned} \rho_c &= (\rho_n)_c \cdot (1 - n) + (\rho_v)_c \cdot n \\ \rho_y &= (\rho_n)_y \cdot (1 - n) + (\rho_v)_y \cdot n \end{aligned} \quad (5)$$

где n - доля воды в смеси (обводненность);

ρ_n, ρ_v - плотность нефти и воды в условиях забоя (с) и устья (у) соответственно.

Иногда в результате недостаточной скорости восходящего потока жидкости и оседания воды обводненность n вдоль ствола скважины бывает неодинаковой. Например, между забоем и башмаком НКТ в интервале, где жидкость движется по всему сечению обсадной колонны с малой скоростью, обводненность может быть больше. В таких случаях всю расчетную глубину скважины необходимо разбивать на соответствующие интервалы. Заметим, что погрешности в определении гидростатического давления существенно влияют на все результаты расчета, так как оно преобладает в общем балансе давлений и составляет 95 - 98 % от величины P_c .

Противодавление на устье скважины P_y определяется ее удаленностью от групповой замерной установки, давлением в этой установке или размером штуцера (местного сопротивления), обычно устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования ее дебита. При широко распространенных в настоящее время однетрубных, герметизированных системах нефтегазосбора давления на устье P_y бывает большим, достигая иногда нескольких мегапаскалей.

Потери давления на трение $P_{\text{тр}}$ определяются по обычным формулам трубной гидравлики, а именно

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \frac{C_{\text{ж}}^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g \quad (6)$$

Заметим, что в формуле (6) L - не глубина скважины, а длина НКТ вдоль оси скважины. Лишь в вертикальных скважинах эти величины совпадают, поэтому при наклонных скважинах важно учитывать это различие. Скорость жидкости в НКТ $C_{\text{ж}}$ определяется обычно через объемный коэффициент жидкости и ее плотность для средних термодинамических условий в НКТ:

$$C_{\text{ж}} = \left(\frac{Q_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}}}{\rho_{\text{н}}} + \frac{Q_{\text{в}} \cdot b_{\text{в}}}{\rho_{\text{в}}} \right) \cdot \frac{1}{f} \quad (7)$$

где $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$ - дебит нефти и воды скважины, приведенный к стандартным условиям; $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ - плотности нефти и воды при стандартных условиях; $b_{\text{н}}$, $b_{\text{в}}$ - объемные коэффициенты нефти и воды для средних условий в НКТ; f - площади сечения НКТ (или обсадной колонны для интервала от забоя до башмака НКТ).

При подсчете потерь на трение необходимо учитывать, что диаметр НКТ d существенно влияет на величину $P_{тр}$. Это означает, что при уменьшении диаметра НКТ на 10 %, например за счет покрытия внутренней поверхности эпоксидными смолами, стеклом или в результате отложения парафина потери на трение возрастут в 1,61 раза.

Величины коэффициента сопротивления λ определяются через число Рейнольдса по соответствующим графикам или аппроксимирующим формулам. Если такие величины, как $C_{ж}$, d и ρ , необходимые для определения числа Re оцениваются достаточно точно, то для подсчета вязкости жидкости μ , особенно при движении по НКТ обводненной нефти или эмульсии, нет достаточно точных формул. Вязкость обводненной нефти зависит не только от вязкости компонентов (нефти и воды), но и от дисперсности эмульсии.

Тем не менее для оценки этой величины можно рекомендовать следующую приближенную формулу Гатчика и Сабри:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{вс}}}{1 - \sqrt[3]{\varphi}} \quad (8)$$

где $\mu_{\text{э}}$ - динамическая вязкость эмульсии;

$\mu_{\text{вс}}$ - динамическая вязкость внешней дисперсной среды (для эмульсии типа вода в нефти

$\mu_{\text{вс}}$ - вязкость нефти, для эмульсии типа нефть в воде

$\mu_{\text{вс}}$ - вязкость воды);

φ - отношение объема внутренней дисперсной фазы к объему внешней.

Коэффициент сопротивления λ зависит от режима течения. Установлено, что при $Re < 1200$ течение ламинарное, при $Re > 2500$ - турбулентное и при $1200 < Re < 2500$ - так называемая переходная зона. При ламинарном движении

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (9)$$

При турбулентном движении

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (10)$$

Для переходной зоны имеется много различных аппроксимирующих формул. Достаточно надежные результаты для λ получаются по формуле

$$\lambda = \frac{0,342}{Re^{0,21}} \quad (11)$$

Причем формулу (11) можно использовать не только для переходной зоны, так как она рекомендована для $1200 < Re < 50000$.

Как известно, приток жидкости из пласта в скважину может быть определен общим уравнением притока

$$Q = K \cdot (P_{\text{пл}} - P_c)^n \quad (12)$$

Решая относительно P_c , получим

$$P_c = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} \quad (13)$$

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление, определяющее согласно (12) такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, противодавлении на устье, диаметре труб и т. д. Для определения этого притока приравняем правые части уравнений (1) и (13)

$$P_{\Gamma} + P_{\text{тр}} + P_{\text{у}} = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} \quad (14)$$

Левая часть равенства зависит от Q , так как $P_{\text{тр}}$ и $P_{\text{у}}$ зависят от расхода. С увеличением расхода трение и противодавление возрастают, тогда как P_{Γ} не зависит от Q . Введем в левую часть (14) некоторую функцию от Q . Тогда

$$P_{\Gamma} + f(Q) = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} \quad (15)$$

Из этого равенства надо найти Q , которое обращало бы (15) в тождество. Для этого, задаваясь различными значениями Q , вычисляем левую часть равенства (15)

$$A = P_r + f(Q) \quad (16)$$

и правую часть равенства

$$B = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} \quad (17)$$

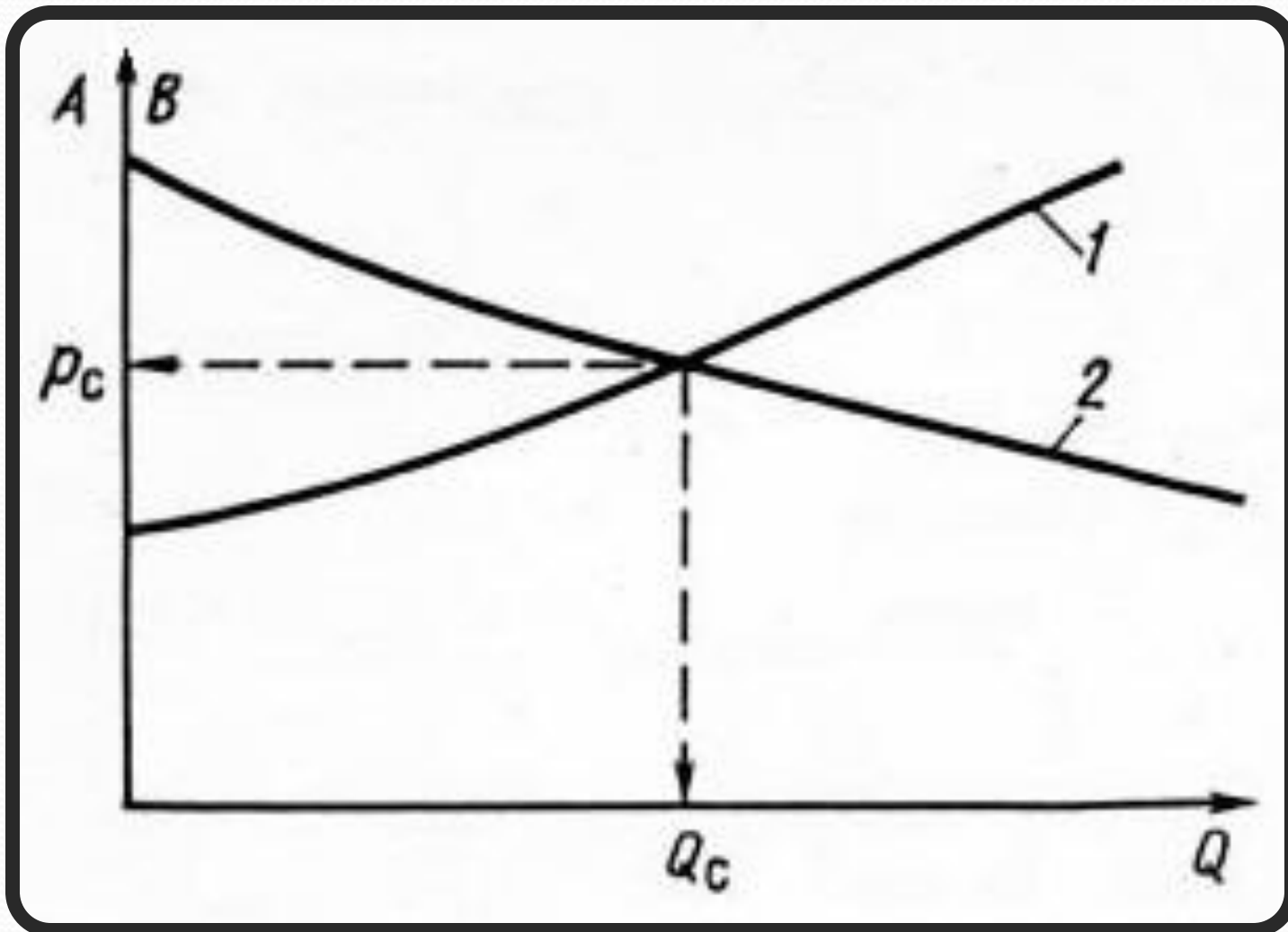



Рис. 1. Совместное решение уравнения работы подъемника $A(Q)$

и уравнения притока жидкости из пласта в скважину $B(Q)$

Точка пересечения линий $A(Q)$ и $B(Q)$ определит условие совместной работы пласта и фонтанного подъемника, т. е. даст дебит скважины Q_c и соответствующее этому дебиту забойное давление P_c . Подобные расчеты могут быть сделаны для труб различного диаметра, а также и для условий фонтанирования через межтрубное пространство. Из найденных решений может быть выбрано то, которое лучше отвечает технологическим условиям разработки и эксплуатации месторождения.



Фонтанирование за счет энергии газа

Это наиболее распространенный способ фонтанирования нефтяных скважин. Уже было отмечено, что при артезианском фонтанировании в фонтанных трубах движется негазированная жидкость (нефть), поэтому, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба такой жидкости, забойное давление должно быть достаточно высоким.

При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление.

При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{нас}$, а выше - ниже давления насыщения. В зоне, где $P < P_{нас}$, из нефти выделяется газ, причем этого газа становится тем больше, чем меньше давление, т. е. чем больше разница давлений $\Delta P = P_{нас} - P$. Таким образом, нефть при фонтанировании разгазируется в результате выделения из нее растворенного газа, перехода его в свободное состояние и образования ГЖС с плотностью, существенно меньшей плотности чистой нефти. В описанном случае фонтанирование будет происходить при давлении на забое скважины, превышающем давление насыщения ($P_c > P_{нас}$), и газ будет выделяться на некоторой высоте в НКТ.

Возможен другой случай, когда фонтанирование происходит при давлении на забое скважины ниже давления насыщения ($P_c < P_{нас}$). При этом на забой скважины вместе с нефтью поступает свободный газ, к которому, по мере подъема нефти по НКТ, добавляются дополнительные порции свободного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления. Масса свободного газа, приходящегося на единицу массы жидкости, по мере подъема увеличивается. Объем свободного газа также увеличивается за счет его расширения. В результате газонасыщенность потока возрастает, а его плотность соответственно снижается.

Таким образом, фонтанирование скважины может происходить при давлении на забое P_c выше или ниже давления насыщения $P_{нас}$.

Сделаем несколько предварительных общих определений. Очевидно, давление на забое фонтанной скважины в любом случае будет равно

$$P_c = P_6 + P \quad (18)$$

где P_6 - давление у башмака НКТ при фонтанировании скважины с постоянным дебитом,

$P = (H - L) \cdot \rho \cdot g$ - гидростатическое давление столба жидкости между башмаком и забоем высотой $H - L$, где

H - глубина скважины,

L - длина НКТ;

ρ - средняя плотность жидкости в этом интервале.

С другой стороны, то же давление на забое P_c может быть определено через уровень жидкости в межтрубном пространстве

$$P_c = P_1 + P_2 \quad (19)$$

где $P_1 = h\rho g$ - гидростатическое давление столба жидкости в межтрубном пространстве;

$P_2 = P_3 + \Delta P$ - давление газа, находящегося в межтрубном пространстве, на уровень жидкости,

P_3 - давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины;

ΔP - гидростатическое давление столба газа от уровня до устья.

Очевидно,

$$\Delta P = (H - h) \cdot \rho_g \cdot g$$

где ρ_g - средняя плотность газа в межтрубном пространстве.

Запишем (19) в развернутом виде:

$$P_c = h \cdot \rho \cdot g + P_3 + (H - h) \cdot \rho_g \cdot g \quad (20)$$

В скважине, фонтанирующей с постоянным дебитом, давление на забое P_c должно быть постоянным. Поэтому изменение высоты столба h в затрубном пространстве должно сопровождаться изменением давления на устье P_3 так, чтобы сумма слагаемых согласно (20) была бы постоянной. Поэтому необходимо, чтобы уменьшение h сопровождалось увеличением давления газа P_3 и наоборот.

Рассмотрим теперь два случая
фонтанирования.

1. $P_c < P_{нас}$ (рис. 2, а).

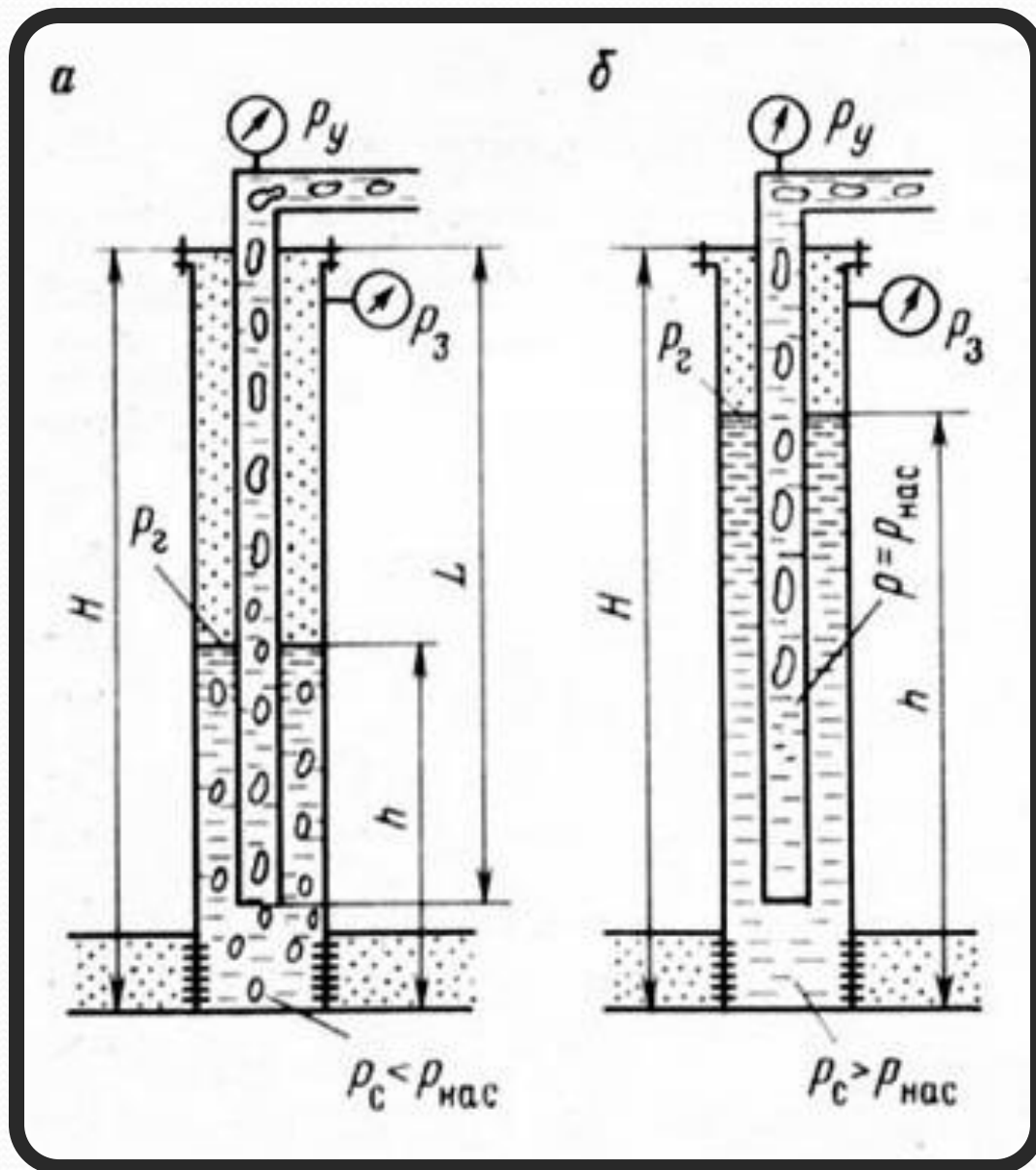


Рис. 2. Схема скважин при фонтанировании

а - при давлении на забое меньше давления насыщения ($P_c < P_{нас}$);

б - при давлении на забое больше давления насыщения ($P_c > P_{нас}$);

Свободный газ имеется на самом забое. К башмаку фонтанных труб будет двигаться газожидкостная смесь. При работе такой скважины основная масса пузырьков газа будет увлекаться потоком жидкости и попадать в фонтанные трубы. Однако часть пузырьков, двигающихся непосредственно у стенки обсадной колонны, будет проскальзывать мимо башмака НКТ и попадать в межтрубное пространство. В межтрубном пространстве выше башмака движения жидкости не происходит. Поэтому пузырьки газа в нем будут всплывать, достигать уровня жидкости и пополнять газовую подушку в межтрубном пространстве. Таким образом, при фонтанировании, когда $P_c < P_{нас}$, создаются условия для непрерывного накопления газа в межтрубном пространстве.

Интенсивность этого процесса зависит от многих факторов.

1. От скорости восходящего потока ГЖС, т. е. от дебита скважины. Чем больше дебит, тем меньше газа попадает в межтрубное пространство.
2. От величины зазора между обсадной колонной и фонтанными трубами.
3. От количества и величины газовых пузырьков, что в свою очередь зависит от разницы между давлением насыщения и давлением у башмака.
4. От вязкости жидкости.

Накопление газа в затрубном пространстве приводит к увеличению давления P_3 и соответствующему понижению уровня жидкости h на такую величину, чтобы давление на забое P_c согласно уравнению (20) оставалось бы постоянным. Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока уровень жидкости в межтрубном пространстве не опустится до башмака фонтанных труб. После этого процесс стабилизируется. Непрерывно возрастающее давление на устье межтрубного пространства после достижения максимума стабилизируется. В этом случае возможно достаточно точно определить давление у башмака фонтанных труб P_6 , а также и давление на забое P_c по давлению на устье в межтрубном пространстве P_3 , не прибегая к трудоемкому процессу спуска манометра в скважину. Давление P_3 замеряется на устье манометром. Тогда давление у башмака будет равно

$$P_6 = P_3 + (H - h) \cdot \rho_r \cdot g \quad (21)$$

$$\rho_r = \rho_0 \frac{P_3 \cdot T_0}{P_0 \cdot T_{cp} \cdot Z} \quad - \text{плотность газа.}$$

Здесь ρ_o - плотность газа при стандартных условиях P_o и T_o ; T_{cp} - средняя температура в затрубном пространстве; z - коэффициент сжимаемости газа для условий P_z и T_{cp} . Второе слагаемое в формуле (21) может быть определено несколько точнее по барометрической формуле.

Давление на забое скважины P_c будет больше P_b на величину гидростатического давления столба жидкости между забоем и башмаком фонтанных труб P и может быть определено по формуле (18).

При больших расстояниях между забоем и башмаком НКТ (превышающих 50 - 100 м) в вычисление P_c вносится погрешность за счет недостоверности величины средней плотности ГЖС между башмаком и забоем - P . В таких случаях величину P необходимо определять методами, изложенными в теории движения газожидкостных смесей.

Таким образом, в фонтанирующей скважине при условии $P_c < P_{нас}$ уровень жидкости в межтрубном пространстве обязательно должен устанавливаться у башмака НКТ после выхода работы скважины на установившийся режим. Однако это справедливо, если нет утечки газа из обсадной колонны из-за ее недостаточной герметичности или неплотностей в арматуре и колонной головки. При наличии утечек уровень жидкости может стабилизироваться в межтрубном пространстве на некоторой высоте, обуславливая такое давление на устье, при котором утечки газа сравниваются с его поступлением от башмака фонтанных труб.

2. $P_c > P_{\text{нас}}$ (рис. 2, б).

Свободный газ в этом случае не накапливается в затрубном пространстве, так как нет условий для его проскальзывания у башмака фонтанных труб. В самих трубах газ начнет выделяться на некоторой высоте от башмака, где давление станет равным давлению насыщения. Поскольку при работе скважины обновление жидкости в затрубном пространстве не происходит, то не возникают и условия для пополнения газа. Из объема нефти, находящейся в затрубном пространстве, частично выделится растворенный газ, после чего вся система придет в равновесие. Уровень жидкости в этом случае будет находиться на некоторой глубине h в соответствии с выражением (20).

Различными положениями уровня будет соответствовать различное давление P_3 . В этом случае вследствие неопределенности величины h становится невозможным определение забойного давления P_c по величине P .

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

