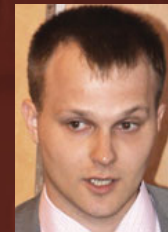


ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА ДЕБИТА ПО ПЛУНЖЕРНОЙ ДИНАМОГРАММЕ ЗА СЧЕТ УЧЕТА РАБОТЫ СВОБОДНОГО ГАЗА И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО РАСЧЕТА УТЕЧКИ ЖИДКОСТИ

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



КУЧЕРЯВЫХ Иван Валерьевич
Главный инженер ООО «Нафтаматика»

Круг вопросов, решаемых при помощи динамометрирования, достаточно обширен. Наиболее важный из них — это определение дебита добывающей нефтяной скважины, поскольку точность его расчета напрямую влияет на эффективность отбора нефти как из отдельной скважины, так и их совокупности (куста, НГДУ, предприятия в целом). Применение специального контроллера Naftamatika с функцией расчета дебита позволяет снизить затраты на установку в скважинах дорогостоящих замерных установок, сократить эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием данных установок, а также продлить срок службы оборудования. В настоящей статье приведены результаты замера дебитов нефти, выполненные при помощи данного прибора (в сравнении с другими существующими методиками расчета).

Существующий ГОСТ Р 8.615-2005 предъявляет жесткие требования к погрешности при замере количества сырой нефти и нефтяного газа. Для расчета данного параметра принято использовать различные вариации формулы, предложенной Ш.Ф. Тахаутдиновым [1]:

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

где Q — дебит жидкости скважины (барр./сутки); $A_{пл}$ — площадь сечения плунжера глубинного насоса (кв. дюйм); $S_{шт}$ — эффективная длина хода полированного штока (дюйм); n — частота качаний станка качалки (мин^{-1}); α — коэффициент подачи насоса.

На данный момент это самый распространенный метод анализа дебита скважины. Прямые методы замера предполагают использование дорогостоящих стационарных расходомеров, например установки «ОЗНА» и «СПЕКТР». Среди прочих методов определения дебита скважины стоит также отметить трехфазный расходомер, устанавливаемый на поверхно-

сти выкидной линии скважины. К достоинствам последнего можно отнести в первую очередь простоту в эксплуатации (поскольку прибор не надо встраивать в систему труб), а также возможность выполнять замеры всех трех фаз добываемой жидкости. Вместе с тем точность определения дебита с помощью такого расходомера крайне низка.

МЕТОД ДИНАМОМЕТРИИ

Характерной особенностью расчета дебита методом динамометрирования принято считать использование самой динамограммы для определения только одного из нескольких используемых при расчете производительности глубинного насоса параметров, а именно: «эффективной» длины хода плунжера скважинного штангового насоса ($S_{шт}$). Эффективная длина хода плунжера насоса отличается от длины хода устьевого полированного штока на величину деформации штанг и труб от действия нагрузки на плунжер насоса от столба жидкости над ним. Также она учитывает степень заполнения цилиндра насоса жидкостью. Другими словами, — представляет длину хода плунжера насоса с открытым клапаном.

Стандартный метод определения $S_{шт}$ по динамограмме — это измерение расстояния между ее характерными точками: точкой начала цикла и точкой открытия подвижного клапана.

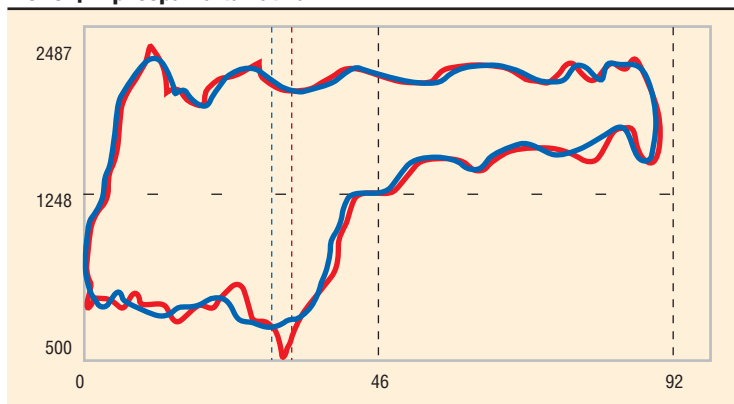
В настоящее время данная модель работы насосной установки используется некоторыми современными отечественными и зарубежными производителями контроллеров.

Методом «локального минимума» определяют точку перегиба, соответствующую открытию подвижного клапана. Данный метод излишне чувствителен к форме динамограммы, так как динамограмма, фиксируемая контроллером, может быть слишком сглаженной или наоборот — «короновидной».

На рис. 1. представлена динамограмма работы насосной установки, определенная прибором Naftamatika. Красным пунктиром отмечена линия, соответствующая реальному открытию клапана. Синим пунктиром — линия открытия клапана, определенная методом «локального минимума». Данная точка смещена относительно его реального положения.

При использовании недостаточного числа разложений ряда Фурье построенная динамограмма будет излишне сглаженной, а значит, «локальный минимум», соответствующий открытию клапана, будет смещен от своего идеального положения. Также точка чистого хода, определяемая методом «локального минимума», в редких случаях может некорректно определяться из-за «фантомных» пиков нагрузки, вызванных некорректной работой наземного оборудования.

Рис. 1. Динамограмма работы насосной установки, полученная при помощи прибора Naftamatika





АРХИПОВ Денис Сергеевич
Инженер ООО «Нафтаматика»

В противовес динамическому подходу определения эффективной длины хода широкое распространение получил также статический метод, или метод «фиксированной нагрузки».

Оператором выставляется горизонтальная прямая линия на уровне 45% от общей жидкостной нагрузки, и точка ее пересечения с динамограммой соответствует открытию подвижного клапана. Однако этот метод себя полностью оправдывает только на небольшом числе динамограмм, когда заполнение насоса близко к 100%. Во всех остальных случаях он будет иметь ощутимую погрешность. Причина этого заключается в скорости изменения формы динамограмм.

Зеленым пунктиром на рис. 2 отмечена линия, устанавливаемая оператором. Алгоритм контроллера Naftamatika лишен данных недостатков: он использует альтернативный метод расчета «эффективной» длины хода.

Заштрихованная область на рис. 3 соответствует работе газа. Следует отметить, что метод Naftamatika базируется на расчете работы газа, что позволяет более «гибко» анализировать динамограммы. Сначала необходимо отмасштабировать динамограмму (только для расчета величины чистого хода):

$$P_z = P_z - \min(P_z); \quad scaleP_z = \frac{P_z}{\max(P_z)};$$

$$U_z = U_z - \min(U_z); \quad scaleU_z = \frac{U_z}{\max(U_z)}.$$

Это делается для уменьшения неточности расчета наклона на динамограммах с большими нагрузками.

Далее на динамограмме определяются характерные точки, находящиеся на отрезке динамограммы между моментом закрытия всасывающего клапана и открытия нагнетательного клапана. По данным характерных точек контроллер Naftamatika определяет нагрузку свободного газа как соответствующую часть общей работы динамограммы:

$$LoadGas = \frac{FullLoad}{k \cdot n},$$

где $LoadGas$ — нагрузка газа; $FullLoad$ — полная нагрузка; k — доля работы газа на динамограмме; n — числовой коэффициент, соответствующий переводу работы в силу.

Само значение эффективной длины хода определяется как координата точки открытия подвижного клапана. По значению чистого хода рассчитывается коэффициент заполнения насоса:

$$PumpFillage = \frac{N_s - S_t}{G_s} \cdot 100\%,$$

где $PumpFillage$ = заполнение насоса;

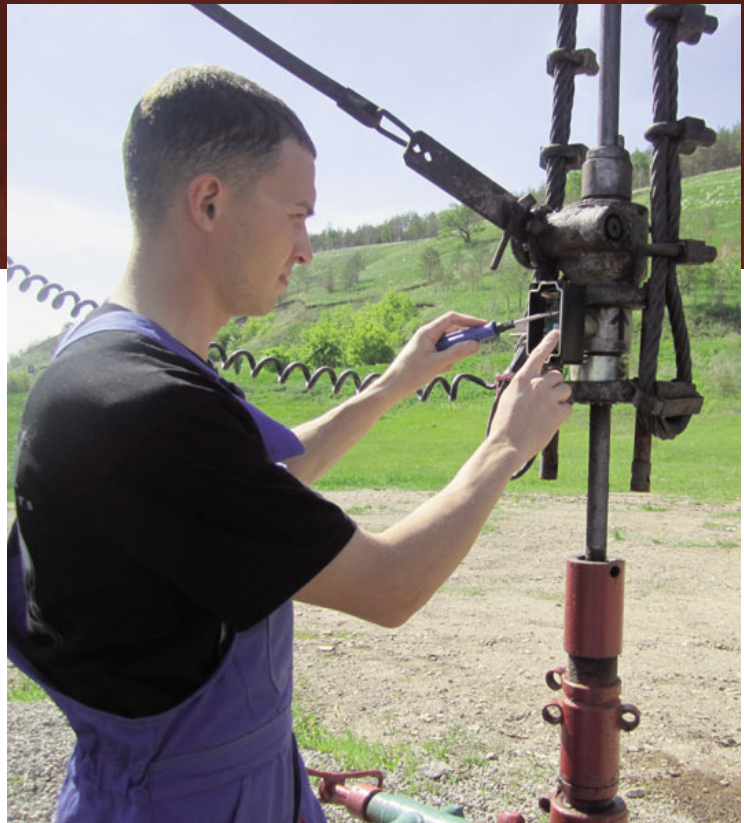


Рис. 2. Динамограмма насосной установки, полученная при помощи статического метода расчета

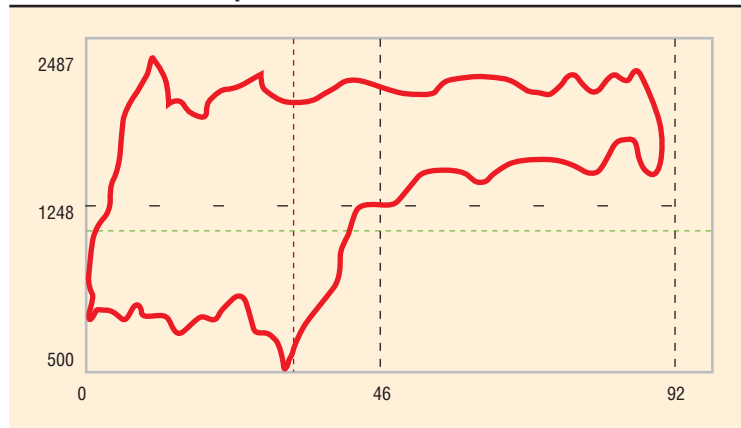
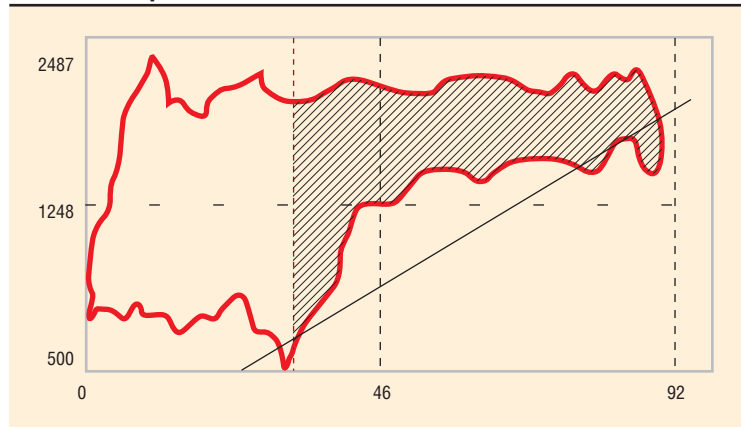
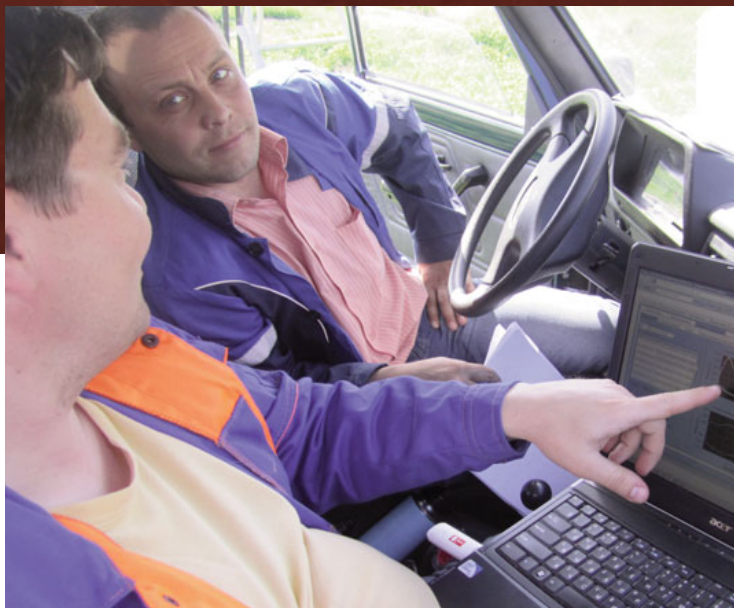


Рис. 3. Зона работы газа





$$S_i = \frac{K \cdot L_f \cdot D_p}{E_i \cdot A_i} —$$

растяжение труб (дюйм); G_s — полный ход (дюйм); N_s — чистый ход (дюйм).

Также не менее важной характеристикой работы скважины, напрямую влияющей на дебит, остается величина утечки нефти в НКТ.

Обычно принято относить утечку к коэффициенту подачи насоса. Величина коэффициента утечки считается условно постоянной и слабо зависящей от времени. Поэтому ее определяют процедурно (путем тестирования клапанов) или выставляют константой.

Однако на практике утечка всегда будет динамической и может быстро и значительно меняться. Стандартный алгоритм расчета дебита может не успевать реагировать на подобные изменения, что будет приводить к неточности расчета, а также не позволит своевременно реагировать на аварийные и предаварийные ситуации.

В контроллере Naftamatika используется скорректированный метод, подразумевающий совмещение условно-постоянного коэффициента утечки с динамическим расчетом утечки. В процессе пуско-наладочных работ (ПНР) оператору предлагается выбрать режим расчета утечки: динамический расчет и базовое значение (по данным теста клапанов). В процессе работы контроллер отдает приоритет динамическому варианту расчета утечки, основанному на методике, предложенной профессором Гиббсом [2]:

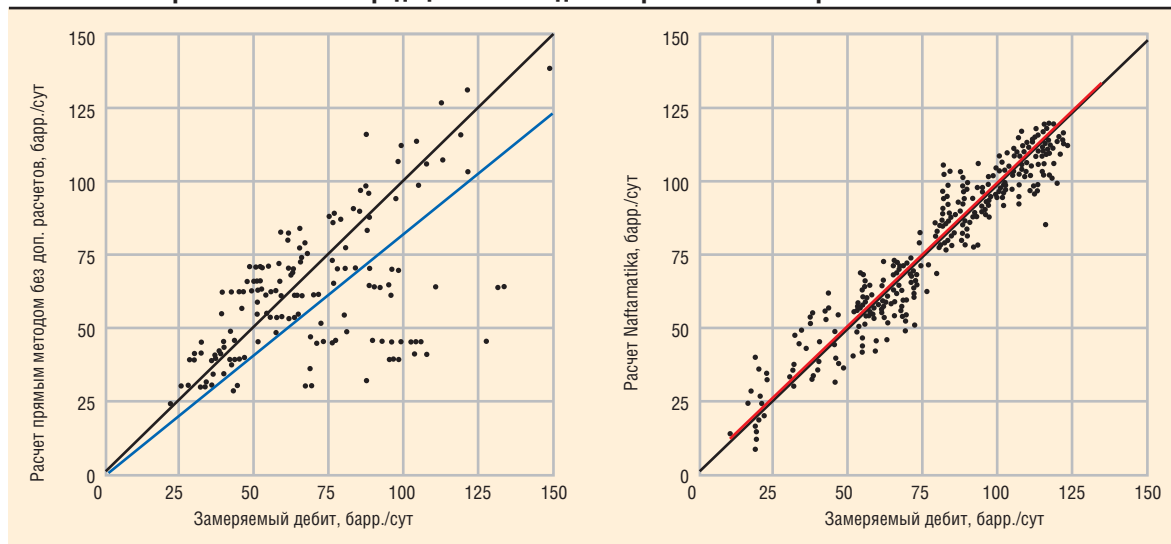
$$Q_{Leakage} = \frac{7}{2} \cdot d^2 \cdot V_c, \quad (2)$$

где $Q_{Leakage(утечка)}$ — величина утечки в абсолютных единицах (барр./сут); d — диаметр насоса. (кв. дюйм); V_c — критическая скорость, при которой происходит открытие клапана (дюйм/с).

Динамический расчет утечки производится по глубинной динамограмме, когда заполнение насоса близко к 100%. Периодичность расчета составляет трое суток.

Затем производится сравнение значений динамической утечки и утечки, полученной на основании процедуры тестирования клапанов. В дальнейшем расчете дебита из двух значений утечки используется оптимальное, что достигается установкой доверительных границ для значения динамической утечки в окрестности ее значения по данным тестирования клапанов. Если результат динамической утечки выходит за рамки доверительных границ, то контроллер принимает

Рис. 4. Результаты сравнения значений дебитов, полученных методом прямого замера, с расчетами дебитов, выполненных при использовании традиционной методики с применением алгоритма компании Naftamatika



значение утечки по результату тестирования клапанов. В противном случае за действующее значение принимается значение динамической утечки.

Процедура «теста» клапанов — это ручная остановка двигателя УШГН с последующим замером падения нагрузки на насосе. По скорости падения нагрузки оператор определяет коэффициент утечки в подвижном клапане. Современные контроллеры позволяют рассчитывать коэффициент утечки с минимальным участием оператора: он лишь указывает характерные точки падения нагрузки. К примеру, в контроллере Naftamatika оператор должен выставить только одну точку (окончание падения нагрузки — в случае, если, по мнению оператора, точки, предложенные контроллером, неточны).

В контроллере Lufkin реализован вариант трех характерных точек (начало падения, окончание падения и промежуточная), что существенно усложняет процедуру калибровки и требует более тщательной подготовки операторов.

При отсутствии возможности расчета динамической утечки и значения утечки по результатам тестирования клапанов контроллер Naftamatika использует базовое значение утечки, рассчитываемое в зависимости от глубины расположения насоса.

Подобная схема интеллектуального расчета утечки позволяет полностью контролировать ход работы насоса и более точно рассчитывать величину утечки.

На основании вышеописанных принципов расчет дебита согласно алгоритму Naftamatika производится по следующей формуле:

$$Q_{DebitTotal} = (S_{эф} - S_1) \cdot n \cdot Pump Const - Q_{утечки} \quad (3)$$

где $Q_{DebitTotal}$ — дебит жидкости (барр./сут); n — частота качания плунжера (мин⁻¹); $PumpConst$ — постоянная характеристика насоса; $Q_{утечки}$ — утечка (барр./сут).

Применяемый метод расчета дебита (как совокупность традиционного метода и уточняющих расчетов) позволяет рассчитывать дебит скважины по глубинной динамограмме с точностью, соответствующей ГОСТу. Это подтверждается, в частности, наличием у контроллера Naftamatika свидетельства об утверждении типа средства измерения №47952 от 31.08.12, согласно которому точность измерения объема сырой нефти составляет не более 2% с учетом всех допустимых границ применения.

На рис. 4 показаны результаты сравнений значений дебитов, полученных методом прямого замера, с расчетами дебитов, выполненными при использовании традиционной методики (без добавочных условий и ограничений) с применением алгоритма компании Naftamatika.



Точность алгоритма расчета дебита к замерным данным тем выше, чем ближе к единице его угловой коэффициент аппроксимации полученных наклонных. Из представленных графиков следует, что традиционный метод дает недопустимую погрешность, в то время как неточность метода Naftamatika лежит в пределах погрешностей, определяемых ГОСТом.

Таким образом, контроллер с функцией расчета дебита может считаться по сути полноценным расходомером. Его применение позволяет снизить затраты на установку на скважинах дорогостоящих замерных установок и снизить эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием данных установок, а также продлить срок службы оборудования. Как результат, установка контроллера Naftamatika дает возможность оптимизировать добычу нефти и обеспечить рациональную эксплуатацию скважины. ♦

Список литературы

- 1) Тахутдинов Ш.Ф. «Обработка практических динамограмм на пзвм», 1997.
- 2) S.G. Gibbs. «ROD PUMPING Modern Methods of Design, Diagnosis, and Surveillance».



ООО «Нафтаматика»

127591, г. Москва, Керамический пр., д. 53, к.1, офис 5

Тел. +7 (495) 924-24-98

E-mail: info@naftamatika.com

Сайт: www.naftamatika.com