

Арсентьев Ю.А., Лхагважав Б., Хворостовский И.С.,  
Хворостовский С.С. (МГРИ-РГГРУ)

**РАЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ БУРЕНИЯ НА МОРЕ  
С ГИДРОТРАНСПОРТИРОВАНИЕМ КЕРНА И  
ФОРМУЛЫ СКОРОСТИ ВИТАНИЯ ЕГО ЧАСТИЦ**

*Обоснованы преимущества бурения скважин в рыхлых породах на море ударно-забивным способом с гидротранспортированием керна. Предложены формулы для практического определения скорости витания частиц керна в восходящем из скважины потоке жидкости. Достоверность новых формул подтверждена высокой сходимостью вычисляемых по ним значений скорости витания с экспериментальными значениями. **Ключевые слова:** вращательное и забивное бурение, гидротранспортирование керна, двойная колонна труб, скорость витания керна, восходящий поток жидкости.*

Arsentev Yu.A., Lkhagvazhav B., Khvorostovskiy I.S.,  
Khvorostovskiy S.S. (MGRI-RGGRU)

**PIPE-DRIVING DRILLING SYSTEM DIAGRAM  
IN CONJUNCTION WITH THE ONSHORE  
TRANSPORTATION OF CORE SAMPLES AND  
EQUATIONS OF UPWARD VELOCITY OF CUTTINGS  
FOLLOWED DRILLING FLUIDS**

*The advantages of pipe-driving drilling technology combined with using drilling fluids to transport core samples via double tube core barrel for onshore wells with sloughing formations are analyzed. Equations for calculating the upward velocity of core samples based on the flow rate of fluid are also recommended. The reliability of the equations has been validated by experimental results. **Keywords:** pipe-driving drilling, core samples transportation, double tube core barrel, drilling mudflow.*

На море большое количество геологоразведочных, геотехнологических и технических скважин на россыпи и стройматериалы бурят в рыхлых обводненных породах. Из-за обводненности пород бурить скважины перечисленных назначений необходимо с опережением их забоя трубами и с соблюдением требований, предъявляемых к бурению скважин конкретного назначения. Например, диаметры геотехнологических и технических скважин обычно не менее 0,25 м. Диаметры поисково-разведочных скважин не должны быть меньше 0,1 м, а при детальной разведке месторождений золота на море диаметры скважин необходимо выдерживать в пределах 0,22–0,25 м [2].

Для повышения производительности и снижения стоимости бурения скважин больших диаметров на море перспективны способы бурения с гидротранспортирова-

нием выбуриваемых пород по двойной колонне труб (ДКТ). В АО «Дальморгеология» разработан, изготовлен и испытан опытный образец комплекса технических средств КГК-50/50 П для бурения на море скважин с гидротранспортированием керна [4]. Аналогами КГК-50/50 П являются комплексы КГК-100 и КГК-300, предназначенные для бурения скважин на суше. Все названные комплексы предназначены для бурения скважин вращательным способом с диаметрами, значительно меньшими приведенных выше требуемых значений. Так, внутренний диаметр выдачного канала ДКТ у КГК-100 и КГК-300 составляет 0,042 м, у КГК-50/50 П — 0,068 м [6].

Вращательный способ бурения с гидротранспортированием керна по ДКТ не обеспечивает бурения с опережением забоя скважины трубами. В результате происходит обогащение или обеднение транспортируемых проб, затрудняется отслеживание границ пород разреза и получение достоверной геологической информации. Бурение вращательным способом в рыхлых породах характеризуется:

- уходом очистного агента в затрубное пространство и закупорками выдачного канала ДКТ породами;

- сложностью поддержания рациональных режимов бурения из-за качки плавучей буровой установки (ПБУ);

- трудностью передачи больших осевых нагрузок на забой скважины вследствие изгиба ДКТ в интервале между поверхностью и дном моря;

- невозможностью замены износившегося породоразрушающего инструмента;

- малыми диаметрами бурения;

- высокой стоимостью ДКТ и большими затратами мощности на ее вращение [6].

Лишен перечисленных ограничений и недостатков способ ударно-забивного (далее забивного) бурения и комплекс технических средств для его осуществления КЗГК, сочетающий погружение в породы ДКТ ударами и гидротранспортирование керна по ее центральному каналу [5]. Для этого ДКТ включает подвижные, одну относительно другой в продольном направлении, наружную 2 и внутреннюю 5 колонны. Нижние концы наружной и внутренней колонн снабжены соответственно породоразрушающим башмаком 1 и кольцевым ударником 4 со сквозными отверстиями в его стенках (рис. 1). Погружают ДКТ в породы ударами либо подводным кольцевым забивным снарядом 8 по придонной муфте 3 наружной колонны (рис. 1а), либо внутренней колонной с ударником 4 по башмаку 1 наружной колонны (рис. 1б). В обеих схемах бурение осуществляется с опережением забоя скважины башмаком наружной колонны труб.

На акваториях, глубины которых больше проектных глубин скважин, новым способом можно бурить без наращивания наружной колонны ДКТ (рис. 1б). Для этого ДКТ опускают до дна моря, ее верхний конец наращивают секцией с промывочной головкой 10, ударами по-

гружают ДКТ в породы дна на величину рабочего замера. Дальше бурят с уходом промывочной головки под уровень моря, наращивая трубы только внутренней колонны. На акваториях, глубины которых меньше проектной глубины скважины, первоначально бурят с наращиванием труб наружной и внутренней колонн ДКТ. Когда до конца бурения скважины остается интервал, меньший глубины акватории, переходят на бурение с уходом промывочной головки под уровень моря и наращивают трубы только внутренней колонны. Бурение по такой схеме более производительнее и менее трудоемко.

Поступательное перемещение внутренней колонны относительно наружной позволяет:

а) использовать внутреннюю колонну не только для погружения в породы наружной, но и для ее выбивания из скважины, что гарантирует извлечение ДКТ при бурении с ПБУ малого водоизмещения без опасности его потопления;

б) при бурении на глубоких акваториях наращивать только внутреннюю колонну (рис. 1б);

в) на время шторма уменьшить высоту внутренней колонны и опустить ее под уровень моря (рис. 1в).

Последнее уменьшает силы волнового давления на ДКТ, снижает воспринимаемый ею изгибающий момент и уменьшает количество ее поломок.

Нанесение ударов по придонной муфте наружной колонны или по ее башмаку (а не по наголовнику) уменьшает ее изгиб и потери энергии на деформации, увеличивает КПД удара, возможные глубины скважин и разведываемых акваторий. Отсутствие жесткой связи ПБУ с ДКТ и погружающимися ее механизмами увеличивает используемое для бурения время, ограничиваемое волнением моря. Достоинствами забивного способа бурения скважин с гидротранспортированием керна также являются:

высокие геологическая информативность и механическая скорость бурения; простота изготовления и обслуживания необходимого оборудования.

Кроме того, опережение забоя скважины башмаком ДКТ позволяет отслеживать интервалы слоев пород путем прекращения погружения колонны и вымывания из нее керна до полной очистки восходящего потока, предотвращает уход в затрубное пространство нагнетаемой к забюю воды и, тем самым, исключает выдавливание пород забоя в затрубное пространство и образование породных пробок в центральном канале ДКТ. Погружение ДКТ в породы ударами не требует ее расхаживания, что исключает обрушение пород стенок скважины, обогащение или обеднение проб и обеспечивает 100 %-ный выход керна.

КЗГК апробирован при бурении скважин с ПБУ «Приморец» на аквато-

риях Дальневосточных морей в различных по составу рыхлых породах. Бурение осуществляли ДКТ, составленной из наружной колонны диаметром 0,168/0,150 м, внутренней — 0,127/0,107 м и специально изготовленных для них замковых соединений, которые облегчили и ускорили процессы свинчивания и отвинчивания труб в условиях качки ПБУ. Испытания КЗГК подтвердили его преимущества, особенно при бурении в гравийно-галечниковых отложениях. Здесь, в отличие от вращательного способа бурения с гидротранспортированием, исключено образование породных пробок в центральном канале ДКТ, так как башмак опережает забой скважины и предотвращает поглощение подаваемой к забюю воды. Скорость бурения также выше [4, 6], так как при погружении ДКТ ударами гравийно-галечниковый материал почти не разрушается, а при вращательном способе коронка должна измельчить его до размеров, меньших ее внутреннего диаметра.

КЗГК позволяет выбуривать керн любого большого диаметра, так как увеличение диаметра не усложняет конструкции ДКТ и не требует такого интенсивного увеличения мощности на ее погружение в породы, как при вращательном бурении. Это и другие перечисленные выше достоинства КЗГК позволяют прогнозировать его успешное применение для:

поисков, разведки, скважинного валового опробования и камерной разработки морских россыпей;

проведения инженерно-геологических изысканий в комбинации с отбором монолитов керноприемниками забивного, задавливающего и вращательного типов;

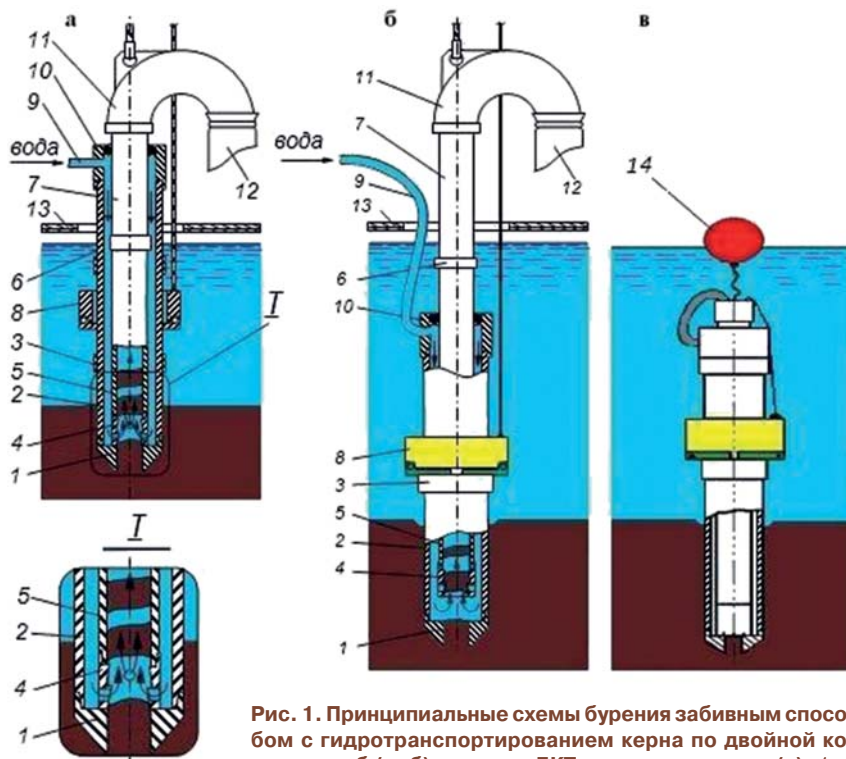


Рис. 1. Принципиальные схемы бурения забивным способом с гидротранспортированием керна по двойной колонне труб (а, б) и отстоя ДКТ в период шторма (в): 1 — башмак; 2 — труба; 3 — соединительная муфта наружной колонны; 4 — ударник; 5 — труба; 6 — соединительная муфта; 7 — шток внутренней колонны; 8 — забивной снаряд; 9 — напорный шланг насоса; 10 — головка промывочная; 11 — головка керноотводящая; 12 — шланг керноотводящий; 13 — палуба ПБУ; 14 — буй

11 — головка керноотводящая; 12 — шланг керноотводящий; 13 — палуба ПБУ; 14 — буй

исследования грунтов в их естественном залегании специальными приборами, опускаемыми на забой скважины внутри ДКТ;

отбора технологических проб;

сооружения технических скважин различного целевого назначения.

В зависимости от назначения скважины, решаемых бурением задач, применяемых технических средств отбора керна и методов исследований, бурение КЗГК может осуществляться по различным схемам: только с гидротранспортированием керна; с чередованием гидротранспортирования керна, отбора его керноприемниками и испытаниями грунтов в их естественном залегании. При необходимости отбора керна ДКТ может быть использована для надежной фиксации в ней керноприемника и совместного погружения их в породы ударами. При исследовании грунтов в их естественном залегании ДКТ может быть использована для погружения ниже ее башмака в породы различных конструкций зондов и приборов вдавливанием. При необходимости продолжения бурения в крепких коренных породах можно перейти на вращательный способ бурения с гидротранспортированием керна по ДКТ меньшего диаметра. При этом ДКТ забивного бурения или только наружная колонна ее будет выполнять роль кондуктора (внутренняя при бурении в сложных гидродинамических условиях с целью предотвращения ее возможных поломок может быть извлечена из наружной). Кондуктор ограничит изгиб и поломки ДКТ вращательного бурения при передаче необходимой осевой нагрузки на забой и сохранит скважину от запыления породами и потери при извлечении из нее бурового снаряда, например, с целью замены износившегося породоразрушающего инструмента.

Основным параметром режима ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна является скорость потока жидкости, восходящего по внутренней колонне ДКТ. Для эффективного выноса пород на поверхность при бурении скважин с гидротранспортированием скорость восходящего потока  $V$  определяют из условия:

$$V = (U + C)K_H, \quad (1)$$

где  $K_H = 1,1 \div 1,3$  — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости движения восходящего потока по внутреннему каналу ДКТ;  $C$  — задаваемая скорость выноса пород на поверхность, м/с;  $U$  — скорость витания частиц керна, м/с.

Скорость витания частицы керна  $U$  зависит от множества внешних факторов: объемного веса жидкости, диаметра внутреннего канала ДКТ, параметров и объемного веса частиц керна, шероховатости стенок труб, керна и величины зазора между ними. Поэтому до настоящего времени нет формул, удобных для достоверных практических вычислений скорости витания  $U$  частиц керна.

Авторами [1] по результатам анализа схем обтекания частиц керна потоком жидкости и действующих на частицу сил теоретически получена следующая формула скорости витания:

$$U = (1 - a^2) \sqrt{\frac{2g \cdot l \left(\frac{\gamma_k - 1}{\gamma}\right)}{1 + 2a^4 - 1,5a^2 + \frac{\lambda \cdot l}{a \cdot D(1-a)}}, \quad (2)$$

где  $a$  — отношение диаметра  $d$  частицы керна к диаметру  $D$  выдачного канала ДКТ;  $l$  — длина частицы керна, м;  $\gamma$  — удельный вес жидкости, Н/м<sup>3</sup>;  $\gamma_k$  — удельный вес керна, Н/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  — коэффициент гидравлических сопротивлений по длине в зазоре между керном и трубой;  $g$  — ускорение свободного падения м/с<sup>2</sup>.

В формуле (2) неизвестным является коэффициент  $\lambda$ . Его значение зависит от шероховатости стенок труб и керна, а также скорости движения жидкости в зазоре между ними. Для определения коэффициента  $\lambda$  существует ряд эмпирических и полуэмпирических формул. При бурении с гидротранспортированием керна имеет место турбулентный режим движения восходящего потока жидкости. Для практических расчетов по определению сопротивления реальных шероховатых труб в этом режиме коэффициент  $\lambda$  принято вычислять по формуле А.Д. Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{\Delta}{d_3} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (3)$$

где  $\Delta$  — эквивалентная шероховатость труб и керна, м;  $d_3 = (D - d)$  эквивалентный диаметр зазора между стенками трубы и керна [3], м;  $Re$  — число Рейнольдса потока жидкости в кольцевом зазоре.

Подставив выражение (3) в выражение (2), авторы [1] получили:

$$U = (1 - a^2) \sqrt{\frac{2g \cdot l \left(\frac{\gamma_k - 1}{\gamma}\right)}{1 + 2a^4 - 1,5a^2 + \frac{0,11 \cdot l}{a \cdot D \cdot (1-a)} \left[ \frac{\Delta}{D(1-a)} + \frac{68v(1+a)}{U \cdot D} \right]^{0,25}}, \quad (4)$$

где  $v$  — коэффициент кинематической вязкости жидкости потока, м<sup>2</sup>/с.

Формула (4) универсальна и приемлема для вычисления скорости витания при доквадратичной и квадратичной области сопротивления движению жидкости с керном. Однако она неудобна для практических вычислений, так как в ней скорость витания представлена в неявном виде. Обусловлено это тем, что число Рейнольдса  $Re$  и вычисленный по выражению (3) коэффициент  $\lambda$  зависят от скорости витания  $U$ . Ниже обоснованы формулы, более удобные для практических вычислений скорости витания.

Бурение с гидротранспортированием пород из скважины осуществляется обычно в области квадратичного сопротивления шероховатых труб и керна. Здесь коэффициент  $\lambda$  зависит в основном от шероховатости труб и керна и величины зазора между ними [7]. Оценим приемлемость для этой области гидротранспортирования других упрощенных формул для коэффициента  $\lambda$ , в которых он не зависит от числа Рейнольдса  $Re$ .

Одной из таких формул является формула Прандтля [7]:

$$\lambda = \frac{0,25}{\left(1g \frac{\Delta}{3,7}\right)^2}, \quad (5)$$

где  $\bar{\Delta} = \Delta/d_3$  — относительная шероховатость труб и керн.

Подставляя выражение (5) в выражение (2) и учитывая, что  $d_3 = D - d$  [3], имеем:

$$U = (1 - a^2) \sqrt{\frac{2g \cdot l \cdot \left(\frac{\gamma_k}{\gamma} - 1\right)}{1 + 2a^4 - 1,5a^2 + \frac{0,25 \cdot l}{a \cdot D \cdot (1-a) \cdot \left(\lg_{3,7} \frac{\Delta}{D-d}\right)^2}}}. \quad (6)$$

Еще более удобной для практических вычислений коэффициента  $\lambda$  является формула Шифринсона [7]:

$$\lambda \approx 0,11 \sqrt[4]{\bar{\Delta}}. \quad (7)$$

Формулу (7) рекомендуют использовать при условии, что  $\Delta/d_3 < 0,007$  [7]. Это требование при бурении скважин забивным способом с гидротранспортированием керн удовлетворяется, так как диаметры труб выдачного канала ДКТ большие: разведочных не менее 0,1 м; технических и геотехнологических не менее 0,25 м. При диаметре внутренней колонны ДКТ даже 0,114/0,094 м значения  $\Delta/D$  не превышают 0,00106 и 0,00532 при эквивалентной шероховатости  $\Delta = 1 \cdot 10^{-4}$  и  $\Delta = 5 \cdot 10^{-4}$  соответственно. С увеличением диаметра труб внутренней колонны ДКТ значения относительной шероховатости уменьшаются. Так, при внутренней колонне ДКТ диаметром  $D = 0,168/0,148$  м значения  $\Delta/D < 0,00068$  при  $\Delta = 1 \cdot 10^{-4}$  и  $\Delta/D < 0,0034$  при  $\Delta = 5 \cdot 10^{-4}$ . Подставив выражение (7) в выражение (2) с учетом, что  $\bar{\Delta} = \Delta/d_3$  и  $d_3 = D - d$ , имеем:

$$U = (1 - a^2) \sqrt{\frac{2g \cdot l \cdot \left(\frac{\gamma_k}{\gamma} - 1\right)}{1 + 2a^4 - 1,5a^2 + \frac{0,11l}{a \cdot D \cdot (1-a) \cdot D} \left[\frac{\Delta}{D(1-a)}\right]^{0,25}}}. \quad (8)$$

В таблице приведены значения скоростей витания  $U$ , полученных экспериментально [8] и вычисленных для тех же условий по формулам (4), (6) и (8) при коэффициенте кинематической вязкости жидкости  $\nu = 1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Данные таблицы показывают, что во всех диапазонах изменения отношения диаметров керн и

выдачной магистрали формулы (4), (6) и (8) обеспечивают высокую сходимость вычисленных и экспериментальных значений скорости витания  $U$ . Причем, значения скоростей витания  $U$ , вычисленных по формуле (4), отличаются от значений, вычисленных по формулам (6) и (8), всего на 0,46±0,52 и 0,54±0,60 % соответственно в зависимости от удельного веса керн и отношения диаметров керн и выдачной магистрали (рис. 2). Это позволяет при выборе рациональных режимов гидротранспортирования керн по ДКТ с диаметром труб выдачного канала больше 0,1 м использовать формулы (6) и (8), так как искомая скорость витания  $U$  в них представлена в явном виде, в отличие от формулы (4).

В формулах (6) и (8) имеется только один параметр, значения которого требуют уточнения — это эквивалентная шероховатость  $\Delta$ . Ее значения зависят от материала и состояния труб выдачной магистрали и от постоянно меняющегося в процессе бурения состояния наружной поверхности, формы, размеров и вида гидротранспортируемых частиц керн. Для сплошных потоков жидкости в новых стальных трубах  $\Delta = (2 \div 10) \cdot 10^{-5}$  м [7]. При гидротранспортировании керн по таким трубам на скорость движения потока влияют шероховатости труб и керн, так как на многих интервалах магистрали поток движется в зазоре между их стенками. Для этих условий значение эквивалентной шероховатости будет несколько больше, чем для условий движения потока жидкости по всему сечению трубы. Поэтому для условий гидротранспортирования керн при бурении скважин значения эквивалентной шероховатости следует установить экспериментально по известным методикам. Возможное отклонение установленного значения эквивалентной шероховатости  $\Delta$  от его фактического значения не будет оказывать существенного влияния на скорость витания  $U$ . Это подтверждают данные таблицы, вычисленные по формулам (4), (6) и (8) при  $\Delta = 15 \cdot 10^{-7}$  м и  $\Delta = 100 \cdot 10^{-7}$  м.

По результатам технико-технологических и теоретических исследований следует:

Бурение на море скважин различных целевых назначений в рыхлых породах эффективно осуществлять забивным способом с гидротранспортированием пород по ДКТ.

**Скорость потока  $U$  в стеклянных трубах диаметром  $D = 0,125$  м, обеспечивающая взвешенное состояние цилиндрического образца, имитирующего частицу керн**

$l = d,$ $n \cdot 10^{-3}$ м	$\gamma_k / \gamma$	Значения $U$ , $n \cdot 10^{-3}$ м/с							Расхождение значения $U$ экспериментальных от средних из двух вычисленных по формулам, %		
		Экспериментальные	Вычисленные по (4) при $\Delta, n \cdot 10^{-7}$ м		Вычисленные по (6) при $\Delta, n \cdot 10^{-7}$ м		Вычисленные по (8) при $\Delta, n \cdot 10^{-7}$ м		(4)	(6)	(8)
			15	100	15	100	15	100			
12	2,77	606	636,82	636,69	640,66	639,49	641,29	639,86	-5.08	-5.62	-5.71
10	2,77	571	581,79	581,68	585,34	584,31	585,91	584,64	-1.88	-2.42	-2.64
8	2,61	499	496,51	496,43	499,67	498,81	500,15	499,09	0.51	-0.048	-0.12
6	2,61	438	430,13	430,07	432,90	432,24	433,38	432,48	1.80	1.24	1.16
4	2,61	363	351,21	351,17	353,67	353,08	353,99	353,28	3.25	2.65	2.58
12	4,49	850	894,98	894,75	899,61	897,97	900,50	898,49	-5.28	-5.74	-5.82
10	4,49	806	817,64	817,44	821,93	820,48	822,73	820,94	-1.43	-1.89	-1.96
8	4,49	747	731,73	731,58	735,67	734,41	736,38	734,82	2.05	1.60	1.53

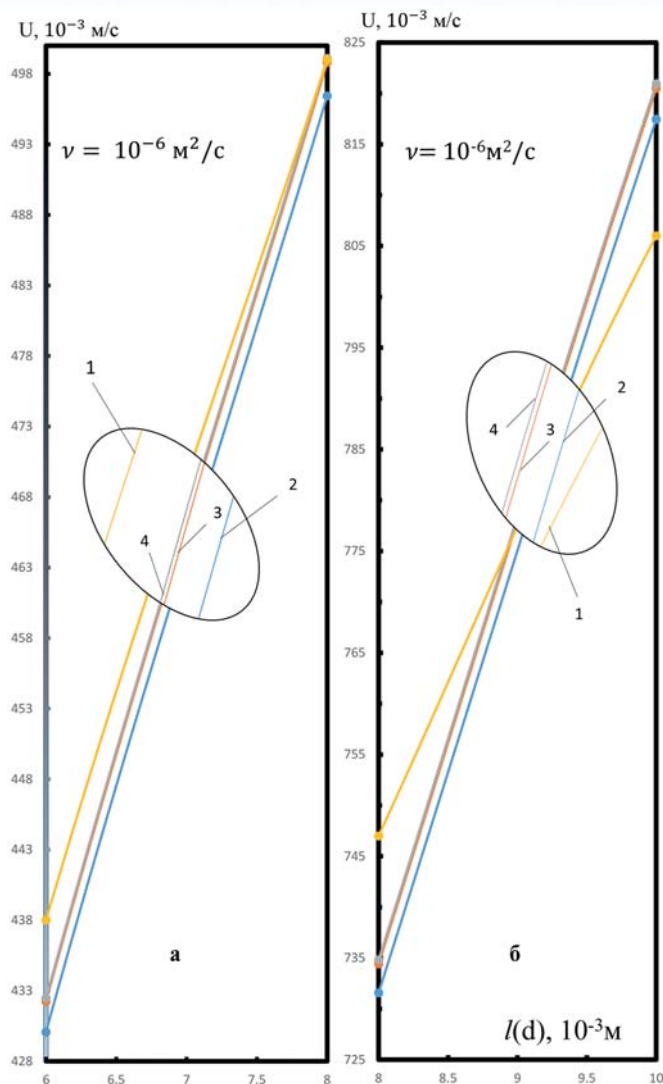


Рис. 2. Зависимость скорости витания  $U$  от длины керна  $l = d$  при  $\gamma_k = 2,61 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$  (а) и  $\gamma_k = 4,49 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$  (б): 1 — экспериментальная; 2, 3 и 4 — вычисленная по формулам (4), (6) и (8) соответственно

Формулы (6) и (8), определяющие скорость витания частиц пород, рекомендуются для практического применения, поскольку: а) обеспечивают достоверные результаты, пригодные для выбора и проектирования необходимого бурового оборудования; б) позволяют оценивать эффективность различных схем и режимов бурения скважин больших диаметров на море забивным способом с гидротранспортированием частиц пород различных плотностей и размеров.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Арсентьев, Ю.А. Скорость восходящего потока жидкости при бурении скважин с гидротранспортированием керна / Ю.А. Арсентьев, С.Ю. Некоз, И.С. Хворостовский, С.С. Хворостовский // Изв. вузов. Геология и разведка. — 2014. — № 4. — С. 42–48.
2. Каждан, А.Б. Некоторые методические вопросы разведки и опробования прибрежно-морских россыпных месторождений / А.Б. Каждан, Л.П. Кашеев, П.И. Кушнарев // Изв. вузов. Геология и разведка. — 1974. — № 1. — С. 65–72.
3. Маковой, Н. Гидравлика бурения: Пер. с рум. / Н. Маковой. — М.: Недра, 1986. — 536 с.
4. Малинин, Е.В. Разработка технологии и техники бурения с гидротранспортированием кернового материала для разведки россыпей на море / Е.В. Малинин: Дис. ... канд. тех. наук. — М., 1994. — 174 с.

5. Хворостовский, С.С. Способ ударного бурения и устройство для его осуществления. А.с. № 1828156. — Заявлено 31.05.1989; № 4698820/03. Зарегистрировано в Госреестре изобретений СССР 13.10.1992. ДСП № 0084.

6. Хворостовский, А.С. Рациональные способы и технологии бурения на море с гидротранспортированием керна / А.С. Хворостовский, С.С. Хворостовский, С.В. Тимошенко, П.В. Богданов // Изв. вузов. Геология и разведка. — 2011. — № 6. — С. 69–76.

7. Чугаев, Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. — Л: Энергия, 1970. — 552 с.

8. Шумилов, Л.П. Некоторые результаты экспериментального исследования транспорта шлама по стволу скважины / Л.П. Шумилов // Гидравлика в бурении. Тр. ВНИИБТ. — Вып. 15. — М.: Недра, 1965. — С. 82–105.

© Коллектив авторов, 2017

Арсентьев Юрий Александрович // arsentev1956@yandex.ru

Лхагважав Бокхтшоо // lbokhtsoog@outbook.com

Хворостовский Игорь Станиславович

Хворостовский Станислав Сигизмундович

УДК 550.822.7:622.24(075.8)

Плавский Д.Н. (АО «Геологоразведка», Зеленин А.П. (ОАО «Завод бурового оборудования», Оренбург)

### СОСТОЯНИЕ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОЛОНКОВОГО ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

Изложены результаты анализа и оценки перспектив широкого внедрения современного импортозаменяющего бурового оборудования и инструмента, предназначенных для бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Даны предложения по комплексному внедрению новой техники в заводское и геологоразведочное производство. **Ключевые слова:** перевооружение, развитие, импортозамещение, геологоразведочное оборудование, техника и технология, отечественное производство.

Plavskiy D.N. (Geologorazvedka), Zelenin A.P. (Plant of drilling equipment, Orenburg)

#### STATE AND MAIN DIRECTIONS OF INCREASE OF EFFICIENCY OF CORING EXPLORATION DRILLING FOR SOLID MINERALS

The article presents the results of the analysis and evaluation of the prospects for widespread introduction of modern import-substituting drilling equipment and tools designed for drilling boreholes for solid minerals. Given the proposals for a comprehensive introduction of new equipment in factory production and exploration. **Keywords:** modernization, development, import substitution, exploration equipment, machinery and technology, domestic production.

В настоящее время отечественная и зарубежная техника для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые (ТПИ) достигла высокого уровня производительности и экономической эффективности. В нашей стране имеются предприятия-изготовители этой буровой техники, но в основном импортозамещение произошло только для комплексов снарядов со съемным керноприемником (ССК) и алмазного породоразрушающего инструмента, который армируется только зарубежным синтетическим сырьем. Налажен