

Расчет теплового режима скважины

А.В. Воловдов

к.т.н., главный специалист по технологии добычи нефти
volovodov_av@borets.ru

ООО "Производственная компания Борец", Москва, Россия

Температура существенно влияет на работу погружного скважинного оборудования и может приводить к отказу из-за перегрева, отложения солей и асфальтосмолопарафинов. Для предотвращения осложнений необходимо правильно прогнозировать тепловые режимы. В статье рассмотрена модель теплообмена между узлами оборудования и скважины, позволяющая рассчитывать температуру и тепловой режим скважины. Модель может быть использована при подборе, анализе и мониторинге, в алгоритмах станции управления скважины.

Материалы и методы

Математическое моделирование теплообмена в скважине, компьютерный расчет температуры в узлах оборудования, проверка расчетов по промысловым замерам температуры.

Ключевые слова

теплообмен, осложняющий фактор, расчет теплового режима скважины, уравнение теплопроводности, температурный режим, электропогружная установка

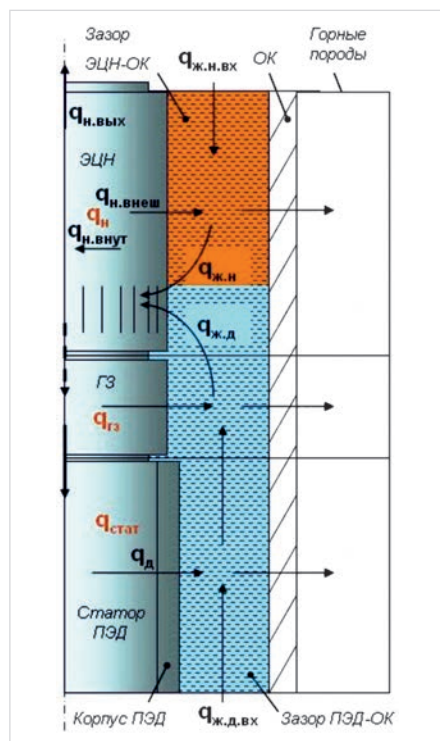


Рис. 1 — Тепловые потоки на участке ПА
Fig.1 — Heat flows near the submersible unit

Температура является одним из важнейших режимных параметров скважины, существенно влияющим на работу большинства узлов погружного оборудования.

Температура может быть осложняющим фактором и приводить к снижению показателей работы и отказу оборудования из-за перегрева, отложения солей, асфальтенов, смол, парафинов и гидратов на элементах оборудования.

Для предотвращения осложнений и отказов необходимо правильно прогнозировать тепловые режимы работы скважины и выбирать безопасные.

Рассмотрим модель теплообмена между узлами оборудования и скважины, позволяющую рассчитывать температуру и тепловой режим скважины.

Модель теплообмена скважины

Теплообмен в различных узлах скважины рассматривался рядом авторов [1–3].

Интерес представляет модель, включающая все основные элементы оборудования и позволяющая рассчитывать температурные режимы скважины в целом.

Рассмотрим модель электропогружной установки (ЭПУ) как наиболее важного способа эксплуатации скважин. Модель состоит из следующих элементов:

- обсадная колонна (ОК)
 - колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)
 - погружной насос (ПН)
 - газожидкостная смесь (ГЖС) в ОК, НКТ, насосе и зазоре между колоннами
 - горные породы (ГП), окружающие ствол скважины.
 - гидрозащита (ГЗ)
 - погружной электродвигатель (ПЭД)
 - кабельная линия
 - кольцевые зазоры между погружным агрегатом (ПА), состоящим из ПН, ГЗ, ПЭД, и кожухом двигателя (КД) и между КД и ОК.
- В модели используются уравнения теплопроводности, теплообмена [4] и баланса тепловых потоков.

Уравнение теплопроводности внутри элемента (уравнение Фурье):

$$c \cdot \rho \cdot (\partial t / \partial \varphi + v \cdot \partial t / \partial z) = \lambda \cdot (\partial^2 t / \partial r^2 + 1/r \cdot \partial t / \partial r + \partial^2 t / \partial z^2) + q_v \quad (1)$$

где c , ρ , λ , v — удельная теплоемкость, плотность, коэффициент теплопроводности, скорость среды соответственно, t , φ — температура, время соответственно, r , z — координата вдоль радиуса, вдоль оси скважины соответственно, q_v — интенсивность тепловыделения.

Во внутреннем цилиндре ПЭД, вмещающем статор и ротор, ГЗ, насосе и кабеле выделяется тепло $q_{\text{тепл}}$, источником которого являются потери мощности в узлах:

$$q_{\text{тепл}} = N_{\text{вх}} \cdot (1 - \eta) = N_{\text{вых}} / \eta = N_{\text{затр}} \quad (2)$$

где $N_{\text{вх}}$, $N_{\text{вых}}$, $N_{\text{затр}}$, η — входная, выходная, затраченная мощность и коэффициент полезного действия (КПД) узла соответственно.

Выделяющееся тепло можно рассчитать в ПН — по [5], в ПЭД и кабельной линии — по [6], в ГЗ — по паспортным данным.

В остальных узлах $q_{\text{тепл}} = 0$.

Уравнение теплообмена твердого тела с жидкой средой (уравнение Ньютона — Рихмана):

$$q_{\text{тепл}} = S \cdot \alpha \cdot \Delta t \quad (3)$$

где $q_{\text{тепл}}$, α — тепловой поток, коэффициент теплоотдачи от тела во внешнюю среду соответственно,

S , Δt — площадь теплообмена и разность температур между поверхностью тела и внешней средой соответственно.

Коэффициент α является функцией коэффициента λ , чисел подобия Рейнольдса Re , Прандтля Pr , Грасгофа Gr , Нуссельта Nu , диаметра канала D [4]:

$$\alpha = f(\lambda, Re, Pr, Gr, Nu, D) \quad (4)$$

Критерии подобия зависят от физико-химических, термобарических и гидродинамических параметров среды, которые можно рассчитать по [5].

Уравнения баланса тепловых потоков.

Выделим на участке ПА три последовательно расположенных цилиндра (рис. 1), с тепловыделяющим узлом — ПЭД, ГЗ и ПН — в каждом из них. Цилиндр состоит из концентрических слоев: ПА, зазор между ПА и ОК (или кожухом ПЭД), ОК, ГП. Глубина теплового влияния ЭПУ на ГП определяется по [3].

Запишем баланс тепловых потоков (количества тепла) для зазора:

$$q_{\text{тепл}} + q_{\text{ж.вх}} = q_{\text{ж.вых}} + q_{\text{ок}} \quad (5)$$

Левая часть баланса представляет собой поступление тепла в зазор от узла ПА $q_{\text{тепл}}$ и с ГЖС $q_{\text{ж.вх}}$, правая — уход тепла с ГЖС $q_{\text{ж.вых}}$ и теплоотдачу через ОК (или кожух) $q_{\text{ок}}$.

Решение уравнений

Стационарное решение уравнения Фурье для участка ниже и выше ПА при пренебрежении тепловыделением в кабеле в силу его малости ($\partial t / \partial \varphi = 0$, $q_{\text{тепл}} = 0$) дает распределение температуры вдоль колонны НКТ и ОК [5]:

$$\Delta t = \omega \cdot \Delta z \quad (6)$$

где Δt — изменение температуры на длине Δz вдоль оси скважины, ω — термический градиент, определяемый по [5].

Стационарное температурное поле на участке ПА можно получить совместным решением уравнений (1), (3), (5).

Будем считать элементы модели ПА бесконечно длинными однородными цилиндрами, ось которых совпадает с осью скважины, а температура горных пород вдоль оси скважины неизменна. В таких цилиндрах стационарное распределение температуры t зависит только от выделившегося тепла $q_{\text{тепл}}$ и r :

- в узлах с тепловыделением (статор ПЭД, ГЗ, ПН): $t = f(q_{\text{тепл}}, r^2)$
- в узлах без тепловыделения (корпус ПЭД, КД, ОК, ГП): $t = f(\ln(r))$
- в кольцевых зазорах: $t = f(q_{\text{тепл}}, r)$.

В кабеле повышение температуры t зависит от тока I , напряжения U , сопротивления жилы R , теплопроводности изоляции $Лиз$:

$$t = f(I, U, R, Лиз) \quad (7)$$

Изложенные уравнения были дополнены формулами для расчета физико-химических, термобарических и гидродинамических

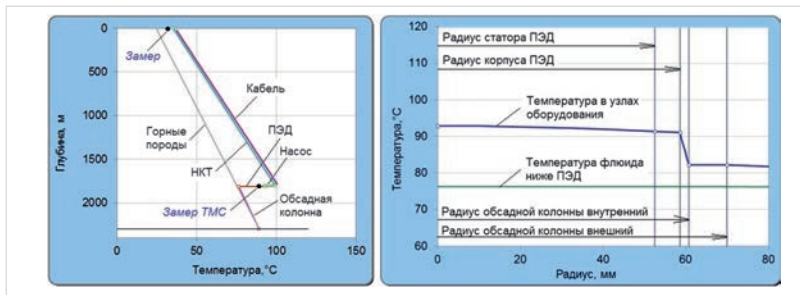


Рис. 2 — Распределение температуры вдоль ствола (слева) и радиуса на участке ПА (справа) скважины
 Fig. 2 — The temperature distribution along the borehole (on the left) and the well radius near the submersible unit (on the right)

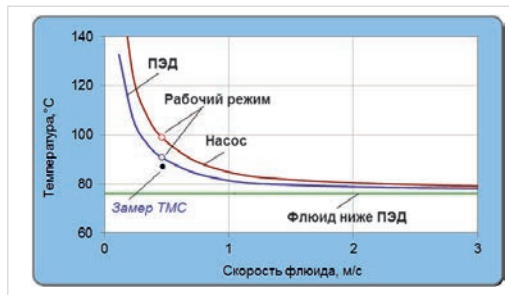


Рис. 3 — Зависимость температуры от скорости охлаждающей жидкости
 Fig. 3 — Velocity of cooling fluid vs temperature

свойств среды [5], что позволило проводить расчет температуры во всех элементах скважины в зависимости от режимных параметров.

Для проверки был проведен расчет для скважины со следующими данными.

ПЭД — ЭДБТ45-117, насос — ЭЦНД5-50-1790, ГЗ — ПБ92, сечение жилы кабеля — 13 мм², ОК с Двнутр — 121,3 мм, колонна НКТ с Двнутр = 63 мм, Qжид — 20,2 м³/сут, обводненность — 33%, газовый фактор — 82 м³/т, Рнасыщения — 146 атм, вязкость нефти в с.у. — 18 мПа*с, глубина скважины — 2002 м, глубина подвески 1798 м, Рприема — 42,3 атм, Тплст — 89°C.

Расчет дает приrost температуры в обмотке ПЭД 13°C, в насосе — 9°C, в кабеле — менее 1°C (рис. 2, 3).

Расчет для ПЭД 89°C при замере 84°C имеет удовлетворительную для промысловой практики погрешность 6%

Итоги

Описанная тепловая модель позволяет определять минимально необходимый дебит, требуемую теплостойкость оборудования, диагностировать тепловое состояние оборудования, проводить факторный анализ чувствительности. Это дает возможность снизить влияние осложнений, повысить добычу нефти и ресурс оборудования.

Выводы

1. Разработана тепловая модель скважины, позволяющая рассчитывать температуру и формировать заключение о тепловом состоянии узлов оборудования с удовлетворительной для промысловой практики точностью.
2. Модель может быть использована при подборе оборудования, анализе и мониторинге, в алгоритмах станции управления скважины.

Литература

1. А.В. Язьков. Исследование влияния изменения технологических параметров на охлаждение погружного электродвигателя // Нефтяное хозяйство. 2007. №11. С. 125–128.
2. С.А. Шмидт, В.М. Люстрицкий. Расчет минимального дебита скважины, оборудованной УЭЦН, необходимого для безотказной работы ПЭД. Нефтепромысловое дело, 2000, №4. С. 22–24.
3. Ю.М. Проселков. Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1975. 224 с.
4. М.А. Михеев, И.М. Михеева. Основы теплопередачи. Л.: Энергия, 1977. 344 с.
5. Ш.К. Гиматудинов. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983. 455 с.
6. А.И. Вольдек. Электрические машины. Л.: Энергия, 1978. 832 с.

Heatrise calculation of well

Author:

Alexander V. Volovodov — Ph.D., chief specialist of oil production technology; volovodov_av@borets.ru

Borets Company, Moscow, Russia

Abstract

Temperature significantly influences the operation of submersible downhole equipment and can lead to failure due to overheating, salt and paraffin deposits on the equipment. To prevent complications, it is necessary to correctly predict and choose safe thermic modes. The article considers the model of heat exchange between the equipment and well nodes, which allows calculating the temperature and predicting the thermic mode of the well. The model can be used for selection, analysis and monitoring, in the algorithms of a switchboard.

Materials and methods

Mathematical modeling of heat transfer in the well, computer calculation of temperature in the nodes of equipment, testing of calculations by field temperature measurements.

Keywords

heat transfer, complicating factor, calculation of the thermic mode of the well, heat equation, temperature mode, electric submersible pump

Results

The described thermic model makes it possible to determine the minimum required flow rate, the required heat resistance of the equipment, to predict the deposition of salts and paraffin, to

diagnose the thermal state of the equipment, and to perform factor analysis of sensitivity. This makes it possible to reduce the impact of complications, increase oil production and equipment life.

Conclusions

1. A thermic model of the well has been developed, which makes it possible to calculate the temperature and form a conclusion about the thermic state of the equipment units and the probability of deposition of salt and paraffin with satisfactory accuracy for field practice.
2. The model can be used in the selection of equipment, analysis and monitoring, in algorithms of switchboard.

References

1. A.V. Yaz'kov. Issledovaniye vliyaniya izmeneniya technologicheskikh parametrov na ohlazhdeniye pogruzhnogo elektrodvigatelya [Investigation of technological parameter change influence on cooling of submersible motor]. Oil industry, 2007, issue 11, pp. 125–128.
2. С.А. Шмидт, В.М. Люстрицкий. Расчет минимального дебита скважины,

- oborudovannoy UECN, neobhodimogo dlya bezotkaznoy raboty PED [Calculation of the minimum production rate of a well with ESP required for no-failure operation of motor]. Neftpromyslovoe delo, 2000, issue 4, pp. 22–22.
3. Y.M. Proselkov. Teploperedacha v skvazhinakh [Heat transfer in wells]. Moscow: Nedra, 1975, 224 p.
4. M.A. Miheev, I.M. Miheeva. Osnovy

- teploperedachi [Heat transfer principles]. Leningrad: Energiya, 1977, 344 p.
5. Sh.K. Gimatudinov. Spravochnoye rukovodstvo po proyektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefti [Reference guide to oil field development and operation design]. Moscow: Nedra, 1983, 455 p.
6. A.I. Vol'dek. Elektricheskiye mashiny [Electric machines]. Leningrad: Energiya, 1978, 832 p.