



УДК 622.24

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ОЧИСТКИ СТВОЛА ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

IMPROVING THE EFFICIENCY OF DRILLING SLANTED AND HORIZONTAL WELLS BY IMPROVING THE WELLBORE CLEANING FROM CUTTINGS

Климов Вячеслав Васильевич

кандидат технических наук, профессор,
профессор кафедры Нефтегазового дела,
Кубанский государственный технологический университет
VVKlimov2010@gmail.com

Силвейра Мигэл Илариу

студент 4 курса Института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
miguelsilveira98@gmail.com

Усов Сергей Васильевич

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела,
Кубанский государственный технологический университет
baku50@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена повышению эффективности бурения наклонно-горизонтальных скважин путем совершенствования очистки ствола от выбуренной породы. Произведены изучение процессов промывки и анализ известных технологий для повышения эффективности очистки ствола скважины от выбуренной породы. Выявлены недостатки применения этих технологий при бурении наклонно-горизонтальных скважин. Предложено специальное инновационное устройство для повышения эффективности очистки ствола скважины при наклонно-горизонтальном бурении. Расчетным и экспериментальным путем доказано, что при применении такого устройства улучшаются основные показатели процесса бурения за счет более совершенной очистки.

Ключевые слова: бурение наклонно-горизонтальных скважин, шламовая постель, эффективность очистки ствола, зенитный угол, калибратор-интенсификатор, межлопастное пространство, скорость восходящего потока.

Klimov Vyacheslav Vasilevich

Ph.D., Professor at the Department of Oil and gas engineering, Kuban State University of Technology
VVKlimov2010@gmail.com

Silveira Miguel Hilário

4th year student of the Institute of Oil, Gas and Power Engineering, Kuban State University of Technology
miguelsilveira98@gmail.com

Usov Sergey Vasilevich

Ph.D., Associate Professor at the Department of Oil and gas engineering, Kuban State University of Technology
baku50@mail.ru

Annotation. This article is related to improvement of the efficiency of drilling slanted and horizontal wells by improving the borehole cleaning from cuttings. Studies were made of borehole cleaning processes and analysis of known technologies used to improve the efficiency of wellbore cleaning. The disadvantages of using these known technologies when drilling slanted and horizontal wells were revealed. A special innovative device has been proposed in order to improve the efficiency of wellbore cleaning in case of slanted and horizontal drilling. Calculations and experiments proved that the use of such a device improves the drilling performance due to more advanced cleaning.

Keywords: slanted and horizontal drilling, cuttings bed, wellbore cleaning efficiency, zenith angle, calibrator-intensifier, space between the blades, annular velocity.

Одними из основных процессов при бурении скважины являются:

- разрушение горной породы на забое скважины;
- вынос промывочной жидкостью выбуренных частиц шлама на поверхность.

Причем, второй процесс облегчает реализацию первого. Струя промывочной жидкости должна гарантировать полный вынос выбуренных частиц (рис. 1).

В настоящее время наклонно-направленное и горизонтальное бурения получили широкое распространение. Процесс бурения наклонно-направленных скважин сопровождается осаждением частиц разрушенной горной породы на забой и стенки скважины и образованием шламовой постели (рис. 2), что вызвано неэффективным режимом очистки.

Оседание шлама и барита, изменение эквивалентной циркуляционной плотности, неудовлетворительные реологические свойства и возникновение прихватов являются основными проблемами при бурении таких скважин.

В вертикальных скважинах около 30 % всех прихватов связано с очисткой. В скважинах с большим зенитным углом около 80 % всех прихватов связано с очисткой.

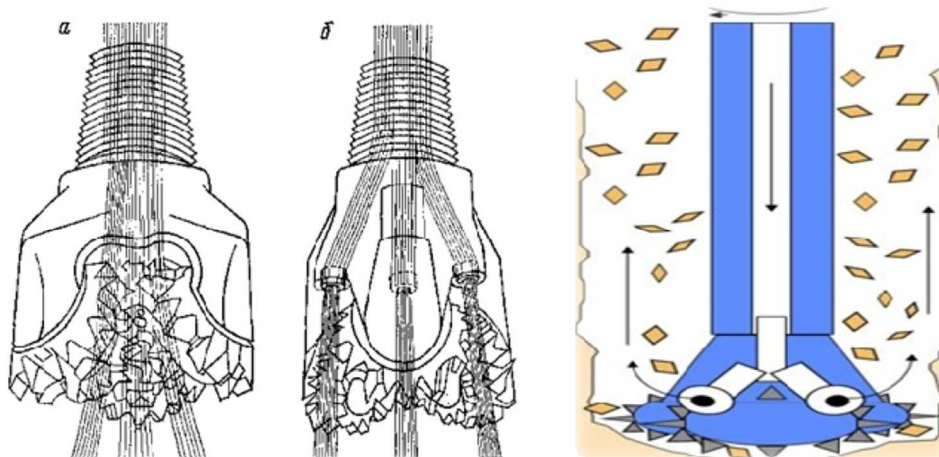


Рисунок 1 – Процесс промывки скважины и разрушения горной породы

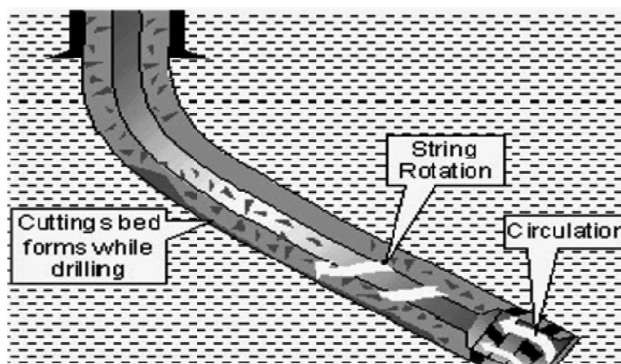


Рисунок 2 – Образование шламовой постели

На эффективность очистки ствола влияют следующие факторы:

- скорость вращения;
- расход раствора;
- реология раствора;
- диаметр ствола;
- наличие каверны;
- диаметр буровой трубы;
- зенитный угол;
- режим течения;
- размер частиц шлама;
- удельный вес раствора;
- расхождение инструмента;
- скорость проходки;
- устойчивость ствола;
- твердая фаза раствора;
- степень дисперсности частиц шлама.

Зенитный угол

При механическом удалении шлама буровой раствор ведет себя по-разному в зависимости от зенитного угла (рис. 3).

В интервалах с зенитными углами до 30° при значительно повышенных скоростях (зона 1) шлам эффективно выносится потоком бурового раствора, и осадок на стенках не образуется. При пониженных скоростях (зона 3) осуществляется медленный вынос шлама.

При зенитных углах больше 30 °шлам оседает на нижней стенке скважины. При пониженных скоростях (зона 4) осевший шлам перемешивается вверх единой массой, а при турбулентном режиме (зона 2) подниматься на поверхности контакта осадка с буровым раствором в виде дюн.

Идеальными для очистки ствола от шлама являются условия, соответствующие зонам 1 и 2. Условия, соответствующие зоне 5, гарантируют возникновение затяжек инструмента, так как при низких скоростях восходящего потока выноса шлама нет.

Как видно, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла и при меньшей скорости течения в затрубном пространстве. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах от 30 до 60°, поскольку при таких условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки.

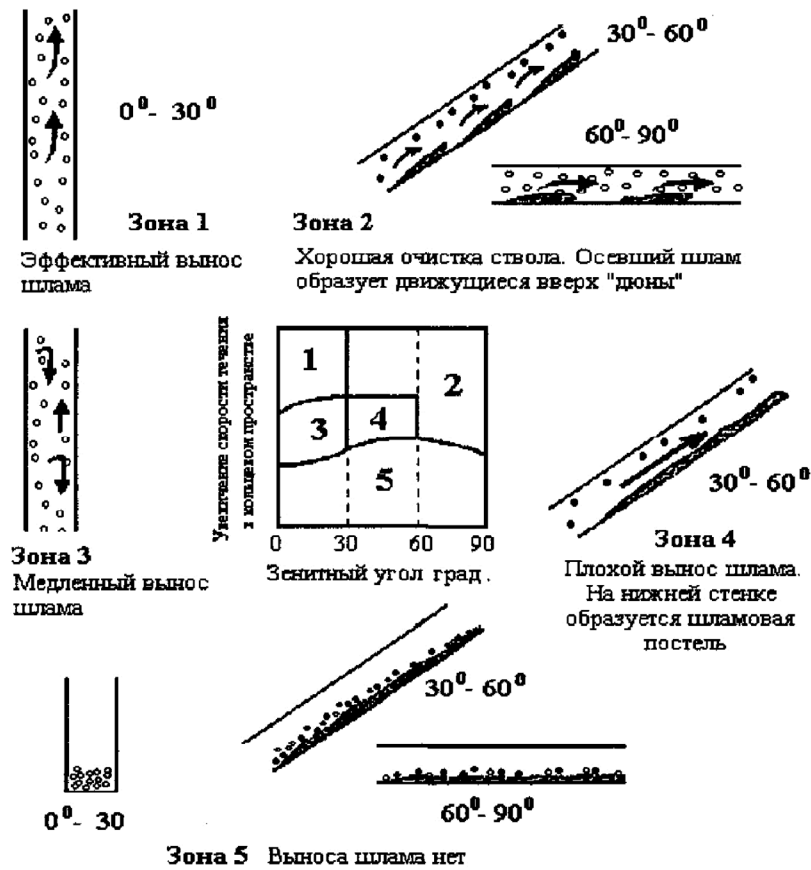


Рисунок 3 – Механизм транспортировки шлама для различных диапазонов зенитного угла при разных скоростях в кольцевом пространстве

Содержания шлама в кольцевом пространстве

При повышении механической скорости проходки увеличивается количество шлама в кольцевом пространстве (рис. 4). Опыт свидетельствует о том, что для эффективного бурения вертикальных скважин максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5 %. При бурении наклонных скважин увеличение скорости проходки приводит к росту толщины осадка. Для удаления более толстого слоя осевшего шлама необходимо увеличение подачи бурового раствора.

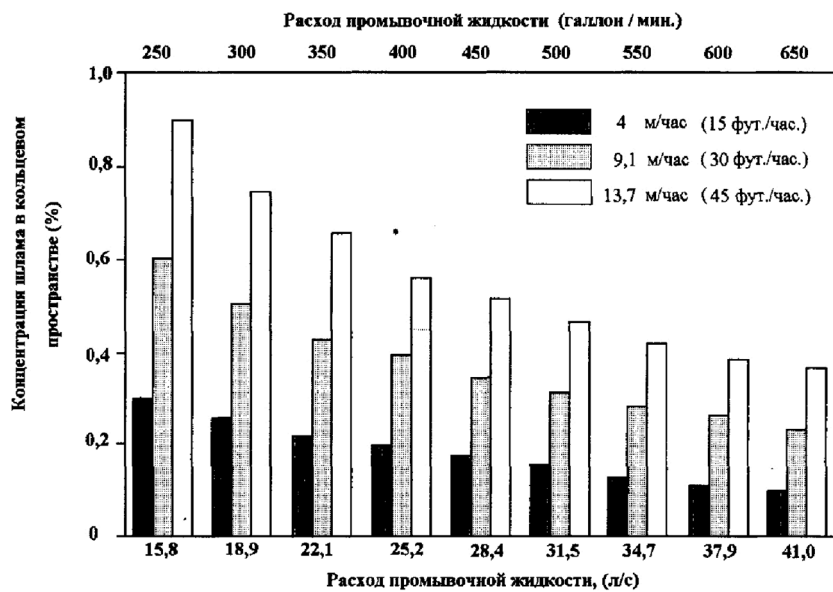


Рисунок 4 – Зависимость содержания шлама в кольцевом пространстве от механической скорости проходки и расхода промывочной жидкости



Расход раствора

С увеличением подачи бурового раствора механическая скорость бурения растет почти прямолинейно (рис. 5). При достижении достаточного расхода Q_d механическая скорость еще может расти, но медленно и осуществляется более качественная очистка забоя. А далее при росте Q возрастают гидравлические потери на преодоление сопротивлений движению промывочной жидкости по кольцевому пространству, увеличивается общее давление на забой и, как следствие, уменьшается механическая скорость бурения.

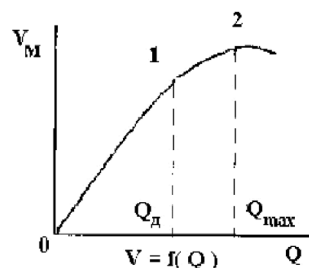


Рисунок 5 – Зависимость механической скорости бурения от расхода бурового раствора

Видно, что чем выше расход промывочной жидкости, тем лучше очистка забоя скважины от выбуренной породы. Однако повышение расхода может вызвать поглощение промывочной жидкости в определенных склонных к этому осложнению горных породах.

Калибратор-интенсификатор

В отечественном и зарубежном практике известны калибраторы типа КРБ 3714 (рис. 6) имеющие резкие перегибы и изломы и одинаковы площади сечения и толщина лопастей по длине.

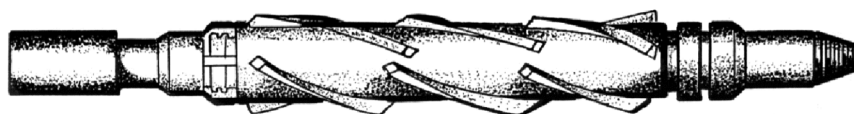


Рисунок 6 – Пример применяемых калибраторов

Недостатком известных устройств является ограничение их функциональных возможностей только калибрующим эффектом. Кроме того, указанные устройства создают повышенное сопротивление выносу частиц шлама и способствует образованию сальников, что снижает технико-экономические показатели буровых работ.

Для повышения эффективности удаления выбуренной породы в стволе скважины и улучшения условий промывки скважины предлагается специальное оборудование – «калибратор-интенсификатор».

Калибратор-интенсификатор (рис. 7) имеет 4 специальные лопасти, армированные твердосплавным материалом. Лопасти имеют равномерно изменяющийся по их длине угол наклона к оси корпуса. Угол наклона изменяется от 15 в нижней части до 60 градусов в верхней части. Площади поперечных сечений лопастей так же равномерно по длине увеличиваются снизу вверх. Причем в верхней части площади поперечных сечений лопастей превышают площади поперечных сечений этих же лопастей в нижней части в 1,45–1,55 раза.



Рисунок 7 – Калибратор-интенсификатор и схема уменьшения межлопастного пространства:
1 – корпус; 2, 4 – спиральные лопасти; 3, 5 – твердосплавные материалы; 6 – резьбы

Устройство работает следующим образом:

Калибратор-интенсификатор устанавливается непосредственно над долотом. При вращении буровой колонны приводится во вращение и калибратор-интенсификатор. При этом лопасти



устройства захватывают восходящий поток бурового раствора. За счет плавного изменения изгиба лопастей происходит захват частичек шлама и по мере увеличения угла наклона лопастей происходит плавный разгон частиц с выбросом их в затрубное пространство. Увеличение выброса способствует уменьшению межлопастного пространства, так как в этом стесненном пространстве увеличивается скорость восходящего потока, улучшающая вынос частиц шлама. Отсутствие резких перегибов лопастей создает благоприятные условия для работы калибратора-интенсификатора без сальников, а увеличение сечения лопастей снизу доверху, кроме улучшения выноса твердых частиц за счет увеличения их скорости способствует повышению долговечности работы устройства.

Калибратор-интенсификатор работает как винтовой шламовой насос, способствующий отрыв частиц шлама от забоя и исключает вторичное перемалывание.

Расчетным путем приводим доказательства относительно соотношения площади сечения лопастей сверху и внизу как $\pm 1,5$.

Для этой цели рассмотрим положение калибратора в скважине наиболее употребительных размеров: 215,9 и 295,3 мм. Расход бурового раствора составляет 0,015 и 0,025 м³/с соответственно.

Скорость восходящего потока V в кольцевом пространстве и площадь кольцевого пространства $S_{КП}$ составят:

$$V_{п} = \frac{q}{S_{КП}} ; \tag{1}$$

$$S_{КП} = 0,785(D_{СКВ}^2 - d_{к}^2) - 4h\ell , \tag{2}$$

где $D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м; $d_{к}$ – диаметр корпуса калибратора, м; h – ширина лопастей, м; ℓ – длина лопастей, м.

Согласно формуле Риттингера, скорость падения частицы в турбулентном потоке бурового раствора составит:

$$u = k \cdot k_y \sqrt{d_{п} \frac{\rho_{п} - \rho_{ж}}{\rho_{ж}}} , \tag{3}$$

где k – коэффициент формы частиц; k_y – коэффициент уширения скважины; $d_{п}$ – условный диаметр частицы, см; $\rho_{п}$ и $\rho_{ж}$ – плотность породы и жидкости, г/см³.

Тогда $u = 40 \cdot 1,05 \sqrt{4 \frac{2,05 - 1,2}{1,2}} = 0,87$ м/с .

Минимально необходимая скорость восходящего потока должна составлять:

$$V = u \cdot 1,14 = 0,99$$
 м/с .

При вращении калибратора на частицу воздействует сила потока бурового раствора и дополнительная подъемная сила вращающихся лопастей, которая составляет:

$$V_{д} = V_{в} \cdot \cos \alpha , \tag{4}$$

где $V_{д}$ – скорость движения потока за счет вращения калибратора со скоростью $V_{в}$; α – угол наклона лопасти калибратора.

При минимальной скорости вращения бурильной колонны $n = 40$ об/мин, линейная скорость на лопастях калибратора составит:

а) для калибратора $\varnothing = 215,9$ мм
– в начале ($\alpha = 15^\circ$)

$$V_{д1} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 15 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,105 \cdot 0,96 = 0,42$$
 м/с

– в конце ($\alpha = 60^\circ$)

$$V_{д2} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 60 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,105 \cdot 0,5 = 0,2$$
 м/с



- б) для калибратора $\varnothing = 295,3$ мм
– в начале ($\alpha = 15^\circ$)

$$V_{д1} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 15 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,14 \cdot 0,96 = 0,56 \text{ м/с}$$

- в конце ($\alpha = 60^\circ$)

$$V_{д2} = \frac{2\pi}{60} \cdot nR \cdot \cos 60 = \frac{2\pi}{60} \cdot 40 \cdot 0,145 \cdot 0,5 = 0,293 \text{ м/с}$$

Определение скорости восходящего потока в кольцевом пространстве:

- а) для калибратора $\varnothing = 215,9$ мм

$$S_{кп} = 0,785 \cdot (0,227^2 - 0,142^2) - 4 \cdot 0,025 \cdot 0,038 = 0,0207 \text{ м}^2,$$

при $n = 0$; $V_n = 0,72$ м/с

при $n = 40$:

– в начале $V_n = V_n + V_{д1} = 0,72 + 0,42 = 1,14$ м/с ,

– в конце $V_k = V_n + V_{д2} = 0,72 + 0,2 = 0,92$ м/с ;

- б) для калибратора $\varnothing = 295,3$ мм

$$S_{кп} = 0,785 \cdot (0,315^2 - 0,203^2) - 4 \cdot 0,04 \cdot 0,038 = 0,0385 \text{ м}^2,$$

при $n = 0$; $V_n = 0,65$ м/с

при $n = 40$:

– в начале $V_n = V_n + V_{д1} = 0,65 + 0,56 = 1,21$ м/с ,

– в конце $V_k = V_n + V_{д2} = 0,65 + 0,29 = 0,94$ м/с .

Следовательно, конечная скорость меньше минимально необходимой, равной 0,99 м/с. Необходимо увеличить скорость на 0,05 м/с.

Увеличение скорости потока достигаем за счет увеличения сечения лопастей в верхней части калибратора.

Различные величины соотношения увеличения сечения и скорости потока при этом представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Соотношения увеличения сечения и скорости потока

№ п/п	Условный диаметр калибратора							
	215,9 мм				295,3 мм			
	h _к , мм	h _к / h _н	S _{кп} , м ²	V, м/с	h _к , мм	h _к / h _н	S _{кп} , м ²	V, м/с
1	30	1,15	0,0201	0,948	50	1,25	0,0370	0,965
2	32	1,23	0,0198	0,959	52	1,3	0,0367	0,970
3	34	1,31	0,0195	0,971	54	1,35	0,0364	0,975
4	36	1,38	0,0191	0,983	56	1,4	0,0361	0,980
5	38	1,46	0,0188	0,996	58	1,45	0,0358	0,988
6	40	1,54	0,0185	1,009	60	1,5	0,0355	0,994
7	42	1,62	0,0182	1,022	62	1,55	0,0352	1,000
8					64	1,6	0,0349	1,006

Как следует из таблицы, необходимая скорость восходящего потока достигается при соотношении сечений лопастей в $1,5 \pm 0,05$, что следует принять за границы признака.

Технико-экономическая эффективность предложенного калибратора-интенсификатора определяется улучшением основных показателей процесса бурения за счет более совершенной очистки призабойной зоны лопастями с переменным углом закручивания и увеличенной длиной. Совмещение же функций калибратора и интенсификатора позволяет снизить количество рейсов бурильной колонны, износ обсадной колонны, снизить количество осложнений в скважине за счет стабилизации ее ствола и исключения перегибов.

По сведениям проф. Климова В.В. Калибратор-интенсификатор был испытан в Волгоградском УБР при бурении вертикальных скважин на глубине 2000–2500 м. Калибратор установился над долотом в бурильной колонне диаметром 146 мм. Диаметр калибратора был приблизительно равен диаметру долота. Длина калибратора составляла 2,3 м. Испытания проводились на 8 скважинах, при этом скорость проходки увеличилась в среднем на 8–16 %. Таким образом можно предложить, что проходка в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах увеличится более чем на 16 % и соответственно сократятся затраты на бурение. Тем более мы предлагаем его установить не только непосредственно над долотом, но и между секциями бурильных труб (рис. 8), особенно при бурении скважины с достаточно большим значением зенитного угла.

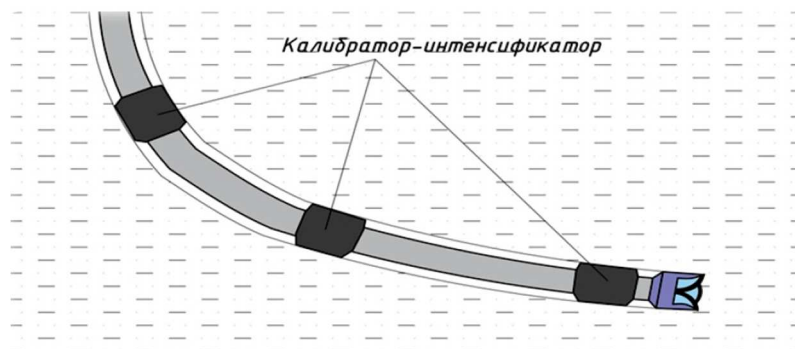


Рисунок 8 – Калибратор-интенсификатор между секциями бурильных труб

В настоящее время широко применяется Роторная управляемая система (РУС), позволяющая оптимизировать показатели наклонно-направленного бурения.

Компоновка РУС (рис. 9) включает в себя колонный стабилизатор, базисный контрольный блок в виде переводника центриатора а также нижний наддолотный калибратор. Применение предлагаемого калибратора-интенсификатора в компоновке РУС позволит повысить качество очистки и калибровки ствола скважины.



Рисунок 9 – Компоновка роторной управляемой системы

Литература:

1. Александров С.С., Лагуманов М.Г. Регулирование очистки скважины в процессе бурения // Бурение и нефть. – 2013. – № 2. – С. 34–36.
2. Матыцын В.И., Рябченко В.И., Шмарин И.С. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 3. – С. 10–12.
3. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Органов А.С. Технично-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 28–35.
4. Соседин К.В., Анашкина А.Е., Семенов А.Ф., Тайгибов А.И. Особенности очистки горизонтальных стволов скважин // Молодой ученый. – 2017. – № 41. – С. 12–15. – URL : <https://moluch.ru/archive/175/45940/> (дата обращения: 23.11.2018).
5. Технично-технологический уровень горизонтального бурения за рубежом // сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Обзорная информация, зарубежный опыт. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – № 3–1–12.

References:

1. Aleksandrov S.S., Lagumanov M.G. Regulation of well cleaning in the drilling process // Drilling and oil. – 2013. – № 2. – P. 34–36.
2. Matytsyn V.I., Ryabchenko V.I., Shmarin I.S. Peculiarities of the cuttings removal process from horizontal and slanted borehole sections // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2002. – № 3. – P. 10–12.
3. Raikhert R.S., Tsukrenko M.S., Organov A.S. Techno-technological solutions for cleaning directional and horizontal boreholes from cuttings // Oil. Gas. Novations. – 2016. – № 3. – P. 28–35.
4. Sosedin K.V., Anashkina A.E., Semenenko A.F., Taygibov A.I. Peculiarities of horizontal boreholes cleaning // Young Scientist. – 2017. – № 41. – P. 12–15. – URL : <https://moluch.ru/archive/175/45940/> (Accessed November 11, 2018).
5. Technical and technological level of horizontal drilling abroad // Construction of oil and gas wells on land and at sea. Survey information, foreign experience. – M. : VNIIOENG, 1994. – № 3–1–12.