DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-21-29

УДК 622.279:33

С.И. Казетов (Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация),

К.Ю. Сольева (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Sagidulla I. Kazetov (National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation), **Ksenia Yu. Solyeva** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

FEASIBILITY STUDY OF THE OPTIMAL BOTTOMHOLE PRESSURE OF A PRODUCING WELL

Введение

Вопрос технико-экономического обоснования оптимального забойного давления, соответствующего максимальному дебиту, для добывающих скважин нефтяных месторождений на сегодняшний день достаточно актуален. Это обусловлено тем, что помимо положительной стороны, связанной с ростом суточной добычи нефти, имеется и отрицательная – чрезмерное снижение забойного давления, вызывающее разгазирование нефти в призабойной зоне пласта, что, в свою очередь, сказывается на производительности добывающей скважины. Следствием обеих сторон является изменение экономических показателей, в частности рост затратной части. В связи с этим возникает необходимость экономической оценки прогнозного технологического режима добывающей скважины.

Цели и задачи

Провести оценку экономической эффективности эксплуатации добывающих скважин различными типоразмерами насосных установок при определенных расчетным методом значениях забойного давления.

Background

The question of the feasibility study of optimal bottomhole pressure corresponding to the maximum flow rate for oil producing wells today is quite relevant. This is due to the fact that in addition to the positive side associated with the increase in daily oil production, there is also a negative one – an excessive decrease in bottomhole pressure, which causes oil degassing in the bottomhole formation zone, which, in turn, affects the productivity of the production well. The consequence of both sides is the change in economic indicators, in particular the increase in the cost part. In this regard, there is a need for an economic assessment of the predicted technological mode of the production well.

Aims and Objectives

To assess the economic efficiency of operation of producing wells by various standard sizes of pumping units at bottomhole pressure values determined by a calculation method.

Результаты

Рассмотрен метод оценки получаемой экономической выгоды при оптимизации забойного давления. Показано существование области забойных давлений, позволяющих получать максимальную выгоду. В статье рассмотрены примеры работы установок скважинных штанговых насосов с разными рабочими характеристиками на скважинах с одинаковыми фильтрационно-емкостными параметрами. По величинам изменения получаемой экономической выгоды при изменении депрессии на пласт предложено для каждого расчетного значения забойного давления вычислять разность между чистыми денежными потоками, полученными за год. Тогда критерием выбора оптимального забойного давления на скважине будет являться максимум разности при варьировании между вариантами. Для рассмотренных примеров построены зависимости, отражающие разности в величинах чистого денежного потока при изменении забойного давления.

Results

The method of estimating the economic benefits obtained by optimizing bottomhole pressure is considered. The existence of a downhole pressure area is shown, which allows to obtain the maximum benefit. The article describes examples of the operation of well sucker-rod pump units with different performance characteristics on wells with the same reservoir parameters. Based on the magnitude of the change in the economic gain obtained when the depression on the reservoir changes, it has been proposed to calculate the difference between the net cash flows obtained for the year for each calculated value of bottomhole pressure. Then the criterion for choosing the optimal bottomhole pressure at the well will be the maximum difference with variation between the variants. For the considered examples, dependences were constructed reflecting the differences in the values of the net cash flow when the bottomhole pressure changes.

Ключевые слова: забойное давление; скважинный штанговый насос; корреляция; экономическая эффективность; экономика; затраты на электроэнергию

Key words: bottomhole pressure; oil well pump; correlation; economic efficiency; economy; electricity costs

Одним из основных методов сохранения рентабельности высокообводненных добывающих скважин в поздний период разработки нефтяного месторождения является снижение забойного давления. На различных стадиях разработки залежей нефти минимальное забойное давление устанавливается с учетом геолого-технических характеристик разрабатываемого пласта и технологических возможностей оборудования для добычи нефти.

Практическая важность задачи определения оптимального забойного давления для добывающих скважин обусловлена необходимостью выполнения плана по добыче нефти, технико-экономического обоснования способа и режима эксплуатации скважины. Увеличение депрессии на пласт позволяет обес-

печить рост суточной добычи нефти. Однако снижение давления на забое ниже давления насыщения вызывает уменьшение коэффициента продуктивности скважины из-за газирования нефти в призабойной зоне пласта. Это приводит к снижению фазовой проницаемости для нефти, что в сочетании с изменением термодинамических условий эксплуатации, которое происходит по мере истощения пластов, требует корректировки минимально допустимого значения забойного давления в процессе разработки месторождения. Снижение забойного давления, наряду с увеличением дебита нефти, может привести к непропорциональному росту материальных, трудовых и энергетических затрат. В связи с этим возникает необходимость экономической оценки прогнозного технологического

режима добывающей скважины, и окончательное решение по каждой конкретной скважине о величине оптимального забойного давления должно приниматься не только на основании критериев максимизации дебита скважины и выполнения плана добычи, но и экономической целесообразности эксплуатации при выбранной величине забойного давления.

В данной работе представлена методика оценки экономической эффективности эксплуатации скважины при оптимизации забойного давления. Изначально определена область забойных давлений, позволяющих получать максимальную выгоду с технической точки зрения. Расчет максимально возможных отборов жидкости из скважины определяется условием совместной работы системы [1]:

$$\begin{cases} Q_{пл} = f(K_{пр}, P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}) \\ Q_n = g(H, \Delta l, q, \eta) \end{cases}, \quad (1)$$

где $Q_{пл}$ - приток жидкости из пласта;

$K_{пр}$ - коэффициент продуктивности скважин;

$P_{пл}$ - пластовое давление;

$P_{заб}$ - забойное давление;

$P_{нас}$ - давление насыщения нефти газом;

Q_n - фактическая подача насоса;

H - глубина спуска насоса по вертикали;

Δl - удлинение ствола скважины в месте подвески насоса (для наклонных скважин);

q - теоретическая подача насоса;

η - коэффициент подачи насоса.

На рисунке 1 показан пример диаграммы совместной работы пласта и насосной установки, оборудованной насосами различных диаметров.

Решив систему уравнений (1), получаем параметры технологического режима, обеспечивающего заданную величину забойного давления.

Оснащение скважин штанговыми насосами (СШН) различных диаметров (38, 44 и 57 мм) требует установления оптимального технологического режима отдельно для каждого варианта в зависимости от допустимых значений: газосодержания на приеме, глубины подвески насоса, скорости откачки и др.

Рисунок 1. Диаграмма Q-H совместной работы пласта и насосной установки

При этом забойные давления и дебиты будут иметь соответствующие значения.

Для оценки *экономического эффекта при изменении депрессии на пласт* предлагается для каждого расчетного значения забойного давления вычислить разность между чистыми денежными потоками ($\Delta\text{ЧДП}$), полученными за год.

Тогда критерием выбора оптимального забойного давления на скважине будет являться максимум разности ($\Delta\text{ЧДП}$) при варьировании между вариантами. В качестве опорного значения забойного давления при расчете $\Delta\text{ЧДП}$ принимается давление насыщения нефти, ниже которого индикаторная кривая приобретает нелинейный характер [2]. На данном участке кривой притока прирост добычи нефти на единицу изменения депрессии снижается по мере снижения забойного давления, и при определенной величине забойного давления, являющейся оптимальной с экономической точки зрения, доход от дополнительной добычи нефти будет полностью компенсирован материальными затратами.

При таком подходе нет необходимости проведения полного экономического расчета для каждого варианта вычисления ЧДП (отдельно для проектируемых и базового). Достаточным условием является учет изменения эксплуатационных затрат и стоимости основных фондов, обусловленных изменением забойного давления. В частности, к затратам относятся: стоимость насоса (за счет изменения подачи и напора), стоимость штанг и насосно-компрессорных труб (за счет изменения глубины подвески насоса), энергопотребление (за счет изменения потребляемой мощности), стоимость проведения подземных ремонтов (за счет изменения наработки на отказ), а также затрат на закачку воды, сбор и транспортировку нефти, подготовку нефти, транспортировку попутного газа (за счет дополнительного объема добычи продукции).

Алгоритм экономической оценки эффективности состоит из следующих шагов [3]:

1) Для выбранных параметров пласта, скважины, глубины спуска насоса, длины НКТ, штанговых установок и газосодержания на приеме проводится технологический расчет, выходными данными которого являются

забойное давление, дебит жидкости и нефти, а также номинальный напор насоса и потребляемая мощность;

2) На основании информации о ценовых, рабочих и энергетических характеристиках насосного оборудования рассчитываются его стоимость, энергопотребление, межремонтный период (МРП) и стоимость подземного ремонта скважин (ПРС);

3) В зависимости от дополнительного объема добычи нефти, полученного за счет мероприятий, рассчитываются эксплуатационные затраты;

4) Определяется значение чистого денежного потока.

Далее рассмотрим каждый пункт более подробно.

Стоимости НКТ C_1 (тыс. руб.) и насосных штанг $C_{ш}$ (тыс. руб.) являются линейными функциями от глубины подвески насоса H_{in} (м) и могут быть найдены по формулам:

$$C_1 = C'_1 * H_{in}, \quad (2)$$

$$C_c = C'_c * H_{in}, \quad (3)$$

где C'_1 и C'_c - стоимости погонного метра НКТ и штанг соответственно, тыс. руб.

Затраты на электроэнергию на добычу нефти C_{el} рассчитываются по формуле:

$$C_{эл} = 24 * N_{pow} * C'_{el} * T, \quad (4)$$

где N_{pow} - потребляемая мощность насоса, кВт;

C'_{el} - удельная стоимость электроэнергии, руб./кВтч;

T - время, в течение которого эксплуатируется насос, сут, определяется по формуле:

$$T = T_{tot} * (1 - \frac{T_{rep}}{T_m}), \quad (5)$$

где T_{tot} - полное расчетное время, равное 365 сут;

T_{rep} - время, которое занимает ремонт скважины, сут;

T_m - межремонтный период, сут.

Зависимость МРП от технологического режима может быть определена по статисти-

ческой модели, согласно которой величина межремонтного периода является функцией забойного давления. Полученная закономерность имеет линейный вид:

$$T_m = aP_{заб} + b. \quad (6)$$

Коэффициенты регрессионной зависимости определяются методом наименьших квадратов.

Полагается, что стоимость проведения ПРС $C_{прс}$ (тыс. руб.) также линейно возрастает с увеличением глубины спуска насоса:

$$C_{прс} = C'_{прс} \cdot T'_{прс} + K_1 * (H_{in} - H'_{in}), \quad (7)$$

где $C'_{прс}$ - средняя стоимость ПРС для штанговых установок, бригадо-час;

$T'_{прс}$ - среднее время ремонта скважины, оборудованной штанговым насосом, сут;

K_1 - эмпирический коэффициент;

H'_{in} - среднее значение глубины подвески насоса, соответствующее средним значениям МРП и стоимости ПРС, м.

Расход электрической энергии, а также удельное энергопотребление УСШН зависят от комплекса технических параметров самой установки, технологического режима её работы, а также физико-химических свойств извлекаемой жидкости. Мощность, потребляемая двигателем станка-качалки (СК), расходуется на выполнение полезной работы по подъёму жидкости на поверхность и на покрытие потерь мощности в подземном и наземном оборудовании [4]. В общем случае выражение для расчета полной мощности, потребляемой насосной установкой, определяется по формуле:

$$N = N_{пм} + \Delta N_{подз} + \Delta N_{СК} + \Delta N_{эд}, \quad (8)$$

где $N_{пм}$ - полезная мощность, расходуемая на подъём скважинной жидкости;

$\Delta N_{подз}$ - потери мощности в подземной части насосной установки, обусловленные граничным трением штанг о стенки НКТ и плунжера в цилиндре насоса, гидродинамическим трением штанг, а также утечками в клапанах насоса;

$\Delta N_{СК}$ - потери мощности в элементах СК;

$\Delta N_{эд}$ - потери мощности в электродвигателе (ЭД).

Мощность, потребляемая подземной частью насосной установки, определяется работой результирующей нагрузки, действующей в точке подвеса штанговой колонны, при её перемещении, в соответствии с динамической моделью штанговой установки:

$$N_{подз} = N_{пм} + \Delta N_{подз} = n \oint G_{тпш} dS, \quad (9)$$

где $G_{тпш}$ - усилие в точке подвеса штанговой колонны;

n - число качаний;

dS - дифференциальное перемещение точки подвеса колонны штанг.

Потери мощности в СК за один оборот кривошипа полагаются постоянными, потери мощности в электродвигателе выражаются в циклическом значении КПД, которое зависит от степени загрузки электродвигателя, выражающейся в коэффициенте загрузки K_3 , и степени равномерности загрузки ЭД, выражающейся в коэффициенте формы кривой загрузки K_ϕ [5, 6].

Для расчета дополнительных затрат на закачку воды, сбор и транспортировку нефти, подготовку нефти, сбор и транспортировку попутного газа может быть использована информация по эксплуатации группы скважин (по месторождению, по ЦДНГ или другому объекту, по которому ведётся отдельный учет) с приведением расходов на тонну нефти в год до оптимизации забойного давления Z_c (руб./тн):

$$Z_c = \frac{(Z_{зк} + Z_{ст} + Z_{пн} + Z_{тг})}{Q_n}, \quad (10)$$

где $Z_{зк}$ - затраты на закачку воды, тыс. руб.;

$Z_{ст}$ - затраты по сбору и транспортировке нефти, тыс. руб.;

$Z_{пн}$ - затраты на подготовку нефти, тыс. руб.;

$Z_{тг}$ - затраты на транспортировку попутного газа, тыс. руб.;

Q_n - объём добытой нефти, тыс. тн.

Далее определяется стоимость вышеперечисленных статей расходов на объём прогнозируемой дополнительной нефти:

$$C_{дп} = 3_c * \Delta Q_n, \quad (11)$$

где ΔQ_n – объём прогнозируемой дополнительной нефти, тн/год.

Итоговое изменение условного ЧДП без учета налогов и амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$\Delta \text{ЧДП} = C_0 * \Delta(q_n * T) - \Delta C_{сшн} - \Delta C_T - \Delta C_{ш} - \Delta C_{эл} - \Delta C_{прс} - C_{дп}, \quad (12)$$

где C_0 – отпускная цена на нефть, тыс. руб./тн;

$C_{сшн}$ – стоимость скважинного штангового насоса, тыс. руб.

Таким образом, положительное значение $\Delta \text{ЧДП}$ будет свидетельствовать об экономической эффективности дальнейшей эксплуатации скважины в определенном режиме.

Далее приведена *практическая апробация представленной выше методики* для скважины со следующими параметрами (скважины, пласта и УСШН):

- глубина кровли продуктивного пласта 1210 м,
- пластовое давление 12,6 МПа,
- коэффициент продуктивности пласта при забойном давлении, равном давлению насыщения, $5,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$,
- давление насыщения нефти 7 МПа,
- газовый фактор $50 \text{ м}^3/\text{т}$,
- плотность нефти $850 \text{ кг}/\text{м}^3$,
- внутренний диаметр обсадной колонны 132 мм,
- внешний диаметр колонны НКТ 73 мм.

Перечисленные параметры соответствуют параметрам работы скважины № 2753 XIV горизонта Узеньского месторождения. На рисунке 2 представлена диаграмма «дебит – забойное давление» для пяти выбранных величин забойного давления (7,0; 5,5; 4,5; 3,0; 1,0 МПа). Технологические параметры каждого из режимов приведены в таблице 1.

На рисунке 3 показана последовательность расчета экономической эффективности эксплуатации добывающей скважины при определенном режиме.

В таблице 2 представлены составляющие чистого денежного потока при 4 режимах. Результаты экономической оценки отражены на рисунке 4.

Рисунок 2. Диаграмма совместной работы пласта и насосной установки в координатах «дебит – забойное давление»

Таблица 1. Параметры технологического режима

Параметр	Режим 1 (базовый)	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5
Длина хода СК	3	3	3	3	3
Число качаний, мин ⁻¹	6,9	5,2	5,5	5,8	7,9
Диаметр насоса, мм	43	57	57	57	57
Теоретическая подача, м ³ /сут	45,3	57,3	60,6	64,0	87,0
Глубина спуска насоса, м	900	950	1020	1100	1160
Диаметр верхней ступени, мм	22	22	22	22	22
Длина верхней ступени, м	400	400	470	550	610
Диаметр нижней ступени, мм	19	19	19	19	19
Длина нижней ступени, м	500	550	550	550	550
Забойное давление, МПа	7,0	5,5	4,5	3,0	1,0
Дебит жидкости, м ³ /сут	32,5	39,0	41,0	41,5	41,6
Дебит нефти, м ³ /сут	9,75	11,70	12,30	12,45	12,47
Дебит пластовой воды, м ³ /сут	22,8	27,3	28,7	29,1	29,1
Потребляемая мощность, кВт	3,8	6,1	7,8	9,7	16,5
МРП, сут	104	101	98	94	84

Рисунок 3. Последовательность шагов расчета экономической эффективности эксплуатации скважины

Таблица 2. Составляющие чистого денежного потока, тыс. руб.

Показатель	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5
Прирост выручки	14912,9	19489,4	20617,5	20716,5
Прирост стоимости штангового насоса	1,7	1,7	1,7	1,7
Прирост стоимости НКТ	31,3	75,2	125,3	162,9
Прирост стоимости штанг	18,1	43,4	72,3	94,0
Прирост стоимости проведения ПРС	4,6	4,9	5,2	5,4
Прирост затрат на э/э	181,2	231,6	287,7	488,2
Прирост эксплуатационных затрат	1806,6	2361,0	2497,7	2509,7

Рисунок 4. Результаты оценки экономической эффективности

Оценка экономической эффективности показала, что наиболее целесообразной является эксплуатация добывающей скважины при режиме 4. В этом случае чистый денежный поток наибольший - 17,6 млн руб., забойное давление - 3 МПа, дальнейшее снижение забойного давления является экономически не выгодным.

Вывод

Таким образом, принятие решения о выборе величины забойного давления и технологического режима эксплуатации насосных скважин должно базироваться на сравнительном экономическом анализе с оценкой чистого денежного потока.

Список литературы

1. РД 03-00147275-065-2001. Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора. Уфа: БашНИПнефть, 2001. 83 с.
2. Гамилова Д.А., Буренина И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2007. № 1. С. 6-10.
3. Сольева К.Ю., Ханнанова Р.Р. Проблема объективной экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием: матер. Всеросс. науч.-практ. конф. Тюмень, 2016. С. 378-385.
4. Уразаков К.Р., Казетов С.И., Азизов А.М., Давлетшин Ф.Ф. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин // Нефтегазовое дело. 2018. № 6. С. 65-72. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-65-72.
5. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells // SOCAR Proceedings. 2017. No. 4. pp. 74-82.
6. Гизатуллин Ф.А., Хакимьянов М.И. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2017. № 1, Т. 13. С. 11-18.

Авторы

• Казетов Сагидулла Ибатуллович
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
Аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений»
Российская Федерация, 119991, г. Москва,
Ленинский пр., 65
e-mail: s.kazetov@gmail.com

• Сольева Ксения Юрьевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: kseniyasolyeva@mail.ru
DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-30-38

References

1. RD 03-00147275-065-2001. Glubinnonasos-noe oborudovanie. Metodika podbora [Deep Pump Equipment. Methods of Selection]. Ufa, BashNIPneft', 2001. 83 p. [in Russian].
2. Gamilova D.A., Burenina I.V. Upravlenie fondom skvazhin na osnove kompleksnoi otsenki effektivnosti ikh ekspluatatsii [Control Wells on the Basis of a Complex Estimation of Efficiency of Their Operation]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2007, No. 1. pp. 6-10. [in Russian].
3. Sol'eva K.Yu., Khannanova R.R. Problema ob'ektivnoi ekonomicheskoi otsenki effektivnosti geologo-tehnicheskikh meropriyatiy [The Problem of Objective Economic Evaluation of the Effectiveness of Geological and Technical Measures]. *Vserossiiskaya nauchno-prakticheskaya konferen-tsiya «Innovatsii v upravlenii regional'nym i otraslevym razvitiem»* [All-Russian Scientific and Practical Conference «Innovations in The Management of Regional and Sectoral Development»]. Tyumen, 2016. pp. 378-385. [in Russian].
4. Urazakov K.R., Kazetov S.I., Azizov A.M., Davletshin F.F. Metodika rascheta optimal'nogo debita i udel'nogo energopotrebleniya dobyvayu-shchikh skvazhin [Method of Calculation the Optimum Production Rate and Specific Energy Consumption of Producing Wells]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, No. 6, pp. 65-72. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-5-65-72. [in Russian].
5. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells. *SOCAR Proceedings*, 2017, No. 4, pp. 74-82.
6. Gizatullin F.A., Khakim'yanov M.I. Analiz rezhimov raboty elektroprivodov shtangovykh skvazhinnykh nasosnykh ustanovok [Operating Mode Analysis of the Oil Wells Sucker Rod Pump Units Drives]. *Elektrotekhnicheskie i informatsionnye komplekсы i sistemy - Electrical and Data Processing Facilities and Systems*, 2017, No. 1, Vol. 13, pp. 11-18. [in Russian].

The Authors

• Sagidulla I. Kazetov
National University of Oil and Gas
«Gubkin University»
Post-graduate Student of Oil and Gas Development and Operation Department
65, Lenin ave., Moscow, 119991, Russian Federation
e-mail: s.kazetov@gmail.com

• Solyeva Ksenia Yu.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Enterprise Economics and Management in the Oil and Gas Industry
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: kseniyasolyeva@mail.ru