

УДК 51-72:004.942:532.529:544.77

Моделирование периодического режима работы установок электроцентробежных насосов с учетом разгазирования нефти*

Макеев А.А.^{1,2}, Мартынов С.И.²

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиал «КогалымНИПИнефть» (Тюмень)¹,
Сургутский государственный университет²

Аннотация: Предлагается модель работы установки электроцентробежного насоса в периодическом режиме с учетом времени восстановления давления в скважине и влияния процесса разгазирования нефти. На основе разработанной модели проведено компьютерное моделирование динамики изменения давления на приеме электроцентробежного насоса и определены параметры, позволяющие прогнозировать переход в аварийный режим работы в результате процесса разгазирования нефти. Результаты проведенного численного моделирования также позволяют оценить влияние процесса дегазации нефти на изменение давления на приеме и насоса и в затрубном пространстве.

Ключевые слова: компьютерное моделирование, электроцентробежный насос, периодический режим, оптимизация режима, прогнозирование.

1. Актуальность исследования

Одной из ключевых проблем нефтедобывающей отрасли страны является высокая доля низкодебитных месторождений. Можно считать, что рост фонда низкодебитных скважин происходит, в том числе и в результате снижения эффективности применения технологий повышения нефтеотдачи пластов. Отбор жидкости из скважин на таких месторождениях возможен в периодическом режиме эксплуатации, при котором необходимо учитывать время для восстановления давления в пласте. С учетом того, что доля установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), применяемых для эксплуатации скважин, ежегодно возрастает, достигая во многих нефтяных компаниях более 90 % [1], такой режим предполагает оптимизацию циклов работы и остановки. Интервалы времени зависят от динамики физико-химических процессов, происходящих как в пласте, так и в межтрубном пространстве вокруг УЭЦН [2]. При этом необходимо учитывать многообразие осложняющих факторов, возникающих при их эксплуатации. К их числу относится и высокое содержание свободного газа в скважинной продукции. Фактор разгазирования нефти влияет на работу системы электроцентробежного оборудования в скважине и приводит к увеличению удельного расхода электроэнергии, снижению ресурса всей установки, и как следствие, к снижению такого технологического показателя, как наработка УЭЦН на отказ. В связи с этим актуальной задачей является разработка верифицированной модели работы УЭЦН с учетом динамики указанных процессов и осложняющих факторов, позволяющей также прогнозировать отказ оборудования и необходимую корректировку оптимальных параметров режима работы УЭЦН в зависимости от

*Работа выполнена в рамках проекта «Моделирование гидродинамических процессов с наночастицами для решения задачи повышения нефтеотдачи пласта», финансируемым департаментом образования и науки ХМАО-Югра.

динамики изменений условий в пласте. В настоящей работе предлагается математическая модель работы УЭЦН с учетом процесса разгазирования нефти в межтрубном пространстве.

2. Математическая модель

В работе [3] предложена гидродинамическая модель работы УЭЦН, учитывающая строение скважины и гидродинамические процессы, происходящие в скважине. Однако процесс разгазирования нефти не входит в модель. В настоящей работе предлагается модель, описывающая процессы, происходящие в скважине, с учетом разгазирования нефти. Так же, как и в работе [3] при построении модели периодического режима работы УЭЦН учитывается строение скважины, а именно, наличие межтрубного пространства, занятого слоем нефти высотой h_1 над точкой измерения давления и слоем газа с давлением p_1 . Причем этот слой газа имеет высоту порядка нескольких километров и доходит до поверхности скважины. В затрубное пространство нефть поступает через зону перфорации трубы. Высота слоя нефти от зоны перфорации трубы до точки, в которой происходит измерения давления (на приеме насоса) равна h_2 . Давление нефти в пласте в зоне перфорации трубы равно p_2 . В равновесии должно выполняться условие

$$p_2 = p_1 + \rho_f g(h_1 + h_2) \quad (1)$$

здесь ρ_f – средняя плотность нефти, g – ускорение силы тяжести. С учетом разгазирования плотность нефти представляется в виде $\rho_f = \rho_{f0}(1 - \varphi) + \rho_g\varphi$. Здесь ρ_{f0} – истинная плотность нефти, ρ_g – плотность газа, φ – объемное содержание газа в нефти. В режиме «насос включен» происходит отбор нефти из межтрубного пространства с расходом $q(1 - \varphi)$. Этот отбор приводит к понижению уровня нефти h_1 и возникновению потока нефти из пласта в межтрубное пространство через зону перфорации. Объем нефти q_1 , притекающей в затрубное пространство из пласта, находится из закона Дарси в интегральной форме:

$$q_1 = \frac{(p_c - p_2)kS}{\eta l}. \quad (2)$$

Здесь k – проницаемость пласта, S – площадь перфорации, l – характерный размер, на котором происходит перепад давления, η – вязкость нефти, p_c – давление в пласте в зоне перфорации. При отборе объема q_1 нефти из пласта в зоне перфорации должно происходить его замещение за счет притока из более дальних зон пласта. При этом давление p_c в зоне перфорации падает и характерное расстояние l меняется. При выключении УЭЦН происходит восстановление параметров в пласте. Дифференциальное уравнение для функции $h_1(t)$ составляется из условия, что разность объемного расхода $q(1 - \varphi)$ и притока q_1 нефти равно скорости изменения ее объема в межтрубном пространстве. С учетом площади поверхности нефть-газ в межтрубном пространстве S_1 это уравнение имеет вид:

$$q(1 - \varphi) - q_1 = -\frac{dh_1(t)}{dt}S_1. \quad (3)$$

Для учета процесса разгазирования нефти необходимо уравнение для изменения объемной фазы газа в нефти. Его можно записать в виде релаксационного уравнения, подразумевая, что имеется равновесное значение объемного содержания газа в нефти

φ_0 . Будем предполагать, что разгазирование нефти началось в момент включения насоса, что соответствует самому сложному для оптимизации случаю эксплуатации УЭЦН. В начальный момент времени объемное содержание газа в нефти равно нулю. С учетом времени релаксации τ процесса выхода на равновесное состояние получаем уравнение

$$\frac{d\varphi}{dt} = -\frac{\varphi - \varphi_0}{\tau}. \quad (4)$$

Изменение давления газа над нефтью в межтрубном пространстве за счет разгазирования нефти не учитывается из-за его большого объема. Кроме того, чрезмерное повышение давления газа в этой области приводит к уменьшению поступления нефти из пласта, что предполагает его поддержание на необходимом уровне. Предполагается так же, что время работы УЭЦН мало по сравнению с характерным временем изменения давления в пласте, что позволяет считать давление p_2 постоянным.

3. Результаты моделирования

Полученная система уравнений позволяет получить зависимость изменения уровня нефти в межтрубном пространстве с течением времени и оценить влияние разгазирования нефти на этот процесс. Решение уравнения (3) с учетом уравнения (4) и выражений (1)-(2) находилось численно при различных значениях параметров. Результаты в безразмерном виде представлены на рис. 1. Характерным временем работы УЭЦН является час. Приведенные вычисления проводились при следующих значениях параметров: $q = 2 \text{ м}^3/\text{ч}$, $k = 4 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$, $S = 19 \text{ м}^2$, $l = 1 \text{ м}$, $\eta = 0.54 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $p_{10} = 20 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $p_c = 27 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $\rho_{f0} = 700 \text{ кг/м}^3$, $h_1 = 500 \text{ м}$, $h_2 = 500 \text{ м}$, $\varphi_0 = 0.5$.

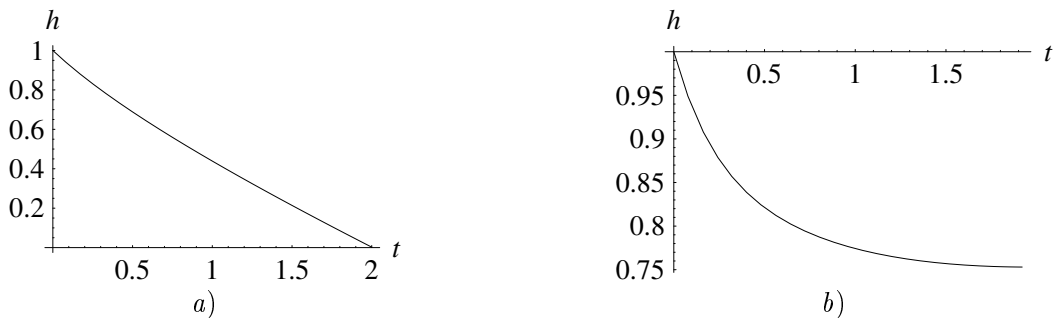


Рис. 1. Изменения уровня нефти в режиме УЭЦН «включено»: а) без процесса разгазирования нефти, б) с учетом процесса разгазирования нефти.

Первый график соответствует оптимальному режиму работы УЭЦН в режиме «включено», описанному в работе [3]. Второй график – изменение этого режима при наличии процесса разгазирования нефти. Как видно из второго графика происходит быстрый выход уровня жидкости, а с ним и давления на приеме насоса на постоянное значение. Время работы в этом случае ограничено периодом, соответствующем времени образования газовой фазы с объемным содержанием $\varphi = 0.25$, что соответствует переходу работы УЭЦН в аварийный режим.

Литература

1. Muzychuk P.S. Primenenie cifrovyyh instrumentov pri jekspluatácii mehanizirovannogo fonda skvazhin // Inzhenernaja praktika. 2022. № 8. P. 44–46.
2. Zejgman Ju.V., Kolonskih A.V. Optimizacija raboty UJeCN dlja predotvrashhenija obrazovanija oslozhnenij // Neftegazovoe delo. 2005. № 2. P. 1–9.
3. Makeev A. A., Martynov S. I. A Model of Operation of Electric-Centrifugal-Pump Installations in the Periodic Mode// Technical Physics Letters. 2023. Vol. 49. P. 64–66.

MSC 76D07, 76D09, 76D17

Modeling of periodic operation of electric centrifugal pump installations taking into account oil degassing

A.A. Makeev^{1,2}, S.I. Martynov²

LLC «LUKOIL-Engineering», branch «KogalymNIPIneft» (Tyumen)¹,
Surgut State University²

Abstract: A model for the operation of an electric centrifugal pump installation in periodic mode is proposed, taking into account the time of pressure recovery in the well and the influence of the oil degassing process. Based on the developed model, computer simulation of the dynamics of pressure changes at the inlet of an electric centrifugal pump was carried out and parameters were determined that make it possible to predict the transition to emergency operation as a result of the process of oil degassing. The results of the numerical modeling also allow us to evaluate the influence of the oil degassing process on the change in pressure at the inlet of the pump and in the annulus.

Keywords: computer modeling, electric centrifugal pump, periodic mode, mode optimization, forecasting.

References

1. Borisov V.E., Yakush S.E. Application of Adaptive Hierarchical Grids to Simulation of Reacting Gas Flows, *Physical-Chemical Kinetics in Gas Dynamics*, 2015, vol. 16 (2) (in Russian).
URL: <http://chemphys.edu.ru/issues/2015-16-2/articles/544/>
2. Zhalnin R.V., Peskova E.E., Stadnichenko O.A., Tishkin V.F. Matematicheskoye modelirovaniye dinamiki mnogokomponentnogo gaza s ispol'zovaniyem WENO skhem na primere piroliza etana // Zhurnal Srednevolzhskogo matematicheskogo obshchestva. 2016. 18. 3. P. 98-106.
3. Makeev A. A., Martynov S. I. A Model of Operation of Electric-Centrifugal-Pump Installations in the Periodic Mode// Technical Physics Letters, 2023. Vol. 49. P. 64–66.