

Д. В. Прошекальников, Р. Р. Рамазанов, С. Д. Солодов,
Б. Н. Иванов

ГАЗОЖИДКОСТНАЯ ГИДРОДИНАМИКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ В СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Ключевые слова: скважина, газожидкостная смесь, центробежный насос, структура потока.

Проведено моделирование динамики движения газожидкостной смеси в стволе нефтяной скважины по методу Грона-Оркишевского. Получено распределение давления, температуры и газосодержания. Определены энергетические затраты при работе подъемников различной конструкции. Показано, что использование газосепараторов и струйных насосов при работе ЭЦН заметно снижает эксплуатационные затраты.

Keywords: well, gas-liquid mixture, centrifugal pump, flow structure.

The modeling of the dynamics of gas-liquid mixture in the trunk of the oil wells by the method of Grona-Oркишевского. Received distribution of pressure, temperature and gas content. Defined energy costs during operation of lifts of various designs. It is shown that application of gas separators and jet pumps during operation of ESP noticeably reduces operating costs.

Введение

На всех стадиях разработки нефтяных месторождений от добычи до транспорта важно уметь определять энергетическую эффективность [1]. На стадии добычи нефти с использованием установок электроцентробежных и штанговых насосов (УЭЦН и СШНУ) необходимо знать распределение параметров газожидкостной смеси (ГЖС) вдоль подъемника (колонны и НКТ). Основными параметрами являются: давление, температура, газо и водосодержание, расход ГЖС, объемные коэффициенты.

В настоящей работе определение динамики движения газожидкостной смеси (ГЖС) основана на методе Грона-Оркишевского [2], [3], согласно которому определение распределения параметров ГЖС по стволу скважины, динамики движения и энергозатрат производится исходя из:

- 1) оценки типа структуры потока;
- 2) расчёта плотности газожидкостной смеси;
- 3) расчёта градиента потерь на трение. моделирование.

Гидрогазодинамика ГЖС

Уравнения движения газожидкостной смеси построены на использовании следующих уравнений:

$$\int_{P_1}^{P_2} v dP + dH + dP_{\text{пот}} = 0 \quad (1)$$

или

$$dP = \rho_{\text{см}} g dH + \left(\frac{dP}{dH} \right)_{\text{тр}} dH + \frac{MV}{f^2 P} dP, \quad (2)$$

где V , V , M – соответственно скорость, объёмный расход газа и массовый расход смеси. Суммарные потери энергии $dP_{\text{пот}}$ при движении смеси на участке dH (потери на трение и скольжение) коррелируются в форме, аналогичной уравнению Фаннинга для вычисления потерь на трение в однофазном потоке:

$$dP_{\text{пот}} = 2f_0 \frac{v_{\text{см}}^2 dH}{g \cdot d}, \quad (3)$$

где f_0 – корреляционный коэффициент необратимых потерь энергии на участке длины dH ; $v_{\text{см}}$ – средняя скорость движения смеси; d – диаметр подъёмника.

Энергоэффективность подъемников

Энергозатраты на подъем жидкости определяются по формуле

$$W = \sum_i P_{ni}(Q) \cdot Q \cdot \eta = (\Delta P_{\text{тр}} + P_y + \rho g H) \cdot Q \quad (4)$$

где $P_{ni}(Q)$ – функции напора (характеристики) насосов подъемника, Q – дебит, η – КПД насоса, $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери на трение, P_y – устьевое давление, $\rho g H$ – гидростатическое давление.

Ниже приведены расчеты для Бавлинского месторождения Татарстана с учетом изменений [4].

Таблица 1 - Характеристики пластовой нефти

Месторождение, горизонт	$P_{\text{нас}}$, МПа	G_0 , м ³ /м ³	$\rho_n^{пл}$, кг/м ³	$\mu_n^{пл}$, мПа·с	$\rho_n^{лов}$ кг/м ³
Бавлинское, Татарстан, Пашийский горизонт, Д ₁	9,5	59,2	780	2,2	848

Исходные данные по скважине, режиму фильтрации и подъему приведены в таблице 2

Таблица 2 - Основные параметры эксплуатации

Дебит жидкости	куб.м/сут	30
Обводненность	%	60
Устьевое давление	МПа	1
Глубина скважины	м	1600
Забойное давление	МПа	10,023
Дебит жидкости	куб.м/сут	30
Кэфф. продуктивности	куб.м/(Мпа*сут)	6,032

В таблице 3 приведены результаты расчета энергозатрат для различных устьевых давлений и компоновок нефтяного подъемника на основе УЭЦН. Модификация оборудования включает в себя газосепаратор (ГС), струйный (СН) и мультифазный (Мф.Н) насосы [5], [6].

Таблица 3 - Потребляемая мощность и напоры подъемников УЭЦН от глубины погружения Нс

Компоновка	Нс, м	P(Q), Мпа	N, кВт
УЭЦН	988	11,5	16,48
УЭЦН+Мф.Н	988	7,6	16,44
УЭЦН+Мф.Н+СН	988	6,4	14,73
УЭЦН+ГС	787	11,5	16,06
УЭЦН+ГС+Мф.Н	787	7,5	16,03
ТАНДЕМ+Мф.Н	787	6,5	14,63

Расчеты показывают, что использование газосепараторов и струйных насосов при работе ЭЦН снижает эксплуатационные затраты до 10%. А использование на устье мультифазного насоса способ-

ствует существенному снижению нагрузки на подъемник до 15-20%.

Литература

1. Ковальчук Ю.А., Хамидуллин Р.Ф., Башкирцева Н.Ю., Сладовская О.Ю., Лужецкий А.В., Нефёдов В.П. Подготовка нефти на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» // Вестник Казанского Технологического Университета. №5, 2009, с.358-365
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов, - М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
3. Мищенко И.Т. Расчеты и добыче нефти. - М.: Недра – 1989
4. Хамидуллина Ф.Ф., Газизов А.А. Об изменениях физико-химических свойств добываемой продукции нефтяных скважин в процессе разработки на некоторых площадях Ромашкинского месторождения // Вестник Казанского Технологического Университета. №12, 2012, с.193-196
5. Ивановский В.Н., Даришев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. — М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 824 с.
6. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами – М.: ФГУП, Изд-во «Нефть газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005 – 448 с

© Д. В. Прошекальников – канд. техн. наук, доц. каф. процессов и аппаратов химической технологии КНИТУ, raduga_60@mail.ru; Р. Р. Рамазанов - консультант ООО «Миррико»; С. Д. Солодов – рук-ль проекта ООО «Миррико»; Б. Н. Иванов – д-р техн. наук, проф. каф. общей химической технологии КНИТУ.