



УДК 622.24

ТЕХНИКА БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА



DRILLING TECHNOLOGY OF ENGINEERING AND GEOLOGICAL WELLS IN THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS DEPOSITS

Каракозов Артур Аркадьевич

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой технологии
и техники бурения скважин,
Донецкий национальный
технический университет
artur.a.karakozov@mail.ru

Парфенюк Сергей Николаевич

старший преподаватель кафедры
технологии и техники бурения скважин,
Донецкий национальный
технический университет

Ткаченко Евгений Игоревич

студент,
Донецкий национальный
технический университет

Аннотация. Приведены результаты разработки технических средств для бурения инженерно-геологических скважин при освоении нефтегазовых месторождений шельфа. Их использование позволяет выполнять буровые работы как с буровых судов и СПБУ, так и с неспециализированных плавсредств (буксиры, спасательные суда и т.п.) без использования бурильных и обсадных труб. Это обеспечивает возможность проведения морских инженерно-геологических изысканий при отсутствии специализированного бурового флота.

Ключевые слова: шельф, освоение нефтегазовых месторождений, инженерно-геологические изыскания, бурение скважин, пробоотбор.

Karakozov Artur Arkadevich

Ph.D., Associate Professor,
Head of the Department
of Well Drilling Technology and Engineering,
Donetsk National Technical University
artur.a.karakozov@mail.ru

Parfenyuk Sergey Nikolaevich

Senior Lecturer of the Department
of Well Drilling Technology and Engineering,
Donetsk National Technical University

Tkachenko Evgeny Igorevich

Student,
Donetsk National Technical University

Annotation. The results of the development of technologies for drilling geological engineering wells during the development of offshore oil and gas fields, based on the use of water driven hammer drilling tools and impact samplers with hydraulic drive, are presented. The proposed technologies allow drilling not only from drilling ships and jack-up drilling rigs, but also from non-specialized vessels (tugs, rescue ships, etc.) using a casingless drilling, which makes it possible to carry out engineering geological surveys in the absence of specialized drilling fleet.

Keywords: shelf, development of oil and gas fields, engineering and geological surveys, drilling, sampling.

В настоящее время идёт активное освоение и разработка нефтегазовых месторождений шельфа Каспийского и Чёрного морей, Северного Ледовитого и Тихого океанов. Слабая геологическая изученность многих шельфовых областей определяет необходимость выполнения больших объёмов инженерно-геологических изысканий для обеспечения эксплуатации самоподъёмных буровых платформ, сооружения морских добычных объектов и трубопроводов. При этом проведение работ зачастую тормозится из-за отсутствия в достаточном количестве буровых судов, что негативно сказывается на темпах разработки нефтегазовых месторождений. Поэтому для интенсификации проведения инженерно-геологических изысканий на месторождениях нефти и газа необходима не только разработка новых эффективных технологий и технических средств бурения, но и создание оборудования, позволяющего эксплуатировать его с неспециализированных плавсредств.

Исходя из этих предпосылок, в Донецком национальном техническом университете был разработан комплекс бурового оборудования для проведения инженерно-геологических изысканий на шельфе в породах песчано-глинистого комплекса, основанный на применении устройств с гидравлическим приводом, в том числе и гидроударников. Особенностью разработанного комплекса является то, что он также обеспечивает бурение скважин глубиной до 50 м без использования специализированных буровых плавсредств, т.е. работы могут выполняться с буксирных, спасательных и прочих судов, что значительно расширяет потенциальную базу флота буровых организаций.

При инженерно-геологических изысканиях на газовых месторождениях Чёрного и Азовского морей, разрабатываемых ГАО «Черноморнефтегаз», многорейсовое бурение скважин глубиной до 50 метров выполнялось установками УМБ-130 и УМБ-130М.



Технологическая схема проходки скважин (рис. 1) подразумевает чередование бескернового и колонкового способов бурения [1]. На фазе 1 отбирается керн из верхнего интервала пород, на фазе 2 размываются обрушившиеся породы верхнего интервала, а на фазе 3 отбирается керн из нижележащего неопробованного интервала. Затем фазы 2 и 3 повторяются до тех пор, пока скважина не достигнет проектной глубины.

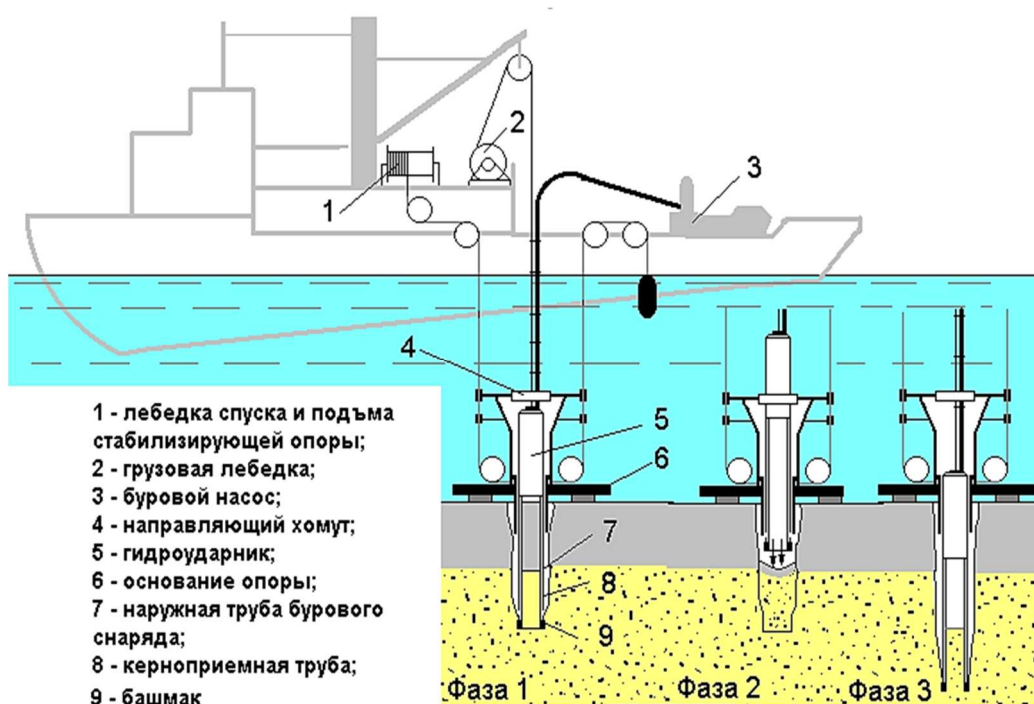


Рисунок 1 – Технологическая схема бурения скважины установкой УМБ-130М

При создании комплекса оборудования был предложен ряд конструкций гидроударных снарядов и забивных пробоотборников, выполненных по схеме, в которую, кроме гидроударника (гидродвигателя и ударного узла), насосного блока (опционально) и колонкового набора, входят два распределительных узла, установленных выше и ниже гидроударника (или гидродвигателя с ударным узлом) [1–5]. Распределительные узлы обеспечивают два режима работы снаряда (пробоотборника), необходимых для поинтервальной углубки скважины, сочетающей в одном рейсе следующие этапы (рис. 2):

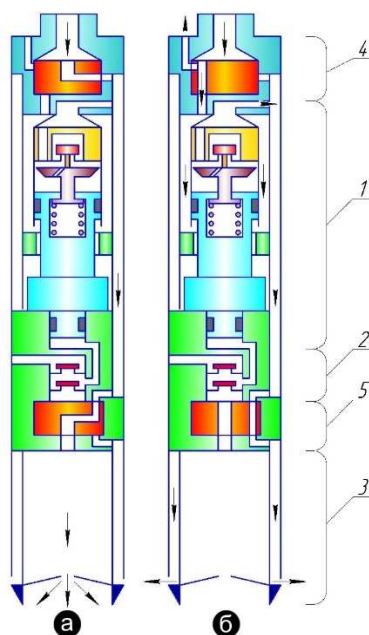


Рисунок 2 – Режимы работы гидроударного бурового снаряда:

1 – гидроударник; 2 – насосный блок; 3 – колонковый набор; 4, 5 – распределительные узлы



1. Бескernовое бурение, при котором жидкость подаётся в полость керноприёмной трубы и далее – на забой скважины, разрушая породу. При этом жидкость может подаваться как в обход гидроударника (гидродвигателя), так и в него (постоянно или периодически). В первом случае (рис. 1а) ударный механизм отключен, порода на забое разрушается за счёт действия жидкости и дополнительных ударов, периодически наносимых по забою весом снаряда или пробоотборника («ключущий» способ). Во втором случае устройство генерирует удары по колонковому набору, которые используются для интенсификации разрушения забоя (этот способ может использоваться как самостоятельно, так и совместно с «ключущим» способом).

2. Бурение с отбором керна (рис. 1б), при котором жидкость подаётся в гидроударник (гидродвигатель), а из него – в скважину. При этом выброс жидкости в скважину может производиться непосредственно над башмаком колонкового набора, обеспечивая размыв её стенок, что способствует снижению сил сопротивления при бурении и при извлечении оборудования из скважины.

Создание новых технических средств бурения осуществлялось на основании комплекса исследований взаимодействия гидроударного снаряда (забивного пробоотборника) с забоем при колонковом и бескernовом бурении. Дополнительно изучалась работа распределительных узлов и вопросы очистки ствола скважины на различных этапах рейса.

Полученные энергетические параметры гидроударников позволили определить закономерности погружения гидроударного снаряда (ГС) в грунт для различных его компоновок, представленных на рисунке 3.

Погружение осуществляется за счёт ударов, которые наносятся бойком массой m_1 , имеющим в момент соударения с наковальнями скорость V_n (при ходе вниз) и V_b (при ходе вверх). При этом ударные импульсы I_b и I_n поочерёдно передаются на колонковый набор массой m_2 (с учётом массы корпусных деталей гидроударника). При погружении снаряда в грунт преодолеваются силы бокового R_b и лобового R_n сопротивлений. Направление действия силы бокового сопротивления на схеме показано для положительных значений скорости движения бурового снаряда. При отрицательных значениях скорости направление действия R_b меняется на противоположное. При использовании подвижной колонковой трубы её масса принимается равной m_3 . Если используется статический или динамический утяжелитель массой m_4 , то он, соответственно, либо жёстко соединяется с колонковым набором, либо устанавливается подвижным с возможностью ударного взаимодействия с ним.

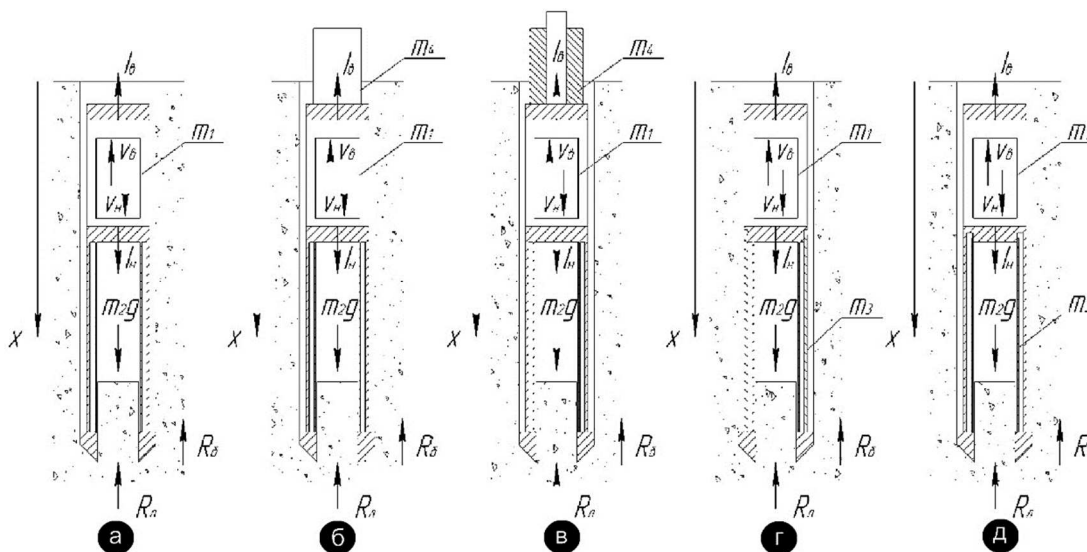


Рисунок 3 – Расчётные схемы погружения ГС с двойным колонковым набором:

- а – обычная схема; б – с использованием статического утяжелителя (СУ);
- в – с использованием динамического утяжелителя (ДУ); г – с подвижной наружной колонковой трубой (НКТ);
- д – с подвижной внутренней колонковой трубой (ВКТ)

Специально разработанное программное обеспечение позволило получить теоретические осциллограммы погружения бурового снаряда в грунт, анализ которых показывает, что применение статического утяжелителя с массой, не превышающей массу снаряда, оказывает только количественное влияние на закон изменения скорости и перемещения ГС. А использование динамического утяжелителя и подвижных колонковых труб вносит довольно значительные качественные и количественные изменения в вид осциллограмм скорости и перемещения.

В таблице 1 приведены результаты количественного анализа изменения механической скорости бурения при использовании различных компоновок гидроударного снаряда: обычное двухударное погружение; со статическим утяжелителем массой 100 и 200 кг; с динамическим утяжелителем массой



100 и 200 кг; с подвижными наружной и внутренней колонковыми трубами. Максимальная масса утяжелителя 200 кг выбиралась из соображений возможности манипуляций с ним силами буровой бригады.

Таблица 1 – Изменение механической скорости бурения (м/мин) для различных схем гидроударного снаряда (ГС)

Рл, кН	ГС	ГС + СУ 100 кг	ГС + СУ 200 кг	ГС + ДУ 100 кг	ГС + ДУ 200 кг	ГС с подвижной НКТ	ГС с подвижной ВКТ
15	2,48	2,62 (+5,6 %)	2,82 (+13,7 %)	2,83 (+14,1 %)	4,3 (+73,4 %)	2,97 (+19,8 %)	2,73 (+10,1 %)
30	1,01	1,07 (+5,9 %)	1,13 (+11,9 %)	1,195 (+18,3 %)	1,46 (+44,6 %)	1,23 (+21,8 %)	1,22 (+20,8 %)
45	0,64	0,675 (+5,5 %)	0,71 (+10,9 %)	0,775 (+21,1 %)	0,88 (+37,5 %)	0,74 (+15,6 %)	0,795 (+24,2 %)
60	0,45	0,48 (+6,7 %)	0,51 (+13,3 %)	0,58 (+28,9 %)	0,65 (+44,4 %)	0,59 (+31,1 %)	0,575 (+27,8 %)
75	0,34	0,37 (+8,8 %)	0,39 (+14,7 %)	0,46 (+35,3 %)	0,505 (+48,5 %)	0,485 (+42,6 %)	0,47 (+38,2 %)
90	0,19	0,24 (+23,1 %)	0,27 (+38,5 %)	0,38 (+94,9 %)	0,465 (+138,5 %)	0,36 (+84,6 %)	0,35 (+79,5 %)

Анализ данных таблицы показывает, что использование любых дополнений к обычной компоновке гидроударного снаряда повышает механическую скорость бурения. В то же время видно, что статические утяжелители дают наименьший эффект (только в достаточно мягких породах эффективность применения двухсоткилограммового утяжелителя даёт эффект, сравнимый с эффектом других компоновок).

Наибольший рост механической скорости бурения достигается при использовании динамического утяжелителя массой 200 кг. При этом лучшие результаты достигаются для более твёрдых пород (как и для других компоновок). Использование динамического утяжелителя по сравнению со статическим той же массы даёт повышение механической скорости бурения в 2,5–5,3 раза.

Эффективность применения подвижных колонковых труб сравнима с эффективностью использования стокилограммового динамического утяжелителя и даёт рост механической скорости бурения по сравнению с обычной компоновкой ГС: для подвижной наружной колонковой трубы – в 1,15–1,85 раза, а для подвижной внутренней колонковой трубы – в 1,1–1,8 раза, при этом эффект возрастает с увеличением твёрдости пород.

Поскольку наиболее простым путём повышения механической скорости бурения с точки зрения внесения конструктивных изменений в состав снаряда с сохранением габаритно-весовых параметров является использование подвижных колонковых труб, то этот путь может быть рекомендован для всех гидроударных снарядов. Наиболее просто обеспечивается подвижность внутренней колонковой трубы, хотя при этом желательно предусмотреть дополнительную защиту керна от истирания.

Опыт работ в производственных условиях также показал, что особое внимание следует уделить разработке более эффективных конструкций распределительных узлов. На практике предпочтение было отдано двухклапанному узлу с одной пружиной [6, 7] как более надёжному с точки зрения переключения в исходное положение за счёт ударного взаимодействия его элементов. Однако для него характерна сильная зависимость ударного взаимодействия от величины отрицательного перекрытия пропускных окон штока [6]. Это определяет переменное давление перед тарелкой клапана при срабатывании на малых расходах и значительный рост давления после переключения, что затрудняет настройку оборудования при использовании гидроударников и насосов с различными характеристиками.

С точки зрения простоты настройки более предпочтительными являются одноклапанные узлы. Но для ответа на вопрос о возможности замены ими двухклапанных узлов, применяемых в настоящее время, было необходимо провести их тщательное исследование на предмет установления рациональных параметров.

Для сравнения эффективности работы двух предложенных разновидностей одноклапанных распределительных узлов, отличающихся формой клапана, методом конечных элементов было проведено моделирование течения жидкости в них на различных фазах работы. Пример моделирования одной из схем узла показан на рисунке 4.

Результаты моделирования, подтверждённые лабораторными испытаниями, показали, что обе схемы распределительного узла обеспечивают его надёжное срабатывание. Это позволяет рекомендовать их к использованию вместо двухклапанных узлов. Однако обеим схемам характерно переменное давление перед узлом и его рост при переключении, что также затрудняет их настройку в различных условиях эксплуатации.

Поэтому было принято решение о совершенствовании конструктивной схемы одноклапанного узла с точки зрения обеспечения постоянства перепада давления на клапане и величины давления над клапаном при срабатывании узла. С этой целью тарелка клапана размещается в его верхней части над пропускными окнами в штоке. Пример моделирования такого узла показан на рисунке 5.

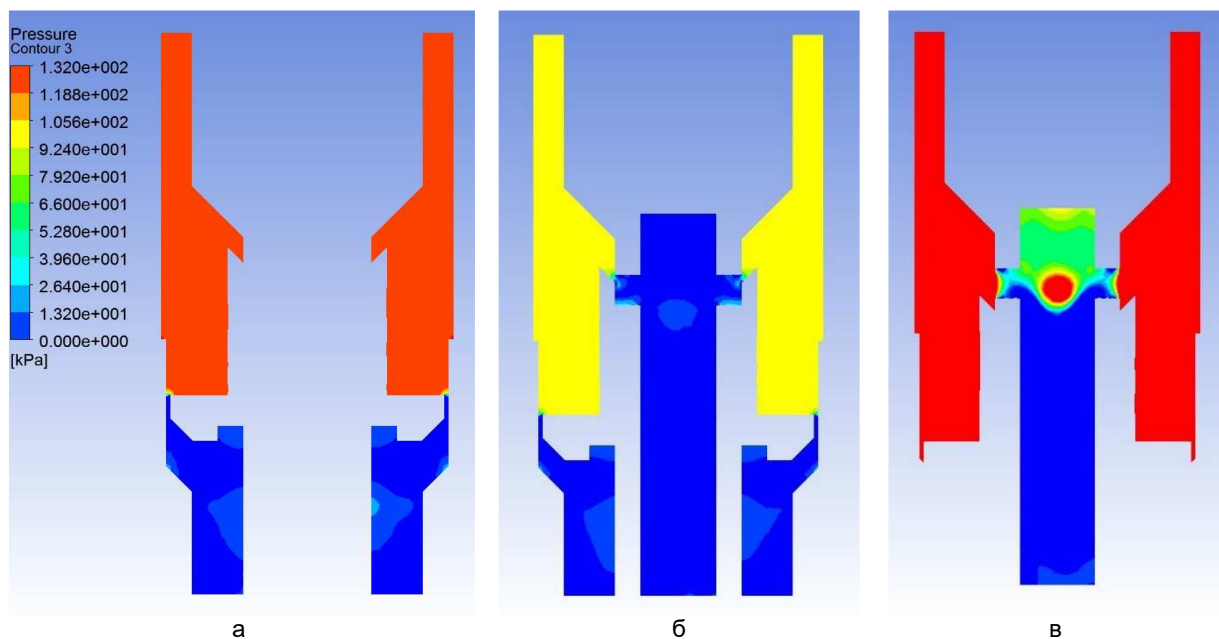


Рисунок 4 – Пример моделирования конструкции одноклапанного распределительного узла:
 а – исходное положение; б – момент открытия пропускных окон в штоке; в – положение при закрытом клапане

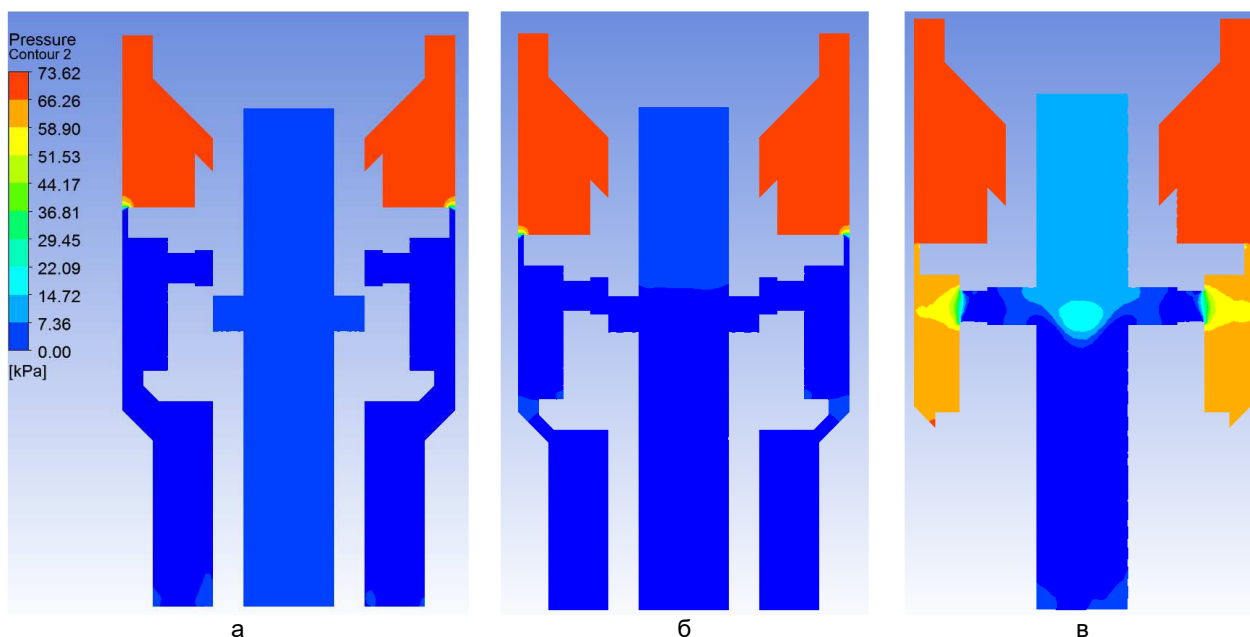


Рисунок 5 – Пример моделирования усовершенствованного одноклапанного распределительного узла:
 а – исходное положение; б – момент открытия пропускных окон в штоке; в – положение при закрытом клапане

Результаты моделирования показали, что для новой конструкции одноклапанного распределительного узла характерно постоянное давление над ним, что значительно облегчает его настройку. Эта конструкция обеспечивает надёжное срабатывание как при повышении расхода жидкости, так и при его снижении, что позволяет рекомендовать её для замены двухклапанных узлов.

Полученные результаты позволили провести модернизацию гидроударных снарядов установок УМБ-130 и УМБ-130М, а также дали возможность разработать буровой снаряд с диаметром бурения 150 мм, который используется в новой установке УМБ-130/150, разработанной по специальному заказу.

Литература

1. Калиниченко О.И. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе / О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский, А.А. Каракозов. – Донецк : «Вебер», 2007. – 270 с.
2. Гидроударный буровой снаряд : Патент № 2278238 РФ, E21B25/18 / О.И. Калиниченко, А.А. Каракозов, П.В. Зыбинский. – Опубл. 20.06.2006, бюл. № 17.



3. Погружная гидроударная установка : Патент № 78588 UA E21B25/00 / А.А. Каракозов, О.И. Калиниченко, П.В. Зыбинский. – Оpubл. 10.04.2007, бюл. № 4.
4. Колонковый снаряд : Патент № 105101 UA E21B 21/00 25/00 / А.А. Каракозов, А.Н. Рязанов, П.В. Зыбинский, С.Н. Парфенюк. – Оpubл. 10.04.2014, Бюл. № 7.
5. Пробоотборник : Патент № 110065 UA E21B 25/18 49/02 / А.А. Каракозов, А.Н. Рязанов, П.В. Зыбинский, С.Н. Парфенюк. – Оpubл. 10.11.2015, Бюл. № 21.
6. Установки для бесколонного бурения скважин на морских акваториях / О.И. Калиниченко [и др.]. – Донецк : Донбасс, 2013. – 163 с.
7. Гидроударный буровой снаряд : Патент на полезную модель № 77466 UA E21B 25/00, E21B 4/00 / О.И. Калиниченко, А.В. Хохуля, А.А. Каракозов. – Оpubл. 11.02.2013, Бюл. № 3.

References

1. Kalinichenko O.I. Hydraulic hammer tools and rigs for drilling wells on the shelf / O.I. Kalinichenko, P.V. Zybinsky, A.A. Karakozov. – Donetsk : Weber, 2007. – 270 p.
2. Hydraulic hammer tool : Patent № 2278238 of the Russian Federation, E21B25/18 / O.I. Kalinichenko, A.A. Karakozov, P.V. Zybinsky. – Publ. 06/20/2006, bull. № 17.
3. Submersible hydraulic hammer drilling rig : Patent № 78588 UA E21B25/00 / A.A. Karakozov, O.I. Kalinichenko, P.V. Zybinsky. – Publ. 04/10/2007, bull. № 4.
4. Coring tool : Patent № 10501 UA UA E21B 21/00 25/00 / A.A. Karakozov, A.N. Ryazanov, P.V. Zybinsky, S.N. Parfenyuk. – Publ. 04/10/2014, Bull. № 7.
5. Sampler : Patent № 110065 UA E21B 25/18 49/02 / A.A. Karakozov, A.N. Ryazanov, P.V. Zybinsky, S.N. Parfenyuk. – Publ. 11/10/2015, Bull. № 21.
6. Drilling rigs for caseless drilling in offshore areas / O.I. Kalinichenko [et al.]. – Donetsk : Donbass, 2013. – 163 p.
7. Hydraulic hammer tool: Patent for utility model № 77466 UA E21B 25/00, E21B 4/00 / O.I. Kalinichenko, A.V. Khokhulya, A.A. Karakozov. – Publ. 02/11/2013, bull. № 3.