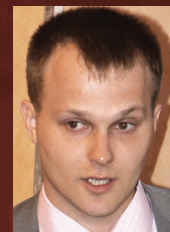




ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ПРИ РАСЧЕТЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ: ОБНОВЛЕННЫЙ КОНТРОЛЛЕР WELLSIM (NAFTAMATIKA)

СЕВАСТ'ЯНОВ Андрей Юрьевич
Генеральный директор Naftamatika s.r.o.

КУЧЕРЯВЫХ Иван Валерьевич
Технический директор ООО «Нафтаматика»



Сегодня в России при автоматизации работы УШГН все большую популярность приобретают методы, основанные на динамометрировании – инструментальном получении (в определенном масштабе) графической зависимости нагрузки в точке подвеса штанг от длины ее хода в течение одного возвратно-поступательного хода подвески штанг. Этот способ применяется для определения ряда параметров и условий работы скважины, а интерес к нему со стороны нефтяников обусловлен простотой технической реализации, с одной стороны, и широкими возможностями по диагностированию состояния скважины и управлению ей в режиме реального времени – с другой. Помимо построения динамограмм, динамометрирование позволяет получать такие данные о работе скважины, как уровень заполнения насоса; дебит (суточный или за один цикл); давление на приеме насоса; нагрузка на штанги и их стыки; нагрузка на УШГН; энергопотребление. Безусловно, наиболее значимые среди перечисленных технико-экономических показателей – это текущий фактический дебит скважины и давление на приеме насоса. Эти данные необходимы для выполнения количественного анализа режима работы и состояния скважины. Сегодня повысить точность расчета дебита и давления на приеме можно с помощью дополнительного математического аппарата, реализованного на базе контроллера WellSim производства компании NAFTAMATIKA. При использовании контроллера с новой аппаратной прошивкой точность определения дебита повышается в среднем на 3-5%, давления – на 5-10%. Одновременно с этим сокращаются и затраты на добычу нефти.

Для определения текущего фактического дебита скважины сегодня принято использовать различные вариации формулы, предложенной Ш.Ф. Тахаутдиновым:

$$Q = A_{пл} \cdot S_{шт} \cdot n \cdot a \quad (1)$$

где $A_{пл}$ – площадь сечения плунжера глубинного насоса; $S_{шт}$ – эффективная длина хода полированного штока; n – частота качаний станка качалки; a – коэффициент подачи насоса.

Однако ни в этом, ни в другом модифицированном виде эта формула не учитывает влияние многих факторов, среди которых различные утечки, влияние свободного газа, возможность и величина усадки, большое искривление и отклонение ствола скважины от вертикали и др.

Без учета вышеуказанных данных невозможно добиться точности, соответствующей жестким требованиям ГОСТ Р 8.615-2005.

Для долго работающих скважин наиболее острой остается проблема правильного учета утечки в клапанах плунжера. В производственной практике утечка принимается обычно в размере 10-11% от дебита одного цикла. Однако данный подход не учитывает возможный из-

нос клапанов и поэтому применим только в тех случаях, когда плунжер оснащен новыми клапанами.

В большинстве случаев тест клапанов выполняется вручную: для этого оператор должен остановить скважину и снять данные для построения графика изменения нагрузки на плунжер. Затем выбираются характерные точки на графике и на основе полученных данных рассчитывается величина утечки. Данная процедура имеет существенный недостаток – технологически и математически она очень сложная и трудоемкая. Да и в целом пользоваться для определения технико-экономических характеристик работы станка-качалки математическим аппаратом 1970-х годов просто неправильно.

В этой связи инженеры компании NAFTAMATIKA реализовали на базе контроллера WellSim дополнительный математический аппарат (блок), позволяющий увеличить точность расчета величины дебита.

С помощью контроллера WellSim можно рассчитать динамическую утечку по данным текущей динамограммы. Алгоритм расчета утечки, заложенный в контроллер, основан на методике, предложенной профессором С.Гиббсом.

$$Q_{Leakage} = k \cdot d^2 \cdot V_C \quad (2)$$

где d – диаметр насоса; V_C – критическая скорость, при которой происходит открытие клапана; k – численный коэффициент.

Динамический расчет утечки производится по глубинной динамограмме, когда заполнение насоса близко к 100%. Но это не вносит ощутимой погрешности, поскольку скорость изменения утечки не велика.

Для эталонной проверки величины утечки и состояния клапанов в функционале контроллера также существует возможность проведения «теста клапанов» (рис. 1). При наличии частотного привода на скважине процедура может проводиться удаленно и полностью в автоматическом режиме.

Особо стоит отметить и то, что контроллер позволяет упростить процедуру даже при ручной остановке станка-качалки: все точки автоматически определяются по первой указанной точке, после чего рассчитывается скорость падения нагрузки.

Сама утечка рассчитывается по формуле:

$$Q = 6,99 \cdot d^2 \cdot C_V \cdot \left(\sum L_i \cdot E_i \right) \cdot \left(\frac{dF_i}{dt} \right)$$

где d – диаметр насоса; C_V – базовая утечка клапана; L – длина частей штанг; E – модуль упругости.

После полной остановки качалки цикл начинается заново. Процедура повторяется в течение нескольких минут, а результаты расчета утечки должны быть сохранены для дальнейшего использования.



АРХИПОВ Денис Сергеевич
Инженер ООО «Нафтаматика»

Подобный подход позволяет значительно повысить точность расчета дебита (в среднем на 3-5%) и скорость обнаружения поломки плунжера.

ДАВЛЕНИЕ НА ПРИЕМЕ НАСОСА

Не менее важный параметр с точки зрения управления режимом работы скважины и получения максимального дебита – это давление на приеме. От точности расчета давления во многом зависит эффективность добычи нефти.

Для определения давления в основном используется формула:

$$P_i P = P_a - \frac{FluidLoad}{AreaPump} + P_{Tubing}$$

Значения искривления и отклонения скважины от вертикали в данном случае учитываются не корректно, поскольку погрешности возникают в учете реального значения нагрузки жидкости на плунжер.

Сила трения, частично составляющая величину нагрузки на динамограмме, будет пренебрежительно мала и легко определяется графическим способом в вертикальных скважинах. Но применение этой же математической модели на искривленной скважине приведет к тому, что рассчитанное значение силы трения будет ошибочным и, соответственно, даст ощутимую погрешность.

Для корректного определения трения необходимо провести ряд дополнительных расчетов.

Чтобы построить трехмерную модель скважины (рис. 2) по данным инклинометрии, найдем по координатное приращение (ρ_i) положения в зависимости от глубины.

$$\gamma_i = \arccos[\sin(\alpha_i) \cdot \sin(\alpha_{i+1}) \cdot (\sin(Azimuth_i) \cdot \sin(Azimuth_{i+1}) + \cos(Azimuth_i) \cdot \cos(Azimuth_{i+1})) + \cos(\alpha_i) \cdot \cos(\alpha_{i+1})]$$

$$\rho_i = \frac{2 \left(\frac{Depth_{i+1} - Depth_i}{\gamma_i} \right) \cdot \sin\left(\frac{\gamma_i}{2}\right)}{\sqrt{2(1 + \cos(\gamma_i))}}$$

Далее на основании модели скважины определим напряжение и прижимающие силы в каждой точке. Для этого необходимо решить векторную задачу, указанную в статье С. Гиббса.

Решением данного уравнения станет суммарное значение силы трения по длине всех штанг. Используя рассчитанное значение силы трения, можно определить реальное значение нагрузки жидкости на плунжер. Для этого необходимо из общей нагрузки, полученной по динамограмме, вычесть два значения силы трения, поскольку она влияет как на ход вверх, так и на ход вниз.

Рис. 1. Функция «тест клапанов», реализованная в контроллере WellSim

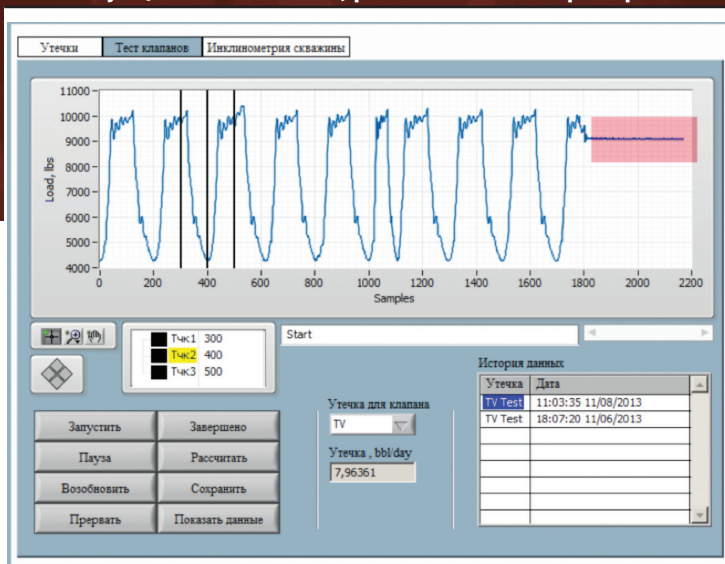
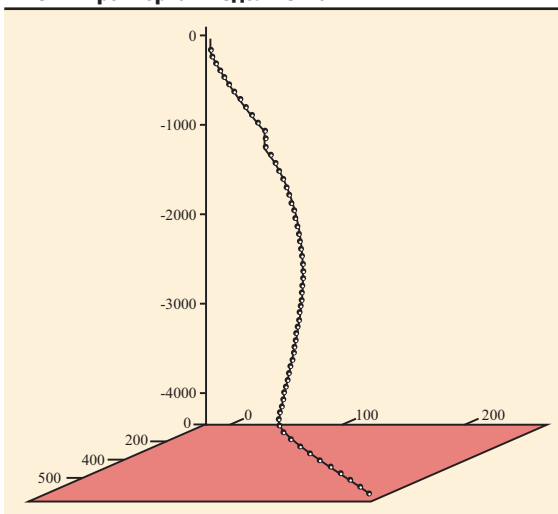


Рис. 2. Трехмерная модель скважины



$$FluidLoad_{Real} = FluidLoad - 2 \cdot FrictionLoad$$

При использовании данного подхода к определению давления на приеме насоса точность расчета повышается в среднем на 5-10% в зависимости от кривизны скважины.

Правильное применение этих данных, в свою очередь, позволяет корректно считать дебит скважины и использовать расчетное значение давления на приеме насоса для управления ею. Это приведет к некоторому увеличению дебита и сокращению затрат на добычу каждого барреля нефти. ♠



105005, г. Москва, Набережная Академика Туполева, д. 15, к. 28.

Тел./факс: +7 499 653 73 24, +7 499 705 88 70

Сайт: www.naftamatika.com

Почта: info@naftamatika.com