

УДК 622.276.53:531.3

ВЫБОР МЕТОДИКИ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБАХ

А. П. Ельмендеев, В. С. Микшина, А. Ю. Вирстюк

*Сургутский государственный университет,
alikelm@icloud.com, mikshinavs@gmail.com, virstyk_AY@surgutneftegas.ru*

В работе исследуется вопрос выбора методики по расчету движения газожидкостной смеси для использования в системах поддержания принятия решения задач в скважинной добычи нефти. Выполнены расчеты по трем методикам и сделаны выводы об их возможном применении в информационных системах поддержки принятия решений инженера-геофизика.

Ключевые слова: газожидкостная смесь, модель дрейфа, гомогенная модель.

CHOICE OF CALCULATION METHODS FOR PRESSURE DISTRIBUTION OF LIQUID-GAS MIXTURE FLOW IN VERTICAL PIPES

A. P. Elmendeev, V. S. Mikshina, A. Yu. Virstyuk

*Surgut State University,
alikelm@icloud.com, mikshinavs@gmail.com, virstyk_AY@surgutneftegas.ru*

The paper studies the choice of calculation method of liquid-gas mixture flow for use in decision making systems in well oil production. Calculations were made using three methods and conclusions about their applicability in information systems of geophysicist decision making were drawn.

Keywords: liquid-gas mixture, drift model, homogeneous model.

В скважинной добыче нефти часто встает задача расчета газожидкостного подъемника: при выборе подземного оборудования, диагностике состояния системы «скважина-насос», прогнозировании режима работы скважины, выборе способа эксплуатации и проектировании обустройства нефтедобывающих объектов. Упомянутые задачи решаются на основе знания законов движения газожидкостных смесей (ГЖС) в вертикальных трубах. Известны десятки методик расчета, все они основаны на результатах лабораторных или промысловых исследований движения ГЖС в вертикальных трубах. Согласно рекомендациям [1] следует отдать предпочтение той группе методик расчета, в которых учитывается структура потока, поскольку ее влиянием обусловлен в значительной мере градиент давления при движении ГЖС.

Задачей настоящей работы является сравнение различных методик расчета ГЖС подъемника с целью рекомендации к использованию в алгоритмах программ, в информационных системах поддержания принятия решения (СППР). Критериями выбора должны стать: универсальность, простота, достаточная точность для практических расчетов.

Существующие методики можно разделить на 2 группы: методики, основанные на модели «потока дрейфа» и методики на основе «гомогенной» модели [2]. В модели «потока дрейфа» учитывается относительное движение газа и структура самого потока, состоящего из пузырьков газа. В «гомогенной» модели поток рассматривается как движение однородной

жидкости, при этом изменение градиента давления из-за «проскальзывания» пузырьков газа учитывается в общих потерях давления при движении потока жидкости.

Из всего многообразия методик расчета движения ГЖС в вертикальных трубах, представленных в литературе, были выбраны наиболее универсальные методики: обобщенная методика В. Г. Грона [2] и методика В. А. Сахарова [3]. Так же для сравнения был использован упрощенный подход, основанный на приближенной оценке работы газа по подъему жидкости [4, 5], который так же часто используют в расчетах и алгоритмах программных средств (например, в программном средстве «Автотехнолог») [6].

Во всех методах расчета кривая распределения давления строится методом численного интегрирования уравнения движения ГЖС [3]:

$$-\frac{dp}{dh} = \rho g + \lambda \frac{\rho v^2}{2D} + \rho v \frac{dv}{dh}, \quad (1)$$

где dp – перепад давления по длине подъемника;

dh – приращение длины подъемника;

ρ – плотность смеси;

g – ускорение свободного падения;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений двухфазного потока;

v – скорость смеси;

D – диаметр подъемных труб.

В большинстве методов последнее слагаемое в правой части уравнения (1), учитывающее расход энергии на ускорение смеси, не принимается во внимание из-за малой величины.

Уравнение (1) в методах, основанных на модели «потока дрейфа» используется в следующем виде:

$$-\frac{dp}{dh} = \rho_{см} g + \lambda_{см} \frac{\rho^* v^2}{2D}, \quad (2)$$

где $\lambda_{см}$ – коэффициент гидравлического трения двухфазного потока;

$\rho_{см}$ – истинная плотность смеси;

ρ^* – расходная плотность смеси.

$$\rho_{см} = \rho_{ж}(1 - \varphi) + \rho_{г}\varphi ; \quad (3)$$

$$\rho^* = \rho_{ж}(1 - \beta) + \rho_{г}\beta , \quad (4)$$

здесь $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы;

$\rho_{г}$ – плотность газовой фазы;

φ – истинноегазосодержание потока;

β – расходногогазосодержание потока.

Методы, использующие модель «потока дрейфа» базируются, как правило, на результатах лабораторных исследований, что часто приводит к значительным погрешностям при промышленных расчетах [3].

В методах, основанных на «гомогенной» модели, потери давления, вызванные трением и относительной скоростью фаз, учитываются коэффициентом суммарных потерь двухфазного потока аналогично тому, как в однофазном потоке потери на трение определяются через коэффициент гидравлического трения. В этих методах уравнение имеет вид:

$$-\frac{dp}{dh} = \rho^* g + \lambda^* \frac{\rho^* v^2}{2D}, \quad (5)$$

где λ^* – коэффициент суммарных потерь двухфазного потока.

Преимуществом методов, основанных на «гомогенной» модели является то, что они позволяют обработать и обобщить данные, полученные при исследовании работы скважин и, следовательно, избежать распространения результатов лабораторных экспериментов на промысловые исследования [3].

Упрощенный подход основывается на предположении, что в вертикальных трубах происходит изотермическое расширение газа от давления насыщения до устьевого давления и его работу можно определить по законам термодинамики [4]. Конечное уравнение состоит из четырех слагаемых:

$$p_n = p_y + p_1 + p_2 - p_3, \quad (6)$$

где p_n – давление в нижней части вертикальной трубы;

p_y – устьевое (конечное) давление;

p_1 – гидростатическое давление;

p_2 – потери давления на трение;

p_3 – давление разгрузки в результате газлифтного эффекта, выделяющегося газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) на трение;

p_y – обычно задается или известно, p_1 и p_2 – определяются по законам трубной гидравлики.

$$p_3 = x\rho_{жg}, \quad (7)$$

здесь x – коэффициент разгрузки, определяется как:

$$x = \frac{1}{\rho_{жg}} \left(\Gamma_0 - \alpha \left(\frac{p_{нас} + p_y}{2} - p_0 \right) \right) (1 - n) p_0 \eta \ln \left(\frac{p_{нас} + p_0}{p_y + p_0} \right) \quad (8)$$

где Γ_0 – газовый фактор;

α – коэффициент растворимости газа;

n – обводненность;

$p_{нас}$ – давление насыщения;

p_0 – давление атмосферное;

η – коэффициент полезного действия работы газа [4, 5].

Для численного интегрирования уравнений (1) и (2) по методикам В. Г. Грона и В. А. Сахарова была разработана компьютерная программа (среда разработки Microsoft Visual Studio 2010, язык программирования C#). Блок – схема алгоритма расчета распределения давления при движении ГЖС в вертикальных трубах представлена на рис. 1.

Алгоритмы расчета распределения давления принципиально отличаются лишь в части определения градиента давления, уравнения (1) и (2). В остальном, последовательность алгоритмов идентична.

Расчет ведется по принципу «сверху вниз», от устья до нижней части НКТ. Задаются исходные данные, начальное давление $p_{нач} = p_y$, начальная температура рассчитывается как функция дебита, глубины скважины, пластовой температуры:

$$t_{нач} = t_y = t(q, h_{скв}, t_{пл}). \quad (9)$$

Задается шаг Δp : 10 % от текущего давления. Затем для средних значения $p_{ср}$ и $t_{ср}$ рассчитываются физико-химические свойства нефти, воды, газа. В зависимости от методики определяются необходимые параметры и критерии состояния потока газожидкостной смеси:

φ – истинное газосодержание, доля ед.;

β – истинное газосодержание, доля ед.;

Re – безразмерный критерий Рейнолдса;

We – безразмерный критерий Вебера;
 Ku – безразмерный критерий Кутателадзе.

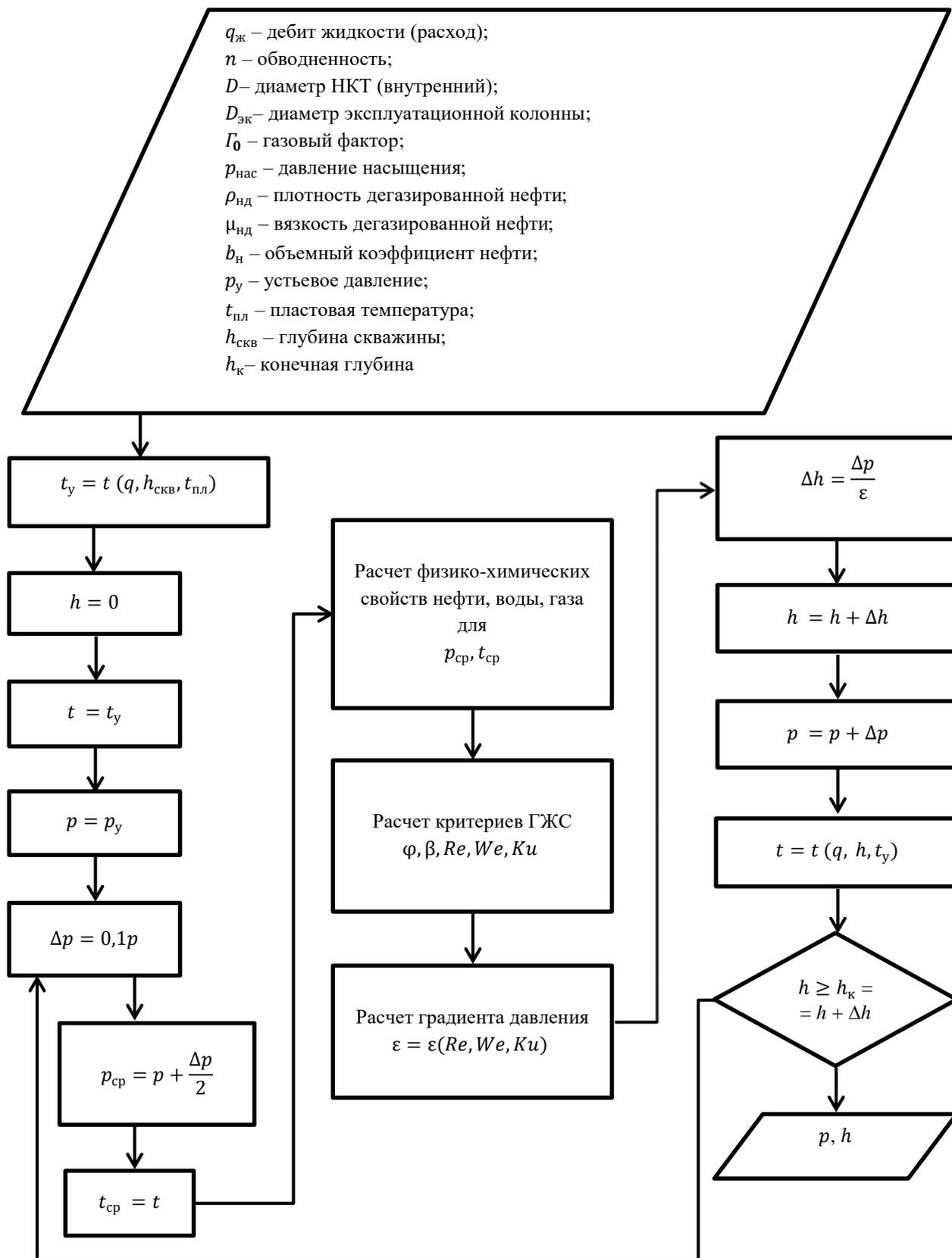


Рис. 1. Блок схема расчета распределения давления при движении ГЖС в вертикальных трубах

Так же рассчитывают $\rho_{см}$, $\lambda_{см}$, ρ^* , λ^* и определяют градиент давления ε . Зная Δp и ε определяется шаг по глубине Δh и следующие значения глубины h_{i+1} , давления p_{i+1} и температуры t_{i+1} . Расчет повторяется и заканчивается, если глубина h превысит или станет равной конечной глубине h_k .

Следует отметить, что для расчета по упрощенной методике по уравнению (6) не требуется прибегать к численным методам интегрирования. Собственно, в простоте расчета и заключается преимущество упрощенной методики.

На рис. 2 представлены кривые распределения давления в НКТ, выполненные по методикам В. Г. Грона и В. А. Сахарова, а так же по упрощенной методике для следующих исходных данных:

1. Дебит жидкости (расход) $q_{ж} = 20 \text{ м}^3/\text{сут}$;
2. Обводненность $n = 0 \%$;
3. Диаметр НКТ (внутренний) $D = 0,050 \text{ м}$;
4. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк} = 0,150 \text{ м}$;
5. Газовый фактор $G_0 = 55 \text{ м}^3/\text{сут}$;
6. Давление насыщения $p_{нас} = 12,3 \text{ МПа}$;
7. Плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 874 \text{ кг/м}^3$;
8. Вязкость дегазированной нефти $\mu_{нд} = 41,2 \text{ мПа с}$;
9. Объемный коэффициент нефти $b_n = 1,13$;
10. Устьевое давление $p_y = 1,1 \text{ МПа}$;
11. Пластовая температура $t_{пл} = 83 \text{ }^\circ\text{C}$;
12. Глубина скважины $h_{скв} = 2800 \text{ м}$;
13. Конечная глубина (глубина установки насоса) $h_k = 1800 \text{ м}$.

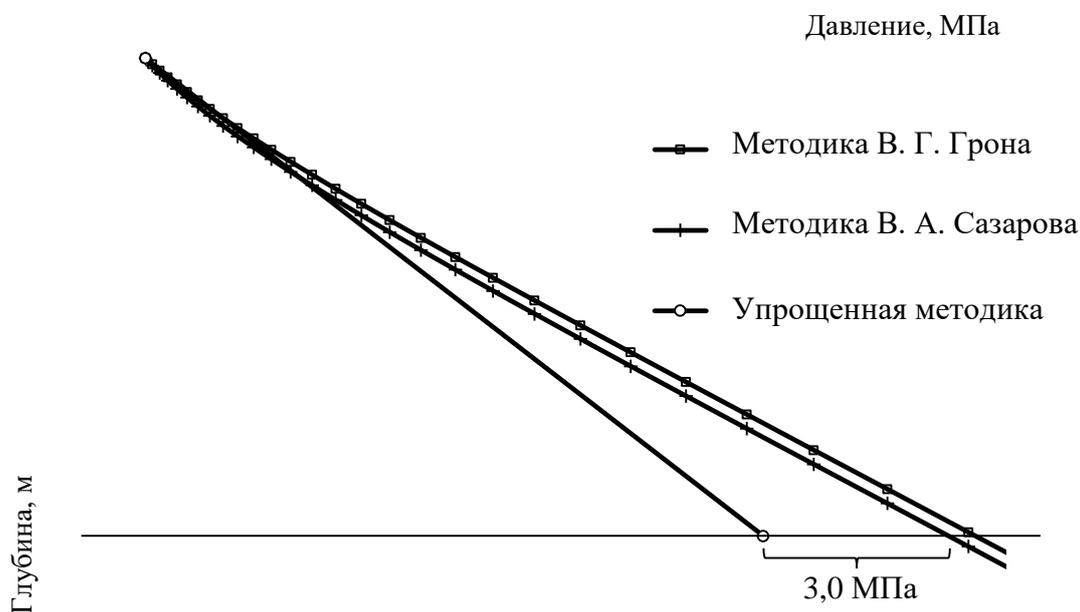


Рис. 2. Результаты численного эксперимента: расчет распределения давления при движении ГЖС в НКТ

Расчет производился «сверху-вниз» от устья до глубины установки насоса: от 0 м до 1 800 м.

Для оценки результатов за базу сравнения приняты результаты расчета, полученные по методике В. А. Сахарова. Из графика видно, что значения конечных давлений p_k , полученные по методикам В. Г. Грона и В. А. Сахарова 14,5 и 14,1 МПа соответственно, отличаются на 0,4 МПа, что для практических расчетов допустимо (2,8 %). И, напротив, согласно

результату расчета по упрощенной методике $p_k = 11,1$ МПа и результату расчета по методике В. А. Сахарова разница значительная 3,0 МПа (27,0 %).

Для исследования зависимости p_k от $q_{ж}$ и n были выполнены аналогичные расчеты для $q_{ж}$ от 10 до 100 м³/сут с шагом $\Delta q_{ж} = 10$ м³/сут, и n от 0 до 100 % с шагом $\Delta n = 20$ % по методике В. А. Сахарова и по упрощенной методике. Результаты сведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчета p_k в зависимости от $q_{ж}$ и n , Мпа

$q_{ж},$ м ³ /сут	$n, \%$											
	0		20		40		60		80		100	
	Методика											
	В. А. Са-харов	упрощ.										
10	14,7	11,1	17,2	13,5	17,6	14,8	18,1	16,6	18,5	17,8	18,9	18,9
20	14,1	11,1	15,2	13,5	16,9	14,9	17,5	16,6	18,25	17,8	18,9	18,9
30	13,8	11,1	14,8	13,5	16,5	14,9	17,3	16,6	18,15	17,8	18,9	18,9
40	13,6	11,1	14,6	13,5	15,6	14,9	17,1	16,6	18	17,8	18,9	18,9
50	13,4	11,2	14,4	13,6	15,5	14,9	16,8	16,7	17,94	17,8	18,9	18,9
60	13,4	11,2	14,4	13,6	15,5	15,0	16,6	16,7	17,91	17,8	18,9	18,9
70	13,3	11,2	14,4	13,6	15,45	15,0	16,6	16,7	17,91	17,8	19,0	19,0
80	13,25	11,3	14,4	13,7	15,4	15,0	16,6	16,7	17,89	17,9	19,0	19,0
90	13,2	11,3	14,3	13,7	15,4	15,1	16,6	16,7	17,86	17,9	19,0	19,0
100	13,2	11,4	14,3	13,8	15,4	15,1	16,7	16,8	17,8	17,9	19,0	19,0

По результатам расчета p_k , (табл. 1), получена разница конечных давлений (табл. 2) – Δ как функция $q_{ж}$ и n :

$$\Delta = p_{k2} - p_{k1}, \tag{10}$$

где Δ – разница конечных давлений;

p_{k1} – конечное давление, рассчитанное по упрощенной методике;

p_{k2} – конечное давление, рассчитанное по методике В. А. Сахарова

Таблица 2

Зависимость $\Delta = \Delta(q_{ж}, n)$, Мпа

$q_{ж},$ м ³ /сут	$n, \%$					
	0	20	40	60	80	100
10	3,6	3,7	2,8	1,5	0,7	0,0
20	3,0	1,7	2,0	0,9	0,5	0,0
30	2,7	1,3	1,6	0,7	0,4	0,0
40	2,4	1,1	0,7	0,5	0,2	0,0
50	2,2	0,8	0,6	0,1	0,1	0,0
60	2,1	0,8	0,5	-0,1	0,1	0,0
70	2,1	0,8	0,5	-0,1	0,1	0,0
80	2,0	0,7	0,4	-0,1	0,0	0,0
90	1,9	0,6	0,3	-0,1	0,0	0,0
100	1,8	0,6	0,3	-0,1	-0,1	0,0

На рис. 3 отображено графическое представление зависимости $\Delta = \Delta(q_{ж}, n)$ в виде поверхности.

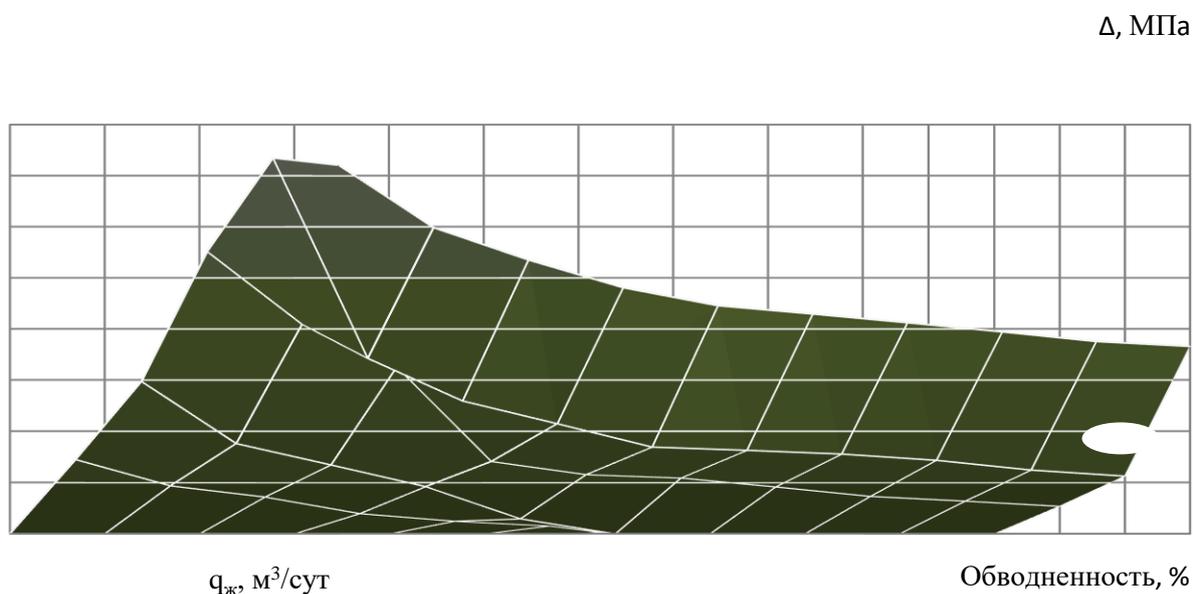


Рис. 3. Графическое представление зависимости $\Delta = \Delta(q_{ж}, n)$

Трехмерный график на рис. 3 представлен в следующих координатах: по оси x – обводненность скважины (%), по оси y – разность конечных давлений, МПа, по оси z – дебит жидкости $\text{м}^3/\text{сут}$. Максимум значений конечных давлений Δ приходится на минимальные значения дебита $q_{ж}$ и обводненности n : разность в определении конечных давлений Δ , рассчитанных по упрощенной методике и по методике В. А. Сахарова тем больше, чем меньше обводненность n и меньше дебит жидкости $q_{ж}$. С увеличением n до 100 % разность становится равной нулю, расчеты методик совпадают:

$$p_{к1} = p_{к2} \quad (11)$$

Результат вполне ожидаем: при 100 % обводненности скважинной жидкости, когда нефти в потоке нет, выделившегося газа соответственно тоже, расчет преобразуется в достаточно простой алгоритм расчета движения потока воды в трубе. Однако в этом случае пропадает надобность и смысл в расчетах, относящихся к тематике «скважинная добыча нефти». И напротив, при низкой обводненности скважинной жидкости газа выделяется много, эффект проскальзывания пузырьков газа относительно жидкости более заметен особенно при малых дебитах жидкости. Очевидно, что упрощенную методику можно использовать лишь в очень ограниченных случаях, при выполнении условий: $n > 60\%$ и $q_{ж} > 50 \text{ м}^3/\text{сут}$. В остальных случаях ошибки могут быть значительными и, следовательно, высока вероятность ошибок при решении задач по выбору подземного оборудования, при диагностике состояния системы «скважина-насос», прогнозировании режима работы скважины [8], выборе способа эксплуатации и проектировании обустройства нефтедобывающих объектов.

Таким образом, сравнив три разные методики расчета движения ГЖС в подъемнике можно рекомендовать к использованию в качестве универсальных инструментов в алгоритмах компьютерных программ, в информационных системах и СППР методики, основанные

как на модели потока «дрейфа», так и методики на основе «гомогенной» модели. Результаты, полученные при проведении численного эксперимента, с широким диапазоном изменения исходных данных по методикам В. А. Сахарова и В. Г. Грона практически совпали.

Использование упрощенной методики [4, 5] в компьютерных программах нецелесообразно, простота расчета не обеспечивает приемлемую для практики точность результата при широком изменении исходных данных.

Литературы

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. М. : Недра, 1983. 456 с.
2. Мищенко И. Т., Сахаров В. А., Грон В. Г., Богомольный Г. И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи : учеб. пособие для вузов. М. : Недра, 1984. 272 с.
3. Сахаров В. А., Воловодов А. В., Акопян Б. А., Мохов М. А., Грехов В. В., Гареев А. А. Оптимизация работы газлифтных скважин в условиях прогрессирующего обводнения // Обзорная информ. Сер. Нефтепромышленное дело. 1989. Вып. 8. С. 21–28.
4. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти : учеб. для вузов. М. : Альянс, 2005. 510 с.
5. Арбузов В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие : в 2 ч. Томск : Изд-во Томск. политех. ун-та, 2012. Ч. 2. 272 с.
6. Субарев Д. Н. Оптимизация подбора оборудования скважин с учетом прогноза надежности : дис. ... к. техн. н. Тюмень, 2013. 118 с.
7. Калиткин Н. Н., Альшина Е. А. Численные методы : в 2 кн. Численный анализ. М. : Академия, 2013. Кн. 1. 304 с.
8. Ельмендеев А. П. Определение расходно-напорной характеристики погружной установки электроцентробежного насоса при работе на реальной жидкости // Сб. научн. стат. по итогам междунар. науч.-практ. конф. 29–30 апреля 2014. СПб., 2014. С. 62–64.