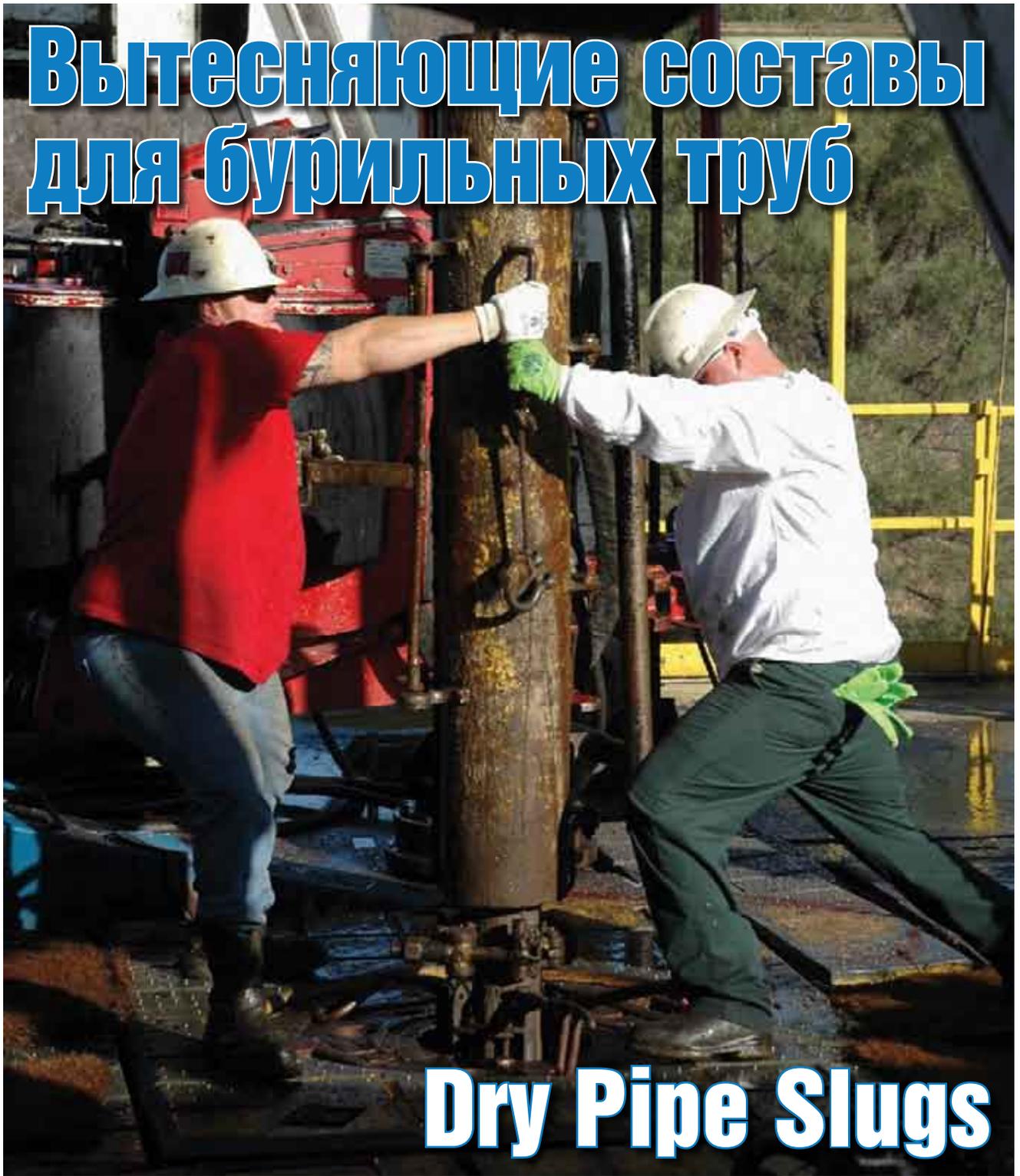


Вытесняющие составы для бурильных труб



Dry Pipe Slugs

Х. О. Болл

H.O. Ball

Смешивание и закачка вытесняющих составов с баритом для опорожнения бурильных труб до их подъема из скважины относятся к числу наиболее распространенных работ, выполняемых на буровых установках. Тем не менее, в том случае, если при извлечении из скважины труба остается заполненной, это может создать проблемы для рабочей бригады

Mixing and pumping barite slugs to dry the drillpipe before tripping out of a well is one of the most common of all rig operations, yet when the pipe fails to pull dry, it can be frustrating for the crew and expensive for the operator. Slugging procedures on many rigs are a haphazard affair and often, if the slug attempt fails, the crew is not really sure what went wrong.

и дорого обойтись компании-оператору. На многих буровых установках закачка вытесняющего состава осуществляются непродуманно. Часто при неудачной попытке закачки члены бригады не знают, в чем именно заключаются причины неудачи.

При проектировании скважин процедура закачки вытесняющего состава часто игнорируется ввиду ее меньшей значимости по сравнению с другими операциями. При этом некоторые операторы, которые знают о возможных потерях, используют нормы и правила закачки вытесняющего состава. Некоторые используют в вытесняющих составах только сыпучий барит; другие устанавливают ограничения на плотность составов. Обеспечить соблюдение подобных правил бывает непросто. В некоторых случаях их применение приводит к включению в отчеты неверной информации.

Важность подъема порожних труб обусловлена несколькими причинами. При подъеме труб происходит больше инцидентов, приводящих к открытому фонтанированию, чем при выполнении любых других рутинных операций на буровых вышках. Когда труба поднимается из скважины, необходимо обеспечить замену объема металла, удаляемого из скважины, равным объемом рабочей жидкости (бурового раствора) в целях поддержания забойного давления. При подъеме заполненной бурильной колонны трудно выполнить точное измерение объема дополнительно закачиваемого бурового раствора.

Большое значение также имеет проблема безопасности персонала. Когда буровой раствор начинает разбрызгиваться из всех нарушенных соединений, происходит быстрое загрязнение пола и инструментов. Бригаде становится трудно обеспечивать безопасность выполняемых работ, пытаясь при этом сохранять равновесие на скользком полу. Потери бурового раствора при подъеме заполненных труб также приводят к лишним затратам. При подъеме происходит не только потеря всего бурового раствора, но также и потери времени и материалов, необходимых для повторного заполнения объема. И, наконец, важным фактором является моральное состояние персонала на буровой площадке. Ни одна бригада не получает большого удовольствия, работая под душем из бурового раствора. Ухудшению морального состояния сопутствует снижение продуктивности. Специалиста по рабочим жидкостям (инженера по буровым растворам), который попытается вести точный учет расхода барита для вытесняющих составов, может шокировать объем затрат за 30-дневный период, в особенности при использовании сыпучего материала.

Ниже мы рассмотрим процесс закачки вытесняющего состава в целях выработки методов, которые, в случае их применения на большинстве буровых установок,

Slugging is often ignored in well planning because in comparison to other operations, it is a rather small detail. Some operators that are aware of potential waist, do have slugging policies. Some only allow the use of sack barite for slugs: others set limits for slug densities. Such policies can be difficult to enforce and sometimes result in false information appearing on reports.

Pulling the pipe dry is important for several reasons. More well control incidents, leading to blowouts, have occurred on trips than during any other routine rig operation. When tripping out of a well, it is essential that the volume of steel removed from the well be replaced with an equal volume of the working liquid (mud) in order to maintain bottom hole pressure. It is difficult to measure hole fill-up accurately when pulling a wet string.

Personnel safety is also a primary concern. When mud is spraying around at every broken connection the floor and tools are quickly covered. It is difficult for the crew to work safely while trying to maintain their balance on the slippery floor. Mud lost on wet trips also represents money spent unnecessarily. Not only is hole mud lost during the trip, but there is also the cost of time and material required to re-build volume. Finally, drillfloor morale is an important consideration. No crew enjoys working in a constant shower of drilling mud. Spirits sag, and so does efficiency. The fluid technician (mud engineer) who tries to keep accurate records of the barite used for slugs may be shocked at the cost over a 30-day period, especially if bulk material is used.

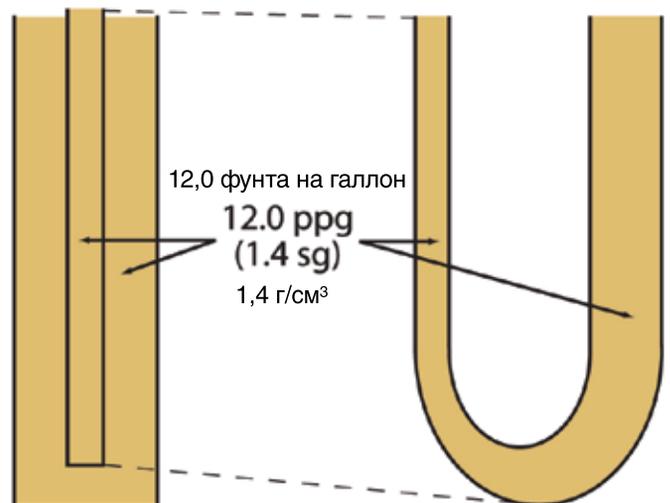


Рис. 1 - Fig. 1

The discussion below takes a look at the slugging process in order to develop some procedures that, when applied to most rigs, should enable the drill crew to pull dry pipe consistently.

If the drilled borehole with the drillstem inside is thought of as a U-tube, and both sides of the tube are filled with the same density fluid, the hydrostatic pressure exerted by the fluid is equal on both sides of the tube. See FIG. 1. When

позволили бы бригадам буровиков регулярно извлекать порожние трубы.

Если пробуренную скважину с находящейся в ней бурильной штангой считать U-образной трубой, и если секции трубы по обе стороны заполнены жидкостью одинаковой плотности, данная жидкость оказывает равное гидростатическое давление на обе стороны трубы. **РИС. 1** Когда в одну из секций трубы закачивается жидкость, имеющая другую плотность, жидкость из секции с более плотной (тяжелой) жидкостью начнет вытеснять более легкую жидкость в другой секции, пока в трубе вновь не установится равновесие. Данный феномен наблюдается на буровой установке при быстром бурении с прохождением пластов в верхней части ствола скважины. Когда скорость бурения превышает скорость подачи бурового раствора, затрубное пространство заполняется шламом. Шлам повышает эффективную плотность жидкости в затрубном пространстве, и при отсоединении ведущей трубы или верхнего привода в целях наращивания колонны буровой раствор начинает разбрызгиваться во все стороны. Буровой раствор на стороне затрубного пространства U-образной трубы вытесняет более чистый и легкий раствор на стороне бурильной трубы.

При закачивании в трубу вытесняющего состава цель операции заключается в намеренном нарушении баланса в системе с тем, чтобы жидкость на стороне бурильной трубы в U-образной трубе частично вытеснила жидкость на стороне затрубного пространства. Другими словами, гидростатическое давление в бурильной трубе должно превышать давление в затрубном пространстве для того, чтобы закачка вытесняющего состава принесла требуемые результаты.

Поскольку гидростатическое давление зависит от высоты и плотности колонны жидкости, в трубу может закачиваться малый объем тяжелого состава (заполняющего короткий отрезок трубы) или большой объем более легкого состава (заполняющего протяженный отрезок), при условии, что система подачи бурового раствора была приведена в равновесное состояние до закачки вытесняющего состава. В случае, если гидростатическое давление в бурильной трубе выше, система утрачивает равновесие и уровень жидкости в бурильной трубе падает до точки установления равновесия.

Принятые нормы, относящиеся к падению уровня вытесняющего состава, отсутствуют. Оборудование буровой установки, предшествующий опыт, проводимые в настоящее время операции и предпочтения компании относятся к числу переменных, которые необходимо принимать во внимание. Однако при определенных условиях существует возможность выполнения предварительных расчетов, позволяющих определить плотность и требуемую длину отрезка

a fluid of different density is added to one side of the tube, the side with the denser, (heavier) fluid will displace the lighter side until the tube returns to a balanced condition. This phenomenon can be seen on the rig when drilling fast, in tophole formations. The annulus becomes charged with cuttings if the drilling rate exceeds the circulating rate. The cuttings increase the effective density of the fluid in the annulus, and when the kelly or topdrive is broken off to make a connection, mud flies in all directions. The mud on the annulus side of the U-tube is displacing the cleaner, lighter mud on the dillpipe side.

When slugging the pipe, the goal is to deliberately unbalance the system so that the drillpipe side of the U-tube will slightly displace the annulus side. In other words, the hydrostatic pressure in the dillpipe must be greater than that in the annulus for the slug to be effective.

Since hydrostatic pressure depends upon the height and the density of a column of fluid, the pipe can be slugged with a small (short) heavy slug, or a large (long) lighter slug, provided that the mud system was balanced before the slug was pumped. So long as the hydrostatic pressure is greater in the drillpipe, the system will become unbalanced and the fluid level inside the drillpipe will fall to the point of balance.

There are no established standards for slug fall. Rig equipment, experience, present operations, and company preferences are all variables that must be considered. However, given certain conditions, it is possible to make some estimates in order to determine the density and length required for a good slug. In other words, what slug density and volume would create enough imbalance to ensure that the drillpipe would pull dry throughout the trip? The first step in calculating slug densities is to decide what length of empty drillpipe would the slug create, or how far should the slug drop? The slug density required to achieve the drop in a balanced system can be estimated once the desired slug drop is determined.

Assume the following:

- » *5 inch, 19.5 lbs/ft drillpipe. Capacity 0.01776 bbls/ft (0.0093 m³/m)*
- » *Slugging pit with 25 barrels (4 m³) available to the pump*
- » *Mud weight of 12.0 ppg (1.4 sg)*

Solve for the approximate length of a 25 bbl slug in the 5-inch drillpipe.

$$\begin{aligned} Bbls \div bbls/ft &= ft \\ 25 \div 0.01776 &= 1408 \text{ ft. (429 m)} \end{aligned}$$

One joint of Range II drillpipe is about 31 ft (9.43 m) therefore, if the rig pulls triples, that is, three joints to a stand, one stand will be about 93 ft (28.3 m) long. Assume that a slug drop of about a stand and a half, that is, 150 ft. (45.7 m), is desired.

трубы, заполняемого в целях эффективной закачки вытесняющего состава. Другими словами, при какой плотности и объеме вытесняющего состава возникнет дисбаланс, достаточный для того, чтобы бурильная труба оставалась порожней при выполнении подъема? При расчете плотности вытесняющего состава в первую очередь необходимо определить, какой отрезок трубы удастся опорожнить с использованием состава и до какого уровня должен опуститься состав. Плотность вытесняющего состава, необходимая для обеспечения требуемого понижения уровня состава в сбалансированной системе, может быть рассчитана после определения желаемого уровня, до которого должен опуститься состав.

Используем следующие допущения:

- » Бурильная труба диаметром 5 дюймов (127 мм) и удельной массой 19,5 фунта на фут (29 кг/м) Емкость 0,01776 барреля на фут (0,0093 м³/м)
- » Насос качает раствор из резервуара вытесняющего состава емкостью 25 баррелей (4 м³)
- » Удельная масса бурового раствора составляет 12,0 фунта на галлон (1,4 г/см³)

Определим приблизительную длину отрезка 5-дюймовой бурильной трубы, заполняемого 25 баррелями вытесняющего состава.

$$\text{Баррель} \div \text{баррель/фут} = \text{фут}$$

$$25 \div 0,01776 = 1408 \text{ фут (429 м)}$$

Solve for the slug density required to cause a drop of 150 ft (45.7 m).

$$\text{Fluid density} \times [(\text{slug drop} \div \text{slug length}) + 1] = \text{slug density}$$

$$12 \times [(150 \div 1408) + 1] = 13.27 \text{ or } 13.3 \text{ ppg (1.6 sg)}$$

As long as the desired slug drop and the pipe diameter remain constant, the ratio of the slug drop to its length can be treated as a constant value and used for various system densities as shown in the examples below. The constant for the example well is:

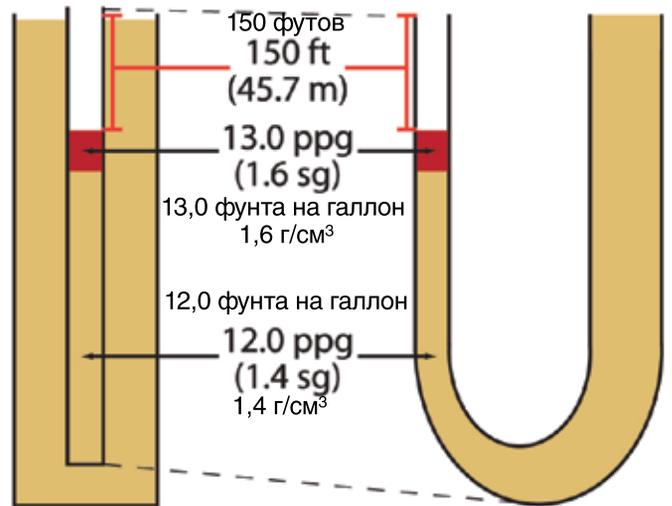


Рис. 2 : $(150 \div 1408) + 1 = 1,106534$

Fig. 2 : $(150 \div 1408) + 1 = 1,106534$

Increased Possibilities on Wireline



Logging in Open Hole

Operation

Performing a successful formation testing logging job offshore Norway. The job was carried out in an S-shaped well path above the reservoir section with a maximum inclination of 70°, which dropped to about 20° in the reservoir section where the logging job was done.

Well Parameters

Depth: 12,920 ft
 Deviation: 70°
 Dog leg: 7.89°/100 ft
 Pressure points: 18

Equipment Used

Well Tractor®
 Formation Tester

Achievements

Two days were saved compared to a pipe conveyed logging job; one day due to less time spent on the job and one day due to eliminating a cleaning operation after logging.

Additionally, the risk of lost circulation was reduced, which increased the probability of a good cement job since the open hole was exposed for a shorter time.

The Well Tractor®

The wireline Well Tractor® is optimized for pulling force and speed in conjunction with the down hole completion string. It is unique on the market as it is able to push large tool strings into the open hole and robust enough to withstand the shocks of perforation.

A key feature is the fail-safe function that prevents it from getting stuck in the wellbore. When the Well Tractor® is powered down, the arms and wheels retract automatically, providing a flush outside diameter surface.

Increased Efficiency

Operating costs are verifiably reduced when applying the Well Tractor®. Furthermore, it adds value to the well management by ensuring rapid returns on investments through enhanced oil recovery and certainty of execution. Additional benefits are lesser quantities of heavy equipment and less personnel required.

Welltec®

Длина одного звена бурильной трубы (стандарт длины II) составляет приблизительно 31 фут (9,43 м). Таким образом, при использовании трехтрубных свечей (т.е. с тремя трубами на одну свечу), длина одной свечи составит приблизительно 93 фута (28,3 м). Предположим, что понижение уровня вытесняющего состава соответствует длине полутора свечей, т.е. 150 футам (45,7 м).

Определим плотность вытесняющего состава, необходимую для понижения уровня на 150 футов (45,7 м).

Плотность жидкости x [(понижение уровня состава ÷ длина заполненного составом отрезка) + 1 = плотность состава
 $12 \times [(150 \div 1408) + 1] = 13,27$ или 13,3 фунта на галлон (1,6 г/см³)

При условии, что требуемое понижение уровня вытесняющего состава и диаметр трубы остаются неизменными, соотношение дистанции понижения уровня состава и длины заполненного составом отрезка трубы можно рассматривать в качестве постоянной величины и использовать при различных значениях плотности жидкости в системе, как показано в приведенных ниже примерах. Для рассматриваемой в качестве примера скважины принята следующая постоянная величина:

$(150 \div 1408) + 1 = 1,106534$
 (Рис.2)

Принимая 150 футов за дистанцию падения уровня, определим значения плотности вытесняющего состава, которые необходимо выдерживать в системах с плотностью, составляющей 9,0 фунта на галлон (1,1 г/см³), 14,0 фунта на галлон (1,7 г/см³) и 16,0 фунта на галлон (1,9 г/см³), соответственно.

Система с плотностью 9,0 фунта на галлон \times 1,106534 = плотность вытесняющего состава 9,95 или 10,0 фунта на галлон (1,2 г/см³)

Система с плотностью 14,0 фунта на галлон \times 1,106534 = плотность вытесняющего состава 15,5 фунта на галлон (1,9 г/см³)

Система с плотностью 16,0 фунта на галлон \times 1,106534 = плотность вытесняющего состава 17,7 фунта на галлон (2,1 г/см³)

Следует учитывать, что по мере повышения плотности в системе требуется утяжеление вытесняющего состава в целях обеспечения понижения его уровня на 150 футов. Для обеспечения одинакового понижения уровня вытесняющего состава в системах с большей

Assuming 150 feet of drop, determine the slug densities required in 9.0 ppg, 14.0 ppg, and 16.0 ppg systems respectively.

9.0 ppg system \times 1.106534 = 9.95 or 10.0 ppg (1.2 sg) slug

14.0 ppg system \times 1.106534 = 15.5 ppg (1.9 sg) slug

16.0 ppg system \times 1.106534 = 17.7 ppg (2.1 sg) slug

Notice that as the system density increases, a heavier slug is required to realize the same 150 ft slug drop. In order to maintain the same slug drop in systems with higher mud weights, either a greater slug volume, or a higher slug density is required. Suppose the slug volume is increased from 25 to 30 barrels (4.7 m³).

Length of slug in drillpipe is $30 \div 0.01776 = 1689$ ft (515 m)
 Ratio from the formula with the longer slug is $(150/1689) + 1 = 1.108881$

9.0 ppg system \times 1.108881 = 9.8 ppg (1.2 sg) slug

14.0 ppg system \times 1.108881 = 15.2 ppg (1.8 sg) slug

16 ppg system \times 1.108881 = 17.7 ppg (2.1 sg) slug

It can be seen that the additional 5 barrels (0.79 m³) makes little difference in density requirements, even though the

slug occupies an additional 281 ft (85.6 m) of drillpipe (1689 – 1408 = 281).

It is not necessary to work the calculations often.

The drillpipe size does not change frequently, and the slugging pit has a limited capacity. The decision between pumping a long, lighter slug or a short, heavier slug is a matter of operational preference. If

the U-tube is unbalanced, the slug should fall. If the slugs are mixed according to these guidelines, then there is little else that the worker who mixes the slug can do. There are, however, some other factors that will influence the effectiveness of slugs.

The U-tube should be balanced before the pipe is slugged. A difference of 0.2 or 0.3 ppg between the mud weight at the flowline and the mud weight going down the hole may make a considerable difference in slug fall. If the system is known to be out of balance and cannot be circulated, then a longer or heavier slug than normal will be required. The best solution is to circulate the annulus clean before slugging the pipe.

The slug must be displaced properly. If the driller leaves the slug above the rotary table, the fluid will not fall and the connection will be wet. Likewise, if the slug is greatly over-displaced, it will be ineffective. Slug displacement errors are fairly common. That is why some crews seem to have more trouble slugging the pipe than others. The blame, if

“ Потери бурового раствора при подъеме заполненных труб также приводят к лишним затратам
Mud lost on wet trips also represents money spent unnecessarily ”



PPG Protective & Marine Coatings

- Промышленные защитные покрытия
- Огнезащитные покрытия
- Покрытия для защиты и ремонта резервуаров
- Защитные покрытия для морских буровых платформ
- Внутренние покрытия для нефтяных и газовых труб



**Производитель
высокоэксплуатационных
защитных покрытий**

X
СРОЧНЫЙ ВОЗВРАТ
СТ. САЛАВАТ
К.Б.Ш. Ж.Д.
ПОСТРОЕН-143
(И 93. 93)

PPG Industries Netherlands B.V.

P.O. Box 153

4190 CD Гелдермалсен

Нидерланды

Телефон (+31) 345 587 200

Факс (+31) 345 587 256

www.ppgpmc.com

infopc@ppg.com

PPG Industries Netherlands B.V.

ООО "ППГ Индастриз"

Севастопольский пр-т, 56А

117342, Москва

Тел. (+7) 495 779-31-31, доб. 121

Факс (+7) 495 779-25-99, доб. 119

www.ppgpmc.com

salesmoscow@ppg.com

удельной массой бурового раствора требуется либо увеличение объема вытесняющего состава, либо повышение его плотности. Предположим, что объем вытесняющего состава увеличивается с 25 до 30 баррелей (4,7 м³).

Длина заполняемого составом отрезка бурильной трубы: $30 \div 0,01776 = 1689$ футов (515 м)
 Соотношение по формуле с большей длиной заполняемого отрезка: $(150/1689) + 1 = 1,108881$
Система с плотностью 9,0 фунта на галлон \times 1,108881 = плотность вытесняющего состава 9,8 фунта на галлон (1,2 г/см³)

Система с плотностью 14,0 фунта на галлон \times 1,108881 = плотность вытесняющего состава 15,2 фунта на галлон (1,8 г/см³)

Система с плотностью 16 фунтов на галлон \times 1,108881 = плотность вытесняющего состава 17,7 фунта на галлон (2,1 г/см³)

Мы видим, что дополнительные 5 баррелей (0,79 м³) мало влияют на требования к плотности, несмотря на то, что вытесняющий состав занимает дополнительный отрезок бурильной трубы протяженностью 281 фут (85,6 м): $(1689 - 1408 = 281)$.

Отсутствует необходимость в частом выполнении данных расчетов. Размер бурильной трубы меняется нечасто, а резервуар для вытесняющего состава имеет ограниченную емкость. Выбор между закачиванием более легкого вытесняющего состава в более длинный отрезок трубы или более тяжелого состава в более короткий отрезок определяется предпочтениями, основанными на эксплуатационных факторах. При отсутствии равновесия в U-образной трубе уровень вытесняющего состава должен упасть. При смешивании вытесняющих составов в соответствии с данными указаниями, рабочие, осуществляющие смешивание, едва ли могут принять какие-либо другие меры. Однако существуют дополнительные факторы, оказывающие влияние на эффективность закачки вытесняющих составов.

До закачки состава в U-образной трубе должно установиться равновесие. Разница между плотностью бурового раствора в выкидной линии и раствора, закачиваемого в скважину, составляющая 0,2 или 0,3 фунта на галлон (0,02 г/см³ или 0,04 г/см³), может оказывать значительное влияние на падение уровня вытесняющего состава. Если известно, что равновесие в системе нарушено и прокачивание по замкнутой системе не представляется возможным, потребуется

there is any, should not always be borne by the mud hand. He is not responsible for circulating the annulus clean, or displacing the slug. Below are some suggestions for getting a good slug.

1. Learn, or calculate the volume in the lines from the slugging pit to the rotary table. Do not accept some number that has been passed on for years. Either look at the rig plans, or trace and measure the lines. This may be time consuming, but it only has to be done once. When an accurate volume has been determined, post it in barrels (m³) and pump strokes so all drillers will chase their slugs in the same manner. Using time rather than strokes for guide is not accurate.

2. When the pump efficiency is checked (as when bumping a cementing plug), apply the revised pump efficiency to the slugging process.

3. Calculate and post the information needed to build a good slug under several different conditions. For example, slug densities and volumes for various mud system densities, various drillstring diameters, volume per inch (cm) of the slugging pit, and the height of the suction off the bottom of the slugging pit. This should encourage all rig personnel

“Оптимальная вязкость вытесняющего состава приблизительно соответствует вязкости в системе подачи бурового раствора
The best viscosity for a slug is about the same as that of the mud system”

to follow the same procedures.

4. In most cases it is not a good practice to mix a slug far in advance of its use. If it must be mixed in advance, good agitation is a must.

5. Be certain that the mud weight returning from the annulus is as accurate as possible before building the slug and make certain that the slug is weighed carefully a few minutes after the barite is mixed.

6. Agitate or stir the slug constantly.

7. Mix, rather than dump the barite into the hopper. Dumping causes settling and inaccurate weights. It may also plug the bit nozzles.

8. If the hopper discharge into the slugging pit is directly above the suction, rig up some sort of splash shield. Discharging on top of the suction will cause aeration, resulting in inaccurate weights and inefficient pumping.

9. If the slug is very thick, pump efficiency and slug fall will be affected. The best viscosity for a slug is about the same as that of the mud system. If slug viscosity is a problem, have the fluid technician (mud engineer) recommend the

2008 CALENDAR

www.ite-exhibitions.com/eg



ITE INTERNATIONAL OIL & GAS EVENTS



16th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION & CONFERENCE
7-10 October 2008
Almaty, Kazakhstan



12th UZBEKISTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION & CONFERENCE
12-14 May 2009
Tashkent, Uzbekistan



3rd REGIONAL MANGYSTAU
OIL & GAS EXHIBITION
4-6 November 2008
Aktau, Kazakhstan



16th INTERNATIONAL CASPIAN
OIL & GAS EXHIBITION AND CONFERENCE
Incorporating REFINING & PETROCHEMICALS
2-5 June 2009
Baku, Azerbaijan



8th TURKISH INTERNATIONAL
OIL & GAS CONFERENCE & SHOWCASE
10-12 March 2009
Ankara, Turkey



10th MOSCOW INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION
23-26 June 2009
Moscow, Russia



8th GEORGIAN INTERNATIONAL OIL, GAS,
ENERGY AND INFRASTRUCTURE CONFERENCE & SHOWCASE
2-3 April 2009
Tbilisi, Georgia



7th RUSSIAN PETROLEUM & GAS CONGRESS
alongside MIOGE 2009 EXHIBITION
23-25 June 2009
Moscow, Russia



8th NORTH CASPIAN REGIONAL ATYRAU
OIL & GAS EXHIBITION
7-9 April 2009
Atyrau, Kazakhstan



17th KAZAKHSTAN INTERNATIONAL
OIL & GAS EXHIBITION & CONFERENCE
6-9 October 2009
Almaty, Kazakhstan



3rd KAZAKHSTAN PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE
"OilTech Kazakhstan 2008"
April 2009
Atyrau, Kazakhstan

Organisers:



ITE (London) Tel: +44 (0) 20 7596 50 00
ITE (Moscow) Tel: +7 495 935 7350
ITE (Tashkent) Tel: +99 871 113 01 80
GIMA (Hamburg) Tel: +49 (0) 40 235 24 201
ITECA (Almaty) Tel: +7 727 258 34 34
ITECA (Baku) Tel: +994 12 447 47 74
EUF (Istanbul) Tel: +90 212 2918311

Fax: +44 (0) 20 7596 51 06
Fax: +7 495 935 7351
Fax: +99 871 252 51 64
Fax: +49 (0) 40 235 24 410
Fax: +7 727 258 34 44
Fax: +994 12 447 89 98
Fax: +90 212 2404381

E-mail: oilgas@ite-exhibitions.com
E-mail: oil-gas@ite-expo.ru
E-mail: post@ite-uzbekistan.uz
E-mail: frekkmann@gima.de
E-mail: oil-gas@iteca.kz
E-mail: oilgas@iteca.az
E-mail: info@ite-turkey.com



закачка вытесняющего состава в более длинный отрезок трубы или использование более тяжелого состава по сравнению с обычным. Наилучшим решением является очистка затрубного пространства путем прокачивания по замкнутой системе до ввода вытесняющего состава в трубу.

Замена жидкости вытесняющим составом должна осуществляться надлежащим образом. Если буровой мастер оставляет вытесняющий состав над уровнем ротора буровой установки, уровень жидкости не

best type and amount of thinner required to adjust the viscosity of the slug.

In order to reduce waste; it is a good idea to estimate the amount of barite that will be required for the slug. Mix the estimated amount, or a little less; let it mix well, then weigh the slug.

If barite is packaged in 100 lbs sacks, then about 60 sacks (6000 lbs) will increase the density of 100 bbls 1.0 ppg. A 25 barrel slug should require about 1/4 that much, or about 15 sacks (1500 pounds). Estimate the surge tank, mix about 15 sacks and weigh the slug. If barite is packaged in 50 kg sacks, mix about 12 sacks to 4 m³. Mixing in this way is faster, less work, and more economical.

There are several operations and conditions that can make slugging the pipe difficult or impractical, no matter how careful and conscientious the crew. Fishing jobs, long tapered strings, very small or partially plugged nozzles and extremely viscous mud fall into this category.

In these cases, the driller must be patient and try to vary his techniques, seeking the right combination. Most of the time, with a little planning and good communication between crews, slugging problems can be all but eliminated. One thing is certain, good slugs save time, money and hard work.

будет опускаться, и место соединения останется влажным. Аналогичным образом, в случае закачивания слишком большого объема при замене жидкости вытесняющим составом, данная операция также окажется неэффективной. Ошибки при замене жидкости в трубах вытесняющим составом случаются достаточно часто. Именно по этой причине у некоторых бригад возникает больше проблем с закачиванием в трубы вытесняющего состава по сравнению с другими бригадами. Даже в случае поиска виноватых не следует всегда возлагать вину на рабочих, отвечающих за буровой раствор. Они не несут ответственности за очистку затрубного пространства посредством прокачивания по замкнутой системе или за замену жидкости вытесняющим составом. Ниже приводится ряд рекомендаций по эффективному применению вытесняющего состава.

1. Определить или рассчитать объем вытесняющего состава в магистральных от резервуара для до ротора буровой установки. Не использовать какой-либо величины, которая применялась в течение многих лет. Изучить чертежи буровой установки или определить маршрут прокладки магистралей и измерить их габариты и протяженность. Данная операция может занять много времени, но ее придется выполнить всего один раз. После точного определения объема

поместить в доступном месте информацию по объему в баррелях (м³) и в виде числа ходов бурового насоса, чтобы все буровики могли отслеживать закачивание вытесняющего состава по одному и тому же принципу. Использование данных по времени вместо числа ходов насоса не позволяет добиваться точных результатов.

- 2.** После проверки КПД насоса (как при посадке цементирующей пробки) следует применять скорректированное значение КПД насоса для закачивания вытесняющего состава.
- 3.** Произвести соответствующие расчеты и поместить в доступном месте информацию, необходимую для организации эффективного закачивания вытесняющего состава при различных условиях, в том числе, например, данные о плотности и объемах вытесняющего состава при разных значениях плотности жидкости в системах подачи бурового раствора, разные значения диаметра бурильных колонн, объем на каждый дюйм (см) резервуара для вытесняющего состава, а также данные о высоте всасывания состава со дна резервуара. Это будет способствовать применению одних и тех же методов всем персоналом буровой установки.
- 4.** В большинстве случаев не рекомендуется смешивать вытесняющий состав задолго до его использования. При необходимости заблаговременного смешивания оно должно производиться очень тщательно.
- 5.** До подготовки вытесняющего состава необходимо с максимальной точностью определить массу бурового раствора, возвращаемого из затрубного пространства, а также выполнить точное взвешивание вытесняющего состава через несколько минут после смешивания с баритом.
- 6.** Следует постоянно перемешивать вытесняющий состав.
- 7.** Барит следует вмешивать постепенно, а не загружать его разом в приемную воронку. Быстрая загрузка приводит к оседанию и получению неточных данных по массе. Это может также привести к засорению промывочных насадок долота.
- 8.** Если выпуск воронки в резервуар для вытесняющего состава находится непосредственно над каналом всасывания, следует установить брызгозащитный щиток. Выпуск состава над каналом всасывания приведет к аэрации, в результате чего будут получены неверные данные о массе, а работа насоса станет неэффективной.

9. Если вытесняющий состав очень густой, это окажет негативное влияние на эффективность работы насоса и падение уровня вытесняющего состава. Оптимальная вязкость вытесняющего состава приблизительно соответствует вязкости в системе подачи бурового раствора. Если вязкость вытесняющего состава вызывает проблемы, следует обратиться к специалисту по рабочим жидкостям (инженеру по буровым растворам) за рекомендацией о наиболее оптимальном типе и количестве разбавителя, необходимого для корректировки вязкости вытесняющего состава. Для уменьшения объема отходов рекомендуется рассчитать количество барита, необходимого для подготовки вытесняющего состава. Барит следует вмешивать в расчетном или несколько меньшем количестве. Затем следует дождаться пока барит как следует смешается, после чего взвесить вытесняющий состав.

В случае, если барит расфасован в мешки вместимостью 100 фунтов, для повышения плотности 100 баррелей состава на 1 фунт на баррель (0,12 г/см³) потребуются приблизительно 60 мешков (6000 фунтов, 2722 кг). На 25 баррелей вытесняющего состава потребуется использовать приблизительно 1/4 указанного количества, т.е. около 15 мешков (1500 фунтов, 680 кг). Рассчитайте объем для буферного резервуара, вмешайте приблизительно 15 мешков и взвесьте состав. Если барит расфасован в мешки вместимостью 50 кг, следует вмешать около 12 мешков в 4 м³ состава. Смешивание с использованием данной методики может выполняться быстрее и отличается меньшей трудоемкостью и большей экономичностью.

Существует ряд операций и условий, при которых закачивание вытесняющего состава в трубы становится сложным или нецелесообразным вне зависимости от тщательности и добросовестности, демонстрируемых рабочей бригадой. К данной категории относятся ловильные работы, случаи использования длинных колонн из труб разного наружного диаметра, промывочных насадок крайне малого размера или частично засоренных насадок, а также бурового раствора с исключительно высокой вязкостью. В этих случаях буровому мастеру следует проявлять терпение и стараться применять разные методы в поисках наиболее оптимального сочетания. Однако в большинстве случаев планирование и налаживание эффективного обмена информацией между бригадами должны позволить полностью устранить проблемы, связанные с закачиванием вытесняющего состава. С полной уверенностью можно утверждать одно: эффективное закачивание вытесняющего состава обеспечивает экономию времени, денег и тяжелого труда.