



СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАКЛОННЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН И ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ

В.Дж.Абдуллаев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Comparative Study of the Operational Properties of Deviated and Straight Gas-Lift Wells and Sensitivity Analysis of Pressure Gradient

V.J.Abdullaev

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

The article presents a benchmarking analysis of the complex well body structure effect on the hydraulic parameters of the liquid-gas flow pattern in deviated wells. The difference between the consumption of the working agent (gas) required to lift the same amount of liquid from the same depth in vertical and inclined gas-lift wells is shown. Considering the complexity of the hydrodynamic flow properties in deviated wells, the impossibility of analytical flow simulation, the article provides the problem study using statistical methods and gives its practical solution. The article presents a mathematical expression to determine the dynamic pressure gradient using this method, that is, by group calculation of indicators of gas-lift wells with an deviated body, and its numerical value was found.

Keywords:

Vertical and deviated gas-lift wells;
Pressure drop;
Special gas flow rate;
Gas-liquid mixture.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Эксплуатация скважин газлифтным (компресорным) методом впервые была применена в 1897 году на бакинских нефтяных месторождениях инженером Б.О.Суховым.

Первая теория газлифтных скважин была выдвинута Лоуренсом. Теория Лоуренса основана на том факте, что течение однородной жидкости в вертикальных трубах осуществляется с использованием дифференциального уравнения движения. Это уравнение решается для случая, когда относительные скорости фаз равны нулю. Согласно уравнению Лоуренса, подъемники работают на любой скорости газа, и это было подтверждено на практике.

О применении газлифтного метода в скважинах известны также работы Л.С.Лейбензона, В.С.Меликова, Б.Д.Бакланова, Р.И.Шищенко, А.С.Бириновского, А.П.Крылова, А.А.Арманда, С.Г.Телетова, Б.Д.Архангельского, А.Х.Мирзаджанзаде, А.Б.Судейманова, Н.А.Саске, Репина, Р.А. МаксUTOва, Локарти-Мартинелли, Эндриус-Ноулза, Итона-Зильберберга-Брауна,

Поэтмана-Карпендера, Дэнса-Розы, Гилберта и других.

ВНИИ нефти и НИИ «Тюменнефтегаз» также предложены новые методы расчета движения газожидкостной смеси в вертикальных трубах [1-4].

Известная зависимость, полученная А.А.Армандом, использовалась в методике расчета НИИ «Тюменнефтегаз». Был сделан вывод, что предложенный метод расчета дает удовлетворительные результаты в скважинах с дебитом более 400 м³/сут и диаметром 73 и 89 мм.

Приведенные выше исследования, а также методы расчета применимы только к вертикальным газлифтным скважинам.

Для получения уравнения движения жидкости газожидкостной смеси в вертикальных трубах необходимы следующие параметры:

$q_H = b_H q_{H0}$, $q_{смеси} = q_H + q_G$ – объем потребления нефти, газа и смеси соответственно давлению p , где b_H – коэффициент объема нефти;

q_{H0} , q_{G0} – p_0 объем потребления нефти и газа соответственно атмосферному давлению;

$v_{cH} = q_H / f$, $v_{cG} = q_G / f$, $v_M = q_{cH} + q_{cG}$ – соответственно приведенные скорости нефти, газа и смеси;

$v_{M0} = q_{cH0} + q_{cG0}$ – приведенная скорость смеси при

E-mail: vugar.abdullayev@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300451>

атмосферном давлении;

Γ – газовый фактор;

a – коэффициент растворимости.

При атмосферном давлении количество газа, выделяемого при нормальных условиях из единицы объема нефти, будет $\Gamma - ap_0$.

Если мы приведем этот параметр к давлению p и температуре T , объем выделяемого газа будет $(\Gamma - a) - b_{\Gamma}$, где

$$b_{\Gamma} = z \frac{p_0}{p} \cdot \frac{T}{T_0} \quad (1)$$

Учитывая это, мы можем написать следующее:

$$\frac{q_{\Gamma 0}}{q_{H0}} = \Gamma - a, \quad \frac{q_{\Gamma}}{q_{H0}} = (\Gamma - a)b_{\Gamma} \quad (2)$$

$$q_M = q_H + q_{\Gamma} = q_{H0}[b_H + (\Gamma - a)b_{\Gamma}] = q_{H0}\delta \quad (3)$$

$$q_M = \vartheta_{сн0}\delta \quad (4)$$

где $\delta = b_H + (\Gamma - a)b_{\Gamma}$ – объемный коэффициент смеси, b_H – объемный коэффициент нефти.

Плотность потребления смеси определяется по следующей формуле:

$$\rho_{\beta} = \frac{\rho_H q_H + \rho_{\Gamma} q_{\Gamma}}{q_{\Gamma}} = \frac{\rho_H \vartheta_{сн} + \rho_{\Gamma} \vartheta_{сГ}}{\vartheta_M} \quad (5)$$

Выведено из уравнения сохранения массового потребления:

$$\rho_{\beta} \vartheta_M = \rho_{\beta} \vartheta_{M0}$$

значит:

$$\rho_{\beta} \vartheta_M = \rho_{сн} \vartheta_{сн} + \rho_{\Gamma} \vartheta_{сГ} = \vartheta_{сн0}[\rho_{H0} + Q\rho_{\Gamma 0}] \quad (6)$$

Если принять $M = \rho_{H0} + Q\rho_{\Gamma 0}$ и учитывая что, $\vartheta_M = \vartheta_{сн0}\delta$, можем написать:

$$\rho_{\beta} = M/\delta \quad (7)$$

При $\rho = \rho_{0v}$ получаем из (7):

$$\delta = 1 + \Gamma, \quad \rho_{0v} = M/(1+\Gamma) \quad (8)$$

Для определения плотности газожидкостной смеси авторы предлагают следующее. Известно что при плотности потребления:

$$\rho_0 = (1 - \beta_{\Gamma}) \rho_H + \beta_{\Gamma} \rho_{\Gamma} \quad (9)$$

Объемная плотность смеси может быть найдена из следующего выражения:

$$\rho_{\varphi} = (1 - \varphi_{\Gamma}) \rho_H + \varphi_{\Gamma} \rho_{\Gamma} \quad (10)$$

Так как $\varphi_{\Gamma} = a\beta_{\Gamma}$, то уравнение (10) может быть записано как

$$\rho_{\varphi} = (1 - a\beta_{\Gamma}) \rho_H + a\beta_{\Gamma} \rho_{\Gamma} \quad (11)$$

Отсюда

$$\frac{\rho_{\varphi}}{\rho_{\beta}} = a + (1 - a) \frac{\rho_H}{\rho_{\beta}} = a + (1 - a) \frac{\rho_{H0}\delta}{b_H M} \quad (12)$$

или в общем

$$\rho_{\varphi} / \rho_{\beta} = a + b\delta \quad (13)$$

Коэффициенты a и b получены путем изучения экспериментальных результатов статистическими методами. Для высокодебитных скважин принимается $a = 0.83$ и $b = 0.17(\rho_{H0}/b_H M)$. Потери давления на гидравлическое сопротивление можно выразить уравнением:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_v = \frac{\lambda}{2gd} \rho_{\beta} \vartheta_M^2 = \lambda_M Fr_0^2 \delta^2 M \quad (14)$$

где $Fr_0 = \vartheta_{M0} / 2gd$

Коэффициент гидравлического сопротивле-

ния может быть рассчитан для однородных жидкостей с известными гидравлическими формулами с учетом числа Рейнольдса и шероховатости труб.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = \frac{\rho \beta \vartheta_{сн} d}{\mu_H} = \frac{M \vartheta_{сн,0} d}{\mu_H} \quad (15)$$

Для определения $\lambda_{M^{-1}}$ пользуются формулой Альтшуля:

$$\lambda_M = 0.11 \left(1.46 \frac{\Delta}{d} + \frac{100}{Re} \right)^{0.25} \quad (16)$$

Расчет коэффициента гидравлического трения по формуле для однородных жидкостей вызывает определенную ошибку. Разница, полученная с помощью данных добычи, корректируется с помощью коэффициентов a и b .

Когда зависимость плотности газожидкостной смеси и коэффициента гидравлического сопротивления известна, уравнение движения смеси можно записать следующим образом:

$$dp = g \rho_{\beta} dx + dp_{mp} \quad (17)$$

Если подставить (13) и (14) вместо (17) то получим:

$$\delta dp = g M dx (a + b\delta + \lambda Fr_0 \delta) \quad (18)$$

$$f(p) = \frac{\delta}{a + b\delta + \lambda Fr_0 \delta^2} \quad (19)$$

Уравнение (18) можно записать так

$$g M dx = f(p) dp \quad (20)$$

Отсюда

$$\int_{p_2}^{p_1} f(p) = g M L \quad (21)$$

Таким образом, метод расчета движения газожидкостной смеси в подъемных трубах, наклоненных под определенным углом в вертикальной плоскости, дополнительно улучшил существующий метод отчетности.

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_M g \cos \theta + F_{mp} \quad (22)$$

здесь θ - угол наклона ствола скважины к вертикальной плоскости.

Вышеупомянутое уравнение является уравнением движения, основанным на законе движения нефти, воды и газа и в фиксированном режиме без учета силы инерции.

Уравнение (13) описывает силу трения на поверхности труб 2-го накопленного потока в правой части уравнения. Описывает плотность смеси в 1-м множестве с правой стороны уравнения, и для расчета смеси используется следующая зависимость:

$$\rho_M = \rho_{\Gamma} \varphi_{\Gamma} + \rho_B \varphi_B + \rho_H \varphi_H \quad (23)$$

$$\varphi_H + \varphi_B + \varphi_{\Gamma} = 1 \quad (24)$$

Плотность нефти, воды и газа в потоке находится из следующих равенств:

$$\rho_H = \rho_{H0} + b_H(p - p_0) \quad (25)$$

$$\rho_B = \rho_{B0} + b_B(p - p_0) \quad (26)$$

$$\rho_{\Gamma} = \rho_{\Gamma 0} \frac{p T_0}{p_0 T z} \quad (27)$$

где коэффициенты объемного сжатия нефти и воды соответственно b_H, b_B (определяются экспериментально). Объем потребления нефти, воды и газа определяется по следующим формулам:

$$q_H = Q_M \frac{100 - R_B \cdot \rho_{H0}}{100 \cdot \rho_H} \quad (28)$$

$$q_B = Q_M \frac{R_B \cdot \rho_{B0}}{100 \cdot \rho_B} \quad (29)$$

$$q_\Gamma = \left[Q_M \frac{100 - R_B}{100} a(p_H - p) + Q_{p.a.} \right] \frac{\rho_{\Gamma 0}}{\rho_\Gamma} \quad (30)$$

где $Q_{p.a.}$ – объем рабочего агента.

Соотношение между расходом и расходом между фазами определяется как:

$$\beta_H = \frac{q_H}{q_H + q_B + q_\Gamma} \quad (31)$$

$$\beta_B = \frac{q_B}{q_H + q_B + q_\Gamma} \quad (32)$$

$$\beta_\Gamma = \frac{q_\Gamma}{q_H + q_B + q_\Gamma} \quad (33)$$

Линия распределения температуры внутри скважины:

$$T = T_3 + \frac{T_y - T_3}{H} x \quad (34)$$

где T_3, T_y – температуры на забое и устье скважины.

Плотность жидкости находят по нижеследующей формуле:

$$\mu_M = \frac{\mu_H \varphi_H + \mu_B \varphi_B}{\varphi_H + \varphi_B} \quad (35)$$

Параметры Рейнолдса и Фруда смеси

$$Re_M = \frac{4(q_H \rho_H + q_B \rho_B + q_\Gamma \rho_\Gamma)}{\pi d \mu_M} \quad (36)$$

$$Fr_M = \left[\frac{4(q_H + q_B + q_\Gamma)}{\pi d^2 \sqrt{gd}} \right]^2 \quad (37)$$

В выражениях (22) и (23) фактическая емкость газа - φ_Q и коэффициент гидравлического сопротивления - λ_{qar} параметры функций Рейнолдс - Re_M Фруда - Fr_M и расход газа - β_Γ неизвестны.

Зависимости $\varphi_\Gamma = f(\beta_\Gamma, Fr_{qar}, Re_M)$ и $\lambda_M = f(\beta_\Gamma, Fr_M, Re_M)$ получены в результате обработки большого числа экспериментальных результатов математическими статистическими методами.

Для коэффициентов гидравлического сопротивления были получены следующие зависимости: при $\tau_0 = 0$

$$\begin{aligned} \text{для } \varphi_\Gamma \leq 0.422 \quad \varphi_M &= \frac{0.6}{Re_M^{0.315}} \\ \text{для } \varphi_\Gamma > 0.422 \quad \varphi_M &= \frac{0.6}{Re_M^{0.315}} \end{aligned} \quad (38)$$

при $\tau_0 > 0$

$$\begin{aligned} \text{для } \varphi_\Gamma \leq 0.845 \quad \varphi_M &= \frac{1.1 - 1.3 \varphi_\Gamma}{Re_M^{*0.8}} \\ \text{для } \varphi_\Gamma > 0.845 \quad \varphi_M &= \frac{0.015}{Re_M^{*0.8}} \end{aligned} \quad (39)$$

F_{mp} , входящий в (22) находят из нижеследующего выражения:

$$F_{mp} = 8 \lambda_M \rho_M \frac{(q_H + q_B + q_\Gamma)^2}{\pi^2 d^5} \quad (40)$$

Решение уравнений (22)-(40) позволяет определить глубину проникновения рабочего агента, расход и распределение давления в люльке подъемника, используя показатели скважины (забойное и пластовое давление, коэффициент продуктивности, обводненность и газовый фактор, физические параметры нефти воды и газа, глубина скважины, кривая растворения газа в нефти, устьевое и рабочее давление)

Расчет рабочего режима подъемника проводят в 3 этапа:

- проверка возможности фонтанирования скважины;
- определение глубины транспортировки рабочего агента в лифт;
- определение расхода рабочего агента.

Вышеуказанные методы расчета в основном применимы к вертикальным корпусным газлифтным скважинам. В газлифтных скважинах, характеризующихся наклонными, или, скорее, сложными пространственными кривыми, модели отчетности газожидкостной смеси в подъеме должны быть более сложными.

Эксперты давно предполагают, что наклонные газлифтные скважины также проектируются как вертикальные газлифтные скважины. В наклонных скважинах отчет о потере давления в процессе безжидкостного потока в стояках и в затрубном пространстве должен быть представлен как в вертикальных скважинах. Наклонные газлифтные скважины были спроектированы с учетом ряда факторов, обеспечивающих успешную работу этих скважин с газлифтом.

В зависимости от угла, образованного стволом скважины с вертикальной плоскостью, необходимо включить дополнительный коэффициент в расчетное давление в насосно-компрессорных трубах.

Если угол образован стволом скважины с вертикальной плоскостью:

$$\text{при } \alpha = 10 \div 30^\circ, P_3 = P_{3.B.} + 0.1 \cdot P_3.$$

$$\text{при } \alpha = 20 \div 70^\circ, P_3 = P_{3.B.} + 0.2 \cdot P_3.$$

Таким образом, при проектировании газлифтной установки в наклонных скважинах градиент давления газожидкостной смеси в ее стволе доводится до градиента давления вертикальной скважины с эквивалентной глубиной, а затем газлифтная установка проектируется как в вертикальных скважинах.

В целом, корреляционная зависимость градиента давления для газлифтных скважин может быть записана следующим уравнением:

$$\left(\frac{dP}{dz} \right)_o = \left(\frac{dP}{dz} \right)_c + \left(\frac{dP}{dz} \right)_{mp.} + \left(\frac{dP}{dz} \right)_u. \quad (41)$$

Без учета силы инерции эта зависимость выглядит следующим образом:

$$\left(\frac{dP}{dz} \right) = \rho_M \cdot g \cdot \cos \theta + \left(\frac{dP}{dz} \right)_{mp.} \quad (42)$$

здесь θ - угол, образованный стволом скважины с вертикальной плоскостью.

На одинаковой глубине количество жидкости в наклонных скважинах больше, чем в вертикальных скважинах. По мере того как угол наклона ствола скважины к вертикальной плоскости увеличивается, количество жидкости в трубах увеличивается. Когда этот угол достигает 45° - 75° , работа газлифта полностью неэффективна.

Известно что оперативная проверка и анализ рабочих режимов скважин на основе существующих эксплуатационных данных, важно и актуально. Для определения текущего режима скважин известны расчетные формулы ковариации (автоковариации), вариограмма, спектральный анализ, автокорреляция, R/S -анализ, и др. формулы, основанные на статистических методах. Для этого определим текущий режим работы скважин с учетом функции «временных рядов» Херста, которая в последнее время часто используется специалистами нефтяной и других отраслей промышленности, и их фрактальные свойства.

В теории фракталов связь между спектральной плотностью и частотой колебаний задается следующим образом [8].

$$S(f) = A^2(f) = C_H \cdot \frac{1}{f^\beta} \quad (43)$$

здесь C_H – автоковариация.

Если логарифмировать вышеуказанную зависимость, мы получим:

$$2 \ln A = C_H - \beta \lg f \quad (44)$$

Последнее уравнение является уравнением прямой с угловым коэффициентом β . коэффициент β находится в тесной связи с параметром Херста, определяемого методом R/S . R/S – метод как метод усредненной амплитуды предложил Херст, в качестве нового статистического метода.

Было обнаружено, что средняя амплитуда во многих временных рядах может быть записана довольно точно со следующей зависимостью:

$$(R/S) = (\tau/2)^H; \quad (a\tau)^H = R/S \quad (45)$$

здесь τ – время наблюдения;

H – параметр Херста;

a – свободное случайное число, $a = 1.3 \pm 0.1$.

Важность взаимосвязи между двумя вышеупомянутыми фрактальными измерениями заключается в том, что их значение можно использовать для определения фрактальной природы процесса.

Фрактальные процессы зависят от значения параметра « H ». Параметр « H » меняется в пределах $0 < H < 0.5$, $H = 0.5$ и $0.5 < H < 1$.

R – разница между максимальным и минимальным отклонением параметра (средняя приведенная амплитуда):

$$R = E_{\max} - E_{\min}$$

здесь E_{\max} , E_{\min} – максимальное и минимальное значение параметра.

В параметре R/S количество S определяется в результате наблюдений и является квадратным корнем из измеряемых дисперсии.

$$S = \sqrt{\frac{1}{m} \sum (x_m - M_k)^2}$$

здесь $M_k - m$ – среднее оценочное значение наблюдения; x_m – текущая стоимость наблюдения.

Степень фрактальности процесса анализируется после определения R и S по промысловым данным:

$$R/S = (\tau/2)^H$$

Из выражения можно определить угловой коэффициент и последнюю зависимость можно записать в виде:

$$R/S = (at)^H$$

Если прологарифмировать то получим:

$$\ln(R/S) = H \ln t + \ln a \quad (46)$$

Из последнего выражения можно найти значение параметра Херста (H).

С этой целью определим параметр Херста и рабочий режим скважин на основе промысловых данных группы газлифтных скважин центрального блока месторождения «Гюнешли», работающих в FLD.

Показатели производительности скважины приведены в таблице 1.

Добыча скважин, показанных в таблице, измерялась 60-80 раз в год.

На рисунке 1 приведен график динамики добычи этих скважин.

При выборе скважин особое внимание следует уделять однородности информации о них, чтобы данные были статистически информативны, то есть для их работы используются одинаковые размеры трубопровода, конструкции лифтов и одинаковые размеры фильтров добыча и потребление рабочего агента близки.

Как видно из рисунка 1, общая кривая $Q-V$ была построена для выбранных скважин индивидуально на основе анализа суточной добычи и удельного потребления газа в течении года.

Воспользуемся параметром Херста для анализа динамики добычи скважин [5, 6].

В таблице 2 приведены значения параметра Херста, рассчитанные на основе динамики добычи группы газлифтных скважин в центральном блоке месторождения Гюнешли.

Рисунок 2 иллюстрирует определение числа H для скважины 106:

Определим фактическую газовую мощность группы скважин центрального блока месторождения Гюнешли на основании промысловых данных.

Результаты расчетов приведены в таблице 3

В целом, эффективная работа газлифтных скважин предполагает ее работу в таком технологическом режиме, при котором количество извлекаемой из скважины нефти соответствует

Таблица 1

**Эксплуатационные показатели скважин, выбранных
для определения параметра Херста**

№	№ скв.	Горизонт	Давление, МПа		Добыча, м ³ /сут.			Расход газа, м ³ /сут.	Удельный расход газа, м ³ /м ³
			рабочее давление	буферное давление	нефть	вода	газ		
1	17	FLD	44/60	18/21	41	-	32650	23750	1375.6
2	67	FLD	70/105	25/30	36	80	16956	1785	520.5
3	89	FLD	46/105	18/20	90	-	15447	7257	274.5
4	106	FLD	63/77	22/28	46	-	28932	11656	882.4
5	107	FLD	72/118	26/30	152	-	18650	16300	230.0
6	108	FLD	-/82	28/29	95	-	20225	13500	355
7	153	FLD	49/50	24/28	54	-	23221	17690	370
8	168	FLD	-/52	25/29	159	-	24185	3221	172
9	185	FLD	-/58	26/27	121	-	24650	16845	343
10	192	FLD	-/56	15/19	56	-	18468	11618	537
11	194	FLD	48/92	30/38	120	-	46073	21953	566.8
12	198	FLD	-/60	15/25	87	-	13485	7200	238
13	274	FLD	9/96	32/33	99	-	25382	18032	438.5
14	276	FLD	80/82	12/14	47	-	10231	4031	303
15	216	FLD	-/76	20/22	123	-	9400	15000	198

заданным критериям оптимальности. Критерии оптимальности могут быть экономическими (максимальный доход предприятия при минимальных затратах на добычу скважины) или технологическими (максимальная добыча нефти из скважин при существующих запасах газа). Определим режим работы скважины, приняв второй критерий оптимальности.

С этой целью на основании оценок рассчитанных значений гидродинамических параметров из таблицы 3 строим графики А.А.Точигини, и про-

ведем аналогию между семейством этих кривых и кривыми Лоренца. Рассчитаем коэффициент Джини. Оценим эффективный расход рабочего агента и определим текущий режим работы скважин, определив совместимость этих коэффициентов с коэффициентом Херста, который мы установили ранее.

На рисунке 3 построены кривые Точини на основании таблицы 3.

Алгоритм определения коэффициента Джини предполагает построение кривой Лоренца. Для

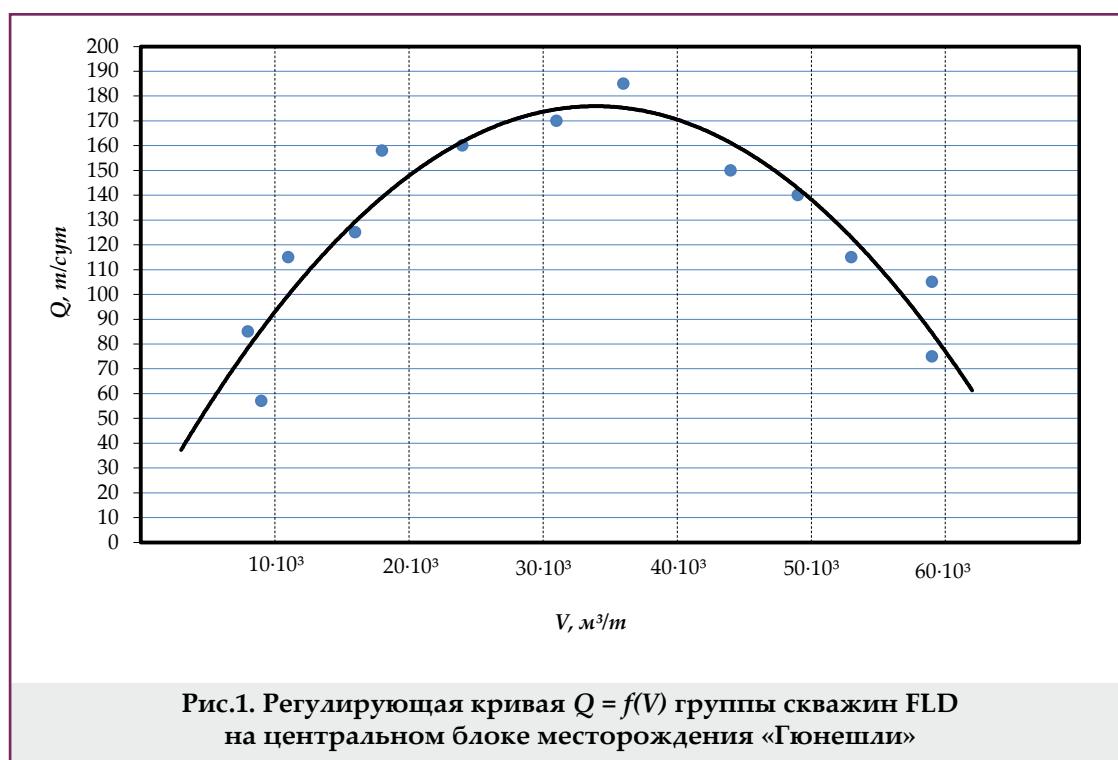


Таблица 2
Показатели Херста рассчитанные на основании динамики добычи выбранных скважин

№	№ скв.	Число Херста «H»	Q = f(V) крыла
1	2	3	4
1	168	0.987	левое
2	216	0.976	- " -
3	107	0.960	- " -
4	198	0.945	- " -
5	89	0.915	- " -
6	274	0.895	- " -
7	185	0.875	- " -
8	108	0.834	- " -
9	194	0.782	- " -
10	276	0.614	правое
11	67	0.583	- " -
12	192	0.572	- " -
13	153	0.593	- " -
14	106	0.585	- " -
15	17	0.320	- " -

других случаях газ движется быстрее, чем жидкость, то есть, когда относительная скорость газа увеличивается, он расходуется неэффективно. Тогда мы получаем разные кривые Лоренца. На этих кривых площадь, остающаяся между линией $\varphi = \beta$ и кривой $0abcDE$, должна быть разделена на площадь S_i ($i = 1, 2, \dots, n$) треугольника OEF. Полученные значения указывают на степень эффективности потребления рабочего агента. Выполним эту операцию для скважин 276, 106, 67, 89, 153, 17. Результаты операции приведены в таблице 4.

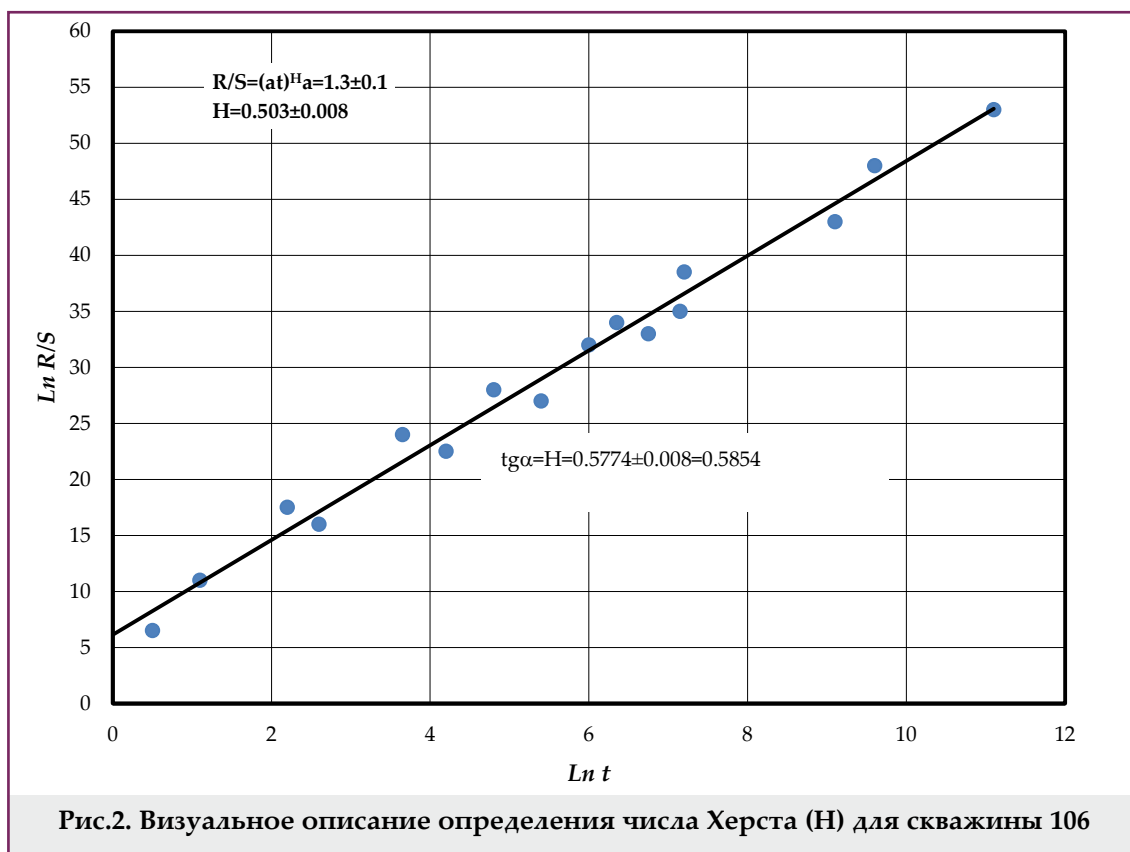
Известно, что при отсутствии долговременной корреляции для квазипериодических и хаотических сигналов $H = 0.5 \div 0.6$; для периодических сигналов оно принимается между $H = 0.8 \div 1.0$.

Как видно из таблицы, индекс Херста в скважинах 168, 216, 107, 198, 89, 276, 185, 108, 153, 274, больше 0.8. В скважинах 274, 67, 192, 194, 106, 17 этот показатель меняется в пределах $0.4 \div 0.6$. Таким образом, в отличие от скважин, работающих на эффективном крыле (правое крыло) кривой $Q = f(V)$, зависимость добычи от времени на скважинах, работающих на эффективном крыле (левое крыло), носит характер периодических танцев.

Следовательно, чтобы повысить эффективность работы скважины, необходимо исследовать скважины, работающие на правой стороне кривой $Q = f(V)$ в стационарном режиме, и эксплуатировать эти скважины в режиме, соответствующем левому крылу кривой.

этого строятся кривые $\varphi = \varphi(\beta, Fr_{смеси})$ на основе рассчитанных значений.

В этих кривых, относительная скорость газа равна нулю только в том случае, если $\varphi = \beta$. В



№ скв.		Добыча, м ³ /сут.			Газовый фактор, м ³ /м ³	Расход газа, м ³ /сут.	Общий газовый фактор, м ³ /м ³	Количество растворенного в 1 м ³ нефти газа на входе трубы, м ³ /м ³	Относительная плотность газа по воздуху, Δ	Коэффициент расширения нефти по диаграмме Стенди, B _n	Плотность газа в рабочих условиях, ρ _{газ} , кг/м ³	Плотность нефти в рабочих условиях, ρ _{нефть} , кг/м ³	Объемный расход нефти, Q _n , м ³ /с	Объемный расход газа, Q _г , м ³ /с	Объемный расход смеси, Q _{смеси} , м ³ /с	Объемный расход газа, β	Число Фруда смеси, Fr _{смеси}	Значение автомодели Fr _n	Реальная мощность газа, φ	Отношение реальной мощности газа к обменной емкости газа, φ/β
		№	Q _H	Q _B																
1	17	41	-	32650	796	23750	1375.6	37.13	0.852	1.045	64.7	960.64	0.00064	64.7	0.0073	0.89	0.084	5.8	0.328	0.368
2	67	36	80	16956	471	1785	520	62.5	0.852	1.054	135.5	890.7	0.00044	0.16886	0.1693	0.9974	56.11	5.75	0.6981	0.70
3	89	90	-	15447	171,6	7257	252	56	0.852	1.056	135.85	882.2	0.0011	0.001	0.002855	0.876	1.124	5.8	0.602	0.308
4	106	46	-	28932	629	11656	882	43.38	0.850	1.040	51.6	882.4	0.00183	0.0015	0.002855	0.450	0.82	5.85	0.30	0.666
5	107	152	-	18650	122,7	16300	230	67.83	0.852	1.043	93.1	896.1	0.00183	0.0012	0.002855	0.800	1.64	5.6	0.255	0.64
6	108	95	-	20225	213	13500	359	58.55	0.852	0.042	88.1	901.5	0.0012	0.0021	0.002855	0.836	1.96	5.7	0.445	0.70
7	153	54	-	23221	430	17690	757.6	35.75	0.852	1.04	59.1	874.35	0.00065	0.0055	0.002855	0.1895	19.13	5.82	0.7	0.78
8	168	159	-	24185	152	3221	172.36	37.13	0.851	1.043	61.1	873	0.002	0.0038	0.002855	0.87	31.55	5.8	0.686	0.70
9	192	56	-	18468	330	11618	537	40.0	0.852	1.044	37.5	922	0.0068	0.031	0.002855	0.98	31.25	5.8	0.40	0.70
10	194	120	-	46073	384	21953	566.9	50	0.852	1.043	80.12	888	0.0045	0.0064	0.002855	0.8205	11	5.78	0.686	0.70
11	198	87	-	13485	155	7200	237.8	42.84	0.852	1.042	70.06	900	0.001	0.0018	0.002855	0.84	54.15	5.75	0.686	0.70
12	276	47	-	10231	218	4031	305.4	57.8	0.852	0.041	92.46	896.8	0.00057	0.0014	0.002855	0.82	56.11	5.72	0.686	0.70

Таблица 3

Гидродинамические параметры выбранных скважин

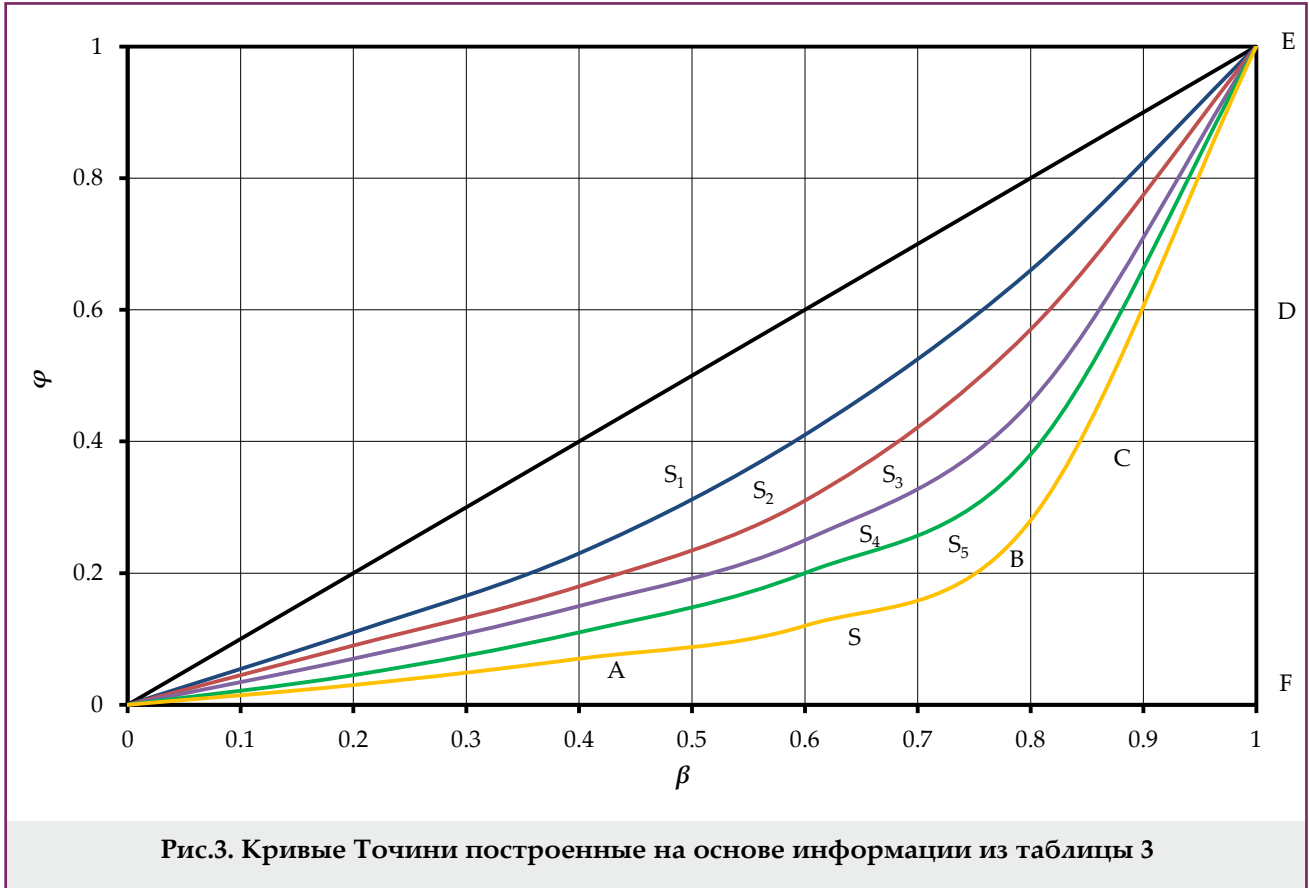


Рис.3. Кривые Точини построенные на основе информации из таблицы 3

Таблица 4				
Показатели Херста рассчитанные на основании динамики добычи выбранных скважин				
№	№ скв.	Участки, см ²		Коэффициент Джини, C = S _i / S
		S _i	S	
1	276	27	225	0.12
2	106	36	225	0.16
3	67	105	225	0.466
4	89	120	225	0.533
5	153	130	225	0.578
6	17	140	225	0.622

Следует отметить, что индекса Херста недостаточно для анализа динамики добычи газлифтных скважин. Это связано с тем, что при наличии небольшого частотного тренда в данных, индекс Херста может колебаться в диапазоне 0.8÷0.9.

На основании теории подобия и размера было определено, что фактическая газовая емкость (локальная) φ и коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{газ}}$ являются основными параметрами, характеризующими газлифт, и могут быть записаны следующим параметрическим образом:

$$\varphi = \varphi(\beta, Fr_{\text{смеси}}, Re_{\text{смеси}}, We, \mu, \rho) \quad (47)$$

$$\lambda_M = \lambda(\beta, Fr_M, Re_M, We, \mu, \rho) \quad (48)$$

здесь β - объем потребления мощности одной из фаз;

Fr_M, Re_M, We - соответственно критерии Фруда, Рейнолдса и Вейберга;

μ, ρ - динамическая вязкость и плотность смеси.

Для проверки эффективности работы газлифтной скважины при помощи параметра, можно определить правильность расчетного значения H .

Из последней таблицы видно, коэффициент Джини в скважинах 276, 106, 67, 89, 153 небольшой. Это означает, что фактическая (локальная) мощность газа мала, то есть газ поднимается к устью скважины без какой-либо полезной работы. Значит, в наклонной скважине объем жидкой фазы в любой секции лифта больше, чем в газовой фазе. Следовательно, градиент давления является большим, то есть необходимо увеличить потребление газа в наклонной газлифтной скважине, чтобы динамический градиент давления в наклонных газлифтных скважинах был равен градиенту давления на соответствующей глубине вертикальной газлифтной скважины.

Таким образом, из проведенных исследований можно сделать вывод, что техника и технология эксплуатации газлифтных скважин с наклонным стволом резко отличается от газлифтных скважин с вертикальным корпусом.

Выводы

В результате исследований было установлено, что сложная пространственная структура тела скважины оказывает большое влияние на характер и гидравлические параметры потока жидкость-газ в наклонных скважинах. В наклонных скважинах пропускная способность газа в текущем поперечном сечении меньше, чем пропускная способность газа на соответствующей глубине вертикальных газлифтных скважин, поэтому градиент давления в любом поперечном сечении наклонных газлифтных скважин всегда больше градиента давления на этой геометрической глубине вертикальных газлифтных скважин.

По этой причине необходимо тратить в два раза больше рабочего агента в наклонных скважинах, чем в вертикальных газлифтных скважинах, чтобы поднять одинаковое количество жидкости с той же глубины.

Сложность гидродинамических свойств течения в наклонных скважинах не позволила создать аналитическую модель течения. А это требует изучения вопроса статистическими методами и его практического решения. В представленной статье был выбран именно этот путь и дано математическое выражение для определения динамического градиента давления путем группового расчета показателей газлифтных скважин с наклонным корпусом (МГУА – метод группового учета аргумента) и определения его численного значения.

Исследования показали, что чем сложнее геометрическая форма ствола скважины (при меньших значениях числа Фруда), тем больше фактическая емкость жидкости в текущем поперечном сечении труб. А это означает, что общая гравитационная сила в общем балансе давления в трубах увеличивается. Следовательно, градиент динамического давления в наклонных газлифтных скважинах на 20÷25% выше, чем градиент динамического давления в вертикальных газлифтных скважинах.

Литература

1. Гигиберия, Г. Я. (1956). Вопросы гидравлики воздушных включений. *Труды института энергетики АН Грузинской ССР*, 10.
2. Гужов, А. Л. (1973). Совместный сбор и транспорт нефти и газа. *Москва: Недра*.
3. Зайцев, Ю. В., Максutow, Р. А., Чубанов, О. В. и др. (1987). Теория и практика газлифта. *Москва: Недра*.
4. Гиматудинов, Ш. К., Андриасов, Р. С., Мищенко, И. Т. (1983). Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. *Добыча нефти. Москва: Недра*.
5. Федер, Е. (1991). Фракталы. *Москва: Мир*.
6. Хасанов, М. М. (1994). О методах анализа и управления самоорганизующимися процессами в нефтегазодобыче. *Нефтяное хозяйство*, 2, 74-77.
7. Мирзаджанзаде, А. Х., Сулейманов, Б. А., Шахвердиев, А. Х. и др. (1998). Способ газлифтной эксплуатации нефтяной скважины. *Патент РФ 2122106*.

References

1. Gigiberia, G. Ya. (1956). Questions of air inclusions hydraulic. *Proceedings of the Institute of energy of the Georgian SSR Academy of Sciences*, 10.
2. Guzhov, A.I. (1973). Joint collection and transportation of oil and gas. *Moscow: Nedra*.
3. Zaitsev, Yu. V., Maksutov, R. A., Chubanov, O. V., et al. (1987). Theory and practice of gas lift. *Moscow: Nedra*.
4. Gimatudinov, Sh. K., Andriasov, R. S., Mishchenko, I. T. (1983). Reference guide to the design of the development and operation of oil fields. *Oil production. Moscow: Nedra*.
5. Feder, J. (1988). *Fractals. New York: Springer Science+Business Media*
6. Khasanov, M.M. (1994). On methods of analysis and control of self-organizing processes of oil and gas production. *Oil Industry*, 2, 74-77.
7. Mirzadzhanzade A. Kh., Suleimanov, B. A., Shakhverdiev, A. Kh., et al. (1998). Method of gas-lift well operation. *RU Patent 2122106*

**Сравнительное исследование эксплуатационных характеристик
наклонных и вертикальных газлифтных скважин и изучение
влияния градиента давления**

В.Дж.Абдуллаев
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье проведен сравнительный анализ влияния сложной структуры тела скважины на характер и гидравлические параметры потока жидкость-газ в наклонных скважинах. Показана разница между расходом рабочего агента (газа), необходимого для подъема одинакового количества жидкости с одинаковой глубины в вертикальных и наклонных газлифтных скважинах. Принимая во внимание сложность гидродинамических свойств течения в наклонных скважинах, невозможность создания аналитической модели течения, в статье приведены исследования этой проблемы статистическими методами и дано ее практическое решение. В представленной статье было дано математическое выражение для определения динамического градиента давления этим методом, т. е. путем группового расчета показателей газлифтных скважин с наклонным корпусом, и найдено его численное значение.

Ключевые слова: вертикальные и наклонные газлифтные скважины; перепад давления; расход специального газа; газожидкостная смесь.

**Maili və şaquli qazlift quyularının istismar xüsusiyyətlərinin müqayisəli
araşdırılması və təzyiqlə qradientinin təsirinin öyrənilməsi**

V.C.Abdullayev
«Neftqazəlmütədqiqatlayihə İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə maili quyularda quyu gövdəsinin mürəkkəb quruluşunun maye-qaz axınının xarakterinə və hidravlik parametrlərinə təsiri müqayisəli təhlil edilmişdir. Şaquli və maili qazlift quyularında eyni dərinlikdən eyni miqdarda mayenin qaldırılması üçün lazım olan işçi agentin (qazın) sərfi arasındakı fərq göstərilmişdir. Maili quyularda axının hidrodinamik xüsusiyyətlərinin mürəkkəb olması, axının analitik modelinin yaradılmasının qeyri-mümkünlüyü qeyd edilmiş, bu məsələnin statistik üsullarla araşdırılması və onun praktiki həlli göstərilmişdir. Təqdim edilən məqalədə dinamik təzyiqlə qradientinin məhz bu üsulla, yəni maili gövdəli qazlift quyularının göstəricilərinin qrup şəklində hesablanması üsulu ilə təyin edilməsi üçün riyazi ifadə verilmiş və onun ədədi qiyməti tapılmışdır.

Açar sözlər: şaquli və maili qazlift quyuları; təzyiqlə qradienti; xüsusi qaz sərfi; maye-qaz qarışığı.