УДК 532.5: 622.276

# ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНА ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРАВНЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ГЕОМЕТРИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЪЕМНЫХ ТРУБ В ПРОСТРАНСТВЕ

# INVESTIGATION OF THE LAW OF MOVEMENT OF THE LIQUID-GAS MIXTURE AND DETERMINATION OF THE EQUATION DEPENDING ON THE SPACE GEOMETRIC STATUS OF LIFTING PIPES

**Абдуллаев Вугар Джямиль оглу**
доктор философии по техническим наукам, доцент,
ученый секретарь НИПИ «Нефтегаз»SOCAR
vugar.abdullayev@socar.az

**Аннотация.** Движение газожидкостной смеси в трубах сопровождается непрерывным изменением термодинамических и гидродинамических параметров потока.
Основной задачей является определение его перепада давления. Поскольку падение давления зависит от плотности смеси и коэффициента гидравлического трения, необходимо определить зависимость этих параметров от расходов, геометрических размеров и состояния трубопровода. Обычно ствол скважины, пробуренной из морские глубоководные основании (МГО), ориентируют в пространстве произвольно, создавая угол «α» с вертикальной плоскостью и изменяя свой угол азимута «β». Направление движения газожидкостной смеси в спущенным лифте этих скважин отличается от направления сил гравитации. Ввиду сложности процессов, происходящих в двухфазном потоке, и влияния различных факторов во времени до сих пор не существует универсального аналитического уравнения движения многокомпонентного потока в трубе.Исследования показывают, что, хотя движение газожидкостной смеси можно записать с помощью математических дифференциальных уравнений, интегрирование этих уравнений либо невозможно, либо технически крайне затруднительно. Поэтому расчетное уравнение газожидкостной смеси можно получить только в лабораторных условиях и применяя статистического метода к промысловым опытам, либо применяя теорию подобия и размеров.

**Ключевые слова:** градиент давления, гидравлическое трение, угол наклона, уравнение.

**Abdullayev Vugar Jamil oglu**
Doctor of Philosophy of Technical Sciences,
Associate Professor,
Scientific Secretary of «Oil Gas Scientific Research Project» Institute, SOCAR
vugar.abdullayev@socar.az

**Annotation.** The movement of the liquid-gas mixture in the pipes is accompanied by a continuous change in the thermodynamic and hydrodynamic parameters of the flow.The main issue in the hydraulic report of the flow in the pipes is to determine its pressure drop. Since the pressure drop depends on the density of the mixture and the hydraulic friction coefficient, it is necessary to determine the dependence of these parameters on the flow rates, the geometric dimensions and condition of the pipeline.Typically, the body of a well drilled from the DDO is oriented arbitrarily in space, creating an angle «α» with the vertical plane and changing its azimuth angle «β». The direction of movement of the liquid-gas mixture in the elevator to such wells is different from the direction of gravitational forces.Due to the complexity of the processes occurring in a two-phase flow and the influence of various factors over time, there is still no universal analytical equation for the movement of a multi-component flow in a pipe.Research shows that although it is possible to write the motion of a liquid-gas mixture with mathematical differential equations, the integration of these equations is either impossible or technically extremely difficult. Therefore, the reporting equation of a liquid-gas mixture can be obtained only in the laboratory and by applying the statistical method to mining experiments, or by applying the theory of similarity and size.

**Keywords:** pressure gradient, hydraulic friction, angle of inclination, equation.

По изучению движения газожидкостной смеси в трубопроводе проведено множество лабораторных и горных опытов и теоретических исследований, определено, что падение давления за счет сил гравитации в общем падении давления в трубопроводах имеет высокое значение.

Чрезвычайно важно определить истинную газоемкость – φ, которая является основным определителем гравитационных потерь в случае произвольной ориентации трубопровода в пространстве. Этот вопрос изучается в двух направлениях. Одним из таких направлений является модель дрейфа, разработанная Зубером. В этой модели предполагается, что скорость пузырьков газа в жидкости в наклонных трубах «$\omega_\alpha$» зависит от угла наклона труб к горизонтальной плоскости «α». Согласно модели Зубера, связь между реальной емкостью газа и скоростью движения пузырьков газа в жидкости можно записать следующим образом [1]:

$$\varphi = \frac{Q_2}{C_1(Q_1+Q_2)+C_2 S\omega_\alpha}. \quad (1)$$

В общем, скорость, пузырьков газа которые всплывают в жидкости, можно определить по следующему уравнению:

$$\omega_{\alpha} = \mathrm{kp}_1^{\frac{1}{2}}\left[\mathrm{g}(\mathrm{P}_1 - \mathrm{P}_2)^{\frac{1}{2}}\right]. \quad (2)$$

где k – комплексный коэффициент, учитывающий физические свойства компонентов смеси и угол наклона трубы.

В результате лабораторных опытов, проведенных Рунге, было установлено, что угол наклона трубы оказывает большое влияние на скорость подъема пузырька в жидкости, и эта скорость может быть выражена в виде следующей обобщенной формулы критерии:

$$\frac{\omega_{\alpha}}{\omega_0} = \frac{\mathrm{k}_1(\mathrm{N_F}\cdot\mathrm{N_{E0}},\alpha)}{\mathrm{k}_1(\mathrm{N_F}\cdot\mathrm{N_{E0}},0)}, \quad (3)$$

где $\omega_{\alpha}$, $\omega_0$ – подъемная скорость пузырька в покоящейся жидкости в наклонной и вертикальной трубах соответственно.

Следует отметить, что переход от скорости подъема пузырька газа в жидкости к фактической емкости газа по уравнению (1) не имеет смысла. Коэффициенты $C_1$ и $C_2$ зависят от режима течения, геометрической формы канала и физических свойств компонентов смеси. Поэтому влияние α и φ при такой обработке в разных режимах проявляется нечетко.

При малых скоростях жидкости скорость пузырьков в трубах с наклоном 1° градусов к горизонтальной плоскости в 1,5 раза меньше скорости подъема пузырьков газа в вертикальных трубах [2].

Влияние угла наклона на характеристики нефтегазового потока, создающего закупорку в наклонных трубах диаметром 25,4 мм, колеблется в пределах 0 / 10°.

В результате исследования установлено, что угол наклона труб влияет на скорость подъема газа в жидкости и частоту образования нефтяных пробок в потоке, но в практических отчетах влияние этих значений угла наклона можно игнорировать.

Второе направление исследований характеризуется изучением зависимости фактической газоемкости от угла потока φ = f (α).

Хотя Флининген был одним из первых специалистов, изучавших эту зависимость, его эксперименты не дали полного ответа на поставленный вопрос. Главный вывод, который он делает из опытов, состоит в том, что угол наклона при больших скоростях газа не влияет на реальную газоемкость. К аналогичному выводу Севигни пришел, проведя обширные опыты на трубах диаметром 20,9 мм и углом наклона 5, 10, 15, 30, 60 и 90°. Систематизировать влияние «α» на «φ» в методике обработки результатов опытов не удалось.

Актуальность исследования данного вопроса была определена в связи с наблюдением больших перепадов давления в трубах при транспортировке газожидкостной смеси по магистральным трубопроводам со сложной местностью. Это связано с тем, что в геометрической нижней части площади в трубах скапливается жидкость, а в относительно высокой части образуются пузырьки газа.

Условие равновесия воздуха, собранного в наклонных трубах, при движении его в потоке воды было изучено Л. Конти и другими исследователями в середине 20-х годов XX века. Среди этих работ большего внимания заслуживает исследование И.А. Чарни. В исследовании дается аналитическое решение гидравлических потерь давления, формы живого поперечного сечения потока, условий переноса жидкости и газа, собираемых в восходящей и нисходящей частях области [3].

Результаты этих теоретических исследований подтверждены лабораторными исследованиями, показавшими, что газ скапливается в высшей точке трубопровода при значениях ниже критического значения расхода в нижнем течении жидкости и газа. Как только газ выходит из зоны сбора, он движется отдельными потоками по трубам, причем газ движется с меньшей скоростью, чем жидкость, захватывая большую часть трубопровода и увеличивая свою скорость.

В верхней части участка газ движется быстрее внутри трубопровода. Жидкость собирается в трубах, движущихся с относительно небольшой скоростью. По мере увеличения количества жидкости, собирающейся в трубах, увеличиваются потери давления на трение.

Эти результаты лабораторных экспериментов были подтверждены в США в процессе транспортировки сжиженной газовой смеси по магистральным трубопроводам.

Результаты лабораторного эксперимента построены с использованием следующих безразмерных параметров:

$$\mathrm{Fr} = \frac{\vartheta_{\Gamma}}{\sqrt{\mathrm{gd}}}\ ;\ \frac{\mathrm{P}}{\square_{\text{ж}}\cdot\Delta\mathrm{z}} = \overline{\mathrm{P}};\ \frac{\Delta\mathrm{z}}{\mathrm{L}} = \mathrm{k};\ \mathrm{Sh} = \frac{2\pi\mathrm{L}}{\mathrm{T}\vartheta_{\Gamma}}, \quad (4)$$

где Fr – число Фруда; d – диаметр труб; $\overline{\mathrm{P}}$– безразмерное давление; Sh – число струхаля; Δz – разность геометрических высот; P – давление в начале трубы; T – время истечения газовой или жидкостной пробки.

1-k = 0,0254; 2-k = 0,0204; 3-k = 0,017; 4-k = 0,0122; 5-k = 0,0068; 6-k = 0,0088; 7-k = 0,0054

При Fr = const количество жидкости в трубах не меняется, и возникает волновое течение жидкости и газа в трубах. С увеличением числа Фруда изменяется амплитуда изменения давления. Затем давление меняется и полного сечения труб в этой зоне не происходит (рис. 1).

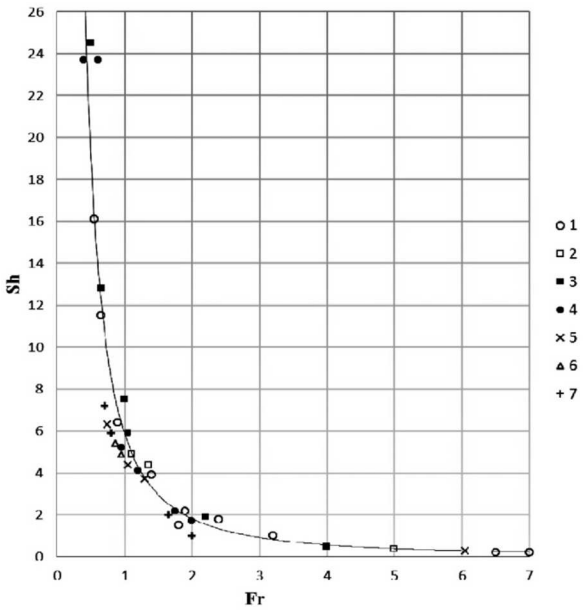


**Рисунок 1** – Графическое представление взаимосвязи между числом Фрейда (Fr) и числом Струксала (Sh)

Опыт эксплуатации нефтяных скважин показывает, что течение газожидкостной смеси и многокомпонентной жидкости в газлифтных скважинах, корпус которых ориентирован в любом направлении в пространстве, подвержено более сложным процессам. Поток находится под влиянием управляемых и неуправляемых факторов (от нас не зависящих) и превращается в розничное (хаосное) событие.

В этой рознице есть определенная закономерность. Для обнаружения этой закономерности требуются большие промысловые и лабораторные исследования.

Течение в разгрузочном трубопроводе представляет собой сложный процесс, так как направление течения жидкости в криволинейных участках труб не параллельно оси криволинейных труб, а имеет скорость в поперечном направлении. В самом деле, если частицы жидкости движутся по криволинейной линии, на них действует боковая сила под действием градиента давления.

Внутри трубы давление в нижней части трубы выше, чем в выпуклой части. В результате получается «второй замкнутый поток», создающий дополнительное гидравлическое сопротивление. Если угол, образованный трубой в вертикальной плоскости, меньше 15°, то «второго замкнутого течения» не возникает.

В связи с масштабным освоением месторождений нефти и газа на шельфе морей и океанов во второй половине XX века специалистами были проведены комплексные лабораторные и промысловые опыты по изучению закономерностей движения газожидкостной смеси в трубапроводах.

Закон сохранения энергии при движении газожидкостной смеси Беггаса и Брилла изучались на основе уравнения

$$dp + \rho_{см.}\vartheta_{см.}d\vartheta_{см.} + \rho_{см.}d\rho_{см.}. \quad (5)$$

На основе этой формулы исследователи получили зависимость для определения градиента давления с использованием сил гидравлического трения и инерции смеси. Отчетный метод позволяет определить потери гидравлического давления в горизонтальных и вертикальных трубах. В исследовании проанализированы режимы течения газожидкостной смеси в трубах и выделены четыре течения: отрывное течение (слоистое и слоисто-волновое), циркулярное, смешанное (закупоренное и гофрированное), дисперсионное (эмульсионное, пузырьково-слоистое).

Специалисты создали схему для определения этих режимов в координатах $Fr_{см} – \beta_{ж}$. Аналогичное исследование было проведено. Аппроксимировать режимы течения можно по диаграмме, построенной в плоскости $Fr_{qar} – \beta_{m}$. Поэтому погрешность этого метода не дает требуемого результата.

В общем случае уравнение (5) предполагает средние значения параметров течения многофазного флюида, показывающие его средние свойства.

Эта проблема касается механики всей (непрерывной) среды, и ее решение связано с большими трудностями.

Анализируя результаты лабораторных экспериментов с некоторыми математическими преобразованиями, Беггас и Брилл дают следующее выражение для среднего значения градиента давления газожидкостной смеси в наклонных трубах:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left[\rho_{см.} \cdot g \cdot \sin\alpha + \frac{2\square_{см.} \cdot M_{см.} \cdot \vartheta_{см.}}{\pi d^3}\right]}{1 - \frac{\rho_{см.}\vartheta_{см.}\vartheta_q}{\rho}}, \quad (6)$$

где $M_{см.}$ – объемный расход газожидкостной смеси; $\vartheta_q$ – скорость подаваемого газа; α – угол наклона ствола скважины от вертикальной плоскости.

В формуле (6) предполагается, что массовый расход газожидкостной смеси в трубах равен произведению ее скорости на плотность.

В результатеобширных исследований установлено, что в наклонных и вертикальных трубах наблюдаются преимущественно заторы и кольцевые режимы течения [4].

В целом доказано, что в наклонных трубопроводах возможны преимущественно слоистый, засоренный и кольцевой типы течения. Вдоль произвольной пространственной кривой верховья в основном перегружены и кольцевидны. Угол наклона в вертикальной плоскости резко влияет на изменение границы раздела режимов течения по координатам $Fr_{см.}$ и $\beta_г$. Угол наклона ствола скважины в восходящем потоке больше влияет на меньшие значения числа Фруда. Поскольку в таких условиях скорость потока мала, а сила тяжести велика, важно знать реальную флюидоемкость потока в наклонных скважинах. Потому что эти параметры являются основным гидростатическим накоплением градиента давления в подъемных трубах.

Однако каждый режим движения газожидкостной смеси в трубах имеет свое специфическое уравнение. Напишем уравнение «засоренного» движения газожидкостной смеси:

$$-\frac{dp}{dz} = \square_{см.}\frac{\vartheta_{см.}^2}{2D}\left[\frac{\beta^2}{\varphi}\rho_q + \frac{(1-\beta)^2}{1-\varphi}\rho_ж\right] + \rho_{см.} \cdot g \cdot \sin\alpha$$

где $\rho_{см.} = \varphi_г\rho_г + (1 - \varphi)\rho_ж$ – плотность смеси; $\frac{\vartheta_{см.}^2}{2D}\left[\frac{\beta^2}{\varphi}\rho_г + \frac{(1-\beta)^2}{1-\varphi}\rho_ж\right]$ – реальный динамический напор.

Выражение в правой части приведенного выше уравнения представляет собой потери из-за силы тяжести и трения.

Для решения этого уравнения необходимо знать зависимость фактической газоемкости (φ) и коэффициента гидравлического трения от расхода и физических характеристик смеси. Фактическая мощность газа (φ) в пробке определяется экспериментально. Исследования показывают, что фактическая газоемкость (φ) зависит от расходной газоемкости (β), теста Фруда ($Fr_{см.}$), угла наклона (sinα), создаваемого вертикальным течением в трубах, вязкости жидкости ($\bar{\mu}$), критерий Вейбера (We). Тогда можно записать следующую параметрическую зависимость для фактической мощности по газу:

$$\varphi = \varphi(\beta, Fr_{см.}, \bar{\mu}, We, \sin\alpha)$$

Из приведенных выше параметров β и $Fr_{см.}$φ являются основными параметрами, влияющими на количество. Результаты опытов А.А. Точиги со смесью воздуха и воды в горизонтальных трубах представлены графически на рисунке 2 в виде семейства кривых φ = f (β, $Fr_{см.}$).

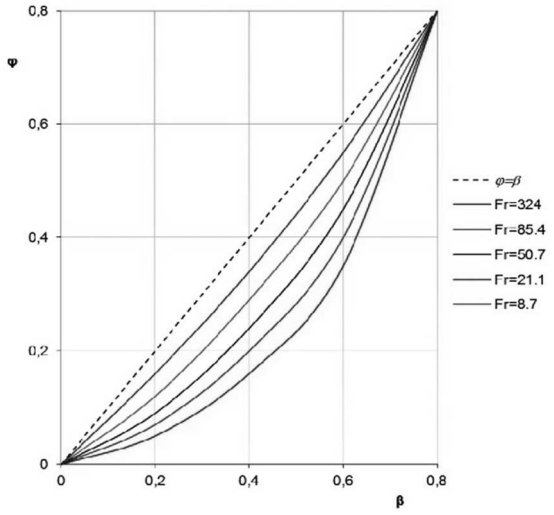


**Рисунок 2** – График зависимости фактической мощности по газу от мощности по отработанному газу

Из этих графиков видно, что фактическая газоемкость (φ) расхода в интервале изменения расходной газоемкости (β) $0 < \beta < 1$ меньше расходной газоемкости ($\varphi < \beta$), т.е. относительная скорость воздуха положительна и движется быстрее жидкости.

Из графика определено, что $Fr_{см.}$ реальная мощность газа увеличивается по мере его увеличения. После $Fr_{см.} > 4$ модель замыкает область модели, т.е. $\varphi$ зависит только от $\beta$.

Установлено, при восходящем движении газожидкостной смеси прямая зависимость между фактический газоемкость (φ) с расходной газоемкостю (β) и $Fr_{см.}$ в широком интервале (рис. 3).

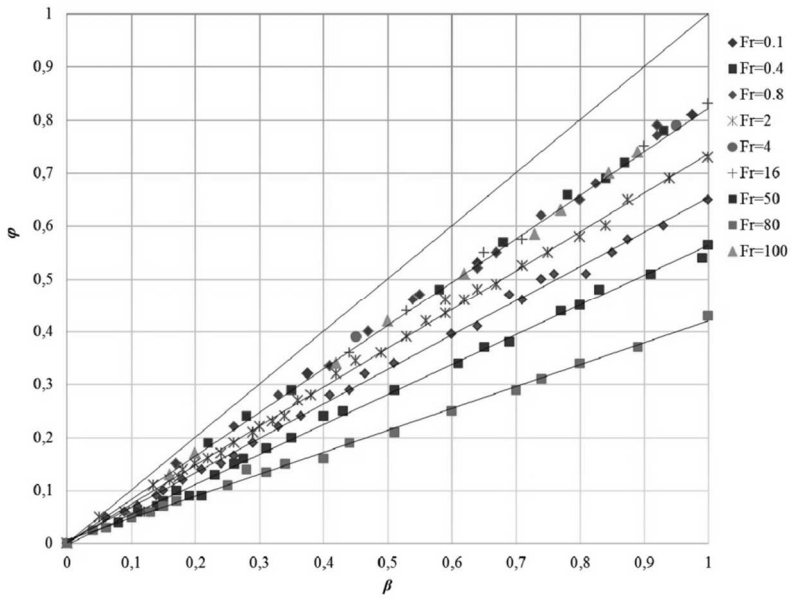


**Рисунок 3** – Зависимость фактической мощности газа от расхода газа и критерия Фруда в восходящем потоке водовоздушной смеси

Область модели начинается после $Fr_{см.} > 4$ и становится $\varphi < 1$, когда $\beta = 1$.

Получено следующее выражение для фактической газоемкости при верхнем кольматирующем движении водовоздушной смеси:

$$\varphi = 0{,}81(1 - e^{-2{,}2\sqrt{Fr_{см.}}})$$

По мере увеличения вязкости поднимаемой жидкости значение Fra и $k_1 = \varphi/\beta$ уменьшаются.

В результате полного влияния вязкости, $\varphi$ определяется следующим выражением:

$$\varphi = k_1(1 - e^{-4{,}4\sqrt{\frac{Fr_{см.}}{Fr_a}}})\beta$$

В Азербайджанском институте нефти и химии (ныне Азербайджанский Государственный Университет нефти и промышленности – АГУНиП) в 1980-х годах на основе данных промысловых работ и экспериментов, проведенных непосредственно на производстве, методами математической статистики были определены технологические параметры скважины и форма ее ствола в наклонных скважинах.(влияние угла, образованного стволом относительно вертикальной плоскости «$\alpha$», азимута «$\beta$», а также числа оборотов вокруг оси скважины «n»).

В предлагаемом способе на основании инклинометрических данных скважин месторождений «Нефт Дашлары» и «Палчыг Пилпилеси» получена следующая зависимость:

$$\alpha = 8{,}588 \cdot \ell^{0{,}607} \cdot e^{0{,}0022}$$

где $\ell$ – полное отклонение ствола скважины от вертикальной плоскости.

В этих исследованиях была получена следующая зависимость между расходом газа в скважинах и числом оборотов (n) ствола скважины вокруг своей оси:

$$V_0 = 302{,}89 - 0{,}782\ell + 0{,}0034\ell^2$$

В результате анализа известных моделей установлено, что более удовлетворительными являются математические выражения, полученные ВНИИГаз и Беггас-Брилл для оценки фактической мощности по газу «φГ». В этом отношении вторая работа на практике более надежна, так как фактическая газоемкость при этом методе отчетности больше, а значит, перепад давления больше, чем

гидростатическая составляющая потока.

В последние годы в связи с трудностью создания реалистичной математической модели произвольного профиля газожидкостной смеси в трубах исследователи с удовольствием прибегают к статистическим и адаптивным методам. Одним из таких эффективных методов является метод групповаяучесть аргументов (МГУА).

Практическая значимость МГУА заключается в том, что он позволяет на основе небольших экспериментальных данных определить распределение градиента давления газожидкостной смеси в подъемных трубах.

Как правило, объект, зависящий от более чем двух аргументов, может быть записан со следующими функциональными зависимостями:

$$F = f(x_1, x_2, \dots, x_3). \quad (7)$$

Модель искомой задачи с функцией (7) заменяется уравнениями, состоящими из 2 функций каждое. На первом этапе ищется возможное решение в виде следующего выражения [4]:

$$Y_{ij} = a_0 + a_1x_1 + a_2x_i + a_2x_j + a_3x_ix_j + a_4x^2 + a_3x_j^2. \quad (8)$$

На основании промысловых данных выбран следующий метод:

$$\frac{dP}{d\ell} = f(Q, R, P). \quad (9)$$

Следует отметить, что угол, образованный вертикальной плоскостью ствола выбранных скважин, составляет более 150 градусов.

В результате горных работ и обработки результатов интервального измерения давления в подъемных трубах методом МГУА было получено следующее выражение для перепада давления:

$$\frac{dP}{d\ell} = 0{,}0017 + 0{,}0002P \cdot R^{-5} + 2{,}1 \cdot 10^{-6}P^2q^{-0{,}5}, \quad (10)$$

где R – удельный расход рабочего агента, м$^3$/сут; q – дебит скважины, м$^3$/сут; P – рабочее давление скважины, МПа.

На основании приведенного выше уравнения для градиента динамического давления получается следующее среднее значение:

$$\frac{dP}{d\ell} = 0{,}002 \div 0{,}0022$$

Зная градиент динамического давления, можно разместить сильфонные газлифтные клапаны в наклонных газлифтных скважинах вдоль подъема, отрегулировав их на сообщаемое давление.

Сверху определяют глубину первой задвижки (независимо от типа) над скважиной в зависимости от максимального давления газа и статического уровня жидкости в скважине.

Если скважина заполнена жидкостью, то глубина первого газлифтного клапана сверху определяется по следующему выражению:

$$\ell_1 = \frac{P_{раб.} - P_y}{\frac{\Delta P}{\Delta \ell}},$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление, МПа; $P_y$ – устьевое давление, МПа; $\Delta P/\Delta l$ – статистический перепад давления, $\Delta P/\Delta l$ = 0,01 МПа/м.

Если уровень жидкости в скважине ниже, то глубина первого клапана на устье определяется следующим выражением:

$$\ell_1 = \ell_{st} + \frac{P_{раб.} - P_y}{\left[1 + (S_{эт}/S_т)\frac{\Delta P}{\Delta \ell}\right]},$$

где $S_{эт}$, $S_t$ – площадь поперечного сечения трубы и подъемной трубы соответственно, м$^2$.

Глубина размещения второго газлифтного клапана над скважиной определяется по уравнению:

$$\ell_2 = \ell_1 + \frac{\left[P_i' - \left(P_y + \ell_1\frac{dP}{d\ell}\right)\right]}{\left[1 + \left(\frac{S_{эт}}{S_т}\right)\frac{\Delta P}{\Delta \ell}\right]},$$

где $P'_i$ – регулирующее давление первого клапана, МПа; dP/dl – градиент динамического давления, $\frac{dP}{d\ell} = 0{,}0021$ MPa/m.

Следующие газлифтные клапаны находятся в выражении:

$$\ell_{\text{n}} = \ell_{\text{n}-1} + \frac{\left[\text{P}'_{\text{n}-1} - \left(\text{P}_{\text{y}} + \ell_{\text{n}-1}\frac{\text{dP}}{\text{d}\ell}\right)\right]}{\left[1 + \left(\frac{\text{S}_{\text{эт}}}{\text{S}_{\text{т}}}\right)\frac{\Delta\text{P}}{\Delta\ell}\right]}$$

Давление открытия первого газлифтного клапана сверху принимают равным начальному давлению газа, давление открытия следующих клапанов принимают менее 0,05–0,175 МПа. Разность давлений между последним клапаном и предыдущим составляет 0,28–0,35 МПа.

**Литература:**

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед. – 2004. – 367 с.
2. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Монография. – М. : Ин-т компьютер. исслед., Серия : «Современные нефтегазовые технологии». – 2006. – 354 с.
3. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М. : Гостоптехиздат, 1963. – 416 с.
4. Нурутдинова А.Н. Теория дискретного движения фаз газожидкостной смеси в горизонтальных и наклонных трубопроводах // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 2. – С. 40–43.

**References:**

1. Mirzajanzade A.H., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modelling of oil and gas production processes. – M. ; Izhevsk : Institute of Computer Research. – 2004. – 367 p.
2. Suleymanov B.A. Features of a filtration of heterogeneous systems. Monografia. – M. : Institute of computer research, a series: «The Modern oil-and-gas technologies». – 2006. – 354 p.
3. Charniy I.A. Podzemnaya gidrozhazdinamika. – M. : Gostoptekhizdat, 1963. – 416 p.
4. Nurutdinova A.N. Theory of Discrete Motion of Gas-Liquid Mixture Phases in Horizontal and Inclined Pipelines // Oil and Gas Business. – 2012. – Vol. 10. – № 2. – P. 40–43.