

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОР- ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧЕ

Одной из наиболее сложных и наименее изученных систем промышленного обустройства является система сбора и внутрипромышленного транспорта продукции добывающих скважин, затраты на сооружение которой составляют 20—25 % затрат на промышленное обустройство. Достигнутые успехи в исследовании гидродинамики многофазных потоков и разработке методов математического моделирования сложных трубопроводных сетей позволяют повысить точность расчета систем нефтесбора, учесть их технологические и экономические связи с другими системами промышленного обустройства. Кроме того, это дает возможность прогнозировать изменение технологических и экономических показателей системы нефтесбора на весь период разработки, а следовательно, на стадии проектирования выбирать оптимальные технические решения, а на стадии эксплуатации — управлять работой системы для достижения наилучших технико-экономических показателей и уменьшения затрат на добычу нефти.

Наибольшее влияние системы нефтесбора на режим эксплуатации добывающих скважин проявляется при фонтанной и газлифтной добыче. При газлифтной добыче продукция поднимается за счет энергии расширения газа, выделяющегося из нефти и подаваемого в НКТ (газлифтного). Энергия расширения газлифтного газа определяется по формуле

$$W = 0,278 \cdot 10^{-6} \frac{k}{k-1} q_r \left[\left(\frac{p_k}{p_y} \right)^{\frac{1}{k}} - 1 \right] RT, \quad (1)$$

где k — показатель политропы;

q_r — удельный расход газлифтного газа;

p_{κ}, p_y — давление соответственно после рабочего клапана и на устье скважины;

R — универсальная газовая постоянная;

T — температура.

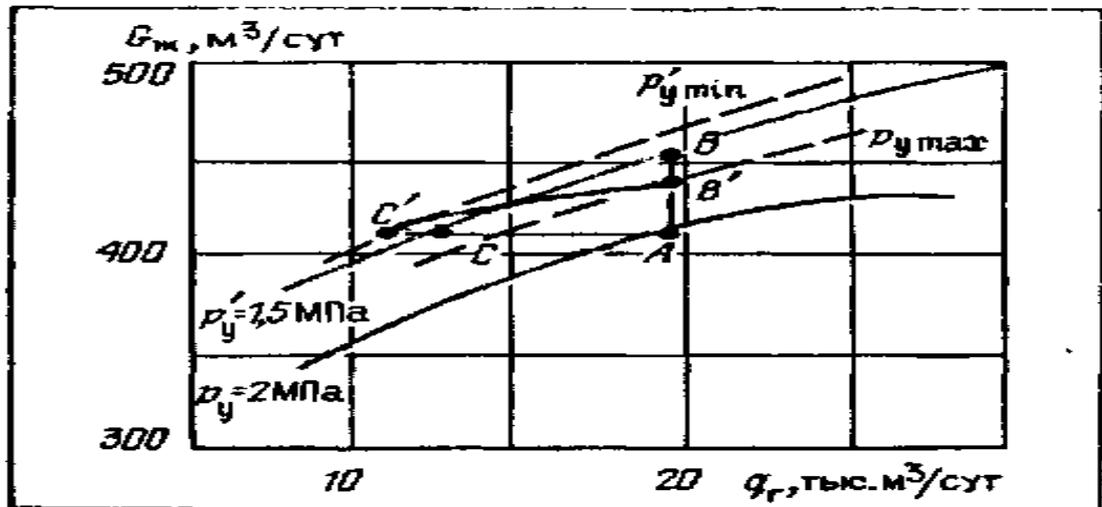


Рисунок 1. Характеристические кривые эксплуатации газлифтной скважины при разных устьевых давлениях

Для условий Самотлорского месторождения \bar{w} — 75—80 % полезной работы компримирования газа на газлифтных КС, остальные 20—25 % расходуются в системе нефтесбора.

При снижении устьевого давления сомножитель в квадратных скобках в правой части формулы (1) увеличивается, удельный расход газлифтного газа уменьшается, а их произведение (энергия расширения) в зависимости от режима эксплуатации скважины может увеличиться или уменьшиться.

Дополнительное количество газа, выделяющегося при уменьшении устьевого давления на Δp_y , рассчитывают по формуле

$$q_{в} = G_{\phi} (1 - n) \Delta p_y / p_{нас}$$

где G_{ϕ} — газовый фактор нефти;

n — обводненность продукции;

$p_{нас}$ — давление насыщения нефти газом.

Поскольку устьевое давление очень редко снижается более чем на 0,5 МПа, а обводненность при газлифтной добыче обычно достаточно высокая ($n=70—95\%$), q_g —значительно меньше q_r . В связи с этим увеличением энергии расширения за счет выделения дополнительного газа в первом приближении можно пренебречь.

Типичные характеристические кривые газлифтной скважины представлены на рисунке (Рисунок 1). Параметры т. А соответствуют работе при $p_y=2$ МПа. Рассмотрим изменение удельного расхода газлифтного газа и энергии расширения при снижении p_y до 1,5 МПа, принимая в расчетах $p_k=9$ МПа, $k=1,25$.

Если при изменении p_y расход газлифтного газа оставить постоянным, то параметры нового режима эксплуатации скважины будут определяться координатами т. В. Дебит жидкости G_j возрастает от 410 до 450 м³/сут, удельный расход газа уменьшится с 61 до 55,6 м³/м³, сомножитель в квадратных скобках в формуле (1) увеличится от 0,351 до 0,431, а энергия расширения газлифтного газа в НКТ — от 3,405 до 3,811 кВт*ч/м³, или на 11,9%.

Если добычу жидкости оставить постоянной, то параметры нового режима будут соответствовать координатам т. С. Расход газлифтного газа уменьшится с 25 тыс. до 18 тыс. м³/сут, его удельный расход — от 61 до 43,9 м³/м³, энергия расширения — от 3,405 до 3,008 кВт*ч/м³, или на 11,7 %.

Следовательно, при уменьшении p_y энергия расширения газлифтного газа, необходимая для подъема 1 м³ жидкости, увеличивается при поддержании постоянным его расхода и уменьшается, когда постоянным остается дебит жидкости.

Согласно одномерному дифференциальному уравнению баланса энергии газожидкостного потока

$$\begin{aligned} \frac{dQ}{dz} = G_c \frac{d}{dz} \left[\frac{\beta_1 \rho_1 J_1 + \beta_2 \rho_2 J_2}{\beta_1 \rho_1 + \beta_2 \rho_2} + \right. \\ \left. + \left(\rho_1 \frac{\beta_1^3}{\varphi_1^2} + \rho_2 \frac{\beta_2^3}{\varphi_2^2} \right) \frac{u_c^2}{2(\beta_1 \rho_1 + \beta_2 \rho_2)} \right] + \\ + \lambda_c \left(\rho_1 \frac{\beta_1^3}{\varphi_1^2} + \rho_2 \frac{\beta_2^3}{\varphi_2^2} \right) \frac{\pi D u_c^3}{8} + \\ + G_c g \cos (g, z), \end{aligned} \quad (2)$$

где Q — тепловой поток;

G_c — массовый расход смеси;

z — координатная ось, направленная по ходу потока;

β_1, β_2 — расходная объемная концентрация соответственно жидкости и газа;

ρ_1, ρ_2 — плотность соответственно жидкости и газа;

J_1, J_2 — энтальпия соответственно жидкости и газа;

φ_1, φ_2 — истинная объемная концентрация соответственно жидкости и газа;

u_c — скорость смеси;

λ_c — коэффициент гидравлического сопротивления смеси;

D — внутренний диаметр трубы.

Расширение газлифтного газа увеличивает кинетическую энергию газожидкостной смеси (второе слагаемое в правой части уравнения (2)), которая расходуется на преодоление работы сил трения и сил тяжести (третье и четвертое слагаемые), причем при постоянном расходе газлифтного газа третье и четвертое слагаемые возрастают вследствие повышения дебита жидкости, а при постоянном дебите работа сил тяжести практически не изменяется, а сил трения — снижается вследствие уменьшения скорости смеси, обусловленного сокращением расхода газа.

На практике при снижении устьевого давления обычно одновременно уменьшают расход газлифтного газа и увеличивают дебит жидкости, т. е. параметры эксплуатации скважины соответствуют одной из точек кривой ВС.

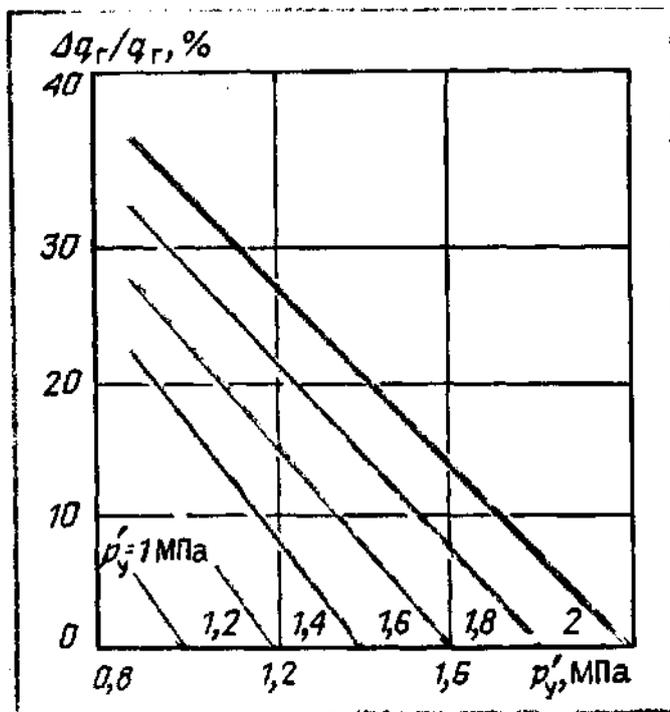


Рисунок 2. Изменение удельного расхода газа $\Delta q_g/q_g$ в зависимости от давления на устье газлифтной скважины P_y

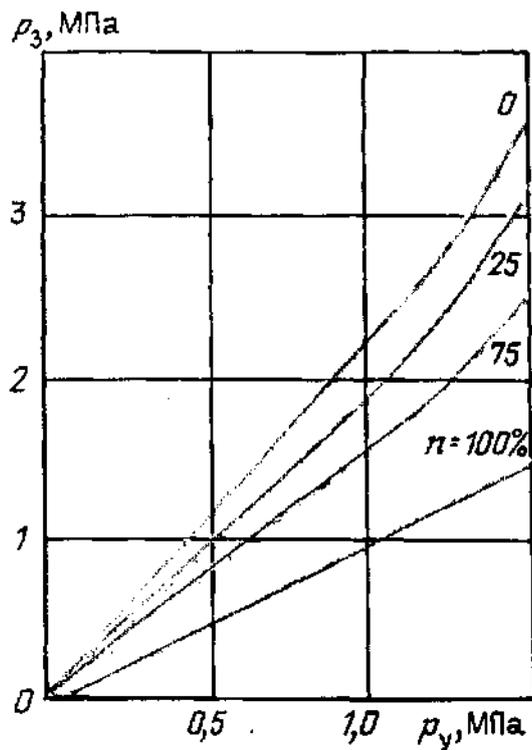


Рисунок 3. Типичная зависимость давления на устье газлифтной скважины p_y от забойного давления p_g при различной обводненности на примере скв. 4568 Самотлорского месторождения

Изменение режима и эксплуатации газлифтной скважины во многом зависит от вида кривой распределения давления вблизи устья. При $d^2p/dz^2 > 0$ работа сил трения мала по сравнению с работой сил тяжести. При этом снижение устьевого давления дает возможность получить наибольший прирост дебита жидкости, поскольку увеличение энергии расширения газлифтного газа значительно больше увеличения работы сил трения. При $d^2p/dz^2 < 0$ преобладает влияние сил трения. При уменьшении устьевого давления в таких скважинах практически вся дополнительная энергия расширения газа расходуется на преодоление сил трения. Следовательно, в таких случаях наибольший эффект может дать снижение расхода газлифтного газа.

Таким образом, при одном и том же снижении давления на устье доля потерь давления на трение в общем перепаде давления по длине труб возрастает с увеличением коэффициента продуктивности, интенсивности газовыделения в результате влияния других факторов, способствующих повышению скорости движения газожидкостной смеси.

Уменьшение удельного расхода газлифтного газа Δq_y при снижении устьевого давления на Δp_y можно определить по формуле

$$\frac{\Delta q_r}{q_r} = \left\{ 1 - \frac{W}{W + \Delta W} \frac{\left[\left(\frac{p_k}{p_y} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{\left[\left(\frac{p_k}{p_y - \Delta p_y} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]} \right\} \times 100, \quad (3)$$

где $\Delta \bar{W}$ — изменение энергии расширения газлифтного газа.

На рисунке (Рисунок 2) представлены результаты расчетов по формуле (3) для $p_k = 9$ МПа, $k = 1,25$ и $\Delta \bar{W} = 0$.

Фактическое уменьшение удельного расхода газа зависит от положения рабочей точки скважины при новом устьевом давлении p'_y на кривой ВС (Рисунок 1). Оно максимально для т. С ($\Delta \bar{W} < 0$) и минимально

для т. В ($\Delta \bar{W} > 0$). Обычно отклонение фактических значений от представленных (Рисунок 2) не превышает 10—12 %.

Уменьшение устьевого давления значительно зависит от гидравлических характеристик реконструируемой системы нефтегазосбора. Если после реконструкции расход газлифтного газа оставить постоянным, то p_y снизится на минимальную величину (см. Рисунок 1, т. В') вследствие повышения подачи нефтеводогазовой смеси в систему нефтегазосбора и связанного с этим увеличения ее гидравлического сопротивления на значение $p'_{y \max} - p'_y$. Если оставить постоянным дебит жидкости, то устьевое давление уменьшится минимально (см. Рисунок 1, т. С'). Это объясняется снижением газосодержания, скорости смеси и, следовательно, гидравлического сопротивления системы нефтегазосбора на величину $(p'_y - P'_{y \min})$.

Показатель	Режим		
	первоначальный	после оптимизации распределения газа высокого давления в системе газлифтных скважин	
		без учета нефтегазосбора	с учетом нефтегазосбора
Добыча жидкости, м ³ /сут:	86267	88562	88589
в том числе по газлифтным скважинам	32024,5	3587,8	37896,2
Добыча нефти, м ³ /сут:	14814,7	15208,9	15304,8
в том числе по газлифтным скважинам	5001,5	5511,4	5754,5
Расход газлифтного газа, тыс. м ³ /сут	1695	1694	1696
Потери энергии на нефтегазосборе, кВт	2248	2369	2108

Разница между устьевыми давлениями скважины, соответствующими тт. В' и С' ($p'_{y \max} - p'_{y \min}$) тем больше, чем больше

загрузка системы нефтегазосбора.

Таким образом, при повышении пропускной способности системы нефтегазосбора изменение параметров эксплуатации газлифтных скважин нельзя определить однозначно. Область возможных режимов лежит на отрезке кривой В'С' (Рисунок 1). Оптимальный вариант должен выбираться исходя из экономических соображений с учетом технологических ограничений (состояния призабойной зоны скважин, ресурсов газлифтного газа, наличия мощностей по подготовке нефти, газа и воды на площадках сепарации и др.).

При эксплуатации систем нефтегазосбора часто наблюдается перегруженность отдельных участков (удельные потери давления превышают 0,1—0,12 МПа/км), что обуславливает большие энергетические потери (для газлифтных скважин — увеличение удельного расхода газа). В данных случаях такие участки необходимо разгрузить. Потери давления зависят от объемных расходов газового, водного и нефтяного компонентов смеси, полезным из которых является только последний. Поэтому при перегрузках системы нефтегазосбора следует решать задачу максимизации ее пропускной способности для нефти путем сокращения расхода попутно добываемой (балластной) воды и газосодержания транспортируемой продукции.

В таблице приведен сравнительный анализ технологических режимов системы нефтяные скважины — нефтегазосбор района КСП № 11 Самотлорского месторождения.

Из нее видно, что оптимизация эксплуатации системы газлифтных скважин с учетом системы нефтегазосбора позволила увеличить суммарную добычу нефти и сократить энергетические затраты на внутрипромысловый транспорт добываемой продукции.

Зависимость p_y от забойного давления p_z нелинейна (Рисунок 3), что объясняется различной плотностью нефтеводогазовой смеси в области высоких и низких давлений на устье. Влияние процессов разгазирования

на плотность смеси в НКТ снижается с увеличением пластового давления, содержания в продукции воды, уменьшения газового фактора и давления насыщения.

Полученные результаты можно аппроксимировать формулой для расчета изменения удельного расхода газлифтного газа при изменении устьевого давления, обводненности и вида характеристической кривой $G_H = Aq_z^2 + Bq_r + C$, (A , B , C — коэффициенты). Например, обработка данных по Самотлорскому месторождению позволила получить

$$\Delta q_z = 9p_y^2 + 23p_y + (18 - 30p_y)(2Aq_z + B) * (1 - n) - 46. \quad (4)$$

Проведенные исследования указывают на необходимость оптимизации гидравлических режимов эксплуатации систем нефтегазосбора с целью увеличения ее пропускной способности за счет снижения устьевых давлений в добывающих скважинах путем перераспределения газа высокого давления в системе газлифтных скважин. Конкретные значения изменения расходов газа в отдельных газлифтных скважинах определяются многократными расчетами с помощью математической модели работы данной системы нефтегазосбора.