РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СКВАЖИН С БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ

DESIGNING DRILL STRING ASSEMBLY FOR HIGH-DEVIATED HORIZONTAL WELLS OF THE NORTHERN SEAS SHELF

Ф. Х. Мухаметов
Flus Kh. Mukhametov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Л. М. Левинсон
Lev M. Levinson

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Рассмотрены проблемы по созданию осевой нагрузки и очистке от шлама при бурении горизонтальных скважин. Предложено применение стальных и легкосплавных бурильных труб в составе комбинированной бурильной колонны, что позволит уменьшить вес бурильной колонны и резко снизить силы трения при движении инструмента в горизонтальном стволе. Такая комбинированная компоновка имеет ряд преимуществ, так как нагрузка, созданная колонной стальных бурильных труб на наклонно-направленном участке, и меньшие потери нагрузки колонной легкосплавных бурильных труб на горизонтальном участке позволяют более эффективно довести и передать осевую нагрузку на долото. Также предложено применение механико-очистных устройств, в частности конструкции замка-центратора-турбулизатора, которая позволяет улучшить очистку горизонтальной части ствола скважины за счет турбулизации потока промывочной жидкости и подъема шлама в область более высоких скоростей потока. Проведены исследования спирального оребрения механических очистных устройств по влиянию на процесс транспортирования шлама. Представлены результаты исследования по рациональному спиральному оребрению замка-центратора-турбулизатора и его основные типоразмеры. Спроектирована оптимальная комбинированная бурильная компоновка с механическими очистными устройствами и проведен сравнительный анализ, определены основные преимущества составленной компоновки.

The article considers the problems of creating an axial load and borehole cleaning from cuttings while drilling horizontal wells. It is proposed to use steel and lightweight drill pipes on combined drill string assembly, which will reduce the weight of the drill string and the friction forces during tool movement in horizontal section. Such a combined drill string assembly has several advantages, since the load created by the string of steel drill pipes in a deviated section of well and the smaller load losses by the string of light-weight drill pipes in the horizontal section make it possible to more effectively create and transfer the axial load to the bit. It is also proposed to use mechanical cleaning devices, in particular the design of the Centralizer-Turbulator-Tool joint, which allows to improve

Ключевые слова

горизонтальная скважина;
нагрузка на долото; очистка
скважины от шлама;
эксцентриситет бурильной
колонны; легкосплавные
бурильные трубы;
комбинированная компоновка;
замок-центратор-турбулизатор;
турбулизация потока промывочной
жидкости; рациональное
спиральное оребрение;
центрирование бурильной
колонны

Keywords

horizontal well; weight on bit;
borehole cleaning; drillstring
eccentricity; lightweight drillpipe;
combined drillstring assembly;
centralizer-turbulator-tool joint;
mud flow turbulization; the rational
spiral finning; drillstring centering

the cleaning of the horizontal section of the wellbore due to the mud flow turbulization and lifting the cuttings up to the zone of the highest flow rates. Investigations have been made of the spiral finning of mechanical cleaning devices by the effect on the transport of cuttings. Research has been carried out on the rational spiral finning of the Centralizer-Turbulator-Tool joint and its main sizes are given. An optimal combined drill string with mechanical cleaning devices was designed and a comparative analysis was carried out, the main advantages of the composed arrangement were determined.

Бурение морских скважин в южных морях РФ (Черное, Каспийское, Азовское) осуществляется давно, и технологии бурения с платформ и судов достаточно хорошо проработаны и освоены. Освоение же шельфа северных морей со сложной ледовой обстановкой принципиально отличается от имеющегося опыта работы в «теплых» морях. Опыт бурения скважин на Сахалине, где Охотское море имеет мощные ледовые подвижки, показывает, что необходимо иметь минимальное количество платформ, с которых бурится максимально возможное количество скважин. Сложность проблем увеличивается при освоении шельфа морей Северного Ледовитого океана. Причем, для большего дренирования продуктивных пластов, т.е. для увеличения дебитов и коэффициента извлечения нефти, необходимо увеличивать протяженность отхода. Однако при этом возникают проблемы создания нагрузки и очистки ствола скважины от шлама. Особенно остро эта проблема проявляется при бурении горизонтальных участков большой протяженности. В связи с тем что инструмент лежит на нижней стенке скважины, резко возрастают силы трения в системе «стальные трубы – горная порода»:

$$F_{\text{тр}} = P \cdot \mu \cdot \sin \alpha, \quad (1)$$

где $F_{\text{тр}}$ — силы трения (силы сопротивления движению буровой колонны);

P — нормальная составляющая веса труб в горизонтальном участке;

μ — коэффициент трения;

α — величина зенитного угла.

Поскольку большинство скважин бурится на крыльях антиклинальной складки (либо вверх по восстанию пласта, либо вниз по падению), горизонтальным участком продуктивный пласт можно считать условно. Сотни научных исследований посвящены поиску всевозможных добавок к буровому раствору с целью снижения коэффициента трения, причем большинство из них имеют углеводородную основу. Присутствие в растворе углеводородов затрудняет геофизическую интерпре-

тацию разреза, что может привести к ложным выводам о наличии признаков нефти.

Значительно больший эффект снижения сил трения можно получить путем применения буровых труб с меньшим удельным весом. Удельный вес стальных труб $\rho_{\text{ст}} = 7,85 \text{ г/см}^3$, можно изготавливать трубы из титана $\rho_{\text{тит}} = 4,5 \text{ г/см}^3$, но это очень дорогое удовольствие. Реальным материалом может быть алюминий $\rho_{\text{ал}} = 2,78 \text{ г/см}^3$, а со стальным замком типа ЗЛ $\rho'_{\text{ал}} = 3,01 \text{ г/см}^3$. То есть, применение алюминиевых труб вместо стальных позволяет снизить силы трения почти в 3 раза. Кроме этого, всплывающая способность в жидкости дает облегчение тоже почти в 3 раза (15 % для стали и 40 % для алюминия). Опыт безаварийного бурения на алюминиевых трубах до глубины 8000 м имеется на Кольской сверхглубокой скважине, причем там были использованы обычные трубы марки Д16Т. В настоящее время промышленность выпускает трубы повышенной прочности 1953Т1, АК-4, 1980Т1 и др. [1].

Целью работы является составление компоновки с применением комбинированной буровой колонны и механических очистных устройств для достижения оптимальных показателей по нагрузке на долото и очистке от шлама при бурении скважин с большой протяженностью горизонтального участка.

Во-первых, стальные буровые трубы (СБТ) заменить на легкосплавные буровые трубы (ЛБТ) на определенную расчетную величину, методика расчета оптимального соотношения ЛБТ к СБТ предложена в [2]. Такая комбинированная компоновка имеет ряд преимуществ, так как нагрузка, созданная колонной СБТ на наклонно-направленном участке, и меньшие потери нагрузки колонной ЛБТ на горизонтальном участке позволяют более эффективно довести и передать нагрузку на долото [3].

Во-вторых, применение механических очистных устройств, в нашем случае предлагается вместо стальных замков применить

конструкцию замка-центратора-турбулизатора (ЗЦТ), что позволит значительно повысить качество очистки скважины от выбуренного шлама [4, 5].

Применение разработанной нами конструкции замка-центратора-турбулизатора (рисунок 1) является оптимальным вариантом решения данной проблемы. Конструкция выполнена таким образом, что позволяет заменить стандартные замковые соединения, при этом улучшить очистку ствола скважины, а также центрировать бурильную колонну [6].

Конструкция (рисунок 2) представляет собой замок бурильных труб, состоящий из полузамка-муфты 1 и полузамка-ниппеля 2, соединяющихся между собой замковым соединением 3. На противоположных концах выполнено трубное резьбовое соединение 4. Имеются участки цилиндрической формы 5, для свинчивания-развинчивания при включении его в бурильную колонну, и участки с нарезанными под углом к оси замка каналами, предназначенными для прохода промывочной

жидкости и закручивания потока с целью турбулизации и подъема шлама в область более высоких скоростей потока. Также имеется заплечик под элеватор 6. Для увеличения износостойкости поверхность спирально-оребреного участка можно армировать твердым сплавом.

Помимо повышения степени очистки ствола скважины, ЗЦТ улучшает скольжение бурильной колонны, за счет этого повышается передача нагрузки на долото и защищает ствол скважины от повреждений, снижает вероятность прихвата колонны, центрирует бурильную колонну в скважине, что влияет на уменьшение вероятности самопроизвольного искривления скважины.

ЗЦТ применяется для соединения бурильных труб в составе свечи, при бурении горизонтального участка рекомендуется устанавливать ЗЦТ на каждую свечу, либо через одну свечу, в зависимости от особенностей месторождения [7].

Рисунок 1. Замок-центратор-турбулизатор

1 — полузамок-муфта; 2 — полузамок-ниппель; 3 — замковое соединение; 4 — трубное резьбовое соединение; 5 — участки цилиндрической формы

Рисунок 2. ЗЦТ в разрезе

На ЗЦТ были проведены исследования его основных параметров по рациональному спиральному оребрению для улучшения транспортирования шлама.

Турбулентность принадлежит к числу очень распространенных и, вместе с тем, наиболее сложных явлений природы, связанных с возникновением и развитием организованных структур (вихрей различного масштаба) при определенных режимах движения жидкости в существенно нелинейной гидродинамической системе.

Благодаря перемешиванию промывочной жидкости в турбулентном потоке происходит интенсивный перенос ее частиц в поперечном направлении, сопровождающийся переносом количества движения. В этом переносе участвуют совокупности частиц жидкости, которые проходят некоторый путь. Этот путь, проходимый совокупностью частиц в поперечном направлении к оси потока от момента ее возникновения до момента разрушения, является средней характеристикой амплитуды турбулентных пульсаций (масштаба турбулентности) и называется длиной пути перемешивания, или турбулентной длиной. Физически длину пути перемешивания можно представить как путь, который должна пройти в поперечном направлении частица жидкости относительно остальной ее массы, чтобы в результате смешивания потерять свою индивидуальность или, говоря иными словами, потерять свою поперечную пульсационную составляющую скорости. Турбулентная энергия, затрачиваемая на под-

держание рассматриваемого состояния, непрерывно переходит от пульсаций крупного масштаба к пульсациям малого масштаба. При исследовании турбулентных течений необходимо дополнительно оценивать степень или интенсивность турбулентности [8].

С помощью компьютерного моделирования и визуализации процесса турбулизации потока в программе SolidWorks FlowSimulation на ЗЦТ были проведены исследования по влиянию оребрения на транспортирование шлама, где изменяемыми параметрами были шаг и угол спирального оребрения, количество оребрений. Анализ проводился по вышеупомянутым параметрам, характеризующим турбулентность: турбулентная длина, турбулентная энергия и интенсивность турбулентности.

Основными геометрическими параметрами ЗЦТ, влияющими на его работу, являются: шаг и угол спирального оребрения, количество спиральных канавок, их глубина, длина сплошных цилиндрических и спирально-оребранных участков.

Длины сплошных цилиндрических и спирально-оребранных участков ЗЦТ подбираются исходя из параметров бурового ключа, применяемого для свинчивания-развинчивания (ширина рабочей поверхности — 80 мм, расстояние между захватами ключей — 250 мм). Длина цилиндрического участка — 100 мм, длина спирально-оребранный участка — 250 мм (рисунок 3).

Глубина спиральной канавки (h_k) рассчитывается исходя из того, что наличие канавки

Рисунок 3. Основные размеры муфты и ниппеля ЗЦТ и поперечное сечение спирально-оребранный участка

не будет отрицательно влиять на прочностные характеристики конструкции ЗЦТ, поэтому диаметр ЗЦТ без учета спирального оребрения равен диаметру стандартного замкового соединения, применяемого в компоновке. Для бурильных труб диаметром 147 мм применяются замковые соединения диаметром 178 мм, а глубина спиральной канавки для ЗЦТ будет равна 10 мм (рисунок 3).

Изменяемыми параметрами в исследовании были спиральное оребрение (шаг — t и угол — β) и количество спиральных канавок (N). Спиральное оребрение создает в скважине закрутку потока жидкости, приподнимает шлам, осевший на нижней стенке скважины, и переносит его в верхнюю широкую

часть кольцевого пространства, где осевая скорость потока наиболее высока.

Угол наклона спирали к осевой линии β зависит от шага спирали t и определяется как $\beta = \arctg t \cdot \pi / t$. Значения шага спирали определялись относительно диаметра ЗЦТ без учета спирального оребрения ($D_{ЗЦТ} = 178$ мм):

- $t_1 = 20 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 5^\circ$;
- $t_2 = 10 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 10^\circ$;
- $t_3 = 5 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 20^\circ$;
- $t_4 = 3 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 30^\circ$;
- $t_5 = 2,1 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 40^\circ$;
- $t_6 = 1,5 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 50^\circ$;
- $t_7 = 1 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 60^\circ$;
- $t_8 = 0,6 D_{ЗЦТ}$, тогда $\beta = 70^\circ$.

По результатам исследования (таблица 1) составлены графики (рисунки 4–6).

Таблица 1. Результаты исследования зависимости параметров турбулентности от угла наклона спирали к осевой линии

Угол	0°	5°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°
Параметры									
Турбулентная длина, м	0,00696	0,00720	0,00731	0,00736	0,00740	0,00752	0,00760	0,00769	0,00789
Интенсивность турбулентности, %	91,61	92,31	121,13	159,54	160,99	189,40	202,38	168,85	121,12
Турбулентная энергия, Дж/кг	0,0759	0,0839	0,0840	0,0869	0,1049	0,1117	0,1206	0,0835	0,0799

Рисунок 4. Зависимость турбулентной длины от угла наклона спирали

Рисунок 5. Зависимость интенсивности турбулентности от угла наклона спирали

Рисунок 6. Зависимость турбулентной энергии от угла наклона спирали

По результатам исследования (таблица 2) составлены графики (рисунки 7–9).

Таблица 2. Результаты исследования зависимости параметров турбулентности от количества спиральных канавок

Количество спиральных канавок	4	6	8
Турбулентная длина, м	0,00719	0,00738	0,0077
Интенсивность турбулентности, %	135,31	245,67	202,375
Турбулентная энергия, Дж/кг	0,1048	0,1206	0,0413

Рисунок 7. Зависимость турбулентной длины от количества канавок

Рисунок 8. Зависимость интенсивности турбулентности от количества канавок

Рисунок 9. Зависимость турбулентной энергии от количества канавок

Из графиков (рисунки 4–9) видно, что с увеличением угла наклона спирали и количества спиральных канавок турбулентная длина увеличивается, а интенсивность турбулентности и турбулентная энергия, достигнув максимального значения, начинают уменьшаться.

Таким образом, экспериментально установлена рациональная геометрия спирально-

оребренного участка, равная $t = 1,5 \cdot D_{\text{зцт}}$, угол наклона спирали к осевой линии при этом равен $\beta = 50^\circ$. Количество спиральных канавок $N = 6$.

Согласно проведенным исследованиям были разработаны различные типоразмеры ЗЦТ в зависимости от применяемого в компоновке бурильного инструмента (рисунок 10) [9].

Типоразмер трубы	Длина трубы, м	Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, мм	Диаметр замка, мм	Резьбовое соединение	Масса трубы в сборе, кг	Типоразмер ЗЦТ				
					(аналог по API)		Наружный диаметр (a), мм	Внутренний диаметр (b), мм	Глубина канавки, мм	Длина спирально оребренного участка (L), мм	Общая длина, мм
90x9	9,2	9	91	108	3-86 (NC 31)	80,5	128	108	10	250	700
103x9	9,3	9	103	120,6	3-102 (NC 38)	96	144	120,6	11,7	250	700
103x11	12,2	11	103	120,6	3-102 (NC 38)	137	144	120,6	11,7	250	700
114x11	12,2	11	116	152	3-122 (NC 46)	168	204,8	152	26,4	300	800
129x11	12,2	11	129	159	3-133 (NC 50)	186	211	159	26	300	800
147x11	12,2	11	147	178	3-147 (5 1/2 FH)	217	216	178	19	380	960
147x13	12,2	13	147	178	3-147 (5 1/2 FH)	239	216	178	19	380	960
147x15	12,2	15	147	178	3-147 (5 1/2 FH)	268,5	216	178	19	380	960
168x11	9,5	11	168	203	3-171 (6 5/8 FH)	231	295	203	46	500	1200
168x13	9,5	13	168	203	3-171 (6 5/8 FH)	250	295	203	46	500	1200

Рисунок 10. Типоразмеры ЗЦТ

Для обоснования эффективности применения предлагаемой компоновки были проведены исследование и сравнительный анализ различных компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама с помощью компьютерного моделирования и визуализации процесса турбулизации потока в программе SolidWorksFlowSimulation. Элементы компоновок и их типоразмеры представлены на рисунке 11.

Составлены три различные компоновки (рисунок 12), которые в дальнейшем сравнивались между собой по следующим показателям:

- эксцентриситет бурильной колонны (рисунок 13);
- скорость движения потока в нижней части скважины;
- перепад давлений;
- параметры турбулентности.

Рисунок 11. Элементы компоновки бурильной колонны

- 1 — легкосплавные бурильные трубы повышенной надежности (ЛБТПН) + замок для соединения бурильных труб из легких сплавов с конической расточкой и внутренним упорным торцом (ЗЛК);
- 2 — легкосплавные бурильные трубы повышенной надежности с винтовым оребрением (ЛБТПН-С) + ЗЛК;
- 3 — ЛБТПН + ЗЦТ

Рисунок 12. Варианты компоновок бурильной колонны

Рисунок 13. Эксцентриситет бурильной колонны

Таблица 3. Результаты исследования компоновок по характеру влияния на транспортирование шлама

Компоновка	ЛБТПН-147 + ЗЛК-178	ЛБТПН-С-147 + ЗЛК-178	ЛБТПН-147 + ЗЦТ-178/198
Эксцентриситет бурильной колонны, мм	21	21	11
Скорость в нижней части скважины, м/с	0,21	—	0,56
Перепад давлений, Па	3158	5157	6858
Турбулентная длина, м	0,00426	0,00990	0,00738
Интенсивность турбулентности, %	46,670	162,470	202,375
Турбулентная энергия, Дж/кг	0,2170	0,1206	0,0746

По результатам исследований (таблица 3) был проведен сравнительный анализ, из которого можно сделать следующие выводы: ЛБТПН + ЗЦТ имеет наименьший эксцентриситет, следовательно, лучшее центрирование бурильной колонны, наибольшие значения интенсивности турбулентности, по сравнению с другими компоновками. Однако у ЛБТПНС + ЗЛК наибольшие значения турбулентной длины и турбулентной энергии. Процесс транспортирования шлама у ЗЦТ происходит периодически с большой интенсивностью, в то время как у ЛБТПНС происходит постоянно, но с меньшей интенсивностью.

Таким образом, ЗЦТ и ЛБТПН-С позволяют уменьшить незаиливающий расход как при вращении бурильной колонны соответственно, так и без вращения. ЛБТПН-С эффективнее влияют на очистку скважины от шлама, по сравнению с ЗЦТ. Однако применение ЗЦТ является рациональным решением проблемы с экономической точки зрения.

Вывод

Преимущества предлагаемой компоновки бурильной колонны:

— улучшение передачи нагрузки на долото;

— сокращение времени спускоподъемных операций за счет снижения веса бурильной колонны;

— снижение энергетических затрат при подъеме бурильной колонны;

— увеличение механической скорости бурения;

— повышение степени очистки ствола скважины;

— центрирование бурильной колонны в стволе скважины;

— защита ствола скважины и уменьшение износа обсадных труб в процессе бурения и во время спускоподъемных работ благодаря округлой форме наружной поверхности ЗЦТ;

— предупреждение и исключение осложнений при бурении (прихватоопасность) и спускоподъемных операциях (затяжки и посадки).

Применение предлагаемой технологии позволит уменьшить количество ледостойких платформ, стоимость которых примерно равна стоимости постройки авианосца, увеличит охват дренированной зоны пласта, увеличит коэффициент извлечения нефти и дебит скважины. Появляется возможность бурения с берега со сверхдальними отходами.

Всеросс. науч.-практ. конф. молодых ученых. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. С. 77–79.

3. Басович В.С., Буяновский И.Н., Сапунжи В.В. Комбинированные бурильные колонны для проходки горизонтальных участков и боковых стволов малого диаметра с применением алюминиевых труб // Бурение и Нефть. 2013. № 6. С. 61–64. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-06-07/12> (дата обращения: 10.12.2020).

4. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин //

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Файн Г.М., Штамбург В.Ф., Данелянц С.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. М.: Недра, 1990. 221 с.

2. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Методика расчета оптимального соотношения легкосплавных бурильных труб к стальным в составе комбинированной бурильной колонны // Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа: матер.

Повышение качества строительства скважин: сб. науч. тр. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. С. 113–115.

5. Вахрушев А.В., Машекур Ф., Попов А.В., Самышкин С.Ю. Опыт применения гидроочистных буровых труб серии Hydroclean™ на Усть-Тегусском месторождении ТНК-Уват // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 12 (179). С. 20–23.

6. Левинсон Л.М., Чуктуров Г.К., Левинсон М.Л., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения и навигация сложнопровильных скважин. Уфа: Монография, 2016. 164 с.

7. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Монография, 2019. 318 с.

8. Энциклопедия по машиностроению XXL. URL: <http://mash-xxl.info/info/582562> (дата обращения: 10.12.2020).

9. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М., Ризванов Д.Р. Исследования по рациональному оребрению замка-центратора-турбулизатора для совершенствования процесса транспортирования шлама // Актуальные проблемы науки и техники-2016: матер. IX междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. Т. 1. С. 46–48.

REFERENCES

1. Fain G.M., Shtamburg V.F., Danelyants S.M. *Neftnyanye truby iz legkikh splavov* [Light Alloy Oil Pipes]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 221 p. [in Russian].

2. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M. Metodika rascheta optimal'nogo sootnosheniya legkosplavnykh buril'nykh trub k stal'nykh v sostave kombinirovannoi buril'noi kolonny [Method for Calculating the Optimal Ratio of Light-Alloy Drill Pipes to Steel as Part of a Combined Drill String]. *Materialy Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh «Novye tekhnologii v burenii skvazhin i razrabotke mestorozhdenii s trudnoizvlekaemymi zapasami nefi i gaza»* [Materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference of Young Scientists «New Technologies in Well Drilling and Development of Fields with Hard-to-Recover Oil and Gas Reserves»]. Ufa, UGNTU Publ., 2017, pp. 77–79. [in Russian].

3. Basovich V.S., Buyanovskii I.N., Sapunzhi V.V. Kombinirovannye buril'nye kolonny dlya prokhodki

gorizontal'nykh uchastkov i bokovykh stvolov malogo diametra s primeneniem alyuminiyevykh trub [Combined Drilling Strings to Drill Horizontal Sections and Offshoots of Small Diameter with Using of Aluminum Pipes]. *Burenie i Neft' — Drilling and Oil*, 2013, No. 6, pp. 61–64. Available at: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-06-07/12> (accessed 10.12.2020). [in Russian].

4. Akbulatov T.O., Khabibullin I.A., Levinson L.M. Issledovanie protsessov transporta chastits shlama pri promyvke gorizontal'nykh skvazhin [Investigation of the Processes of Transport of Cuttings Particles during Flushing of Horizontal Wells]. *Sbornik nauchnykh trudov «Povyshenie kachestva stroitel'stva skvazhin»* [Collection of Scientific Papers «Improving the Quality of Well Construction»]. Ufa, UGNTU Publ., 2005, pp. 113–115. [in Russian].

5. Vakhrushev A.V., Mashekur F., Popov A.V., Samyshkin S.Yu. Opyt primeneniya gidroochistnykh buril'nykh trub serii Hydroclean™ na Ust'-Tegusskom mestorozhdenii TNK-Uvat [TNK-Uvat Drilled Safer and Faster Using Hydroclean™ Technology In Ust-Tegusskoe Oilfield]. *Neft'. Gaz. Novatsii — Oil. Gaz. Novation*, 2013, No. 12 (179), pp. 20–23. [in Russian].

6. Levinson L.M., Chukturev G.K., Levinson M.L., Mukhametov F.Kh. *Tekhnologiya bureniya i navigatsiya slozhnoprofil'nykh skvazhin* [Drilling Technology and Navigation of Complex-Profile Wells]. Ufa, Monografiya Publ., 2016. 164 p. [in Russian].

7. Levinson L.M., Agzamov F.A., Konesev V.G., Mukhametov F.Kh. *Tekhnologiya bureniya gorizontal'nykh skvazhin* [Horizontal Well Drilling Technology]. Ufa, Monografiya Publ., 2019. 318 p. [in Russian].

8. *Entsiklopediya po mashinostroeniyyu XXL* [Encyclopedia of Mechanical Engineering XXL]. Available at: <http://mash-xxl.info/info/582562> (accessed 10.12.2020). [in Russian].

9. Mukhametov F.Kh., Levinson L.M., Rizvanov D.R. Issledovaniya po ratsional'nomu orebreniyu zamka-tsentratora-turbulizatora dlya sovershenstvovaniya protsessa transportirovaniya shlama [Research on Rational Ribbing of the Lock-Centralizer-Turbulizer to Improve the Process of Transporting Sludge]. *Materialy IX Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii molodykh uchenykh «Aktual'nye problemy nauki i tekhniki-2016»* [Materials of the IX International Scientific and Practical Conference of Young Scientists «Actual Problems of Science and Technology-2016»]. Ufa, UGNTU Publ., 2016, Vol. 1, pp. 46–48. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Мухаметов Флюс Ханифович, аспирант, преподаватель кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Flus Kh. Mukhametov, Post-Graduate Student, Lecturer of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Flus664877@gmail.com

Левинсон Лев Михайлович, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Lev M. Levinson, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor, Professor of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Lev.levinson@mail.ru