

УДК 681.586.326

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОГО КОНТРОЛЛЕРА АВТОМАТИЗАЦИИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Хакимьянов М.И.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет
e-mail: joss22@rambler.ru*

Пачин М.Г.

*ОАО «Пермская научно–производственная приборостроительная компания»
(ОАО ПНППК), e-mail: MaxPachin@yandex.ru*

Аннотация. В статье предлагается реализация мощного инструментария по анализу динамограмм на уровне скважинных контроллеров автоматизации работы штанговых глубинных насосов. Предлагается анализировать не только устьевую и плунжерную динамограммы, но также рассчитывать глубинные динамограммы вдоль всей колонны штанг, определять механические напряжения в штангах, производить аппроксимацию и спектральный анализ массивов динамограмм.

Ключевые слова: динамограмма, контроллер, плунжер, штанга, скважина, спектр, аппроксимация

Современный этап развития промышленной автоматизации характеризуется появлением контроллеров с очень мощными вычислительными способностями. Малогабаритные и доступные по цене контроллеры обладают высокими вычислительными мощностями, высокой надежностью и способностью работать в полевых условиях. Это позволяет системам автоматизации максимально сконцентрировать обработку информации с датчиков и управление исполнительными механизмами непосредственно на объектах: скважинах, насосах, пунктах подготовки нефти и т.д.

Современные системы автоматизации нефтепромыслов должны предусматривать установку управляющих контроллеров на всех объектах и на каждой эксплуатационной скважине для автоматического управления и удаленного мониторинга. Такие системы позволяют удаленно включать и отключать электроприводы насосов, изменять режимы работы, получать на диспетчерском пункте текущую информацию о технологических параметрах (давление, температура, дебит, динамограмма, потребление электроэнергии и другие), а также своевременно останавливать скважины при возникновении аварийных ситуаций, предотвращая поломки оборудования и разливы нефти.

На скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами (ШГН), контроллеры измеряют такие технологические параметры, как давление и

температура на устье, динамический уровень жидкости в скважине, а также позволяют записывать ваттметрограммы и динамограммы.

Функции построения и математической обработки динамограмм реализованы в большинстве современных контроллеров станций управления ШГН. При автоматизации работы насосной установки главным образом анализируют устьевые динамограммы, снятые на полированном штоке или в траверсах канатной подвески. Однако, хорошо известно, что устьевая динамограмма, измеренная на поверхности, сильно искажена относительно плунжерной, или глубинной динамограммы. Для получения корректной информации о работе погружного оборудования предпочтительно анализировать именно плунжерную динамограмму.

Прямое измерение плунжерной динамограммы связано с огромными трудностями: требуется установить датчики усилия и перемещения в насосе, а также организовать канал передачи телеметрической информации на поверхность. Реализация такой системы в промышленном масштабе приведет к неоправданному удорожанию скважинного оборудования.

В 1990-х годах лабораторией «Albert Engineering» (США) был разработан глубинный динамограф, и проведен ряд экспериментов на нескольких десятках скважин по измерению глубинных динамограмм [1, 2]. Прибор представлял собой короткую насосную штангу длиной около 600 мм и диаметром около 45 мм, которая ввинчивалась в колонну штанг на различных глубинах между соединительными муфтами. В приборе находились датчики усилия, температуры и давления, акселерометр для измерения перемещения, электронные цепи обработки сигналов и микропроцессор, а также элементы питания. В ходе эксперимента производилась запись устьевой и нескольких глубинных динамограмм, после чего колонна поднималась и информация считывалась.

Однако такой прибор не позволяет передавать информацию в реальном времени, так как нет возможности подвести к нему информационный кабель через всю скважину, а время работы от одного комплекта батарей ограничено несколькими сутками. В связи с этим были созданы методики расчета плунжерных динамограмм по измеренным устьевым.

Известны методика С. Гиббса и А. Нили, в которой решается дифференциальное уравнение движения штанг методом Фурье [3, 4], или, например, методика решения телеграфных уравнений по И.А. Чарному, А.И. Фрейдензону и Ц.Т. Арустамовой. Наиболее полный обзор методик расчета плунжерных динамограмм приведен в работе В.М. Касьянова [5].

Однако для построения плунжерной динамограммы по устьевой за каждый цикл качания ШГН требуется значительная вычислительная мощность контроллера и информация о составе штанговой колонны. По этим причинам данную функцию реализуют только лишь контроллеры некоторых зарубежных производителей, например, контроллер “SAM Well Manager” фирмы “Lufkin Automation”, в

то время как подавляющее большинство контроллеров анализируют лишь устьевые поверхностные динамограммы.

Для построения глубинной динамограммы необходимо зная усилие F , скорость V и перемещение S штока на устье скважины определить усилие F_1 , скорость V_1 и перемещение S_1 на плунжере [5, 6]:

$$F_1(t) = f(F, t, \delta, Q, V, E, f_w, c);$$

$$V_1(t) = f(F, t, \delta, Q, V, E, f_w, c);$$

$$S_1(t) = f(F, t, \delta, Q, V, E, f_w, c),$$

где t – время, с;

δ – время распространения волны по колонне штанг, с;

Q – вес штанг в жидкости, Н;

E – модуль упругости материала штанг, Н/м²;

f_w – приведенная площадь сечения штанг, м²;

c – скорость звука в штангах, м/с.

Время распространения волны по колонне штанг находится как отношение глубины скважины к скорости звука в штангах:

$$\delta = H/c,$$

где H – глубина скважины, м.

В работах [3, 4, 6] приводятся разные методы вычисления параметров плунжерной динамограммы, но все они отличаются только формой представления расчетных выражений и имеют один и тот же смысл.

На рис. 1 представлены устьевые динамограммы скважин измеренные на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» и ОАО «Татнефть», а также соответствующие им плунжерные динамограммы, полученные расчетным путем. Заметно, что устьевые динамограммы отличаются от плунжерных сдвигом по оси нагрузки на величину веса штанг в жидкости и наличием колебаний штанговой колонны. Кроме того, длина хода плунжера значительно меньше длины хода полированного штока.

Можно сказать, что плунжерная динамограмма несет только информацию о работе насоса, а устьевая дополняется влиянием штанговой колонны, что затрудняет ее анализ. Таким образом, получив расчетным путем плунжерную динамограмму из измеренной устьевой, можно упростить анализ состояния и режима работы погружного оборудования.

Помимо устьевой и плунжерной динамограммы представляет интерес построение динамограмм в различных сечениях колонны штанг (рис. 2, 3, 4). Этот расчет позволяет увидеть динамику изменения формы динамограммы в зависимости от глубины: уменьшение значений усилия, «выпрямление» линий восприятия и снятия нагрузок, снижение амплитуды колебаний штанговой колонны. Прикладное значение этого расчета заключается в возможности анализа прочностных

характеристик штанговой колонны, для чего берется максимальное значение усилия за цикл качания на данной глубине.

В целях уменьшения массы, колонны штанг выполняют многоступенчатыми, как правило, двухступенчатыми и трехступенчатыми в зависимости от глубины погружения насоса, диаметра плунжера, материала штанг и других факторов [7]. Длины участков штанг различного диаметра подбирают таким образом, чтобы примерно выровнять величину напряжения на всей протяженности штанговой колонны. Расчет прочностных характеристик штанговой колонны позволяет выявлять наиболее нагруженные места в штанговой колонне и прогнозировать обрывы.

Максимальное напряжение в сечении штанговой колонны определяется как

$$E_{\max} = \frac{F_{\max}}{f},$$

где F_{\max} – максимальное усилие за динамограмму на заданной глубине, Н;

f – сечение штанг на заданной глубине, м.

Разность между максимальными и минимальными напряжениями в сечении штанговой колонны:

$$dE = \frac{F_{\max} - F_{\min}}{f},$$

где F_{\min} – минимальное усилие за динамограмму на заданной глубине, Н;

f – сечение штанг на заданной глубине, м.

На рис. 5 и 6 показаны максимальные напряжения в штангах E_{\max} , а также разность между максимальными и минимальными напряжениями dE по глубине для скважин с трехступенчатой колонной штанг. Скважина № 1312 НГДУ «Белкамнефть» (рис. 5) содержит три участка штанг диаметрами 25, 22 и 19 мм, их длины 478, 508 и 464 м соответственно. Заметно, что в месте перехода колонны штанг на меньший диаметр имеет место скачкообразное повышение механического напряжения. Допускаемое приведенное напряжение в штангах, сделанных из стали марки 15НЗМА составляет не более $E_{\text{дон.}}=147$ МПа [7].

Скважина № 8366 НГДУ «Елховнефть» (рис. 6) также содержит три участка штанг диаметрами 25, 22 и 19 мм с длинами 412, 438 и 400 м соответственно. Допускаемое приведенное напряжение в штангах, сделанных из стали марки 40 составляет не более $E_{\text{дон.}}=88$ МПа.

Анализируя графики напряжений на рис. 5 и 6, можно предположить, что для этих скважин следует изменить конфигурацию штанговой колонны, увеличив длину среднего участка диаметром 22 мм на 100 - 200 м вниз за счет участка диаметром 19 мм. Это позволит уменьшить максимальное значение напряжения в колонне.

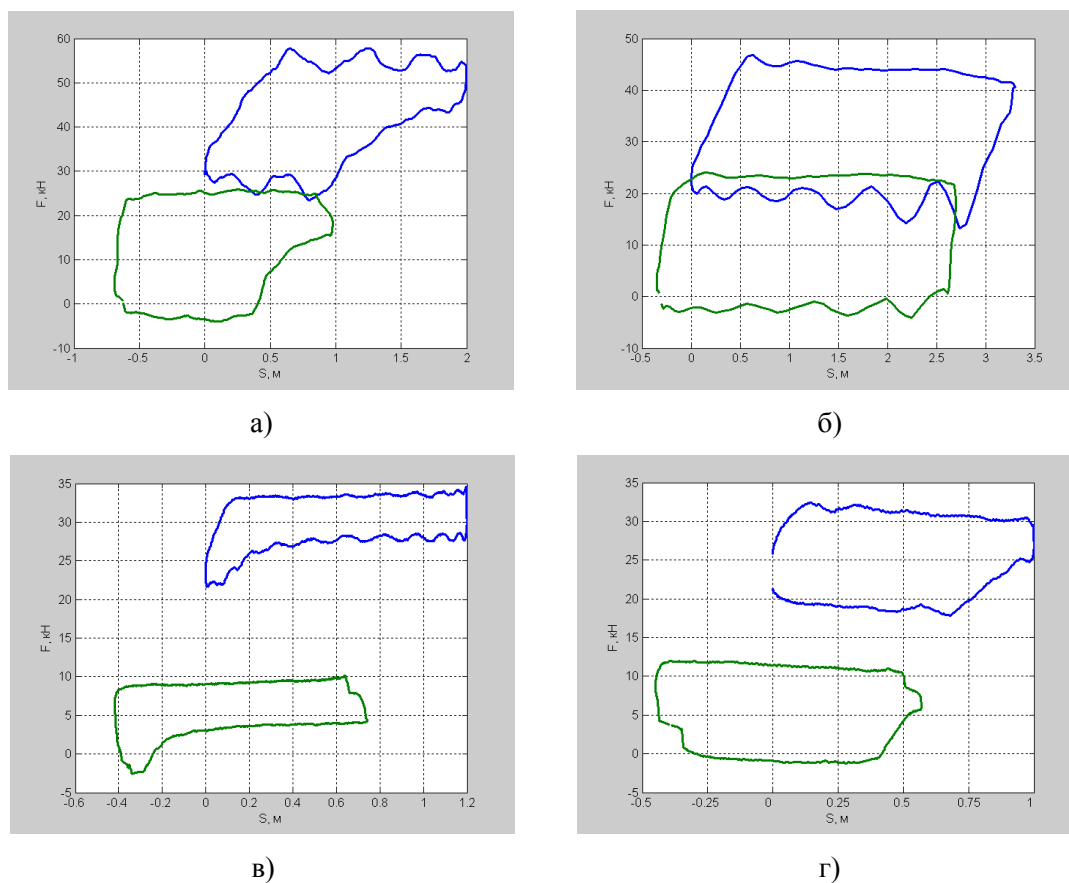
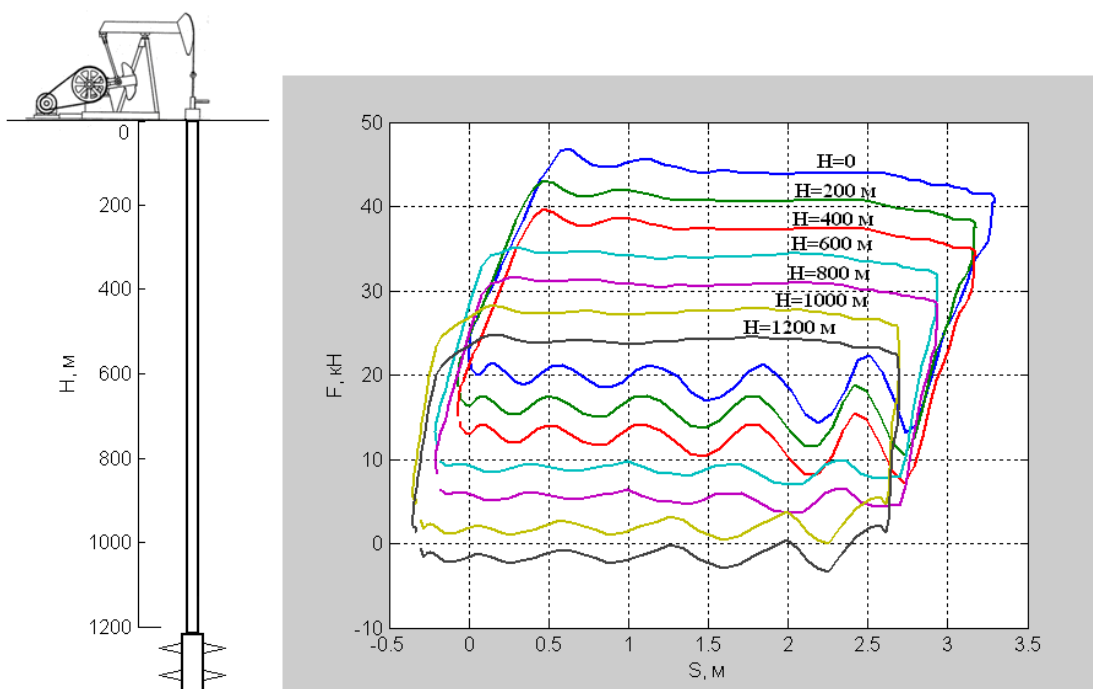


Рис. 1. Устьевые и плунжерные динамограммы скважин НГДУ «Белкамнефть» № 1312 (а) и НГДУ «Елховнефть» № 3163 (б), 953 (в), 2898 (г)



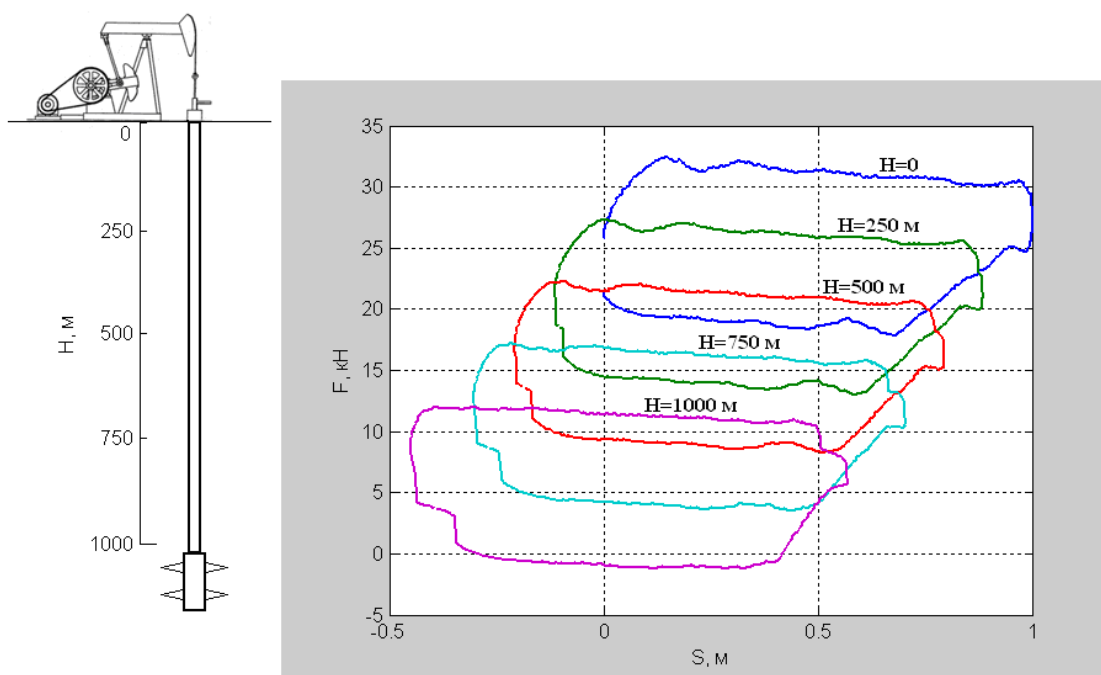


Рис. 3. Динамограммы скважины № 2898 НГДУ «Елховнефть» на различных глубинах

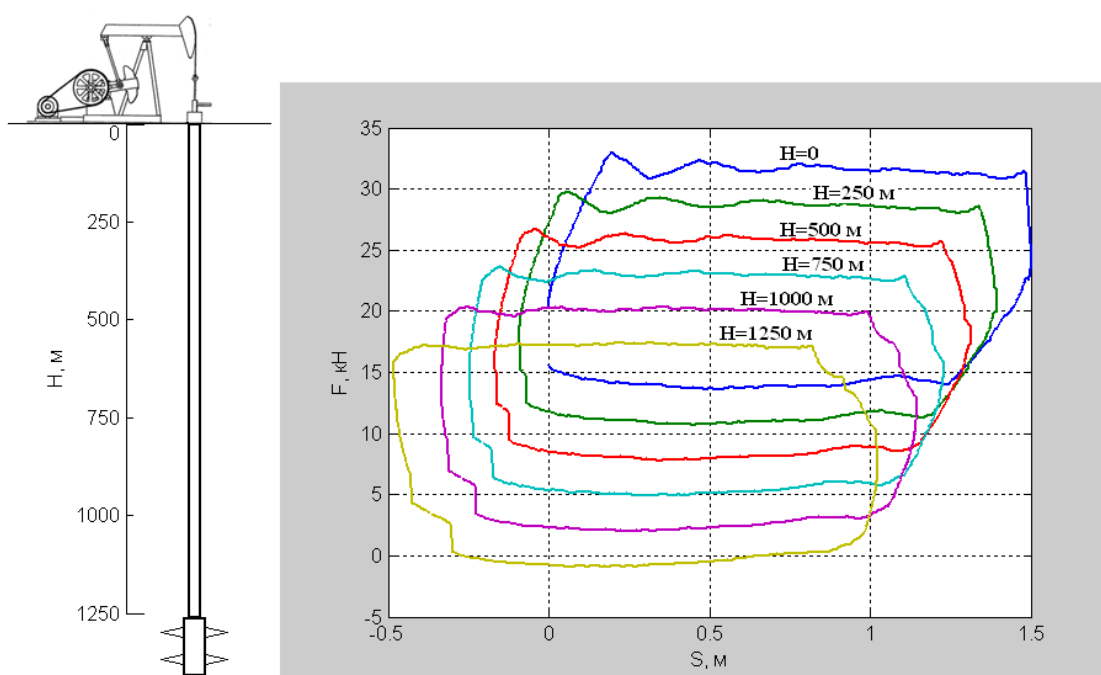


Рис. 4. Динамограммы скважины № 8366 НГДУ «Елховнефть» на различных глубинах

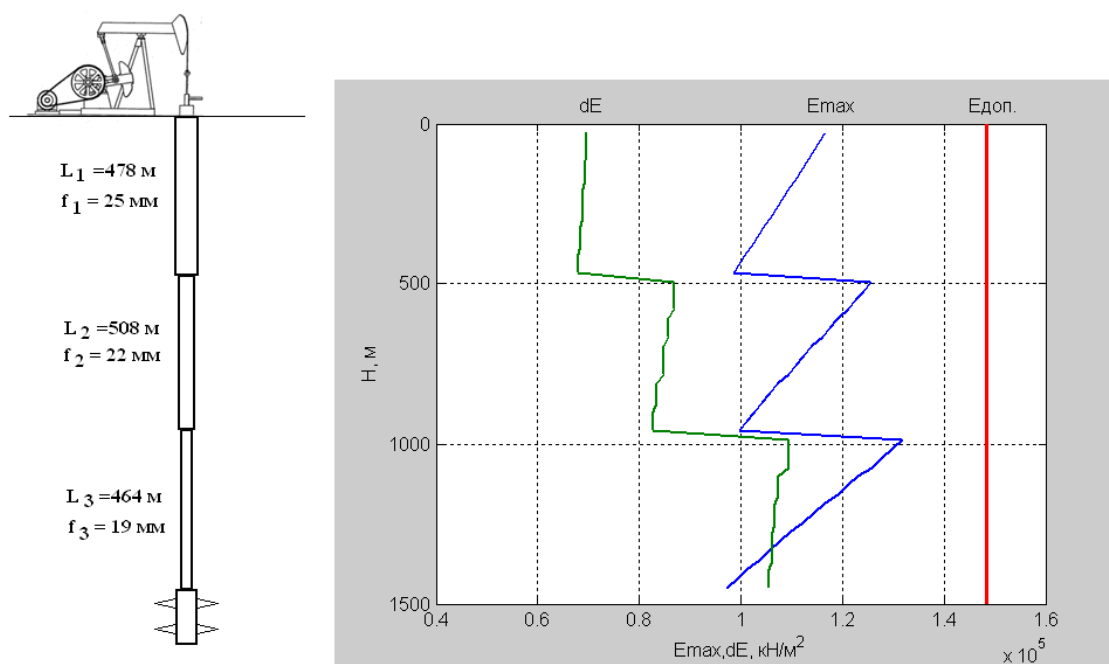


Рис. 5. Максимальные напряжения в штангах (E_{max}) и разность между максимальными и минимальными напряжениями в штангах (dE) скважины № 1312 НГДУ «Белкамнефть»

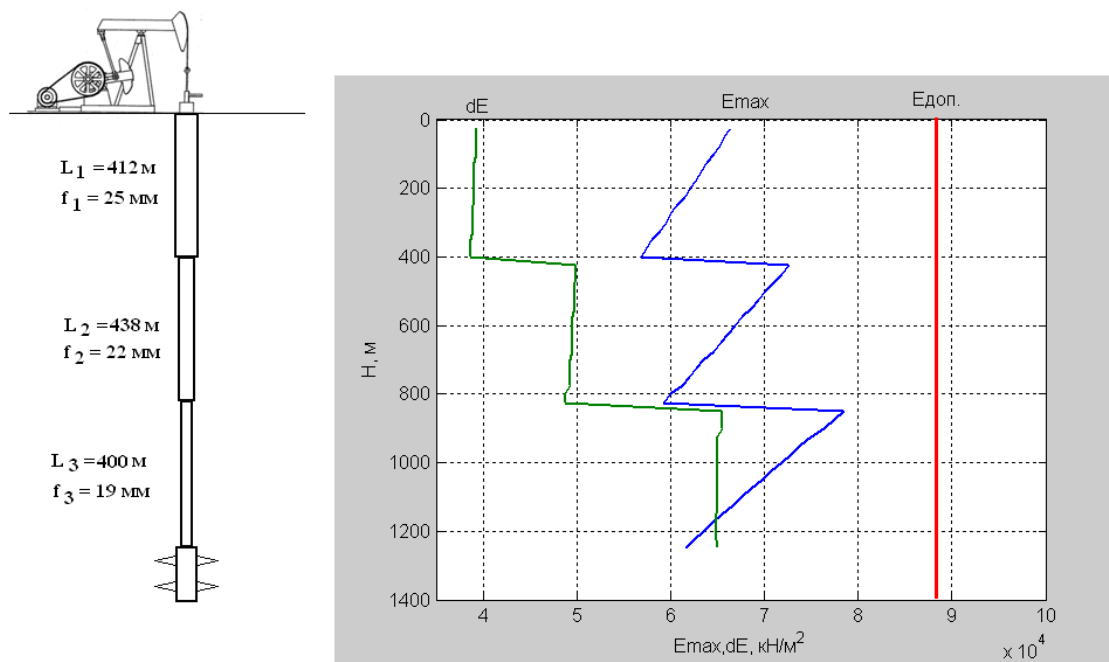


Рис. 6. Максимальные напряжения в штангах (E_{max}) и разность между максимальными и минимальными напряжениями в штангах (dE) скважины № 8366 НГДУ «Елховнефть»

На рис. 7 и 8 приведены результаты расчета напряжения в штангах для скважин с двухступенчатой колонной. Скважины №9 53 и 2898 НГДУ «Елховнефть» содержат по два участка штанг диаметрами 22 и 19 мм с длинами 464 и 616 м для скважины № 953 и 300 и 750 м для скважины № 2898 соответственно. Допускаемое приведенное напряжение в штангах, сделанных из стали марки 40 составляет не более $E_{доп.}=118$ МПа.

На рис. 9 приведены результаты расчета напряжения в штангах для скважины с одноступенчатой колонной. Скважина № 6957 НГДУ «Елховнефть» содержит колонну штанг диаметром 22 мм длиной 1150 м. Допускаемое приведенное напряжение в штангах, сделанных из стали марки 20Н2М составляет не более $E_{доп.}=127$ МПа.

По графическим зависимостям напряжений в штангах можно анализировать прочностные характеристики колонны, выявлять ее «слабые» места, а также с некоторой долей вероятности прогнозировать межремонтный период для данной скважины.

На рис. 10 - 13 показаны трехмерные графики динамограмм в осях «перемещение-усилие-глубина». Трехмерное представление динамограмм делает представление информации более наглядным и понятным для восприятия человеком. На рис. 10 - 13 заметно, как с увеличением глубины уменьшается влияние вибрационной и инерционной составляющих, и исчезают линии восприятия и снятия нагрузки. Графические и вычислительные мощности современных ЭВМ позволяют реализовать на диспетчерском пункте нефтепромысла вывод динамограмм в трехмерном изображении, например, как это показано на рис. 14.

Для эффективного анализа данных динамометрирования необходимо произвести аппроксимацию динамограммы. Это позволяет выделить такие характерные участки в массиве динамограммы, как линии восприятия и снятия нагрузки, участки, соответствующие растяжению и сжатию штанговой колонны, а также перемещению плунжера.

На рис. 15 показана кусочно-линейная аппроксимация устьевого динамограммы при помощи четырех прямых. При аппроксимации динамограммы скважины № 3163 НГДУ «Елховнефть» удалось выделить колебания штанговой колонны, определить их частоту, амплитуду и затухание. Зная параметры собственных колебаний штанговой колонны можно реализовать управление электроприводом ШГН таким образом, чтобы минимизировать механические нагрузки на колонну, что должно благоприятно сказаться на увеличении межремонтного периода погружного оборудования.

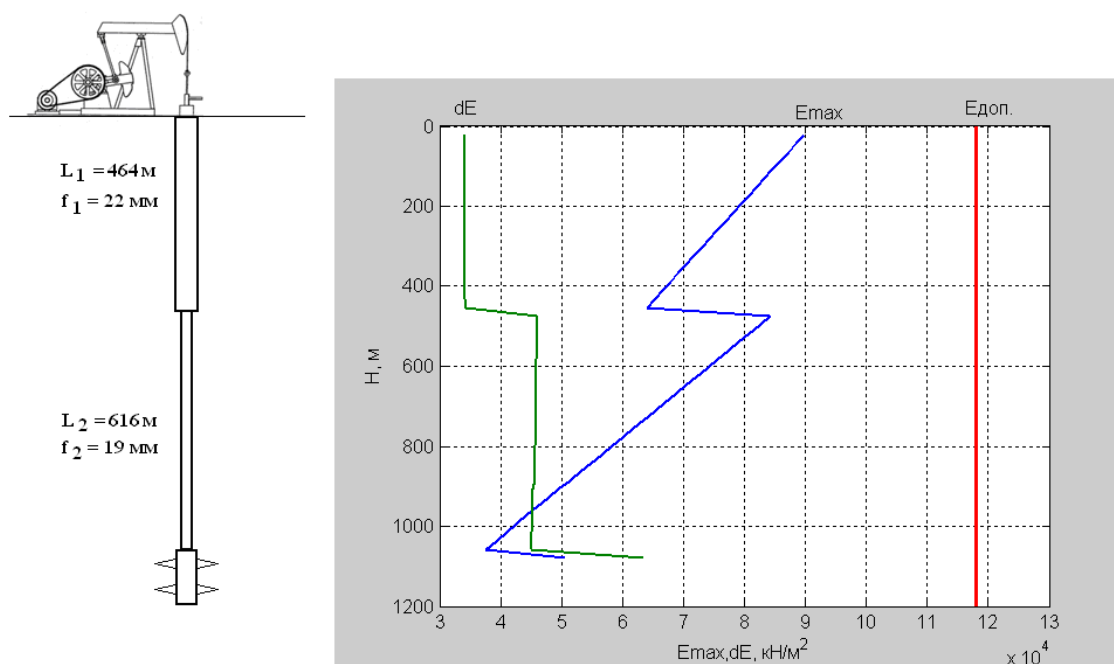


Рис. 7. Максимальные напряжения в штангах (E_{max}) и разность между максимальными и минимальными напряжениями в штангах (dE) скважины № 953 НГДУ «Елховнефть»

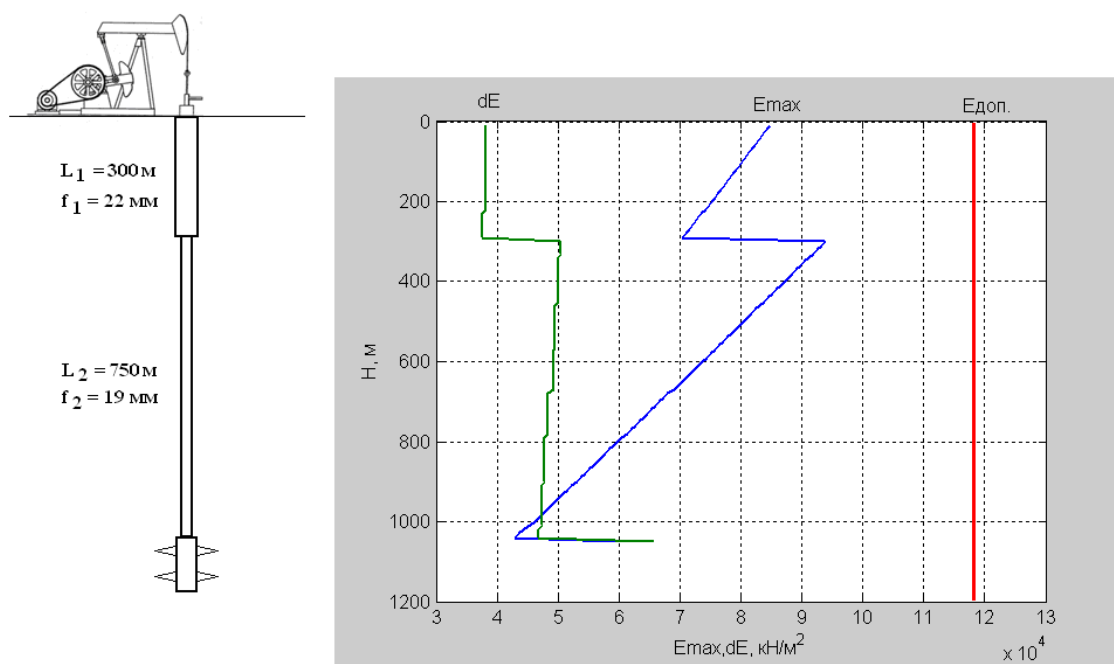


Рис. 8. Максимальные напряжения в штангах (E_{max}) и разность между максимальными и минимальными напряжениями в штангах (dE) скважины № 2898 НГДУ «Елховнефть»

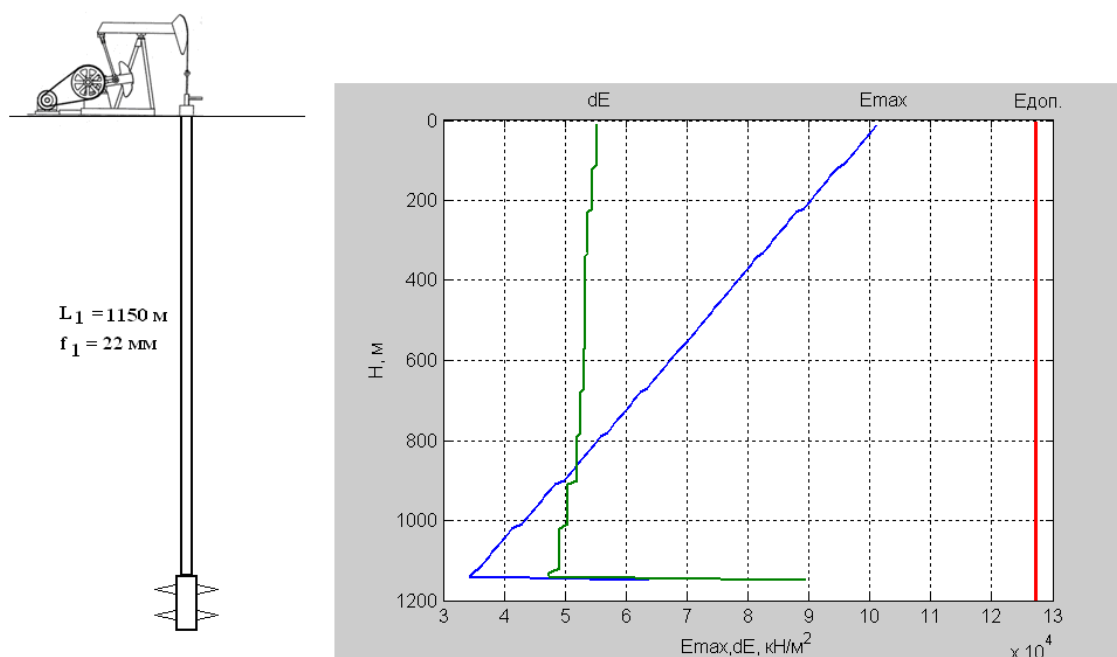


Рис. 9. Максимальные напряжения в штангах (E_{max}) и разность между максимальными и минимальными напряжениями в штангах (dE) скважины № 6957 НГДУ «Елховнефть»

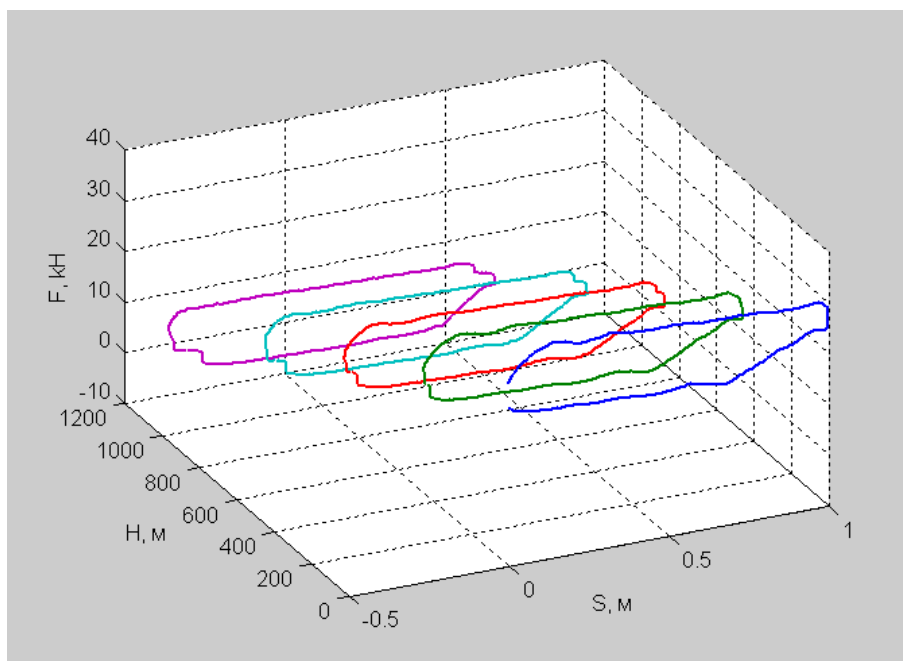


Рис. 10. Устьевая, глубинные и плунжерная динамограммы скважины № 2898 НГДУ «Елховнефть»

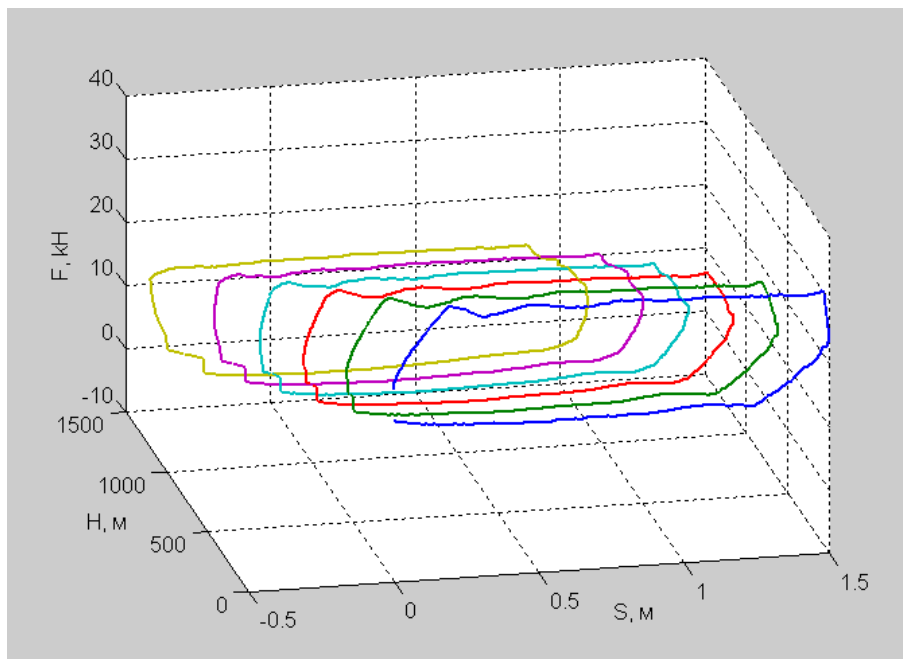


Рис. 11. Устьевая, глубинные и плунжерная динамограммы скважины № 8366 НГДУ «Елховнефть»

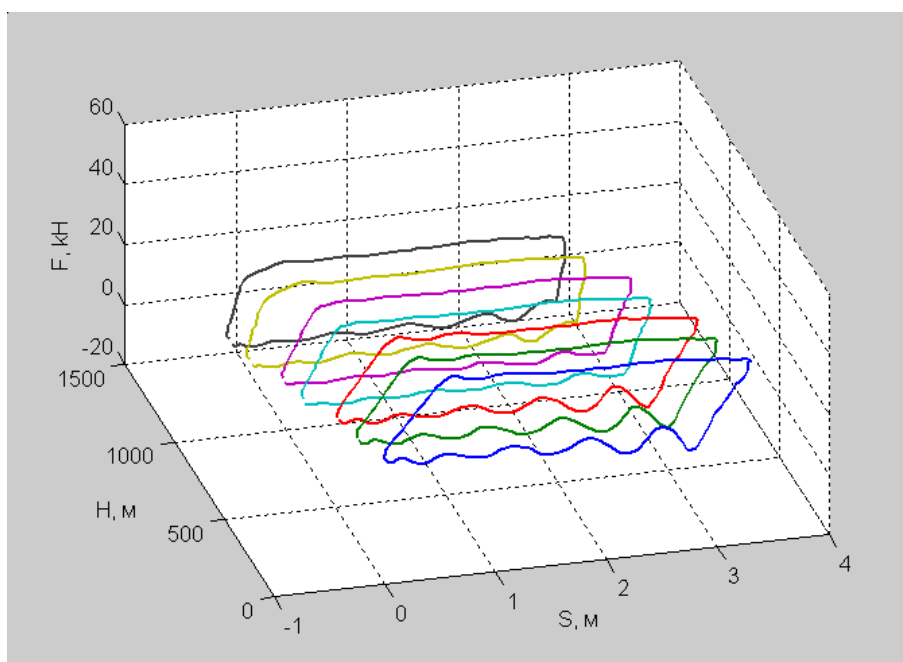


Рис. 12. Устьевая, глубинные и плунжерная динамограммы скважины № 3163 НГДУ «Елховнефть»

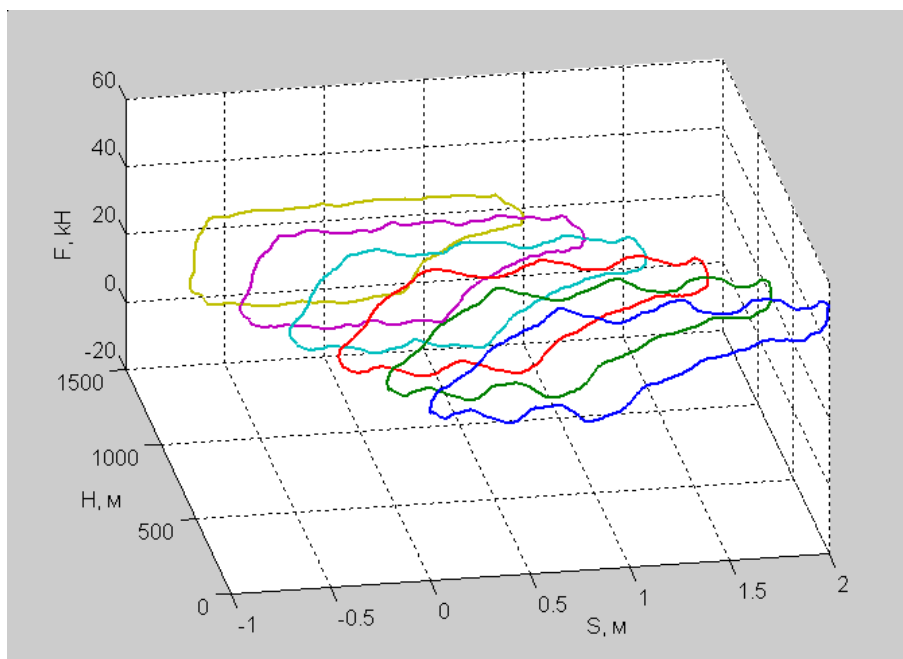


Рис. 13. Устьевая, глубинные и плунжерная динамограммы скважины № 1312 НГДУ «Белкамнефть»

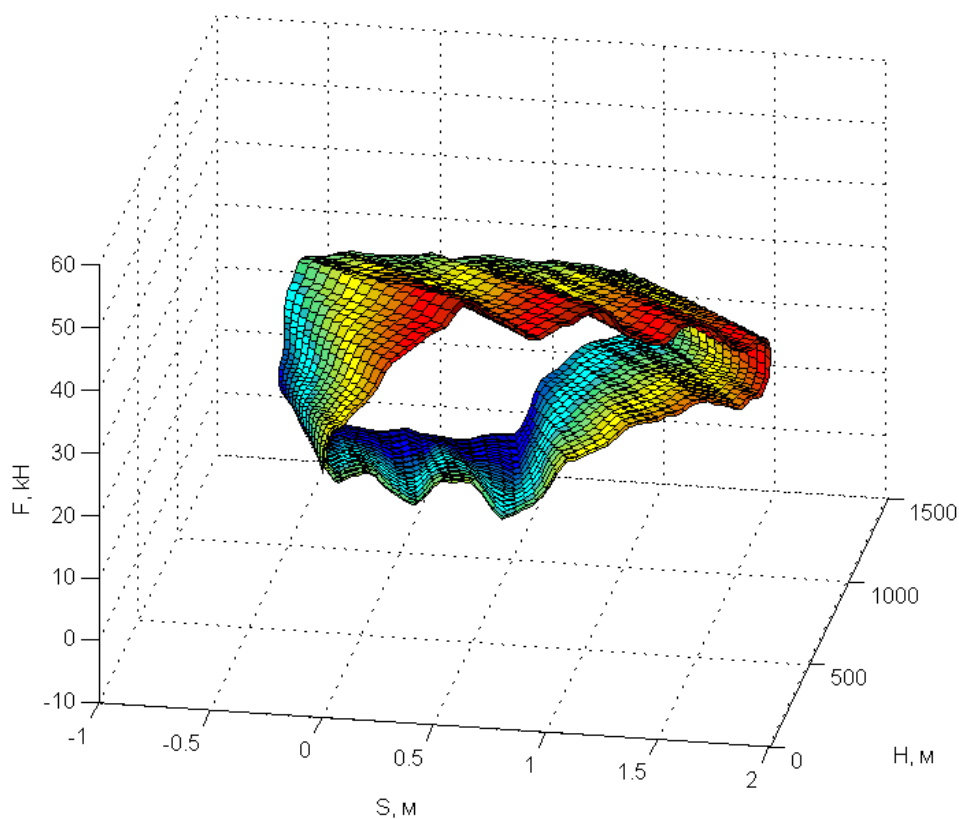


Рис. 14. Представление динамограммы скважины № 1312 НГДУ «Белкамнефть» в виде сплошной поверхности

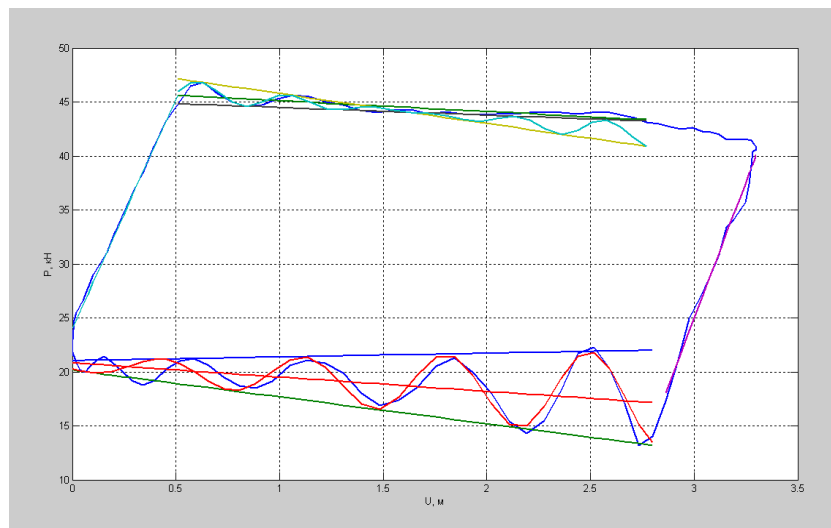


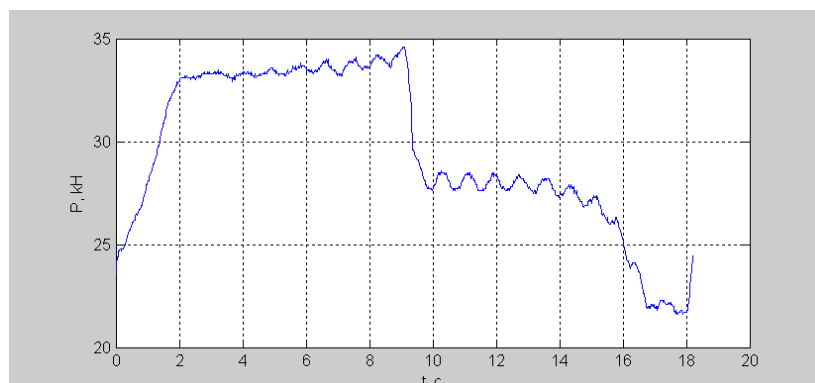
Рис. 15. Аппроксимация устьевой динамограммы скважины № 3163 НГДУ «Елховнефть»

Еще один мощный инструмент математической обработки сигналов, который целесообразно использовать при обработке динамограмм – это спектральный анализ. Спектральный анализ массива динамограммы позволяет определить помимо собственных колебаний штанговой колонны наличие дефектов в погружном и наземном оборудовании. На рис. 16 и 17 приведены результаты спектрального анализа массивов динамограмм скважин № 953 и № 3163 НГДУ «Елховнефть». Спектр имеет ярковыраженный максимум на частоте около 1 Гц (1,1039 Гц для скважины № 953 и 1,2940 Гц № 3163). Наличие других составляющих в спектре может свидетельствовать о неполадках в погружном или наземном оборудовании.

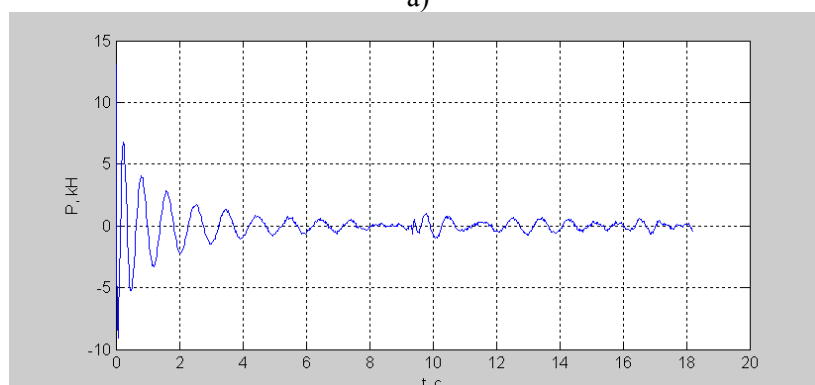
Таким образом, для повышения эффективности и усовершенствования систем автоматизации ШГН по динамограммам необходимо:

1. производить на уровне скважинного контроллера вычисление глубинных и плунжерной динамограмм каждой скважины;
2. анализировать режим работы и состояние насосного оборудования не по устьевым, а по плунжерным динамограммам;
3. вычислять и анализировать механические напряжения вдоль всей длины штанговой колонны;
4. анализировать спектр и аппроксимировать массив динамограммы для определения параметров вибрационных и инерционных колебаний штанговой колонны, а также управлять электроприводом насосной установки таким образом, чтобы минимизировать их влияние;
5. на ЭВМ диспетчерских пунктов реализовать графическое отображение информации в наглядной форме с использованием таких современных средств визуализации, как трехмерное изображение, совмещение графиков со схематичным изображением штанговой колонны и других.

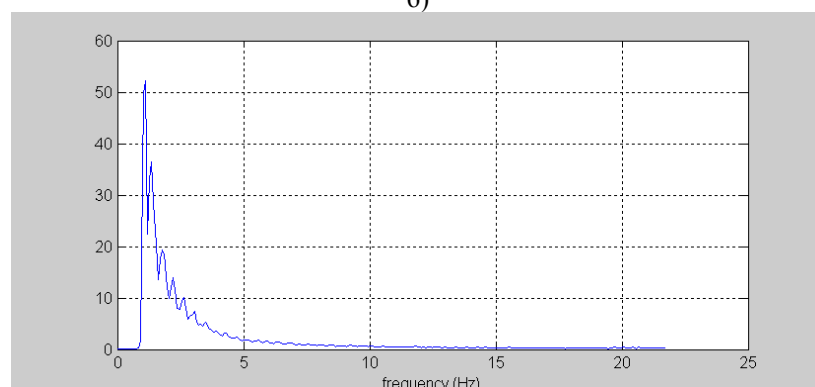
Отметим, что предложенные в данной статье методы обработки динамограмм реализуются в разрабатываемой Пермской научно–производственной приборостроительной компанией (ОАО ПНППК) станции управления установками ШГН. Контроллер станции управления оснащен цветным графическим индикатором и пленочной клавиатурой. Предусматривается подключение датчиков динамометрирования, ваттметрирования и давления. Для управления электроприводом ШГН используется преобразователь частоты с управлением моментом.



а)



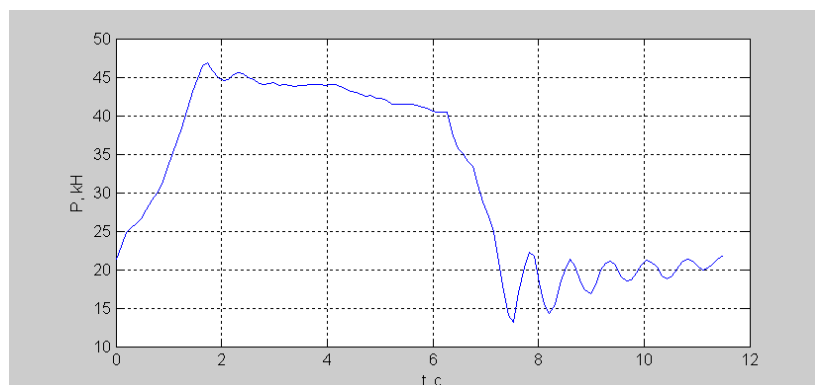
б)



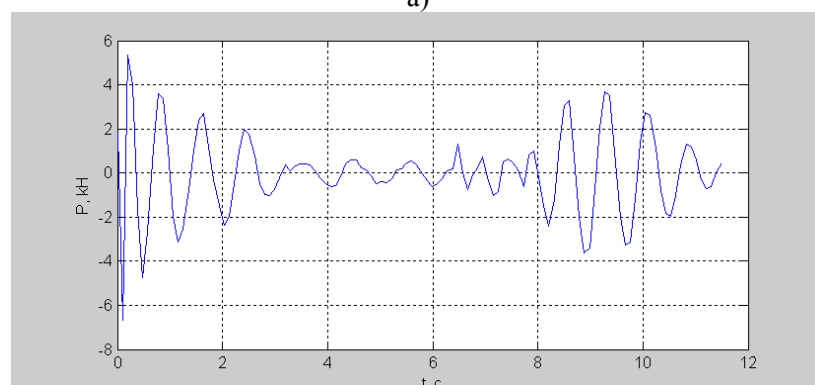
в)

Рисунок 16 – Спектральный анализ динамограммы скважины № 953 НГДУ «Елховнефть»:

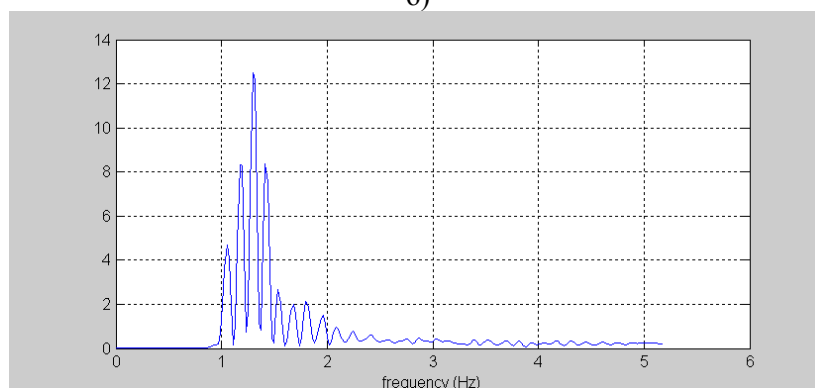
а) массив усилия во времени; б) массив усилия с отфильтрованной постоянной составляющей; в) спектр динамограммы



а)



б)



в)

Рис. 17. Спектральный анализ динамограммы скважины № 3163 НГДУ «Елховнефть»:

- а) массив усилия во времени;
- б) массив усилия с отфильтрованной постоянной составляющей;
- в) спектр динамограммы

Литература

1. Roberto L. Soza. Review of Downhole Dynamometer Testing / Society of Petroleum Engineers, Inc., SPE 35217, Exxon Company, USA, 1998. <http://www.upcovzla.com/contenido/ebiblioteca/AnalisisCartaDinografica.pdf>.
2. John R. Waggoner. Insight from the downhole dynamometer database. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 1997. <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/456351-fDVwSw/webviewable/456351.pdf>.
3. Gibbs S.G., Neely A.B. Computer Diagnosis of Down-Hole Conditions in Sucker Rod Pumping Wells. J. of Petr. Tech. January 1966. Pp. 93-98.
4. Gibbs S.G. Method of Determining Sucker Rod Performance, US Patent 3,343,409, issued Sept 26, 1967. pp. 3-7.
5. Касьянов В.М. Аналитический метод контроля работы глубинных штанговых насосов. М.: ВНИИОЭНГ, 1973. 95 с.
6. Ковшов В.Д., Сидоров М.Е., Светлакова С.В. Моделирование динамограммы станка-качалки. Нормальная работа насоса // Нефтегазовое дело: научно-техн. журнал. 2004. Т2. №1. С. 75-81. URL: <http://www.ngdelo.ru/2004/75-81.pdf> (дата обращения 15.11.2010).
7. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. 3-е изд., перераб. и доп.- М.: Недра, 1979. 271 с.

FUNCTIONAL CAPABILITIES OF MODERN SUCKER ROD PUMPS CONTROLLER

M.I. Hakimyanov

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
Russia, Ufa, e-mail: joss22@rambler.ru*

M.G. Pachin

*Perm Research and Production Instrument Company (PNPPK) JSC, Perm, Russia
e-mail: MaxPachin@yandex.ru*

Abstract. *The paper describes the realization issues of powerful toolkit for the analysis dynacards in sucker-rod pumps controllers. Authors suggest to analyse not only surface and downhole dynacards, but also to calculate the stress in rods, to make approximation and the spectral analysis of dynacard array.*

Keywords: *dynacard, controller, plunger, rod, oilwell, spectre, approximation*

References

1. Roberto L. Soza. Review of Downhole Dynamometer Testing / Society of Petroleum Engineers, Inc., SPE 35217, Exxon Company, USA, 1998. <http://www.upcovzla.com/contenido/ebiblioteca/AnalisisCartaDinagrafica.pdf>.
2. John R. Waggoner. Insight from the Downhole Dynamometer Database. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, 1997. <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/456351-fDVwSw/webviewable/456351.pdf>.
3. Gibbs S.G., Neely A.B. Computer Diagnosis of Down-Hole Conditions in Sucker Rod Pumping Wells. *J. Petroleum Engineering*, January, 1966, pp. 91-98.
4. Gibbs S.G, Method of Determining Sucker Rod Performance, US Patent 3,343,409, issued Sept 26, 1967. pp. 3-7.
5. Kas'yanov V.M. Analiticheskii metod kontrolya raboty glubinnykh shtangovykh nasosov (Analytical method for control of downhole sucker rod pumps). Moscow: VNIIOENG, 1973. 95 p.
6. Kovshov V.D., Sidorov M.E., Svetlakova S.V. Modelirovanie dinamogrammy stanka-kachalki. Normal'naya rabota nasosa (Simulation of sucker-rod pump dynamometer card. The normal operating conditions). *Neftegazovoe delo*, 2004, Vol. 2, Issue 1, pp. 75-81. <http://www.ngdelo.ru/2004/75-81.pdf>
7. Yurchuk A.M., Istomin A.Z. Raschety v dobyche nefti (Calculations in oil production). Third edition. Moscow: Nedra, 1979. 271 p.