

К вопросу об определении дебита жидкости на устье скважины по динамограмме

Чудин В.И., г. Бугульма, НПО "НТЭС",
Валовский В.М., г. Бугульма, "ТатНИПИнефть",
Самойлов В.В., г. Альметьевск, ОАО "Татнефть"
Лобода И.И., г. Альметьевск, ОАО "Татнефть"

В последнее время часто встречается, особенно в промышленной практике, выражение типа: «определение дебита скважины по динамограмме». Некоторые специалисты начинают трактовать термин «определение», как «измерение» и даже предлагают организовать проведение сертификации «метода измерения дебита жидкости с помощью динамограммы», а также сертификацию динамографа на утверждение типа средства измерения.

Однако не следует переоценивать возможности данного метода.

Поэтому давайте вместе с Вами разберёмся, как же проводится определение дебита продукции скважины с помощью динамограммы, что при этом измеряется, а что вычисляется?

Одним из вопросов, решаемых методом динамометрирования, является определение производительности глубинного штангового насоса. Здесь важно уточнить – производительность определяется по чему – отдельно по жидкости, или отдельно по газу, или по всей газожидкостной смеси? Из известного принципа работы глубинного плунжерного насоса ясно, что определение производительности производится по всей газожидкостной смеси. Но для оценки процесса разработки месторождения, работы технологического оборудования по подъёму продукции из скважины, эффективности операций по повышению нефтеотдачи продуктивного пласта скважины и т. д. необходимо, как минимум, иметь информацию о дебите **жидкости** в составе продукции скважины, а лучше отдельно о дебите каждого компонента продукции скважины.

В книге Ш.Ф. Тахаутдинова, Р.Г. Фархуллина, Р.Х. Муслимова и др. [4], посвященной обработке практических динамограмм на ПЭВМ при рассмотрении основных задач, решаемых динамометрированием скважин, в разделе «определение производительности глубинного штангового насоса» дана наглядная иллюстрация к «определению дебита скважин по динамограмме» (см. рис.15 на стр. 35 упомянутой книги). Здесь же (на стр.35), в примере, показано, как производится **«расчет»** производительности глубинного насоса по динамограмме». Именно расчет, а не измерение! И в этом суть вопроса.

В качестве наглядного примера мы его приведём ещё раз.

Вычисление производительности глубинного штангового насоса осуществляется по следующей формуле [4]

$$Q = F_{пл} \cdot S_{шт} \cdot n \cdot \alpha ,$$

где Q – дебит продукции скважины; $F_{пл}$ – площадь сечения плунжера глубинного насоса; $S_{шт}$ – длина хода полированного штока; n – частота качаний станка качалки; α - коэффициент подачи насоса.

Коэффициент подачи насоса α зависит от нескольких величин:

$$\alpha = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot \beta ,$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий утечки в НКТ; k_2 – коэффициент, характеризующий изменение объёма нефти, откачиваемой насосом после её дегазации на поверхности,

и равный обратной величине объёмного коэффициента пластовой нефти; k_3 – коэффициент, учитывающий утечки в насосе;

$$k_4 = \frac{S_{пл}}{S_{шт}} - \text{отношение длины хода плунжера к длине хода полированного штока};$$

$$\beta - \text{коэффициент наполнения равный} \quad \beta = \frac{S_{эф}}{S_{пл} \cdot (R_n + 1)},$$

где R_n – отношение объёма газа к объёму нефти в цилиндре при давлении нагнетания (при полном растворении газа во время сжатия в цилиндре $R_n = 0$); $S_{эф}$ – длина хода плунжера при движении с открытым клапаном, измеренная на практической динамограмме.

Таким образом, с помощью динамограммы определяется **расчетная, т. е. теоретическая производительность глубинного насоса по всей смеси (жидкость + газ), но отнюдь не фактический дебит жидкости на устье скважины**. Причем динамограмма используется для определения только одного из нескольких, используемых при расчете производительности глубинного насоса параметров, а именно – «эффективной» длины хода плунжера скважинного штангового насоса ($S_{эф}$). $S_{эф}$ отличается от длины хода устьевого полированного штока на величину деформации штанг и труб от действия нагрузки на плунжер насоса от столба жидкости над ним, а также учитывает степень заполнения цилиндра насоса жидкостью, т.е. другими словами, представляет длину хода плунжера насоса с открытым клапаном.

При определении $S_{эф}$ по динамограмме измеряется расстояние между характерными точками, которые не всегда могут однозначно распознаваться и четко фиксироваться. Например, в примере на уже упомянутом рис.15 из [4], здесь - рис.1, характерная точка Г находится на закругленном участке линии динамограммы и при обработке вполне может быть несколько сдвинута влево или вправо, при этом ошибка в определении $S_{эф}$ масштабируется с коэффициентом равным масштабу динамограммы. Более того, в ряде современных электронных динамографов (например «МИКОН»), сами координаты точек перемены направления движения устьевого штока на динамограмме, являющиеся базовыми для отсчета $S_{эф}$, определяются косвенным образом, с неопределенной точностью, путем двойного интегрирования ускорения движения устьевого штока. Очевидно, что точность определения положения базовых точек таким методом невелика, зависит от режимов откачки и будет снижаться с уменьшением частоты качаний ввиду малой величины ускорений штока в крайних точках хода. К сожалению, официальной информации о величине погрешности определения $S_{эф}$ по динамограмме нет. Экспертно разработчики динамографов оценивают эту ошибку в 10 ÷ 15 %.

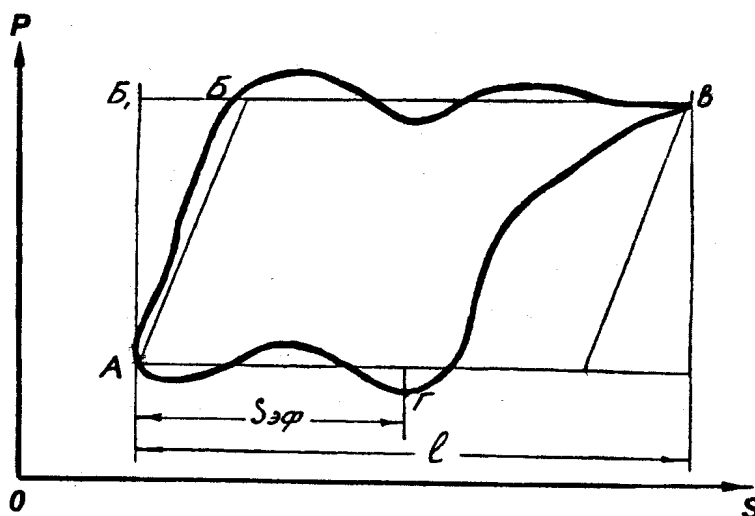


Рис. 1

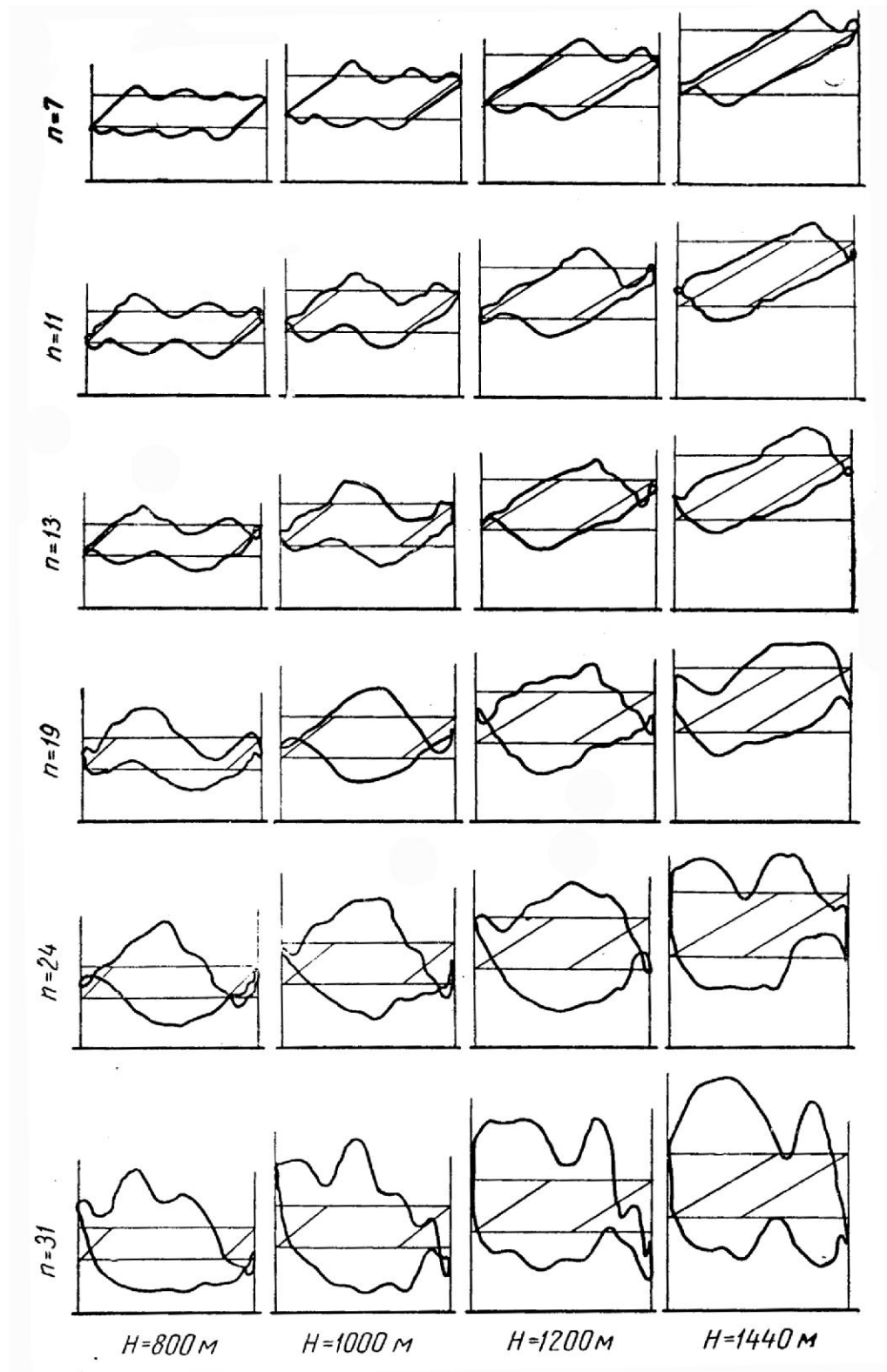


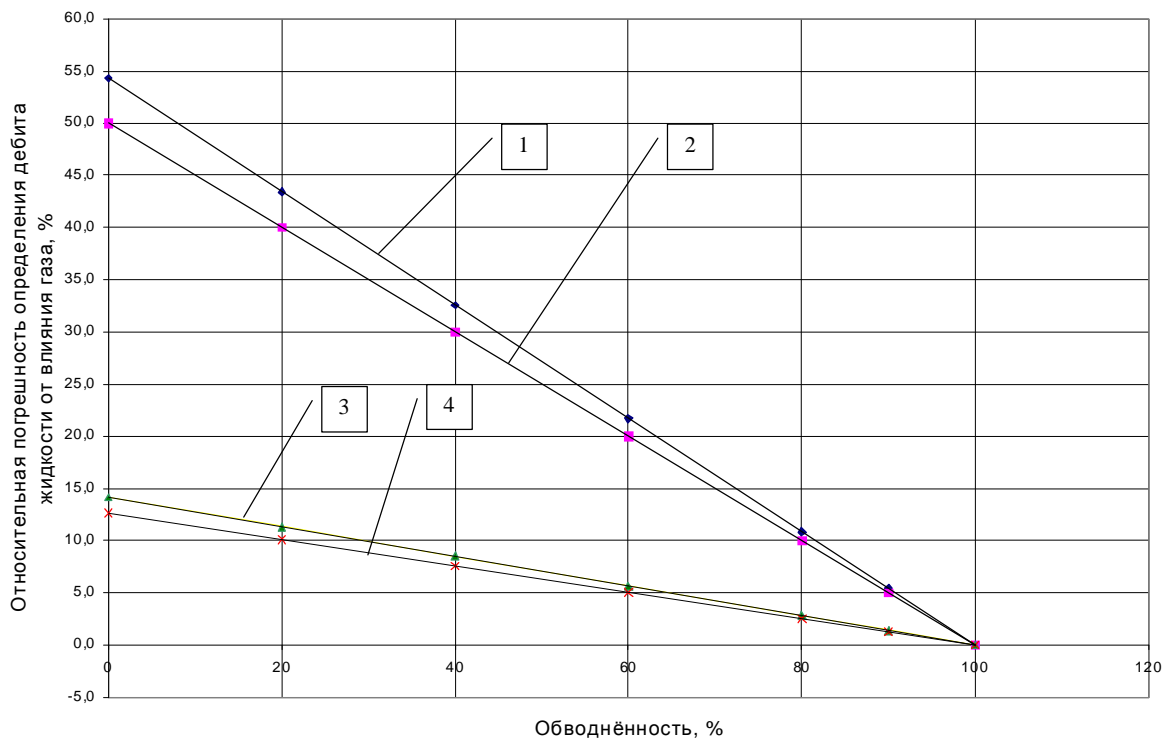
Рис. 2

И.Г. Белов разделяет практические динамограммы по форме на «параллелограммные» и «динамические» [2]. Это разделение иллюстрирует таблица динамограмм, полученных А.Н. Адониным и И.Г. Беловым на стендовой скважине при разной глубине спуска и частоте качаний (насос диаметром 44 мм.) [2], (см. рис.2). Очевидно, что определение $S_{\text{эф}}$ путем измерения и масштабирования соответствующего расстояния между характерными точками возможно далеко не во всех случаях, особенно с ростом глубины спуска и увели-

чением частоты качаний. Зачастую прием определения $S_{эф}$ по динамограмме, приведенный в [4], невозможен и в случаях, когда динамограмма снята на скважине с высоковязкой продукцией (когда динамограмма имеет округлую форму с экстремальными точками в средней части хода).

Простота метода, приведенного в [4] и распространенного в промышленной практике – видимая. При более углубленном подходе для определения длины хода плунжера необходимо применение аналитических методов, основанных на интегрировании дифференциальных уравнений движения колонны штанг, труб и жидкости. Некоторые аналитические методы определения длины хода плунжера скважинного насоса с помощью наземной динамограммы приведены в тематическом обзоре [3]. Однако автор (В.М. Касьянов) подчеркивает, что «достаточно полная информация о действии глубинного насоса может быть получена при *одновременном измерении дебита жидкости*, с помощью средства измерения, *и усилий*, по крайней мере, в двух характерных точках системы: в точке подвеса штанг (наземная динамограмма) и в нижней штанге, соединенной с плунжером (плунжер-

Влияние неучтенного объема газа на погрешность определения дебита жидкости методом динамометрирования



Обозначения:

Наименование параметра	Усреднённые параметры скважин, эксплуатирующих горизонт верхнего и среднего девона, для построения кривой		Усреднённые параметры скважин, эксплуатирующих горизонт нижнего карбона, для построения кривой	
	1	2	3	4
Глубина спуска насоса, м	1200	1200	800	800
Давление на устье скважины, кг/см ²	15	25	15	25
Дебит жидкости, м ³ /сут	30	30	12	12
Газовый фактор, нм ³ /т	54	54	10	10

Рис. 3

ная динамограмма), а в случае, когда насосные трубы не заякорены, также при регистрации переменного усилия подвески труб». И дело здесь не в степени совершенства аналитических (расчетных) методов, а в наличии достаточной достоверной исходной информа-

ции. В частности, для построения глубинных динамограмм любым из известных методов необходимо знать характеристику вязкого трения и трения колонны штанг о трубы. До настоящего времени этот вопрос изучен недостаточно. В этой связи В.М. Касьянов [3] отмечает, что *"сколько-нибудь эффективная диагностика конкретной глубиннонасосной установки может основываться на значении характеристики трения, полученной из предварительных экспериментов в данной скважине или ей аналогичных"*.

Для условий ОАО «Татнефть» характерны «статические» режимы откачки, при которых динамограммы имеют «параллелограммную» форму. В большинстве случаев нормальной работы скважинного штангового насоса с полным заполнением цилиндра необходимости в определении $S_{эф}$ по динамограмме в принципе нет, поскольку потеря хода плунжера насоса из-за удлинения штанг при восприятии и снятии нагрузки на плунжер от столба жидкости достаточно точно может быть рассчитана и без использования динамограммы по известным формулам, приведенным, например, в [2, 3, 4 и др.].

Оправданным представляется определение $S_{эф}$ с помощью динамограммы в случаях работы скважинного штангового насоса с неполным заполнением цилиндра насоса. Однако при расчете дебита скважины с использованием полученной $S_{эф}$ необходимо учитывать влияние на результат наличия в продукции скважины газа, потому что влияние газа вносит существенную ошибку при сравнении расчетного значения производительности глубинного насоса с действительной величиной дебита жидкости на устье скважины.

В качестве примера на рис. 3, для скважин, эксплуатирующих горизонты верхнего и среднего девона и нижнего карбона ОАО "Татнефть" показано, какое влияние оказывает неучтенный газ на погрешность расчета дебита жидкости на устье скважины [1]. Из рис. 3 видно, что величина ошибки различна. Она зависит от глубины подвески насоса, величины газового фактора, давления на устье скважины, содержания воды в составе продукции скважины, динамического уровня жидкости в скважине, давления в межтрубном пространстве, а также давления насыщения нефти газом. Как видно из рис. 3, при определённых условиях, дополнительная погрешность от влияния неучтенного объёма газа при вычислении дебита жидкости превышает 50 %. Там, где высокое содержание воды в составе продукции скважины, величина этой погрешности мала и может не учитываться для целей технологического контроля.

Кроме того, методом динамометрирования невозможно учесть утечки в НКТ, когда $k_1 \neq 1$, а также утечки в глубинном плунжерном насосе (клапанах, в зазоре между плунжером и цилиндром и т. д.), когда $k_3 \ll 1$. Ошибка определения коэффициента k_2 может быть в пределах $\pm 8\%$. Также с существенной ошибкой будет определяться коэффициент наполнения насоса β .

Частичным подтверждением изложенного, являются материалы промысловых исследований [5] выполненные институтом "ТатНИПИнефть" по определению возможностей динамометрирования при определении дебита малодебитных скважин. В [5] приведены сравнительные результаты замеров между образцовым средством измерения, состоящим из калиброванной ёмкости, и расчётов дебита по известной формуле, в которую подставляется значение $S_{эф}$, определяемое по динамограмме. Ошибка расчетного метода в конкретных условиях эксперимента составила до $+87\%$.

Как видно из изложенного, **набор действий**, способствующий определению по динамограмме $S_{эф}$, а затем **процесс** расчета по известной формуле производительности глубинного штангового насоса, не может претендовать на сертификацию *"метода по определению дебита жидкости на устье скважины"*.

Поэтому использование динамографа не может заменить непосредственный замер дебита жидкости на устье скважины соответствующим расходомером, ни в каких случаях. На скважинах, не обеспеченных индивидуальными средствами измерения, его применение может только увеличить промежуток времени между контрольными измерениями де-

бита жидкости на их устье с помощью необходимого расходомера. При этом точность определения дебита скважины в любом случае будет определяться точностью применяемого расходомера, а не динамографа. Но это условие допустимо только для той категории скважин, в которых для глубинного насоса созданы все условия его длительной работы с постоянным коэффициентом подачи.

Ниже, в таблице, показаны три варианта применения динамографа для контроля за техническим состоянием штанговой глубиннонасосной установки. Посредством этого контроля облегчается задача обеспечения контроля за дебитом жидкости на устье скважины.

Таблица

Варианты организации технологического учёта дебита	Условия эксплуатации	Рекомендации по применению средств, для обеспечения контроля и измерения	Контролируемые, вычисленные и измеренные параметры по составу продукции скважины
Вариант 1	Продуктивный пласт работает в постоянном режиме, на него нет влияния от изменения режима закачки воды системы ППД. Содержание газа до $10 \div 15 \text{ нм}^3/\text{м}^3$.	Динамограф – контроль за техническим состоянием и режимом работы глубиннонасосного оборудования. Периодическое применение образцового средства измерения дебита продукции. С момента установившегося режима работы системы производится контрольное измерение дебита жидкости с помощью образцового средства измерения. Эта измеренная величина дебита жидкости учитывается до тех пор, пока не произойдет нарушение технического состояния и режима работы глубиннонасосного оборудования. С момента изменения производится корректировка дебита жидкости с помощью образцового средства измерения.	Дебит газожидкостной смеси. Дебит жидкости.
Вариант 2	Продуктивный пласт работает в переменном режиме, на него оказывает влияние изменение режима закачки воды системы ППД, изменение режима работы других скважин. Содержание газа более $10 \text{ нм}^3/\text{м}^3$.	Динамограф контроль за техническим состоянием и режимом работы глубиннонасосного оборудования. Объемный камерный счетчик , измеряющий газожидкостную смесь на устье скважины. Используя известные законы термодинамики с момента установившегося режима работы системы производится контроль и измерение.	Дебит газожидкостной смеси. Дебит жидкости. Дебит газа.
Вариант 3	Продуктивный пласт работает в переменном режиме, на него оказывает влияние изменение режима закачки воды системы ППД, изменение режима работы других скважин. Содержание газа более $10 \text{ нм}^3/\text{м}^3$.	Динамограф контроль за техническим состоянием и режимом работы глубиннонасосного оборудования. Объемный камерный счетчик , измеряющий газожидкостную смесь на устье скважины. Массовый счетчик , например, счетчик СКЖ.	Дебит газожидкостной смеси. Дебит жидкости. Плотность жидкости. Дебит нефти. Дебит воды. Дебит газа.

Литература:

1. Балакирев Ю.А. Термодинамические свойства нефти и газа. М.: "Недра", 1972.
2. Белов И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом. М.: Гостоптехиздат, 1960.- 126 с.
3. Касьянов В.М. Аналитический метод контроля работы глубинных штанговых насосов: Тематич. науч. техн. Обзор. – (Сер. Машины и оборудование нефтегазовой промышленности). - М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 96 с.
4. Тахаутдинов Ш.Ф., Фархуллин Р.Г., Муслимов Р.Х., и другие. Обработка практических динамограмм на ПЭВМ. Казань: "Новое знание", 1997.
5. Исследование эффективности эксплуатации малodeбитных и наклонных скважин: Отчет о НИР по теме 88.075.89. ТатНИПИнефть; Руководитель Газимов М.Г. № ГР 01.88.0048185. – Бугульма, 1989. – 180 с.