

ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕДОБЫЧИ И УПРАВЛЕНИЕ НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМОГРАММ

В.Б. Садов

В статье рассматривается задача использования динамограммы при оценке параметров нефтедобычи. Приведены основные методы оценки дебита нефтяной скважины, в том числе и по динамограмме. Рассмотрен метод оценки дебита по энергетическим показателям динамограммы. Даны результаты моделирования метода оценки дебита по динамограмме. Показана перспективность методов оценки параметров нефтедобычи по динамограмме.

Приведены основные формулы моделирования дефекта типа «недостаточный приток жидкости в скважину» системы насосная установка – глубинное оборудование, отражающие физические особенности данного дефекта. Рассмотрены результаты моделирования данной системы с точки зрения определения оптимального режима управления нефтедобычей. Так как график дебита не имеет явно выраженной точки экстремума, то сделан вывод, что для управления процессом нефтедобычи кроме дебита необходимо в критерий включать величины, связанные с другими параметрами нефтедобычи и насосной установки.

Ключевые слова: динамограмма, управление.

Введение

Технология управления процессом добычи нефти из малодобитных скважин с использованием глубинных штанговых насосов включает в себя получение и анализ динамограмм с целью выявления дефектов оборудования нефтяной скважины и вычисления режимов работы наружного и глубинного оборудования. Динамограммы могут быть получены без подключения дополнительного оборудования при обработке информации с датчиков, уже присутствующих в действующей установке, например, как показано в [1]. Естественным желанием в этом случае является использование данных динамограмм для оценки параметров нефтедобычи и получение данных для управления скважиной.

Оценка дебита скважины по динамограмме

В связи с возрастанием фонда малодобитных скважин из-за истощения длительно разрабатываемых нефтяных месторождений и региональных геологических особенностей значительно увеличился и фонд механизированных скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами (ШСН). Одним из главных факторов, влияющих на эффективность и производительность добычи нефти, является дебит скважины. Знание этого параметра необходимо для выбора режима работы насосной установки, технологического учета продукции и т. д.

В настоящее время существует значительное количество средств измерения дебита нефтяных скважин. Их можно классифицировать следующим образом.

Первый тип – измерители дебита, использующие объемный метод измерения (ГЗУ «Спутник», установка «Квант»).

Второй тип – так называемые «накладные» расходомеры на основе различных излучателей: токов УВЧ, тепловых, радиоизотопных.

Третий тип – массовые расходомеры, основанные на измерении массы жидкости скважины и времени ее поступления (установка АСМА-Т-03-180).

Все перечисленные средства измерения дебита обладают одним недостатком – это сравнительно высокая стоимость как замера, так и их обслуживания [2].

Поэтому актуальны и методы косвенной оценки дебита, из которых наиболее известными являются способы, использующие данные динамограммы.

При использовании глубинных штанговых насосов дебит скважины может быть легко определен теоретически. Если мы знаем величину хода плунжера насоса $S_{пл}$, то объем продукции

скважины на каждый такт (двойной ход привода) при известной площади плунжера $F_{пл}$ может быть вычислен как

$$V = S_{пл} \cdot F_{пл} \cdot n \quad (1)$$

Если обозначить число двойных ходов в минуту через n , получим суточную теоретическую подачу установки [3, с. 592]

$$Q = 1440 \cdot S_{пл} \cdot F_{пл} \cdot n \quad (2)$$

В этой формуле неизвестной величиной является величина хода плунжера насоса $S_{пл}$, так как при известной величине хода полированного штока на поверхности скважины мы можем только весьма приблизительно оценить эту величину из-за деформации колонны штанг. Кроме того, мы считаем, что насос тоже является идеальным. Но в реальном насосе из-за утечек различного рода и влияния попутного газа подача может быть неполной, отсюда из (2) получим

$$Q = 1440 \cdot S_{пл} \cdot F_{пл} \cdot n \cdot \eta \quad (3)$$

где η – коэффициент подачи насоса, $\eta \in [0, 1]$.

Для оценки дебита, как правило, строится упрощенная динамограмма. Рассмотрим пример использования этого подхода [4, 5].

Коэффициент подачи насоса η зависит от нескольких величин:

$$\eta = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot \beta \quad (4)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий утечки в НКТ; k_2 – коэффициент, характеризующий изменение объема нефти, откачиваемой насосом после ее дегазации на поверхности, и равный обратной величине объемного коэффициента пластовой нефти; k_3 – коэффициент, учитывающий утечки в насосе; $k_4 = \frac{S_{пл}}{S_{шт}}$ – отношение длины хода плунжера к длине хода полированного штока;

β – коэффициент наполнения, равный $\beta = \frac{S_{эф}}{S_{пл} \cdot (R_n + 1)}$, где R_n – отношение объема газа к объему 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 плюс газ), но отнюдь не фактический дебит жидкости на устье скважины. При этом 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 из-за 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.

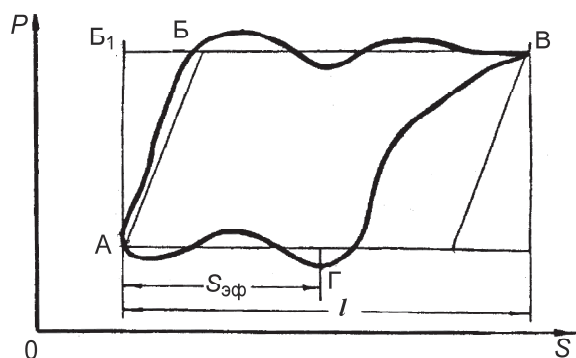


Рис. 1. Графическое определение параметров динамограммы

При определении $S_{эф}$ по динамограмме измеряется расстояние между характерными точками, которые не всегда могут однозначно познаваться и четко фиксироваться. Например, на рис. 1 характерная точка Г находится на круглом участке линии динамограммы и при обработке вполне может быть несколько сдвинута влево или вправо, при этом ошибка в делении $S_{эф}$ 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. Экспертно разработчики динамографов оценивают эту ошибку в 10–15 %.

Программы, использующие подобный метод оценки дебита по динамограмме, часто обращаются к возможности вручную изменить положение маркеров [6], поэтому подобные методы не могут быть использованы в контроллерах систем управления приводами глубинных насосов, так как это потребует от обслуживающего персонала знаний по практической обработке динамограмм.

На практике динамограммы, близкие по динамике к упрощенной модели, бывают редко. Совпадение практических нагрузок на динамограмме с расчетными бывает еще реже (чаще всего эти совпадения случайные), так как используемая модель сильно упрощена (не учитывает неvertикальность скважины, силы гидродинамического трения, силы инерции, вибрации в колонне штанг, давление на приеме насоса и т. п.). Кроме того, даже при средних темпах качания на динамике изменения нагрузки сказываются силы инерции и динамические нагрузки. В неvertикальных скважинах и ряде других случаев возможны большие силы трения по длине колонны подвески. В подтверждение замечено, что наиболее достоверно определение дебита системами динамометрирования происходит на вертикальных скважинах, где сводятся к минимуму неучтенные составляющие суммарной погрешности, возникающие из-за сил трения на изгибах НКТ и сил инерции. То есть в тех случаях, когда условия работы установки близки к условиям, оговоренным в модели простейшего цикла работы установки [2].

В алгоритмах, применяемых фирмой Lufkin Inc. в контроллерах серии Lufkin RPC и подобных, рассчитывается плунжерная динамограмма из устьевого, а далее из нее получают данные, используемые для оценки дебита скважины [7].

В качестве решения для достоверного определения дебита при любых условиях работы в [2] предложена разработка математической модели, учитывающей конструктивные особенности исследуемой скважины, трение штанг о колонну труб, кривизну скважины, силы инерции, силы гидродинамического трения и пр. По этой модели для каждой скважины можно рассчитать индивидуальную теоретическую динамограмму нормальной работы установки и использовать ее в качестве эталона при обработке практических динамограмм. При таком подходе учитываются:

- параметры используемого оборудования установки (общая длина, диаметр, вес, жесткость насосно-компрессорных труб и насосных штанг, диаметр плунжера насоса);
- режим работы установки (скорость качания, размах хода точки подвеса штанг);
- свойства скважины и скважинной жидкости (кривизна скважины, давление забоя, плотность откачиваемой жидкости).

Понятно, что в модели остаются неизвестные аргументы, такие как давление на приеме насоса, плотность откачиваемой жидкости и ряд других. Поэтому оценка дебита с применением модели сводится к следующему алгоритму:

- динамографом снимается практическая динамограмма установки;
- в модели задаются массогабаритные параметры оборудования установки и рассчитывается индивидуальная теоретическая динамограмма;
- неизвестные коэффициенты и аргументы модели варьируются до тех пор, пока различие между практической динамограммой и рассчитанной по модели будут минимальны;
- полученная модель с подобранными таким образом коэффициентами используется для определения эффективного хода плунжера (т. е. хода с момента закрытия нагнетательного клапана до его, плунжера, крайнего положения) и, в конечном счете, для оценки дебита.

Повышение точности оценки дебита по сравнению с известными способами (по данным авторов) достигается за счет более точной аналитической идентификации цикла работы установки штангового скважинного насоса.

Проблемами при использовании методов, изложенных в [2] и [7], являются большое число требуемых алгоритмом параметров, часть из которых является динамическими (например, уровни и вязкость жидкости), а часть – трудноопределимыми (например, жесткости элементов) или

даже расчетными (например, параметры кривизны скважины); большие вычислительные затраты при реализации. При этом реальные модели даже элементов системы уравнений очень сложны [8]. Поэтому данный подход при его реализации в контроллере системы управления приводом является затруднительным.

Используются также методы оценки дебита скважины, учитывающие влияние нагнетательных и добывающих скважин [9]. Данный подход также слабо пригоден к использованию в системах управления приводом насоса из-за перечисленных ранее причин.

В качестве оценки дебита можно использовать также действующие насосные установки [10]. Статья описывает алгоритм получения расхода, используя паспортные характеристики двигателей установки. К недостаткам данного подхода можно отнести требование кратковременного эпизодического изменения положения задвижек скважинной арматуры, а также знаний паспортных коэффициентов двигателей. Все это требует при автоматическом измерении дебита установку дополнительной аппаратуры и приводит к удорожанию системы управления приводом глубинного штангового насоса.

При оценке дебита можно анализировать мощность, потребляемую приводными механизмами. В [11], например, анализируется электрическая мощность, потребляемая двигателем станка-качалки, и пересчитывается в дебит скважины.

Самым простым и, наверное, самым эффективным алгоритмом определения дебита по динамограмме является энергетический подход. Предлагается способ, при котором мы измеряем значение работы, которая тратится на подъем жидкости.

Если КПД установки 100 %, то эта работа равна увеличению потенциальной энергии поднятой с глубины жидкости. Работу можно оценить по площади динамограммы, показанной на рис. 2.

Если взять эти значения за сутки, то можно оценить значение массы поднятой с глубины жидкости, то есть дебит. Допустим, система управления приводом насоса измеряет энергетический показатель добычи (E) – среднее значение за двойной ход. Вычисляется он по площади динамограммы, исходя из нагрузки (сила – 1 единица равна 50 кГ) и перемещения (от 0 до 10000 условных единиц) за секунду – такие параметры использованы в разработанной автором

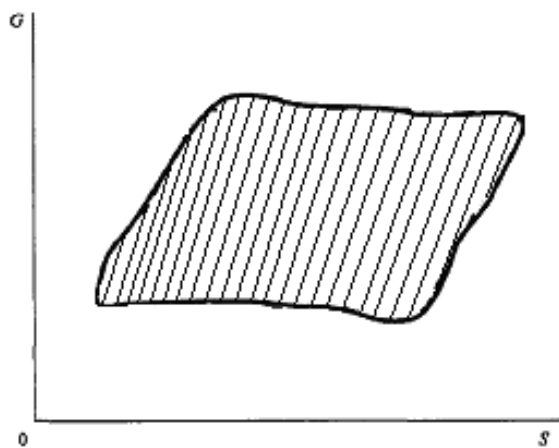


Рис. 2. Типовая динамограмма

ром системе управления приводом глубинного штангового насоса. Суточный дебит в кг может быть получен из этой величины по формуле

$$Q = E \cdot 50 \cdot \eta \cdot 86400 \cdot S / (10000 \cdot H) = 432 \cdot E \cdot S \cdot \eta / H, \quad (5)$$

где H – высота подъема жидкости в метрах (глубина погружения насоса),

S – ход полированного штока в метрах,

η – коэффициент подачи установки $\eta \in [0, 1]$.

Здесь величина η может быть получена экспериментальным путем.

Данный метод, несмотря на свою кажущуюся упрощенность, дает неплохие результаты и очень легко реализуется в контроллерах систем управления. Этот подход был использован в системах управления установок «Гейзер», реализованных в рамках ОКР с нефтяной компанией «Лукойл-Пермь».

Управление приводом штангового глубинного насоса с использованием данных динамограмм

В процессе нефтедобычи при обычных условиях работы насоса и насосной установки вид динамограммы является нормальным (без дефектов). В случае, когда количество двойных ходов становится большим, на динамограмме появляются признаки недостаточности притока жидкости в скважину. В целях моделирования процессов реальной добычи нефти целесообразно ограничивать приток жидкости каким-либо значением. Для анализа режима нефтедобычи можно исполь-

зовать моделирование данного процесса. Формулы для моделирования имеют вид, показанный в [12]. При моделировании в ходе движения плунжера насоса мы должны учитывать ограничение подачи жидкости в скважину Q_{\max} . Из этого следует ограничение линейной скорости наполнения насоса как

$$V_{2\max} = \frac{Q_{\max}}{F_{\text{пл}}} \quad (6)$$

Жидкостная нагрузка при движении плунжера вверх ($V_1 > 0$) определяется как

$$P_{\text{ж1}} = (H \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}} + P_y - P_3) \cdot F_{\text{пл}}, \quad (7)$$

где H – длина штанги (глубина погружения насоса);

g – ускорение свободного падения;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости;

P_y – устьевое давление газа;

P_3 – давление газа в затрубном пространстве;

$F_{\text{пл}}$ – площадь плунжера насоса.

При движении плунжера вверх мы должны вычислить получившийся уровень жидкости в насосе по формуле

$$U_2 = \int |V_2| \cdot dt, \quad (8)$$

где

$$V_2 = \begin{cases} V_1 & \text{при } V_1 < V_{2\max}, \\ V_{2\max} & \text{при } V_1 \geq V_{2\max}. \end{cases} \quad (9)$$

Также при движении вверх мы должны вычислить полный ход поршня насоса по формуле

$$V_{\text{полн}} = \int |V_1| \cdot dt. \quad (10)$$

При движении вниз ($V_1 < 0$) мы должны вычислять текущее расстояние между поршнем и жидкостью насоса (считая время начала хода вниз t_n):

$$\Delta = V_{\text{полн}} - U_2 + \int_{t_n}^t V_1 \cdot dt. \quad (11)$$

Если это значение положительное, то жидкостная нагрузка считается по (7), а если отрицательное, то как $P_{\text{ж2}} = 0$.

Такой метод расчета соответствует физике процессов, происходящих в плунжерном насосе.

Целью моделирования является получение данных по текущему дебиту и его оценки в зависимости от количества двойных ходов привода насоса, характеристик насоса и скважины. Была разработана программа, интерфейс которой приведен на рис. 3.

На экран выводились устьевая и плунжерная динамограммы, дебит (добыча), его оценка по устьевой динамограмме, величины оценок производительности насоса по площадям устьевой и плунжерной динамограмм. Добыча (дебит) здесь вычислялась как количество вытесненной из насоса жидкости за сутки. Утечки были приняты равными нулю. Добыча по динамограмме определялась по изложенной выше методике автора оценки по устьевой динамограмме. При этом коэффициент подачи был принят равным единице.

На рис. 4 показаны графики нормированных значений дебита и его оценки по устьевой динамограмме. Параметры скважинной установки приведены на рис. 3. При этом количество двойных ходов менялось от 1,5 до 7 с шагом 0,5.

Из графиков видно, что оценка достаточно точно повторяет график изменения реального дебита скважины. Расхождение здесь связано с наличием трения в плунжерной паре.

На рис. 5 показаны графики значений оценок дебита по устьевой и плунжерной динамограммам (площади динамограмм в единицу времени). Расхождение данных наблюдается только при больших значениях двойных ходов из-за увеличения потерь на трение колонны штанг в жидкости. Диапазон двойных ходов – от 1,5 до 7, шаг – 0,5.

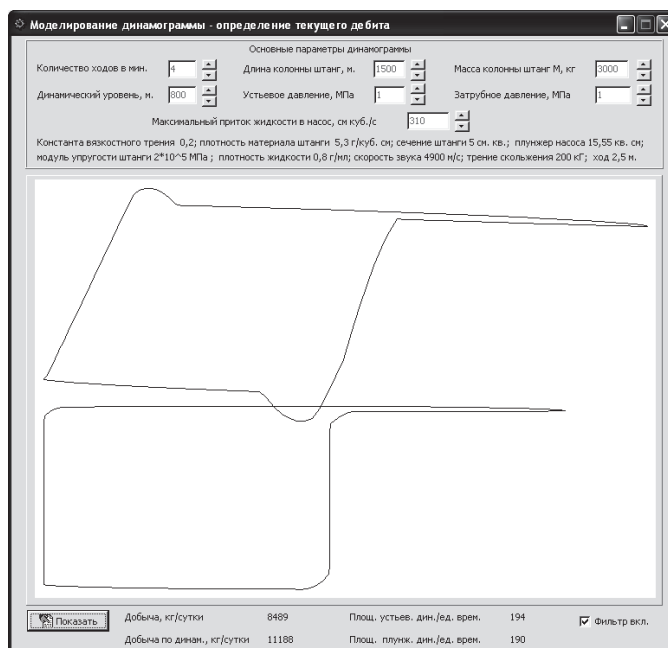


Рис. 3. Интерфейс программы

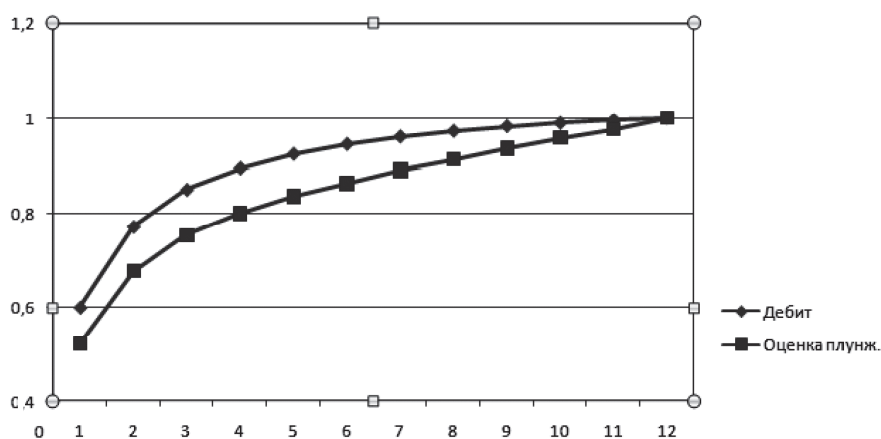


Рис. 4. Нормированное значение дебита и его оценки по плунжерной динамограмме (ограничение расхода 310 см³/с)

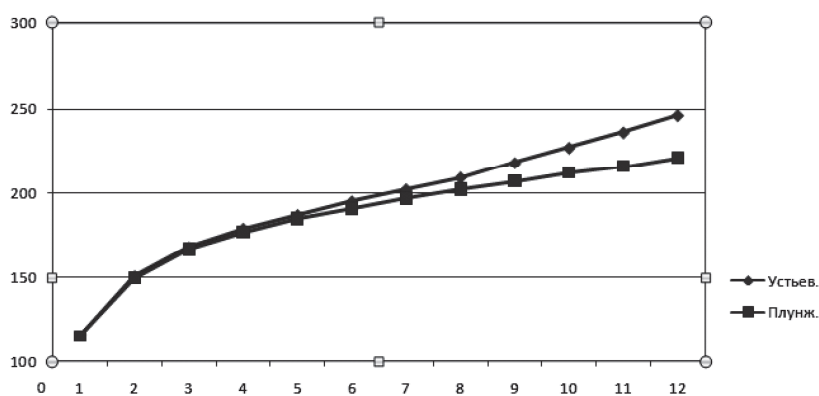


Рис. 5. Значение оценок дебита по устьевой и плунжерной динамограммам в усл. ед. (ограничение расхода 310 см³/с)

При моделировании для других значений ограничений расхода и данных скважины получались подобные результаты.

Интересным является сам график значений реального дебита в зависимости от количества двойных ходов (рис. 6).

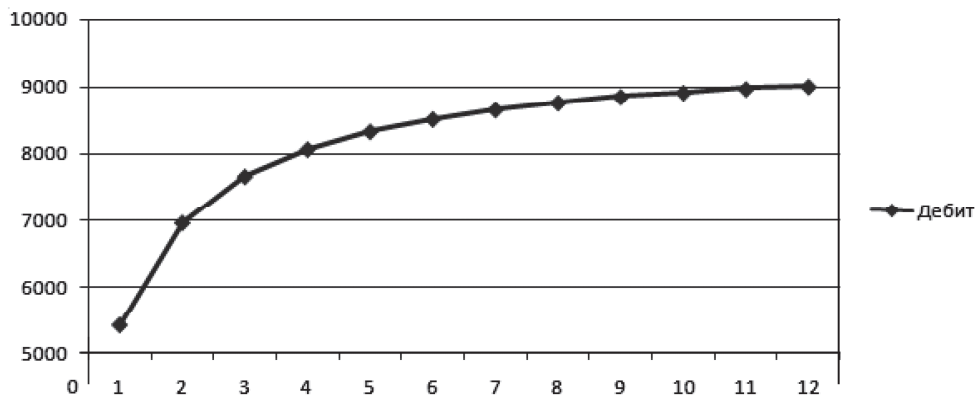


Рис. 6. Дебит (кг/сутки) в зависимости от количества двойных ходов (ограничение расхода 310 см³/с)

Здесь диапазон двойных ходов также менялся от 1,5 до 7 с шагом 0,5. Видно, что график дебита не имеет явно выраженного экстремума, поэтому управление нефтедобычей просто по расходу невозможно, либо это приведет к выставке предельного для привода насоса режима его работы. Отсюда следует, что в алгоритм автоматического управления нефтедобычей необходимо вводить и другие параметры нефтедобычи.

Выводы

Использование данных динамограмм для управления процессом нефтедобычи глубинными штанговыми насосами является достаточно перспективным направлением научных исследований и имеет хорошие практические перспективы.

Кроме дебита в алгоритм автоматического управления нефтедобычей необходимо вводить параметры, связанные с другими параметрами нефтедобычи и насосной установки.

Литература

1. Садов, В.Б. Система управления приводом глубинного штангового насоса (варианты) / В.Б. Садов. – Патент №120159. Приоритет полезной модели 23 мая 2012 г. Зарег. 10 сент. 2012 г.
2. Тагирова, К. Повышение достоверности оценки дебита нефтяной скважины по динамограмме / К. Тагирова, И. Дунаев. – <http://www.oilcapital.ru/industry/68601.html>, 23.05.2007.
3. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
4. Обработка практических динамограмм на ПЭВМ / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.Г. Фархуллин, Р.Х. Муслимов и др. – Казань: Новое знание, 1997. – 76 с.
5. К вопросу об определении дебита жидкости на устье скважины по динамограмме // В.И. Чудин, В.М. Валовский, В.В. Самойлов, И.И. Лобода. – http://www.npontos.ru/press_center/articles/item-94/
6. Диагностика ШГНУ. Программный модуль TestSGNU версия 0325. Руководство пользователя / ТНВПО «Сиам», г. Томск.
7. Зубаиров, И.Ф. Интеллектуальная скважина – повышение эффективности механизированной добычи / И.Ф. Зубаиров // Инженерная практика. – 2011. – № 5. – С. 84–89.
8. Романова, Н.А. Вязкость нефтегазовой эмульсии и ее влияние на эффективность работы глубиннонасосных установок / Н.А. Романова, З.З. Алиев, А.Р. Буранчин // Нефтегазовое дело. – 2009. – Том. 7. – № 1. – С. 43–48.

9. Сергеев, В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений / В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 149–152.

10. Кричке, В.О. Новая эпоха в управлении насосно-трубопроводными комплексами / В.О. Кричке, В.В. Кричке, А.О. Громан // Современные наукоемкие технологии. – 2009. – № 1. – С. 20–23.

11. Кричке, В.О. Дебитомер / В.О. Кричке. – Патент № 2018650 С1. Заявл. 17.12.1990; опубл. 30.08.1994.

12. Садов, В.Б. Моделирование динамограмм с различными дефектами оборудования нефтяной скважины / В.Б. Садов // Вестник ЮУрГУ. Серия «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника». – 2013. – Т. 13. – № 1. – С. 16–25.

Садов Виктор Борисович, канд. техн. наук, доцент кафедры систем управления, Южно-Уральский государственный университет (г. Челябинск), sv_2005@inbox.ru

Bulletin of the South Ural State University
Series “Computer Technologies, Automatic Control, Radio Electronics”
 2013, vol. 13, no. 2, pp. 33–41

PARAMETER ESTIMATION OF AN OIL EXTRACTING AND PUMP INSTALLATION CONTROL WITH USE OF DYNAMOMETER CARDS

V.B. Sadov, South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation, sv_2005@inbox.ru

A problem of dynamometer card use is considered at an estimation of oil extracting parameters. The basic methods of an estimation output of oil well, including on dynamometer card are resulted. A method of an estimation output of the oil well on dynamometer card power parameters is considered. Results simulation method of an estimation output of the oil well on dynamometer card are given. Perspectivity of parameter estimation methods of the oil extracting on the dynamometer card is shown.

Defect simulation basic formulas such as “insufficient inflow of a liquid to a chink” systems pump installation – the deep equipment, reflecting physical features of the given defect are resulted. Simulation results of this system are considered from the view point of the optimum control mode definition by oil extracting. As the schedule output of oil well has no obviously expressed point of an extremum the conclusion is made, that for control of the oil extracting process except for well it is necessary to include the sizes connected to other parameters of oil extracting and pump installation in criterion.

Keywords: dynamometer card, control.

References

1. Sadov V.B. Sistema upravleniya privodom glubinnogo shtangovogo nasosa (varianty) [Control system of a drive sucker rod pump (variants)]. – Patent 120159, Russia, 2012.
2. Tagirova K., Dunaev I. Povyshenie dostovernosti otsenki debita neftyanoy skvazhiny po dinamogramme [Increase of reliability of an estimation output of oil well on dynamometer card]. Available at: <http://www.oilcapital.ru/industry/68601.html>, (accessed 23 may 2007).
3. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoe posobie dlya VUZov [Downhole oil transfer: the Manual for high schools]. Moscow, “Oil and Gas”, 2003. 76 p.
4. Takhautdinov Sh.F., Farkhullin R.G., Muslimov R.Kh., Suleymanov E.I., Nikashev O.A., Gubaydullin A.A. Obrabotka prakticheskikh dinamogramm na PEVM [Processing practical dynamometer cards on the computer] Kazan’, “New knowledge”, 1997.

5. Chudin V.I., Valovskiy V.M., Samoylov V.V., Loboda I.I. K voprosu ob opredelenii debita zhidkosti na ust'e skvazhiny po dinamogramme [To a question on definition output of oil well on a mouth of a chink on dynamometer card]. Available at: http://www.npnts.ru/press_center/articles/item-94/ (accessed 20 april 2012).

6. Diagnostika ShGNU. Programmnyy modul' TestSGNU versiya 0325. Rukovodstvo pol'zovatelya [Diagnostics sucker rod pump. Program module TestSGNU version 0325. The user's guide]. Tomsk, SIAM.

7. Zubairov I.F. Intellektual'naya skvazhina – povyshenie effektivnosti mekhanizirovannoy dobychi [Intellectual chink - increase of efficiency of the mechanized extraction]. *Inzhenernaya praktika [Engineering practice]*, 2011, no.5, pp. 84–89.

8. Romanova N.A., Aliev Z.Z., Buranchin A.R. Vyazkost' neftegazovoy emul'sii i eye vliyanie na effektivnost' raboty glubinnonasosnykh ustanovok [Viscosity of an oil-and-gas mix and its influence on an overall performance of the deep pump installations]. *Neftegasovoe delo [Oil-and-gas business]*, 2009, vol. 7, no.1, pp. 43–48.

9. Sergeev V.L., Sevost'yanov D.V. Integrirovannyye modeli i algoritmy identifikatsii debita skvazhin neftyanoykh mestorozhdeniy [The integrated models and algorithms of identification of output of oil well chinks of oil deposits]. *Tomsk, Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta [News of Tomsk polytechnical university]*, 2006, vol. 309, no. 6, pp. 149–152.

10. Krichke V.O. Novaya epokha v upravlenii nasosno-truboprovodnymi kompleksami [New epoch in management of pump-pipeline complexes]. *Sovremennyye naukoemkie tekhnologii [Modern high technology technologies]*, 2009, no. 1, pp. 20–23.

11. Krichke V.O. Debitomer [Measurement of output of oil well]. Patent 2018650 C1, Russia, 1994.

12. Sadov V.B. Modelirovanie dinamogramm s razlichnymi defektami oborudovaniya neftyanoy skvazhiny [Simulation of Dynamometer Cards with Various Defects of Oil Well Equipment]. *Vestnik YuUrGU, seriya "Komp'yuternyye tekhnologii, upravlenie, radioelektronika" [Bulletin of the South Ural State University. Series "Computer Technologies, Automatic Control, Radio Electronics"]*, 2013, vol. 13, no. 1, pp. 16–25.

Поступила в редакцию 14 марта 2013 г.