



УДК 622.276.522

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ УСТЬЕВОЙ ИНФОРМАЦИИ

OPTIMIZATION OF AN OPERATING MODE OF GAS-LIFT WELLS ON THE BASIS OF ESTUARIAL INFORMATION

Аббасов Аскер Аббас оглы

кандидат технических наук, доцент,
начальник отдела,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской республики (SOCAR)
askar.abbasov@socar.az

Сулейманов Ариф Алекпер оглы

доктор технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
petrotech@asoju.az

Аббасов Эльхан Маджид оглы

доктор технических наук, доцент,
ведущий специалист,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской республики (SOCAR)
aelhan@mail.ru

Новрузалиев Бахрам Фахрaddin оглы

магистр, старший инженер,
British Petroleum (BP)
b.f.novruzali@gmail.com

Аннотация. В работе описана оценка режима работы газлифтных скважин с целью установления оптимальной закачки газа методом анализа колебаний устьевого давления.

Система пласт-скважина является сложной с множеством технологических показателей. В практике нефтедобычи для определения этих параметров, в основном, используются результаты различного вида гидродинамических исследований. Динамика основных технологических показателей работы скважин (дебит, давление и др.) носит колебательный характер, и поэтому актуальным является применение методов, позволяющих на основе анализа характерных особенностей флуктуаций оценить состояние системы «пласт-скважина» и диагностировать режим работы скважины. На процесс колебания основных технологических показателей работы скважин влияют различные факторы. Например, фильтрационно-емкостные характеристики пористой среды, неравновесный характер притока жидкости к скважине, состояние газонефтяного потока (процент обводненности продукции, фазовое состояние, структура потока и т.д.).

Для оценки режима работы скважин на основе изучения динамики основных технологических показателей нормальной эксплуатации скважин можно использовать различные методы анализа колебательных процессов. В работе, показана возможность оценки оптимального режим работы газлифтных скважин на основе анализа колебаний устьевого давления, без проведения специальных исследовательских операций. Дан-

Abbasov Asker Abbas

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Head of Department,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
askar.abbasov@socar.az

Suleymanov Arif Alekper

Doctor of Technical Sciences,
Associate professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University
petrotech@asoju.az

Abbasov Elkhon Majeed

Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Leading Expert,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
aelhan@mail.ru

Novruzaliyev Bakhram Fakhraddin

Master, Senior Engineer,
British Petroleum (BP)
b.f.novruzali@gmail.com

Annotation. In work assessment of an operating mode of gas-lift wells for the purpose of establishment of optimum pumping gas is described by method of the analysis of fluctuations of estuarial pressure.

The system layer well is difficult with a set of technological indicators. In practice of oil production for determination of these parameters, results of various type of hydrodynamic researches are generally used. Dynamics of the key technological indicators of work of wells (an output, pressure, etc.) has oscillatory character and therefore application of the methods allowing to estimate a condition of the layer well system and to diagnose a well operating mode on the basis of the analysis of characteristics of fluctuations is relevant. Process of fluctuation of the key technological indicators of work of wells is influenced by various factors. For example, filtrational and capacitor characteristics of the porous environment, the nonequilibrium nature of inflow of liquid to the well, a condition of a gas-oil stream (percent of water content of production, a phase condition, structure of a stream, etc.).

For assessment of an operating mode of wells on the basis of studying of dynamics of the key technological indicators of normal operation of wells it is possible to use various methods of the analysis of oscillatory processes. In work, the possibility of assessment optimum an operating mode of gas-lift wells on the basis of the analysis of fluctuations of estuarial pressure, without



ный подход был применен к анализу колебаний дебита газлифтных скважин при различных расходах нагнетаемого газа – ниже, выше и при оптимальном расходе закачиваемого газа. Исследования проводились для скважин морского месторождения «Нефт Дашлары». Полученные результаты показывают, что данный подход является практичным, не требующим специальных или дополнительных исследований, и, следовательно, экономически целесообразным.

Ключевые слова: газлифтные скважины, оптимальная закачка газа, анализ колебаний устьевого давления.

carrying out special research operations is shown. This approach has been applied to the analysis of fluctuations of an output of gas-lift wells at various expenses of the forced gas – below, above and at an optimum consumption of the pumped gas. Researches were conducted for wells of the sea field «Neft Dashlary». The received results show that this approach is practical, not demanding special or additional researches, and, therefore, economically expedient.

Keywords: gas-lift wells, optimum pumping gas, analysis of fluctuations of estuarial pressure.

Введение

Система «пласт-скважина» – это сложная система, находящаяся под влиянием внутренних изменений и внешних воздействий [1; 2]. В практике нефтедобычи для диагностирования оптимального режима работы скважин используются результаты промысловых исследований и различные гидродинамические модели движения пластовых флюидов в призабойной зоне и стволе скважины. Необходимо отметить, что проведение гидродинамических исследований связано с определенными техническими и технологическими трудностями, материальными и финансовыми затратами, нежелательными остановками скважин, осложнениями в работе скважин и др.

Для получения адекватных результатов при расчетах на основе численного решения общих уравнений движения многофазного потока в пористой среде и в стволе скважины требуются точные значения большого числа различных показателей. Но практика моделирования сложных систем, показывает, что подобный подход имеет ограниченное применение. Это связано со сложностью данных моделей, с потерей целостности описания при практическом их применении в процессах нефтегазодобычи, недостатком достоверной информации, погрешностью имеющихся промысловых данных и др. [2]. Такие показатели как свойства PVT изменяются в процессе разработки месторождений, в то время как повторные анализы свойств PVT не всегда практичны. Шероховатость стенок насосно-компрессорных труб (НКТ) также будет изменяться в результате различных отложений накапливающихся на стенах НКТ за время работы скважины.

При работе фонтанных и газлифтных скважин может наблюдаться пульсация, т.е. чередование выбросов жидкости и газа. Колебание любого физического параметра является чередованием накоплений и выбросов. При пульсационном режиме работы газлифтной скважины удельный расход газа выше, чем при работе на оптимальном режиме.

На практике, для установления оптимального режима газлифтная скважина исследуется методом установившихся отборов, требующим проведения продолжительных исследований. Подобранные при этом объемы закачки являются оптимальными лишь на момент проведения исследований. При различных изменениях в системе пласт-скважина связанных, например, со снижением давления в зоне дренирования, обводнением скважины и т.д. приток флюида в скважину изменяется и выбранный в результате длительных исследований режим закачки газа перестает быть оптимальным. Дальнейшая работа газлифтной скважины на заданном «оптимальном» режиме приводит к потерям в добыче и чрезмерному расходу рабочего агента.

Оценка Режимы Работы Газлифтных Скважин

Важное значение имеют диагностические методы, позволяющие без проведения дополнительных исследований, по данным нормальной эксплуатации скважин (дебит, устьевое и забойное давление, температура и т.д.) своевременно диагностировать изменения в системе «пласт-скважина» [2] и необходимость регулирования режима работы скважины.

Вследствие того, что динамика основных технологических показателей работы скважин (дебит, давление и др.) носит колебательный характер, актуальным является применение методов, позволяющих на основе анализа характерных особенностей флуктуаций оценить состояние системы «пласт-скважина» и диагностировать режим работы скважины [1]. На процесс колебания основных технологических показателей работы скважин влияют различные факторы. Например, фильтрационно-емкостные характеристики пористой среды, неравновесный характер притока жидкости к скважине, состояние газонефтяного потока (структура потока, фазовое состояние, процент обводненности продукции и т.д.).

Для оценки режима работы скважин на основе изучения динамики основных технологических показателей нормальной эксплуатации скважин можно использовать различные методы анализа колебательных процессов.



Оптимальный режим работы газлифтной скважины характеризуется минимумом расхода энергии (минимум удельного расхода газа) на подъем жидкости, т.е. наименьшими потерями энергии – минимумом потерь на трение при движении газожидкостного потока в трубах [3; 4; 5].

Оценим потери энергии в газлифтной скважине по данным пульсации устьевого давления.

Газожидкостная смесь является сжимаемой и пульсации устьевого давления сопровождаются продольным колебанием столба газожидкостной смеси в колонне подъемных труб. Следует отметить, что в результате продольных колебаний столба газожидкостной смеси, часть потенциальной энергии теряется из-за диссипации. Причем, чем больше амплитуда пульсации, тем выше потери энергии [6; 7].

Рассмотрим колебания основных технологических показателей работы скважины. Любой колебательный процесс может быть описан в виде ряда Фурье.

В первом приближении пульсации устьевого давления P можно представить в виде:

$$P = P_{av} + A_P \cos(\omega_P t), \tag{1}$$

где P_{av} – среднее устьевое давление, A_P – амплитуда колебаний устьевого давления, ω_P – частота колебаний давления.

Дебит газожидкостной смеси q в первом приближении можно представим в виде:

$$q = q_{av} + A_q \cos(\omega_q t), \tag{2}$$

где q_{av} – средний дебит, A_q – амплитуда пульсирующей его части, ω_q – частота колебаний дебита.

Потеря мощности N при пульсации потока газожидкостной смеси, можно определить по формуле:

$$N = A_P A_q \cos(\omega_P t) \cdot \cos(\omega_q t). \tag{3}$$

Как видно из выражения (3), чем больше амплитуда пульсаций устьевого давления и дебита скважины, тем больше потеря энергии.

Потеря энергии E за время T может быть определена по формуле:

$$E = \int_0^T N dt. \tag{4}$$

Так как, колебания дебита связаны с колебаниями устьевого давления, можно принять как $A_q = C \cdot A_P$ и $\omega_q \approx \omega_P$ и из интеграла (4) получим:

$$E = \frac{C}{2} A_P^2 \left(T + \frac{\sin 2\omega_P T}{2\omega_P} \right), \tag{5}$$

где C – коэффициент.

Как видно из формулы (5) потери энергии при пульсационном режиме скважин прямо пропорциональны квадрату амплитуды и обратно пропорциональны частоте колебаний. Т.е. при оптимальном режиме работы скважины наблюдаются минимальная амплитуда и максимальная частота колебаний давления и дебита.

Для подтверждения полученных выводов применим теорию колебаний.

Изменение устьевого давления при работе газлифтной скважины можно рассматривать как автоколебательный процесс [7], в первом приближении описывающийся дифференциальным уравнением [6; 7]:

$$m \frac{d^2 p}{dt^2} + r \frac{dp}{dt} + kP = cV_g, \tag{6}$$

где P – устьевое давление; V_g – закачка газа; m, r, k, c – коэффициенты.

Здесь $m \frac{d^2 p}{dt^2}$ характеризует силы инерции, $r \frac{dp}{dt}$ – силы сопротивления (трения), kP – силы сжимаемости, cV_g – внешнее воздействие на систему.

Для автоколебательного процесса рассеяние (потери) энергии [6] пропорционально квадрату амплитуды A :

$$E_d \sim A^2. \tag{7}$$

В то же время, сопротивление (трение) при автоколебательном процессе обратно пропорционально частоте колебаний ω :

$$R \sim \frac{1}{\omega}. \tag{8}$$



Так как при оптимальном режиме работы газлифтной скважины минимизируются потери энергии на трение при движении газожидкостного потока в трубах, то при этом режиме будут наблюдаться наименьшее значение амплитуды и наибольшая частота колебаний.

Промысловое Применение

Для подтверждения полученных выводов был проведен анализ замеров колебаний устьевого давления газлифтных скважин при различных расходах нагнетаемого газа – ниже, выше и при оптимальном расходе закачиваемого газа (

Рисунок 1 – Регулировочная кривая газлифтной скважины).

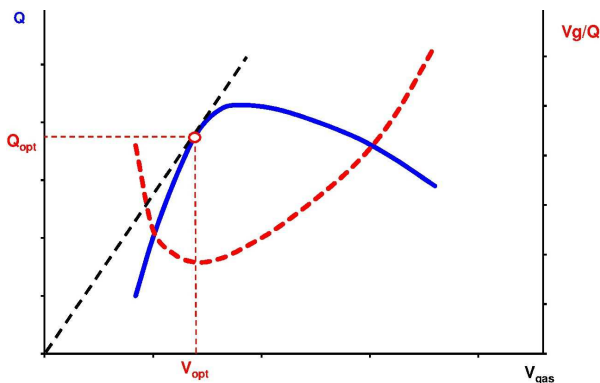


Рисунок 1 – Регулировочная кривая газлифтной скважины

Исследования проводились для скважин морского месторождения «Нефть Дашлары» (Азербайджан).

На рисунках 2–4 приведены колебания устьевого давления при различных режимах работы газлифтной скважины.

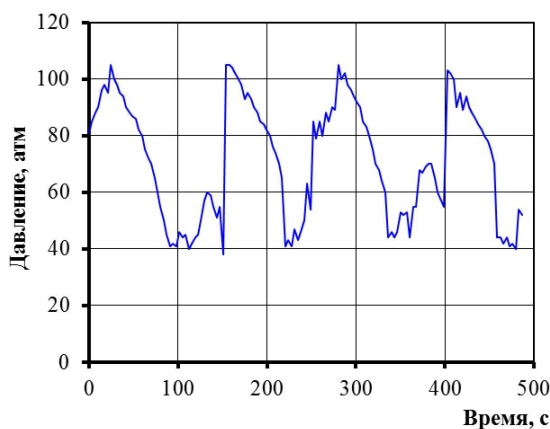


Рисунок 2 – Колебания устьевого давления в случае $V_{gas} < V_{opt}$

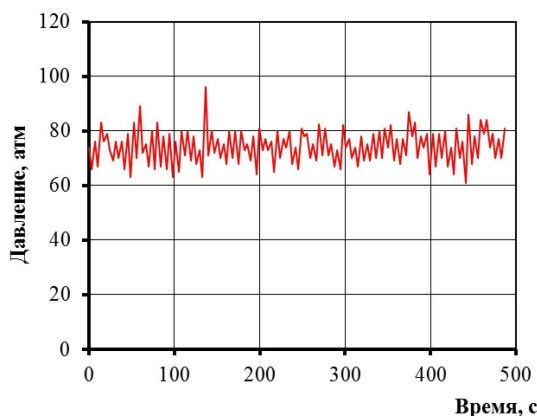


Рисунок 3 – Колебания устьевого давления при $V_{gas} = V_{opt}$

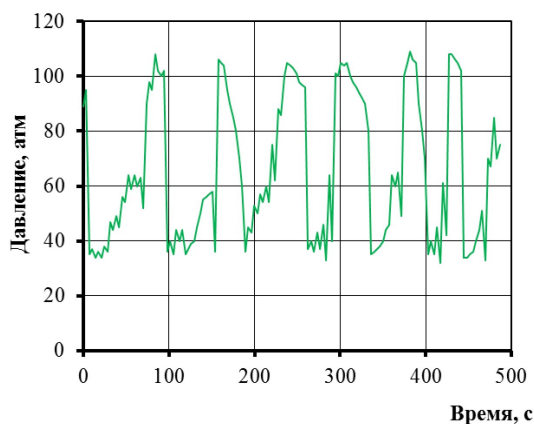


Рисунок 4 – Колебания устьевого давления при $V_{gas} > V_{opt}$

Как видно из представленных данных, при оптимальном режиме работы газлифтной скважины наблюдаются минимальная амплитуда и максимальная частота колебаний устьевого давления, что хорошо согласуется с полученными теоретическими результатами.

Увеличение амплитуды и снижение частоты колебаний устьевого давления наблюдаются как при отклонении закачки газа от оптимальной как в сторону увеличения, так и уменьшения закачки газа, что противоречит объяснению возникновения пульсаций при работе газлифтных скважин данному в [8].

Так, изменение амплитуды колебаний устьевого давления в сторону увеличения, а частоты – в сторону уменьшения, свидетельствуют об изменении состояния системы «пласт-скважина» и необходимости регулирования режима работы скважины. На примере газлифтной скважины, направление требуемого регулирования может быть определено путем изменения нагнетания газа на 5–10 %. Направление регулирования будет выбрано правильно в том случае, когда амплитуда колебаний снижается, а частота колебаний повышается. Скважинам с высоким газовым фактором потребуется более высокий процент изменения нагнетания газа. В большинстве случаев, вследствие погрешности измерений, минимальным рекомендуемым изменением закачки газа является 5 % от изначального нагнетания.

Выводы

На основании полученных результатов показано, что анализ характерных особенностей колебаний технологических показателей позволяет диагностировать режим работы газлифтных скважин по динамике устьевого давления. Описанный подход является новым экономичным методом оптимизации режима работы газлифтных скважин. Также, данный анализ может быть внедрен в компьютерные программы для повышения эффективности добычи и снижения необходимости вовлечения промышленного персонала.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. – Баку : Наука, 1997.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа : Гилем, 1999.
3. Bradley H.B., Gipson F.W. Petroleum engineering handbook. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1992.
4. API Gas lift manual. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 1994.
5. Economides M., Daniel Hill A. and Ehlig-Economides C. – Petroleum production systems. NJ: Prentice Hall, 1994.
6. Weaver W., Timoshenko S.P. Young D.H. – Vibration problems in engineering. NJ: John Wiley & Sons, 1990.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Кериюв З.Г., Копейкин М.Г. Теория колебаний в нефтепромышленном деле. – Баку Просвещение, 1976.
8. Golan M., Whitson C.H. Well Performance. – Trondheim: Tapir, 1996.

References:

1. Mirzadzhanzade A.H., Aliyev N.A., Yusifzade H.B. Fragments of development of sea oil and gas fields. – To a tank: Science, 1997.
2. Mirzadzhanzade A.H., Chasanoff M.M., Bakhtizin R.N. Etudes about modeling of difficult systems of oil production. Nonlinearity, neravnovesnost, heterogeneity. – Ufa: Gel, 1999.
3. Bradley H.B., Gipson F.W. Petroleum engineering handbook. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1992.
4. API Gas lift manual. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 1994.



5. Economides M., Daniel Hill A. and Ehlig-Economides C. – Petroleum production systems. NJ: Prentice Hall, 1994.
6. Weaver W., Timoshenko S.P. Young D.H. – Vibration problems in engineering. NJ: John Wiley & Sons, 1990.
7. Mirzadzhanzade A.H., Keriirov Z.G., Kopeykin M.G. The theory of fluctuations in oil-field business. – To Buck Prosveshcheniye, 1976.
8. Golan M., Whitson C.H. Well Performance. – Trondheim: Tapir, 1996.