

Эффективность рационального использования систем очистки бурового раствора

Drilling Fluid Cleaning Systems: Maximizing Efficiency

Д.В. Барсуков, А.С. Крутиков
(Нефтеюганский филиал ООО «РН-Бурение»)

D.V. Barsukov, A.S. Krutikov:
Nefteyugansk branch of LLC "RN-Burenije"

Введение

Применяемая технология строительства скважин вызывает как техногенные нарушения на поверхности земли, так и изменения физико-химических условий на глубине при вскрытии пластов-коллекторов в процессе бурения. Загрязнителями окружающей среды при бурении скважин являются многочисленные химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Для повышения качества последних применяются системы очистки.

Блоки очистки предназначены для ведения буровых работ по малоотходной технологии и входят в состав циркуляционных систем буровых установок всех классов. Оборудование циркуляционных систем обеспечивает:

- » грубую очистку буровых растворов от шлама на виброситах;
- » обработку раствора на песко- и илоотделителях с выделением шлама пониженнной влажности (пульпы);
- » сепарирование на центрифугах двух смешанных жидкостей различной плотности, не растворимых одна в другой;
- » многократное использование раствора при бурении и выведение из него избытка коллоидной фазы, а также регенерацию барита после завершения бурения скважины;

Introduction

Well construction technology that is currently used not only causes surface disruptions, but also affects physical and chemical conditions at depth during the penetration of reservoir beds while drilling. Substances contaminating the environment during well drilling include various chemical reagents used for the preparation of drilling fluids, and cleaning systems are used to improve the quality of these fluids.

Cleaning units are meant for low-waste drilling technology and are included into the circulation systems of all types of drilling rigs. Circulation system equipment ensures:

- » rough cleaning of drilling fluids on vibrating screens;
- » solution processing on sand- and silt- separators with separation of low humidity slime (pulp);
- » centrifuge separation of two non-soluble mixed fluids of different density;
- » multiple usage of drilling fluid and extraction of excess colloidal phase, as well as regeneration of barites upon well completion;
- » processing of surplus drilling fluid with separation into recyclable water and low humidity slime;
- » degassing of drilling fluids.

Using complete solids control units provides a 1.5 fold decrease in drilling waste and 15-20% reduction in the consumption of chemical reagents. During closed-loop

- » переработку избытков бурового раствора с его разделением на оборотную воду и шлам пониженной влажности;
- » дегазацию буровых растворов.

При использовании полнокомплектных блоков очистки в 1,5 раза уменьшается объем отходов бурения, на 15-20 % – расход химических реагентов. В процессе безамбарного бурения из блока очистки выходит шлам пониженной влажности, пригодный для перевозки в контейнерах или бортовых транспортных средствах. Такой шлам легко поддается обезвреживанию по известным технологиям при минимуме затрат.

Качественно очищенный буровой раствор значительно снижает риски возникновения аварийных ситуаций (прихватов), а также увеличивает межремонтный период бурового оборудования.

Сравнительный анализ использования систем очистки с полным и неполным комплектом оборудования на примере обвязки БУ 3000 ЭУК-1М

В настоящее время существует четырехступенчатая система очистки «вибросито – пескоотделитель – илоотделитель – центрифуга», на каждой ступени которой буровой раствор может быть очищен до определенного размера частиц. На рис. 1 показана

drilling, the solids control unit produces drilling waste which is suitable for transporting in containers or platform vehicles. This waste is easily neutralized using existing technologies at minimum cost. Well cleaned drilling fluids significantly reduce the risks of formation damage, blockages and increase the repair interval for drilling equipment.

Comparative analysis of cleaning systems with a full and reduced instrument set as seen on BU3000EUK-1M pressure piping.

Currently, there is a four-stage cleaning system - vibrating screen/sand separator/silt separator & centrifuge - where at every stage the drilling fluid can be cleaned to a certain grain size. Fig.1 shows the flowchart for a cleaning system with a reduced instrument set, which includes two vibrating screens, one paired sand separator, a silt separator and two centrifuges

Drilling fluid from the wellhead goes through a mud return flowline or ditch to the vibrating screens, where it undergoes rough cleaning to grain size 143 microns. Then, using sludge pumps, the drilling fluid goes to the sand separator, where it's refined to 12 microns in size. After this, using an axial flow pump, the drilling fluid is sent to the centrifuge, cleaned to 2 microns in size and finally the purified fluid is taken to the well with mud pumps. Discharge of this solution into any active tank is admitted, and tank usage order may also be altered.

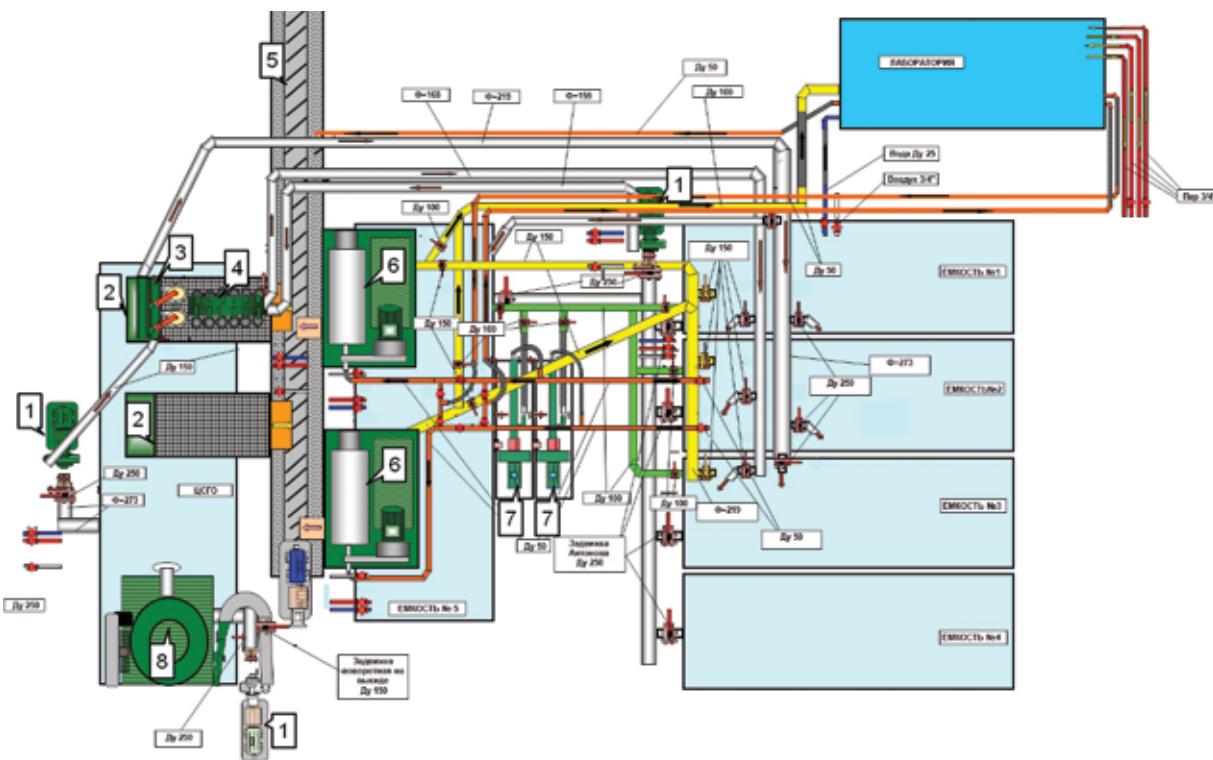


Рис. 1. Схема системы очистки с неполным комплектом оборудования (два вибросита) на примере БУ 3000 ЭУК-1М:
 1 – шламовый насос; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель (спарка); 4 – илоотделитель; 5 – шнековый транспортер;
 6 – центрифуга; 7 – осевой насос; 8 – дегазатор

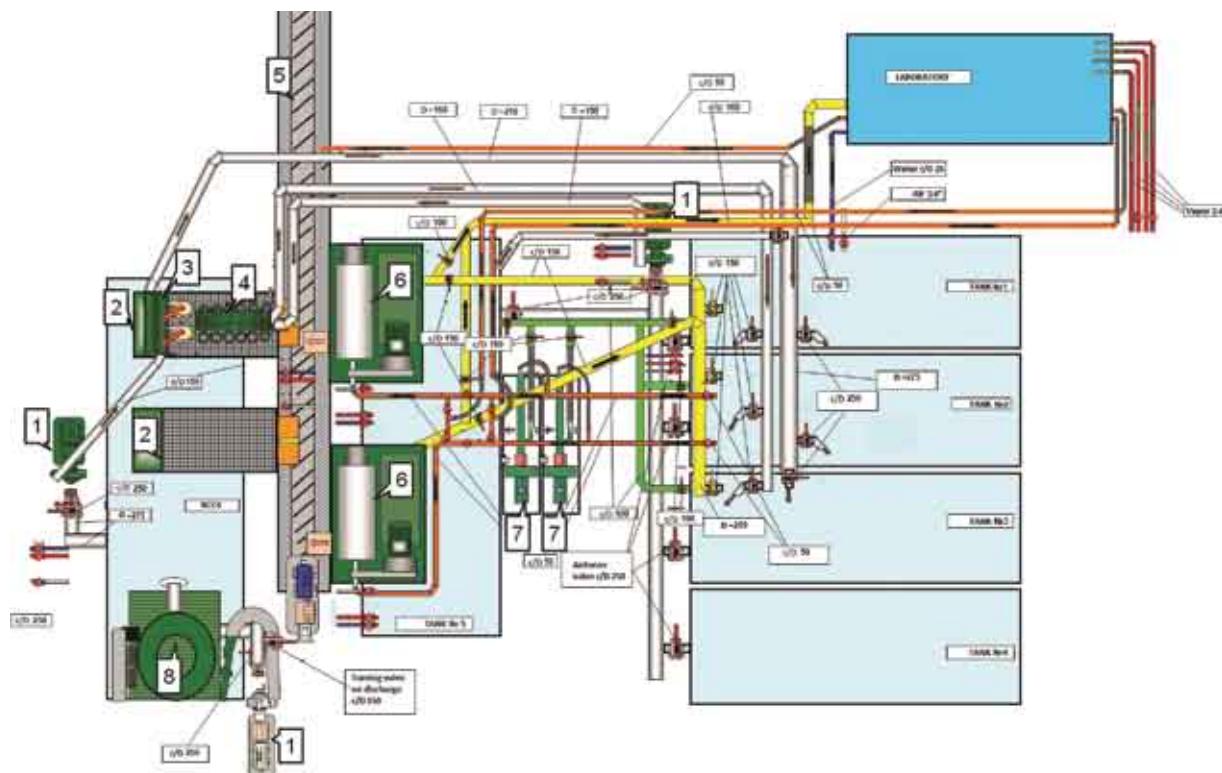


Fig. 1. Flowchart of reduced solids control system (two vibrating screens) as on BU 3000 EUK-1M:

1 – sludge pump; 2 – vibrating screen; 3 – sand separator (paired); 4 – silt separator; 5 – auger conveyor; 6 – centrifuge; 7 – axial flow pump; 8 – degassing unit

схема системы очистки с неполным комплектом оборудования, включающего два вибросита, один спаренный пескоотделитель, илоотделитель и две центрифуги.

Буровой раствор с устья скважины по желобу попадает на вибросито, где происходит его грубая очистка до частиц размером 143 мкм. Затем шламовыми насосами раствор подается на пескоотделитель и очищается до частиц размером 40 мкм, далее он поступает в илоотделитель, где происходит очистка до 12 мкм. Затем при помощи осевого насоса буровой раствор направляется на центрифугу, очищается до 2 мкм, и уже окончательно очищенный забирается буровыми насосами и подается в скважину.

Допускается слив раствора в любую активную емкость, порядок пользования емкостями может быть изменен.

В рассмотренной схеме буровой раствор не может быть очищен до требуемого состояния, прежде всего из-за использования только двух вибросит. Так как пульпа со смонтированных песко- и илоотделителя, попадая на сетки с крупным размером ячейки (800-120 мкм), будет проваливаться в емкость циркуляционной системы грубой очистки (ЦСГО), произойдут загрязнение емкости и увеличение плотности бурового раствора. В дальнейшем пескоотделитель не сможет справляться с раствором такой плотности, и большая

This flowchart does not allow for the drilling fluid to be purified to the necessary state, mainly because only two vibrating screens are used. The pulp from the assembled sand and silt separators dropping on screens with wide screen size (800-120 micron) will fall through into the tanks of the rough-cleaning circulation system (RCCS), which will cause contamination of the tank and increase the density of the drilling mud. Thereafter, the sand separator won't be able to handle the solution of such density, and the larger part of unprocessed drilling fluid will get into the active tanks. If the vibrating screens equipped with sand and silt separators have smaller screens installed (120-55 micron screen size), then the second vibrating screen won't be able to handle the handle the entire volume of all the drilling solution exiting the well, which will lead to losses and the screen area won't be sufficient for quality operation. Also, if the silt separator is not used and the solution is fed directly from sand separators to the centrifuge, this can lead to its breakdown. If the centrifuge is not used either, the uncleaned solution will get into drilling pumps, which will cause the following problems:

- » increased use of spare parts of rapidly wearing drilling pumps;
- » faster wear of manifold, sludge pumps & downhole motors;
- » increased risk of drilling tool freezing

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков



19 мая 2011

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительной организации, максимальное использование отечественных подрядных организаций - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой".



18 октября 2011

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. На конференции они в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями.



8 декабря 2011

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Оборудование для работы на шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, Великобритании и США, имеющие большой практический опыт работ на нефтегазовом шельфе.



15 марта 2012

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Участники конференций "Нефтегазснаб" - руководители служб МТО нефтегазовых компаний. Специалисты обсуждают конкурсы, вопросы приемки оборудования, пути совершенствования процедур отбора поставщиков, создание баз данных.

Примите участие в конференциях!

www.n-g-k.ru



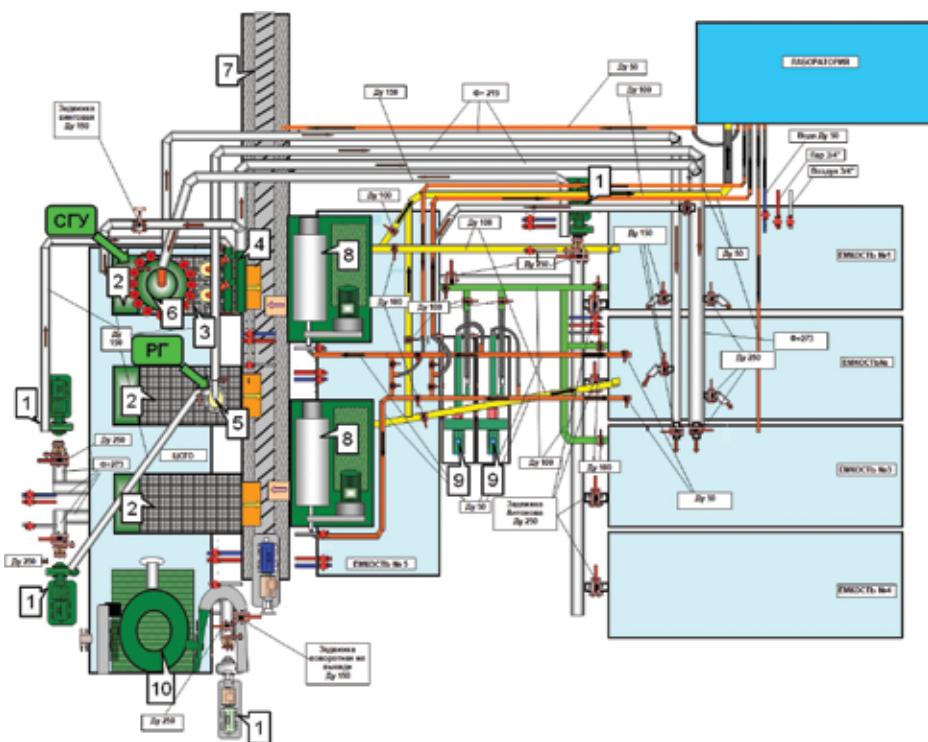


Рис. 2. Схема системы очистки с полным комплектом оборудования на примере БУ 3000 ЭУК-1М:
 1 – шламовый насос; 2 – вибросито; 3 – ситогидроциклонная установка; 4 – пескоотделитель (спарка); 5 – резервный пескоотделитель; 6 – илоотделитель; 7 – шнековый транспортер; 8 – центрифуга; 9 – винтовой насос; 10 – дегазатор

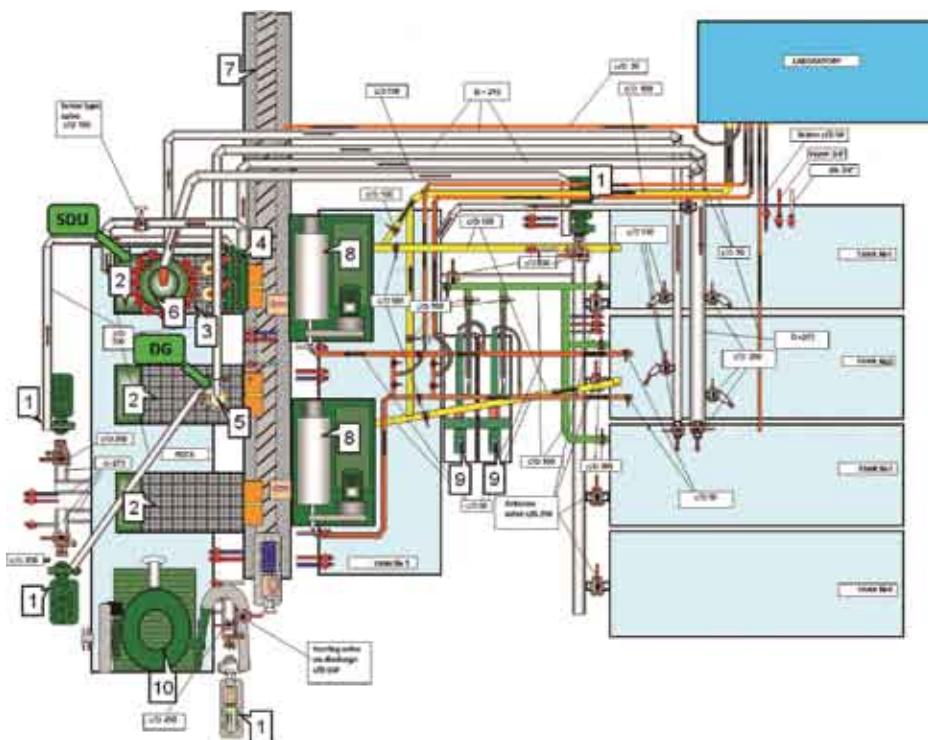


Fig. 2. Flowchart of full solids control system as on BU 3000 EUK-1M:

1 – sludge pump; 2 – vibrating screen; 3 – shaker-desander unit (SDU); 4 – sand separator (paired); 5 – back-up sand separator; 6 – silt separator; 7 – auger conveyor; 8 – centrifuge; 9 – auger-type pump; 10 – degassing unit

часть неочищенного раствора будет попадать в активные емкости. Если на сите со смонтированными песко- и илоотделителем устанавливать сетки с небольшим размером ячейки (120-55 мкм), то второе выбросито не будет справляться с объемом всего выходящего из скважины раствора, что приведет к значительным его потерям, площади сита будет недостаточно для качественной работы. Кроме того, если не использовать илоотделитель, а подавать раствор с пескоотделителями на центрифугу, то это может привести к ее выходу из строя. Если не использовать и центрифугу, то неочищенный раствор попадает в буровые насосы, вследствие чего:

- » повышается расход быстро изнашивающихся запчастей бурового насоса;
 - » происходит быстрый износ манифольда, шламовых насосов, забойных двигателей;
 - » возрастает угроза прихвата бурового инструмента.
- Все это приводит к простоям буровой установки, снижению механической скорости бурения и экономическим потерям.

All of this leads to drill rig downtime, decreased mechanical drilling speed and financial losses.

At the present time, the Nefteyugansk branch of LLC "RN-Bureniye" has switched over to using the cleaning system with full instrument set (fig. 2). Differing from the system reviewed above, it has an added shaker-desander unit (SDU), consisting of drying vibrating screen, where sand and silt separators are installed.

When using full instrument cleaning set, the drilling solution takes a similar route to that shown in fig. 1. The second system is more preferable mainly due to the third vibrating screen. The SDU has smaller screens with 120 to 55 micron screen size, thus drilling waste from the sand and silt separators drops onto these screens and does not fall through into RCCS tanks, but is purified to 55 micron grain size. The hard phase (residue) which can't be cleaned, is discharged into the auger conveyor. All of this allows an increase in the quality of cleaning while minimizing the loss of the drilling fluid. One other advantage of this system is that the second linear vibrating screen has a back-up sand separator installed, which, in the case of the paired SDU sand separator going down, allows you to switch the operation

EAGE

EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOSCIENTISTS &
ENGINEERS



г. Геленджик, Россия, 12-15 сентября 2011 г.



Окончание приема тезисов докладов
25 мая 2011 г.

13-я международная научно-практическая конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов

Регистрация открыта!

В настоящее время Нефтеюганский филиал (НФ) ООО «РН-Бурение» перешел на систему очистки с полным комплектом оборудования (рис. 2). Она отличается от рассмотренной тем, что добавлена ситогидроциклонная установка (СГУ), состоящая из осушающего вибросита, на котором смонтированы песко- и илоотделитель.

При работе с полным комплектом оборудования буровой раствор проходит путь, аналогичный схеме, показанной на рис. 1. Вторая система более предпочтительна в первую очередь за счет использования третьего вибросита. На СГУ установлены мелкие сетки с ячейками размером от 120 до 55 мкм, поэтому пульпа с песко- и илоотделителем, попадая на эти сетки, не «проваливается» в емкость ЦСГО, а очищается до частиц размером 55 мкм. Твердая фаза (шлам), которую ничем нельзя очистить, сбрасывается в шnekовый транспортер. Все это позволяет повысить качество очистки и уменьшить потери раствора.

Еще одним преимуществом данной системы является то, что на втором линейном вибросите устанавливается резервный пескоотделитель, за счет которого при выходе из строя спаренного пескоотделителя на СГУ можно перейти на работу с двумя виброситами и пескоотделителем, не останавливая бурение. Однако даже при наличии полного комплекта системы очистки можно допустить ошибки, которые сведут на нет качество очистки раствора и приведут

to two vibrating screens and a sand separator, without stalling the drilling.

However, even when full instrument kit cleaning system is used, errors are possible that can render all the cleaning efforts null and cause a rapid breakdown of the equipment. Primarily, these could be:

- » improper pressure piping: wrong selection of pumps, diameters and sections of the pipes;
- » incompliance to the operation and maintenance chart (incorrect selection of vibrating screen baskets and sand and silt separator headers, not following the proper order of cleaning system units operation (starting the silt separator);
- » errors while adjusting cleaning system equipment units (vibrating screens, centrifuges and feeding pumps).

The article shows a comparative economical analysis of two cleaning system arrangements. Fig. 3 shows expenses for spare parts, tools and accessories (SPTA). It is clear that with the rational usage of full solids control system, expenses for SPTA are significantly reduced. The comparative table shows all costs and expenses for one calendar year per one drilling rig, as well as expenses for one incident mitigation, related to using low quality drilling fluid. As per statistical data of NB LLC “RN-Bureniye” for 2007-2009, using the full solids control system shows at least one less incident per year than that of the reduced set system.

Система очистки - Cleaning system			
Основные статьи расходов, млн. руб. Main expense articles, mln. rubles	Два вибросита Two vibrating screens	Два вибросита + СГУ + резервный пескоотделитель Two vibrating screens + SDU+back-up sand separator	Экономия, млн. руб. Savings, mln. rubles
Расходы на ЗИП для бурового оборудования Drilling equipment SPTA expenses	10,79	6,61	4,18
Платежи за переработку буровых отходов Payments for processing of drilling waste	5,17	3,62	1,55
Расходы на ликвидацию аварии (прихват) Expenses for incident mitigation (freezing)	3,51	0	3,51
Капитальные вложения Capital expenditures	0	2,43	-2,43
Итого Total	19,47	12,66	6,81

7 - 10 June
2011
BAKU, AZERBAIJAN



CASPIAN OIL & GAS

www.cog.az
www.caspianoil-gas.com

18th International
**CASPIAN
OIL & GAS**
Exhibition & Conference
incorporating
Refining & Petrochemicals



Organisers



ITE London
Tel: +44 207 596 5000 Fax: +44 207 596 5106
oilgas@ite-exhibitions.com

Iteca Caspian LLC
Tel: +99412 447 47 74 Fax: +99412 4478558
oilgas@iteca.az

Venue



к быстрому выходу из строя оборудования. К ним прежде всего относятся:

- » неправильная обвязка: неверный подбор насосов, диаметров и сечений трубопроводов;
- » несоблюдение регламента работ (неправильный подбор кассет вибросит и насадок для пескои илоотделителей, несоблюдение последовательности работы оборудования систем очистки (пропуск илоотделителя));
- » ошибки при регулировании оборудования систем очистки (вибросита, центрифуги и питающего насоса).

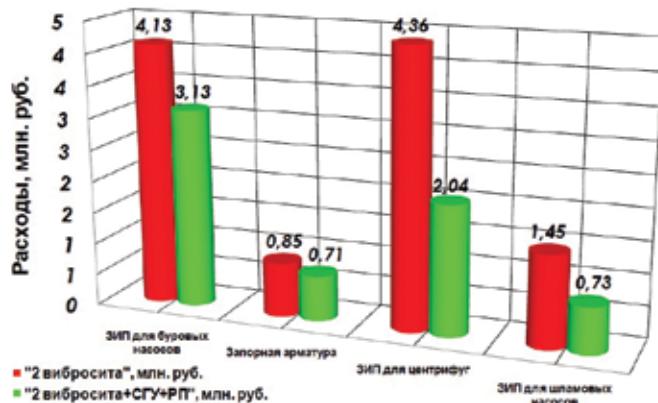


Рис. 3. Годовые расходы на ЗИП для бурового оборудования на одну буровую установку

В работе проведен сравнительный экономический анализ двух компоновок систем очистки. На рис. 3 показаны затраты на ЗИП. Из него видно, что при рациональном использовании полного комплекта оборудования системы очистки затраты на ЗИП значительно снижаются. В сводной таблице представлены все затраты и расходы за один календарный год из расчета на одну буровую установку, а также затраты на ликвидацию одной аварии (прихвата), связанной с применением некачественного раствора. При использовании системы с неполным комплектом оборудования по статистике НФ ООО «РН-Бурение» за 2007- 2009 гг. в год происходит минимум на одну аварию больше, чем при использовании системы с полным комплектом.

Заключение

Выявлены недостатки неполного комплекта системы очистки «два вибросита», а также указаны факторы, устранение которых повысит эффективность очистки бурового раствора. Проведенный экономический анализ показал, что при рациональном использовании полного комплекта очистки из расчета на одну буровую установку за год экономия составила 6,81 млн. руб., на все 11 бригад НФ ООО «РН-Бурение» – 74,91 млн. руб.

Conclusion

Disadvantages of reduced solids control systems (two vibrating screens) have been revealed. Certain problems, which if avoided could also improve the efficiency of drilling fluid cleaning and processing have

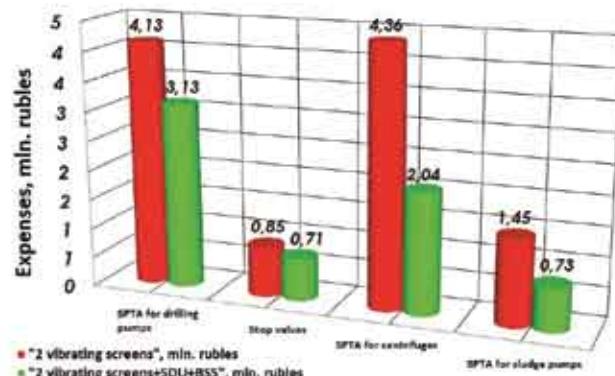


Fig. 3. Annual expenses for SPTA on drilling equipment per one drilling rig

also been identified. The economical analysis shows that the rational usage of the full solids control system accounts for 6.81 million rubles in savings per drilling rig, which for all 11 crews of NB LLC “RN-Bureniye” totals up to 74.91 million rubles.

List of literature used

1. Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Y.M. Drilling washing and backfilling fluids: Textbook for universities. Moscow, Nedra, 1999. – 424 p.
2. Drilling equipment/V.F. Abubakirov, Y.G. Burimov, A.N. Gnoyevlykh etc. Reference guide in 2 vol. – Moscow, Nedra, 2003. – 763 p.

This article was published in the NK Rosneft Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-tehnicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft", No.3, 2010, pp. 14-17; ISSN 2074-2339) and won the 3-rd prize in the 2010 competition for the best publication in the newsletter. Printed with permission from the Editorial Board.

Список литературы

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
2. Буровое оборудование/В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и [др.]. Справочник в 2-х томах. – М.: Недра, 2003. – 763 с.

Эта статья была опубликована в Научно-техническом журнале ОАО «НК Роснефть», №3, 2010 г., с. 14 – 17; ISSN 2074-2339, и заняла третье место в конкурсе на лучшую публикацию в журнале в 2010 г. Напечатано с разрешения редакционной коллегии.