

Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента

М.С. Габдрахимов

д.т.н., профессор, зав. кафедрой НПОМ¹

Т.Н. Миннивалеев

аспирант²

timxn@yandex.ru

Р.М. Галимов

нач. отдела технологического сопровождения строительства скважин³

¹ филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия

² ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Россия

³ Азнакаевское предприятие буровых работ ООО «Бурение», Азнакаево, Россия

Технология бурения скважин требует непрерывной циркуляции бурового раствора. Статья посвящена влиянию пульсаций давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента в процессе бурения скважин и оценка их значимости. Приводится разработанный компенсатор промывочной жидкости, позволяющий сгладить пульсацию потока.

Материалы и методы

Исследование пульсаций давления и расхода промывочной жидкости на процесс бурения скважин, анализ данных, полученных с буровой, разработка компенсатора и методики его расчета.

Ключевые слова

скважина, трубопровод, турбобур, долото, промывочная жидкость, колебания давления, компенсатор

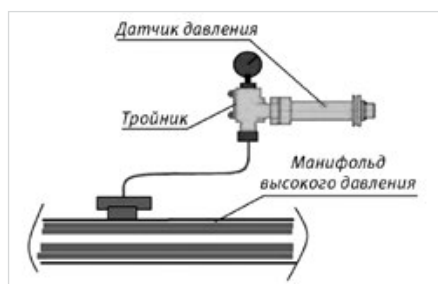


Рис. 1 — Монтаж датчика давления промывочной жидкости

Поршневые буровые насосы являются источником неравномерности расхода и давления бурового раствора, приводящим к появлению вибрации, знакопеременных нагрузок в бурильной колонне, неравномерной работе турбобуров и винтовых забойных двигателей, а, значит, и неравномерному вращению долота и разбуриванию породы [1]. При бурении глубоких скважин пуск и остановка буровых насосов может сопровождаться кратковременными, резкими повышениями давления в циркуляционной системе (гидравлическими ударами), возникающими как над турбобуром, так и на любом участке бурильного инструмента, что также негативно влияет на работу буровой установки. Об этом свидетельствуют периодические срабатывания предохранительных клапанов и разрывы диафрагм компенсаторов буровых насосов.

Компьютеризированная станция «ГЕОТЕСТ» позволяет контролировать основные параметры бурения, производить оценку ситуации и предотвращать осложнения, документировать процесс бурения.

Датчик давления станции «ГЕОТЕСТ» позволяет вести непрерывные замеры колебаний промывочной жидкости в процессе бурения скважины. Монтаж датчика давления к нагнетательной линии осуществляется через средоразделитель штатного манометра посредством тройника.

Компьютеризированной станцией «ГЕОТЕСТ» производились замеры технологических параметров в процессе проводке скважины №7063 Холмовской площади, бурящейся ООО «Бурение». Исследования проводились в интервале 355–1410 метров. Технические параметры бурения (Рвх — давление промывочной жидкости, Wd — нагрузка

на долото, Vмех — механическая скорость бурения, Vрейс — рейсовая скорость бурения) скважины №7063 и применяемые при этом долота представлены в таблице 1.

Зарегистрированные в процессе бурения значения величин давления промывочной жидкости на входе (график 1), нагрузки на долоте (график 2) и скорость проходки (график 3) представлены на рис.2 в интервалах: а) 355–570 метров; б) 570–850 метров; в) 850–1120 метров; г) 1120–1410 метров.

Анализируя рис. 2, график 1 которого представляет изменение давления промывочной жидкости в процессе бурения, становится очевидным, что величина неравномерности давления промывочной жидкости в процессе бурения является значительной величиной.

В процессе бурения долото также является источником колебаний давления и вибраций. При бурении скважин в Азнакаевском ПБР отмечено, что в среднем при бурении нефтяной скважины из строя выходит 1 диафрагма компенсатора бурового насоса, давление в котором устанавливается равным 2/3 от рабочего давления. Однако, при бурении в Серпуховско-окском горизонте, имеющем трещиноватый характер породы, вызывающий обрушение горной породы и забивку проходных отверстий долота и его заклинивание, в результате разрыва приходится производить замену до 3–4 диафрагм компенсаторов, что вызывает простой буровой более чем на 1 час на каждый порыв диафрагмы.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что применяемые в бурении диафрагменные компенсаторы не позволяют должным образом гасить колебания давления в бурильной колонне, а, следовательно, в компоновку надо устанавливать дополнительные компенсаторы.

Интервал		Рвх	Wd	Долото		Vмех	Vрейс
Начало	Конец	МПа	т	Тип/размер	Номер	м/ч	м/ч
метр							
354	616	100	18	215,9 ТЗГН	442	29,1	15,2
616	792	105	17	R-15 215,9	1	44	16,6
792	980	90	16	R-15 215,9	43	20,4	9,1
980	1069	89	10	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	8,9	3,7
1069	1081	90	12	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	4,8	1,6
1081	1136	95	15	R-05 215,9 ТЗГНУ	19	13,7	3,3
1136	1164	85	20	R-05 215,9 ТЗГНУ	49	8,8	1,9
1164	1236	110	10	R-05 215,9 ТЗГНУ	49	5,5	3,6
1236	1267	88	15	R-05 215,9 ТЗГНУ	55	2,5	0,7
1267	1337	90	19	R-05 215,9 ТЗГНУ	55	3,1	2,1
1337	1357	81	14	R203M144		4,9	1
1357	1391	89	13	R203M120		3	1,4
1391	1420	92	22	REED/120,7	120	1,3	0,7

Табл. 1 — Технические параметры бурения и применяемые долота

Нами разработан компенсатор промывочной жидкости [2], который позволяет гасить колебания давления и расхода в бурящихся скважинах большого диаметра. Для скважин малого диаметра решение проблемы сглаживания неравномерности давления бурового раствора можно осуществить применением модернизированного компенсатора промывочной жидкости, оснащенного корпусом 1, пружиной 2, замкнутой камерой 3, образованной подпружинным поршнем 4 и перегородкой 5. Замкнутая камера соединяется каналами 6 с затрубным пространством (рис. 3).

Для определения основных размеров модернизированного варианта компенсатора, определения степени гашения пульсаций давления решили задачу динамики работы математической модели данного компенсатора.

Ниже представлена последовательность выполнения расчета компенсатора.

Исходные данные: D, d, d_n, G — вес поршня; $P_0 = P_0(t)$ — давление в верхней части потока; P_c — давление в затрубном пространстве (для упрощения расчетов принимается постоянным); c — коэффициент жесткости пружины.

В дальнейшем принимается общий закон изменения P_0 :

$$P_0 = A \sin \omega t + B \quad (1)$$

где A — амплитуда колебаний;
 B — среднее давление;
 ω — круговая частота;
 t — время

Требуется определить закон изменения давления в области потока, расположенного ниже поршневого компенсатора, т.е. P_0 .

Составим дифференциальное уравнение движения поршня. Силы действующие на поршень (основные силы):

F_p — сила давления потока на верхнюю часть поршня, $F_p = P_0 S_n$,

где $S_n = \frac{\pi(D^2 - d_n^2)}{4}$ — площадь поверхности поршня

F_y — сила упругости пружины, которая определяется по формуле:

$$F_y = c \Delta l,$$

где Δl — деформация пружины;

c — коэффициент жесткости пружины.

F_c — сила давления на поршень снизу (из камеры под поршнем, где давление принимается равным затрубному), $F_c = P_c S_n'$,

где $S_n' = \frac{\pi(D^2 - d_n^2)}{4}$ — площадь поверхности давления поршня снизу

G — сила тяжести поршня;

$m = \frac{G}{g}$ — масса поршня
 Дифференциальное уравнение движения поршня будет иметь вид:

$$\frac{G}{g} \frac{d^2 x}{dt^2} = P_0 S_n + G - c \Delta l - P_c S_n' \quad (2)$$

Вводим обозначения $\frac{c}{m} = k^2$; $\frac{S_n}{m} = a$;

$$\frac{S_n'}{m} = b; D = P_c b + B a$$

Решая уравнение (2), получаем:

$$X(t) = -\frac{A a \omega}{k(k^2 - \omega^2)} \sin kt - \frac{D}{k^2} \cos kt + \frac{A a}{k^2 - \omega^2} \sin \omega t + \frac{D}{k^2} \quad (3)$$

При этом скорость движения поршня будет:

$$V_n = \frac{dx}{dt} = \frac{-A a \omega}{k^2 - \omega^2} \cos kt + \frac{D}{k} \sin kt + \frac{A a \omega}{k^2 - \omega^2} \cos \omega t \quad (4)$$

Для установления зависимостей между средними скоростями жидкости в различных сечениях потока, выделим некоторый объем жидкости и применим к нему теорему об изменении количества движения за бесконечно малый отрезок времени dt , в результате получим искомое уравнение, определяющее давление промывочной жидкости на выходе из компенсатора:

$$P_0 = P_0(t) - \frac{\rho}{S_n} V_n^2 (S_n - S_n') \quad (5)$$

где ρ — плотность жидкости

При помощи уравнения (5), задаваясь геометрическими параметрами компенсатора и зная закон изменения давления промывочной жидкости в сечении, расположенном на входе в компенсатор, можно определить давление промывочной жидкости на выходе из компенсатора.

Решая обратную задачу, определили оптимальные размеры разработанного компенсатора.

Таким образом, неравномерность давления и расхода жидкости в буровой колонне достигает значительных величин и отрицательно сказывается на процессе бурения в целом. Поэтому, разработка компенсаторов, позволяющих снизить неравномерность давления бурового раствора в буровой колонне является актуальной задачей. Разработанный нами компенсатор является одним из способов решения данной проблемы.

Итоги

Предложено техническое решение для уменьшения амплитуды колебания давления промывочной жидкости.

Выводы

Анализируя приведенные в статье данные, становится очевидным, что колебания давления промывочной жидкости негативно влияют на техническое состояние различных

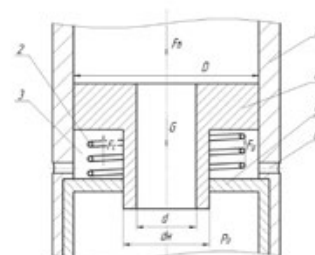


Рис. 3 — Принципиальная схема ступени поршневого компенсатора

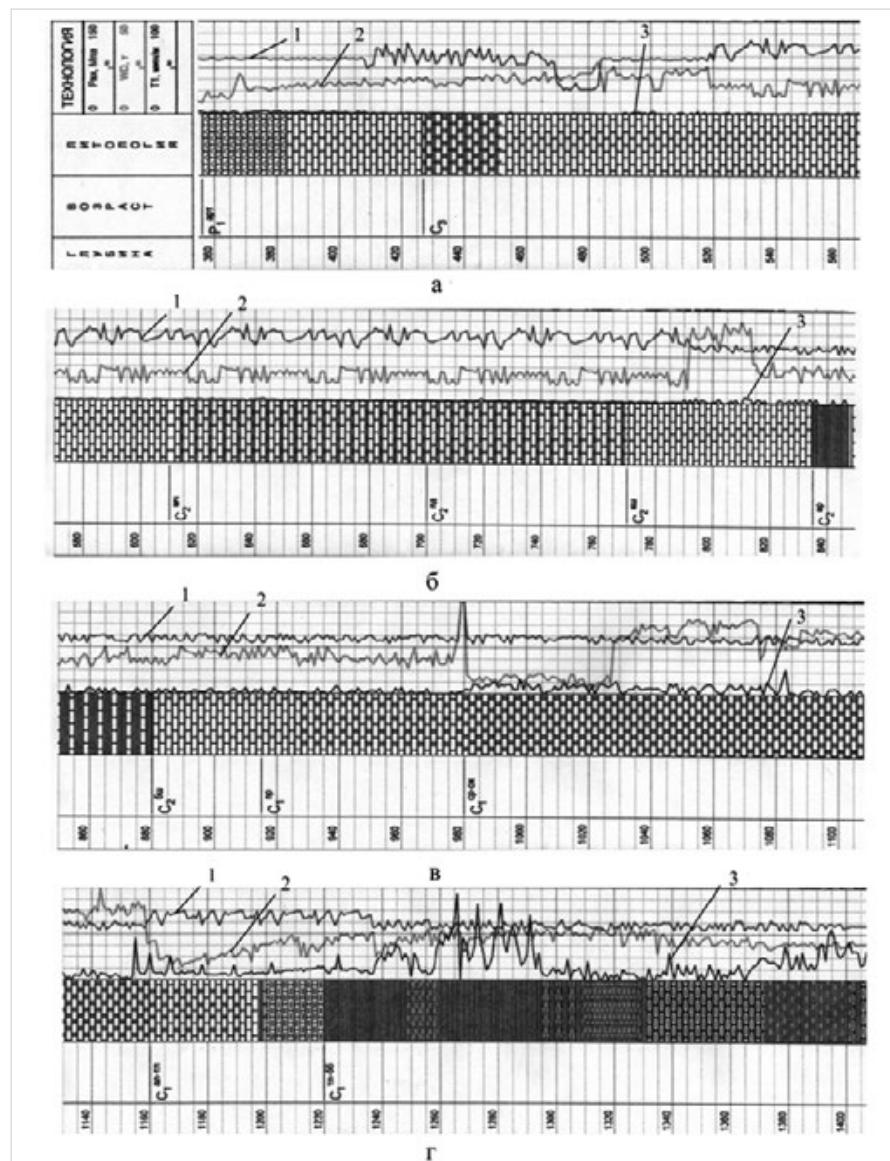


Рис. 2 — Записанные параметры бурения скважины №7063

элементов бурильной колонны и бурового инструмента и на процесс бурения скважин в целом. Разработанный компенсатор позволяет устанавливать его на любом участке бурильной колонны, тем самым, гасить амплитуду колебаний давления, идущих

от забоя, на месте их возникновения.

Список используемой литературы

1. Караев М.А. Гидравлика буровых насосов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1983. 208 с.

2. Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Шаисламов В.Ш., Миннивалеев Т.Н. Пат. 2464404, РФ, МПК Е 21 В 21/00. Компенсатор промывочной жидкости (РФ). 2010152927; Заявлено 23.12.2010; Опул. 27.06.2012.

ENGLISH

DRILLING

Investigation and evaluation of the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the boring tool

UDC 622.24

Authors:

Mavlitzyan S. Gabdrakhimov — Doctor of Technical Sciences, professor, head of oilfield machinery and equipment chair¹

Timur N. Minnivaliev — post-graduate student²; timxn@yandex.ru

Rif M. Galimov — head of the department of technological maintenance of building wells³

¹Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russian Federation

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

³Aznakaevsky company drilling works "Burenie", Aznakaev, Russian Federation

Abstract

Wells drilling technology requires steady circulation of the drilling mud. The article is devoted to the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the boring tool while drilling wells and evaluation of its quantity. The paper provides designed compensator which allow to damp fluctuation of the stream.

and discharge fluctuation of drilling fluid on drilling, analysis of data received from a drilling rig, designing of the compensator and its calculation methodology.

Results

A technical solution for decreasing of amplitude of pressure fluctuation of drilling fluid is suggested.

becomes evident that pressure fluctuation of drilling fluid adversely affects the technical condition different parts drilling string and boring tools and also adversely affects the operation of the drilling wells in general.

Keywords

well, drilling mud pump, turbodrill, bit, drilling fluid, pressure fluctuation, compensator

Materials and methods

Investigation of the influence of pressure

Conclusions

By analyzing shown in this article data, it

References

1. Karaev M.A. *Gidravlika burovyykh nasosov. 2-e izd., pererab. i dop.* [Hydraulics of Drilling Mud Pumps. 2-nd edition rev. and enlarged]. Moscow: Nedra, 1983, 208 p.

2. Gabdrakhimov M.S., Suleimanov R.I., Shaishlamov V.Sh., Minnivaliev T.N. Pat. 2464404, RF, МПК Е 21 В 21/00. *Kompensator promyvochnoy zhidkosti (RF)*. 2010152927;

- Zayavleno 23.12.2010; Opubl. 27.06.2012.*
[Pat. 2464404, Russia, IPC E 21 V 21/00. Compensator washing fluid (RF). 2010152927; Announced 23.12.2010, published 27.06.2012].

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

 www.oilgasconference.ru

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискваженный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технично-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

16 - 21 сентября 2013 г., Анапа

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ:



+7 (861) 248-94-51 (-54), 216-83-63 (-64, -65)



info@oilgasconference.ru

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

10th
Oil Gas
conference

информационные
партнеры

Нефтегаз
Медиа

Нефтегаз
Холдинг

Global Drilling
Times

Eurasia

НЕФТЕ-СЕРВИС

OILGAS
JOURNAL

ТОПНЕФТЕГАЗ
RUSSIA

НЕФТЬ ГАЗ

ЭКОЛОГИЯ
НЕФТИ

НЕФТЕГАЗ

Информационный
портал

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

Гео-ресурсы

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

Нефтегаз.RU

TexCover