

Бурение скважин и разработка месторождений

ти достаточно близки, хотя при течении нефти значения температуры несколько выше, а перепады между осью и стенкой скважины превышают десять градусов при дебитах более $75 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вывод

Развитая «в среднем точная» модификация асимптотического метода [3 – 6], позволяет рассчитывать отклонение температуры потока от геотермической и радиальные распределения температуры, где r_0 – радиус трубы; D – глубина скважины; c , c_I – удельная теплоемкость флюида и пласта соответственно; ρ , ρ_I – плотность флюида и окружающих пород соответственно; λ , λ_I – коэффициент теплопроводности потока и пласта соответственно; H – относительный вклад адиабатического эффекта; χ – безразмерная величина, характеризующая свойства флюида; Q – дебит флюида.

Список литературы

1. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов. – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1989. – 116с.
2. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1965. – 238с.
3. Филиппов А.И., Михайлов П.Н. Температурное поле в скважине с учетом радиального профиля скорости в асимптотическом приближении. // ИФЖ, 2006. Т.78, № 4. – С. 89 – 96.
4. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Температурное поле в действующей скважине. // Сибирский журнал индустриальной математики, 2004. Т. VII, № 1(17).- С. 135 – 144.
5. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Основная задача термокаротажа. // ТВТ, 2006. Т. 44, № 5.- 748с.
6. Филиппов А.И., Михайлов П.Н., Ахметова О.В. Построение «в среднем точного» асимптотического решения задачи о радиальном распределении температурного поля в скважине. // ТВТ, 2008. Т. 46, № 3.– С.449 – 456.

Сведения об авторах

Щеглова Е. П., ассистент кафедры физики, Уфимский государственный нефтяной технический университет, тел.: 89174858623

Карасев Е. М., к. ф.-м. н., заведующий кафедрой естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин филиала Уфимского государственного авиационного технического университета, г. Sterlitamak, тел.: 28-00-90

Филиппов А. И., д. т. н., профессор, заведующий кафедрой теоретической физики и методики обучения, Институт математики и естественных наук, Sterlitamakская государственная педагогическая академия, г. Sterlitamak, тел.: 43-60-97

Scheglova E.P., postgraduate student of the Department of Physics, Yfa State Oil Engineering University, phone: 89174858623

Karasev E.M., Candidate of Physics and Mathematics, Head of Department of Natural Scientific and General Professional Disciplines, affiliate of Ufa State Aviation Engineering University, Sterlitamak, phone: 28-00-90

Fillipov A.I., Doctor of Technical Sciences, Head of Department of Theoretical Physics and Teaching Methods, Institute of Mathematics and Natural Sciences, Sterlitamak State Pedagogical Academy, Sterlitamak, phone: 43-60-97

УДК 622.233

ЗВУКОВОЙ КАНАЛ СВЯЗИ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ТУРБИННОМ БУРЕНИИ

Ю.А. Савиных, Г.А. Хмара

Канал связи, звук, частотный спектр, долото, буровой насос, турбобур, однопольный сигнал, затухание

Channel, sound, frequency spectrum, bit, pump, turbodrill, single sideband, damping

Sound communication channel for transmission of process parameters during downhole turbine motor drilling. Savinykh Yu.A., Khmara G.A.

The analysis of existing communication channels is made. A selection of sound communication channel is justified. The features of the communication sound channel are described, namely a range, a frequency range generated by turbodrills, sound signal damping. A low-frequency range of sound is selected. To obtain the reliable information in the field of low frequencies with the increased capacity the theory of SSB radio communication for development of a sound channel is considered. Fig.5, tables 2, ref.5.

Существует проблема передачи достоверной глубинной информации с забоя при бурении нефтяных и газовых скважин. В основном существующие разработки способов получения данных идут в трех направлениях: электромагнитный способ, гидравлический и сейсмовибрационный.

Анализ существующих каналов связи показывает, что в электромагнитном способе получения технологических параметров бурения существуют такие недостатки, как затухание и искажение электромагнитного сигнала.

Гидравлический способ также не получил широкого распространения при бурении глубоких скважин из-за сложности выделения гидравлического сигнала. Принцип работы в таком способе основан на том, что забойный таходатчик, связанный с валом турбобура, выдает гидравлические сигналы (импульсы давления), пропорциональные скорости вращения вала турбобура. В отечественных разработках импульсы давления имеют положительный знак, а в иностранных – отрицательный. Затухание таких сигналов в канале связи составляет 3..5 Неп/км [1]. Согласно исследованиям Ю.В. Грачева и В.Н. Варламова нестабильность вращения турбины турбобура составляет 30% [2], следовательно, гидравлическая помеха также составляет порядка 30% от давления в стволе скважины. Гармонические составляющие помех становятся сравнимыми по величине с сигналом, что затрудняет выделение и регистрацию его на поверхности. Кроме того, в гидравлический сигнал вносится помеха от работы бурового насоса.

В сейсмовибрационном способе используются данные, снимаемые с корпуса буровой колонны, и показания сейсмических приборов на поверхности вблизи скважины. Из-за работы долота на забое по корпусу буровой колонны распространяются вибрации, работа буровых насосов также создает встречную вибрацию. Сложность выделения сигнала с забоя возникает из-за неравномерности работы долота, поэтому получаемые данные не несут достоверной информации о технологических параметрах бурения.

Для передачи достоверной глубинной информации о технологических параметрах бурения предлагается использовать звуковой канал связи. Согласно теории передачи сигналов, канал связи представляет технические устройства и тракт связи, по которому сигналы, содержащие информацию, распространяются от передатчика к приёмнику.

Для звукового канала связи *источником информации* является технологический звук, генерируемый турбобуром в процессе турбинного бурения. Одним источником звуковых волн является вращение турбинных лопаток. Другим – удары зубьев шарошек долота о забой. Таким образом, каждая частота f_i звукового спектра $s(f)$, генерируемого турбобуром, может быть несущей информацией.

Из всех рассмотренных каналов связи наиболее интересным является звуковой канал. Основные положительные стороны звука: во-первых, дальность распространения низких частот в спектрах, генерируемых и турбобуром и долотом, во-вторых, присутствие его при работе оборудования. До настоящего времени звуковые волны рассматривались как помехи. Предлагается использовать помеху как сигнал, передающий све-

Бурение скважин и разработка месторождений

дения о технологических параметрах бурения, например, о скорости вращения долота.

Для решения поставленной задачи в источнике [3] приведены результаты записи уровней звука, генерируемых турбобуром и буровым насосом.

Испытания проводились на скв. 11512, куста 1151 на месторождении Уренгойское, Ен-Яхинской площади, ОАО «Тюменьбургаз» шумомером ВШВ-003.

Результаты замера амплитудно-частотной характеристики вибрации при работе бурового насоса с корпуса нагнетательной линии на расстоянии 5 м от источника звука приведены в табл. 1.

Сравнение величин уровней звука таблиц 1 и 2 показывает, что буровой насос и турбобур генерируют достаточно высокий уровень звуковых колебаний. Особенно это наблюдается в диапазоне 125-500 Гц.

Кроме того, зубья шарошек долота, ударяясь о забой, создают звуковые колебания. Спектр этих колебаний зависит от степени износа долота. Если долото новое, то временная диаграмма удара одного зуба шарошки долота будет иметь вид короткого импульса с продолжительностью τ_u (рис. 1, а). Если долото изношено на 50%, то продолжительность импульса τ_u увеличится (рис. 1, б). Если износ составит более 90%, то импульс соответственно увеличится (рис. 1, в). Здесь и далее энергия звукового колебания E представлена в относительных единицах.

Таблица 

Результаты замера частотной характеристики вибрации нагнетательной линии в насосной буровой установке

Частота f , Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Вибрации L , дБ	114	112	112	105	103	111	85	62
Скорость v , мм/с	25,1	19,9	19,9	8,9	7,1	17,7	0,9	0,06

Результаты замера амплитудно-частотной характеристики вибрации при работе турбобура, размещенного в кондукторе на устье скважины приведены в табл. 2. Замеры вибрации ведущей трубы производились шумомером ВШВ-003.

Таблица 

Результаты замера частотной характеристики вибрации турбобура

Частота f , Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Вибрации L , дБ	117	117	114	118	119	121	98	84
Скорость v , мм/с	35,4	35,4	25,1	39,7	44,6	55,9	3,97	0,79

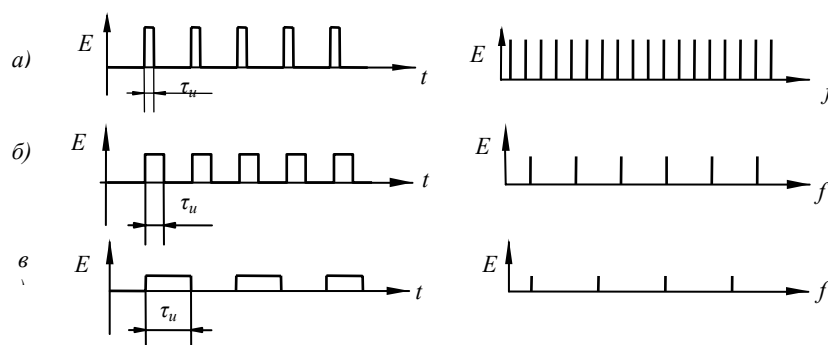


Рис. 1. Временные и частотные диаграммы энергии звуковых колебаний долота:

а – новое долото; б – изношенное на 50%; в – изношенное более 90%

В итоге суммарный звук, создаваемый зубьями шарошек долота и лопатками турбины, имеет АЧХ, представленную на рис. 2. К АЧХ турбинных лопаток (см. рис. 2, а) суммируется АЧХ долота. Рис. 2,б соответствует случаю нового долота, рис. 2, в – долота изношенного, например на 50%, рис. 2, г – долота изношенного, например, более 90%.

Прирост энергии ΔE соответствует амплитуде колебаний долота. Таким образом, из-за неравномерного износа зубьев шарошек долота наблюдается нестабильное изменение амплитуд по частотам в спектре.

В связи с изменением частоты вращения долота при переходе с одной твердости горной породы на другую при одинаковой нагрузке, согласно геолого-технологическому наряду, изменяется и время контакта зуба шарошки долота, следовательно, меняется и частотный спектр. Если использовать несущую на какой-либо фиксированной частоте, то это приведет к искажению информации, что подтверждает проблему получения устойчивого и надежного канала связи.

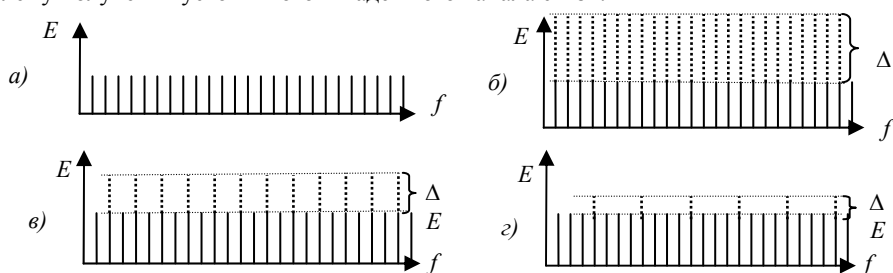


Рис. 2. Суммарный спектр звуковых колебаний турбобура:

а) – АЧХ турбинных лопаток; б) – суммарная АЧХ турбины и нового долота;
в) – суммарная АЧХ турбины и долота изношенного на 50%;
г) – суммарная АЧХ долота изношенного более 90%

Линией передачи звука может служить корпус буровой колонны и промывочная жидкость. Скорость звука в металлическом корпусе (5000-6000 м/с) выше скорости звука в жидкости (1500 м/с). По корпусу распространяются продольные, поперечные, крутильные и т.п. виды волн, по жидкости – только продольные, то есть для жидкости нет необходимости выделения определенного вида волн. Из-за наличия стальных замков, соединяющих легкосплавные буровые трубы, возникает рассеяние и частичное отражение звука, что приводит к искажению информационного сигнала по трубам. Сравнение звуковых характеристик линий передачи сигнала показывает возможность передачи информации по промывочной жидкости. Тогда приемником звука на поверхности может служить, например, гидрофон.

Известно, что при распространении звука всегда существует затухание и рассеяние его в пространстве. Поэтому необходимо установить, на каких частотах происходит наименьшее затухание. Колебания, генерируемые турбобуром, имеют сложную форму, спектр частот от инфра- до ультразвука. Коэффициент пространственного затухания β в Нп/м звуковых колебаний в жидкости определяется по формуле [4]:

$$\beta = 8\pi^2 f^2 \eta / (3\rho c^3), \quad (1)$$

где f – частота колебания звука, Гц (0..1000 Гц); η – коэффициент вязкости среды, с (10^{-2} Пз); ρ – коэффициент плотности среды, кг/м³ (1100 кг/м³); c – скорость звука в среде, м/с (1500 м/с).

Зависимость пространственного коэффициента затухания от частоты представлена на рис. 3, где коэффициент β меньше в области низких частот. Например, в диапазоне 200-400Гц.

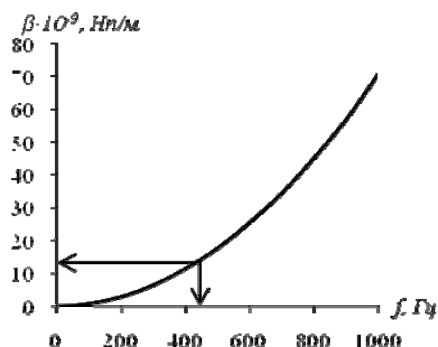


Рис. 3. Частотная зависимость коэффициента затухания

Выбор частот связан с затуханием. Поэтому проведено сравнение изменения затухания колебаний в дБ [4]:

$$G(x) = \beta 20 \lg(e) x, \text{ дБ} \quad (2)$$

на расстоянии от источника звука до 1000 м от него при частотах 200, 400 и 600 Гц, графически представленное на рис. 4.

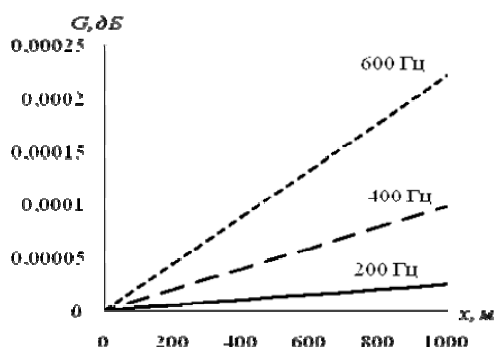


Рис. 4. Затухание колебания на расстоянии от 0 до 1000 м при частоте 200, 400, 600 Гц

Колебания в области низких частот затухают незначительно, например, при 200 Гц затухание на расстоянии 1000 м составляет $24,6 \cdot 10^{-6}$ дБ, при 400 Гц – $98,4 \cdot 10^{-6}$ дБ, 600 Гц – $221,5 \cdot 10^{-6}$ дБ (см.рис.4).

Таким образом, для передачи звукового сигнала на расстояния 2...3 тыс. м рекомендуется использовать низкочастотные колебания звука, генерируемого турбобуром в диапазоне 200-400 Гц.

Для разработки звукового канала связи с высокой степенью помехоустойчивости рассмотрим особенности электромагнитного канала связи в радиотехнике как наиболее отработанного в теоретическом плане.

Известен способ амплитудной модуляции электромагнитных колебаний в однополосной радиосвязи, где мощность сигнала увеличивается [5].

Представлен сигнал высокой частоты неизменной амплитуды, называемый колебаниями несущей частоты (рис. 5, а), при модуляции несущей низкочастотным колебанием наблюдаются колебания трех частот: несущей, верхней боковой и нижней боковой (см. рис. 5, б, в). При этом средняя мощность промодулированного сигнала определит-

ся по формуле [5]:

$$P_{cp} = P_0(1 + m^2/2), \quad (3)$$

где P_0 – мощность сигнала; m – коэффициент модуляции.

Следовательно, промодулированный сигнал больше по мощности и приращение этой мощности приходится на боковые частоты. Однако при передаче сигналов сложной формы мощность боковых частот значительно уменьшается.

Если удалить несущую частоту, амплитуду колебаний боковых частот можно увеличить вдвое (см. рис. 5, з), а подавив одну из боковых частот, – увеличим амплитуду колебаний другой боковой частоты еще в два раза (см.рис. 5, д). При этом мощность сигнала увеличится в 4 раза.

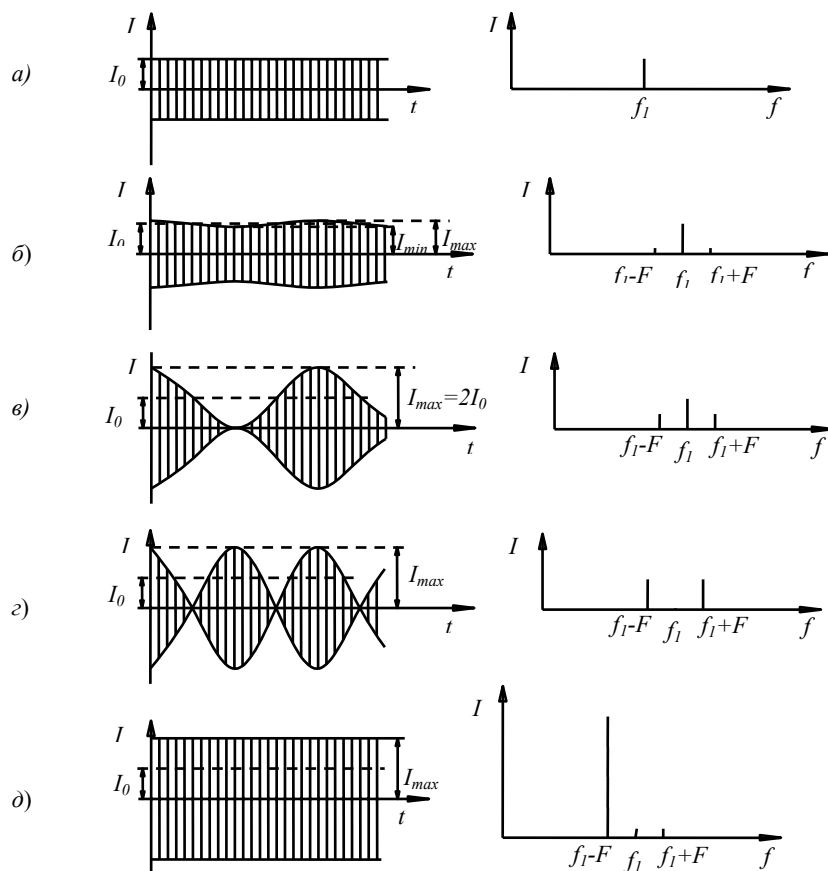


Рис. 5. Временные и частотные диаграммы сигнала:

- а) – несущей частоты;
- б) – промодулированного сигнала с коэф.модуляции 0,1;
- в) – промодулированного сигнала с коэф.модуляции 1;
- г) – двухполосный сигнал DSB (Double Sideband);
- д) – однополосный сигнал SSB (Single Sideband)

По аналогии с электромагнитным каналом связи рассматривается звуковой канал связи по жидкости. Для разработки звукового канала связи предложена идея амплитудной модуляции, используемой в однополосной радиосвязи для увеличения амплитуды

Бурение скважин и разработка месторождений

низкочастотного сигнала – глубинной информации.*

Список литературы

1. Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Том 1.— М.: Недра, 1985. — 414 с.
2. Грачев Ю.В., Варламов В.Н. Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. – М.: Недра, 1968.-250 с.
3. Савиных Ю.А. Акустический канал связи для измерения и регулирования режимных параметров турбинного бурения. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ»; - Тюмень: ИД «Слово», 2004. – 96 с.
4. Акустика в задачах. Учеб. Руко-во.: Для вузов /А.Н. Бархатов, Н.В. Горская, А.А. Горюнов и др.; Под ред. С.Н. Гурбатова и О.В. Руденко. – М.: Наука. Физматлит, 1996. – 336 с.
5. Бунимович С.Г., Яйленко Л.П. Техника любительской однопольной радиосвязи. – М.: Издательство ДОСААФ, 1970.

Сведения об авторах

Савиных Ю.А., к.т.н., академик РАЕН, доцент, кафедра «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел.: (3452) 41-70-22

Хмара Г.А., ассистент, кафедра «Электроэнергетика», Тюменский государственный нефтегазовый университет; тел. +7 (3452) 41-70-22

Savinykh Yu.A., Candidate of Technical Sciences, academician of Russian Academy of Natural Sciences, associate professor, Department «Electroenergetica», Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, phone +7 (3452) 41-70-22.

Khmara G.A., postgraduate student of Department, «Electroenergetica», Tyumen State Oil and Gas University; tel. +7 (3452) 41-70-22

УДК 553.98.048:622.276

СОЗДАНИЕ ОПТИЧЕСКОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Р.Н. Бурханов, Р.Ф. Хазипов, Р.Р. Хазипов, М.Т. Ханнанов
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Нефтяное месторождение, коэффициент светопоглощения, обводненность продукции, сшитые полимерные системы, коэффициент вариации

Oil field, coefficient of light absorption, production water cut, cross-linked polymeric systems, coefficient of variation

Prospects of creation of optical intelligent system for control of hydrocarbon stock reserves. Burkhanov R.N., Khazipov F.R., Khazipov R.R., Khannanov M.T.

A schematic diagram of the intelligent system is proposed which is based on determination of optical properties of produced crude oil. The system includes a sampler, a measuring unit, a data recording unit, an analog-digital converter, a device for data storing and transmission, a control unit installed in the production well flow line and the information-software package. The system will permit to control crude oil reserves, to monitor a change in properties of well production and reservoir. Fig.5, ref. 4.

В зависимости от выполняемых задач, скважины оборудуются интеллектуальными системами контроля гидродинамических и геофизических характеристик эксплуатируемых пластов и мониторинга оборудования в реальном масштабе времени для эффективного управления разработкой месторождения.

* В следующей статье будут рассмотрены технические решения для реализации предложенного способа – использование помехи в качестве несущей.