



УДК 622.24

ЭПОХА ТУРБОБУРОВ: ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

●●●●●

TURBODRILLS EPOCH: RESULTS AND PROSPECTS

Симонянц Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры
бурения нефтяных и газовых скважин,
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
ssturbo@mail.ru

Аннотация. XX век был Эпохой турбобуров, которые широко применялись при бурении нефтегазовых скважин. Создание турбобуров с многоступенчатой турбиной сделало турбинный способ бурения основным при строительстве скважин в СССР и России. Высокооборотные турбобуры используются для реализации высокой механической мощности на долоте. Основным типом породоразрушающего инструмента, наиболее подходящего для эффективного использования с турбобурами, являются безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа. Главной задачей в ближайшей перспективе является модернизация российских турбобуров в соответствии с современными требованиями технологии бурения.

Ключевые слова: турбобур, турбинное бурение, гидравлический забойный двигатель, бурение гидравлическими забойными двигателями.

Simonyants Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Science, Professor,
Professor of drilling oil
and gas wells department,
National University of Oil
and Gas «Gubkin University»
ssturbo@mail.ru

Annotation. XX century was the era of Turbodrills, which were widely used in drilling oil and gas wells. The creation of turbodrills with a multi-stage turbine made the turbine method of drilling the main one in the construction of wells in the USSR and Russia. A high-speed turbodrills is used to realize high mechanical power on a bit. The main type of rock cutting tool, the most suitable for effective use with turbodrills, are abrasion-free support diamond bits. The main task in the near future is the modernization of Russian turbodrills in accordance with modern requirements of drilling technology.

Keywords: turbodrills, turbo drilling, hydraulic downhole motor, drilling of hydraulic downhole motors.

Введение

В истории буровой отрасли нефтяной и газовой промышленности XX век может быть назван Эпохой турбобуров. Турбинный способ бурения широко применялся при строительстве скважин во всех основных нефтегазовых регионах СССР. Относительный объём применения турбобуров в целом по стране составлял более 80 %, а в таких мегарайонах, как Западная Сибирь и Урало-Поволжье – около 100 %. Это объяснялось большим объёмом наклонно-направленного бурения, а также тем, что в то время в основном применялись трёхшарошечные долота с негерметизированными («открытыми») опорами, для которых требовались повышенные частоты вращения – 500–700 об/мин. Также с турбобурами использовались высокооборотные безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа при частотах вращения 700–900 об/мин. Но с конца 70-х годов в практику бурения стали интенсивно внедряться трёхшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами. Стойкость этих долоткратно превышала время работы шарошечных долот с открытыми опорами и за счёт этого обеспечивала значительный рост проходки на долото. Основным условием рационального применения трёхшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами было создание низкооборотного режима бурения – от 100 до 250 об/мин, которые серийные турбобуры обеспечить не могли. Поэтому появился новый низкооборотный гидравлический забойный двигатель (ГЗД) – винтовой забойный двигатель (ВЗД). Все попытки создания низкооборотного турбобура без использования редуктора оказались безуспешными. Редукторный турбобур не получил широкого распространения из-за сложности конструкции и технического обслуживания. С середины 80-х годов централизованное государственное финансирование НИОКР по турбобурам фактически было прекращено. Это сразу негативно сказалось на объёмах производства и применения турбобуров при бурении и ремонте скважин. Появление в конце 90-х годов новых высокопроизводительных долот РДС с алмазно-твёрдосплавными резцами не улучшило положение. И хотя для работы с этими долотами были необходимы не такие низкие частоты вращения, как для шарошечных долот, но из-за их высокой моментоёмкости требовались ГЗД с иной энергетической характеристикой. В итоге применение турбобуров в России к концу XX века значительно сократилось и в настоящее время их почти не используют. Означает ли это конец славной эпохи турбинного бурения или возможно новое возрождение?



Исторический аспект

Более 100 лет назад во всех нефтедобывающих странах был начат переход от малопроизводительного ударно-штангового (ударно-канатного) способа к вращательным способам бурения. Первый способ вращательного бурения – роторный, был изобретён в начале XX века. Породоразрушающий инструмент – буровое долото, приводился во вращение посредством колонны стальных бурильных труб, вращающихся с помощью специального силового устройства – ротора, размещённого в центре буровой площадки, прямо над устьем скважины. Осевая нагрузка передавалась на долото в результате разгрузки нижней части бурильной колонны. Промывка скважины осуществлялась путём непрерывной подачи буровыми насосами потока жидкости через бурильные трубы в долото и, таким образом, стала процессом, происходящим одновременно с разрушением горной породы на забое. Роторный способ бурения широко используется при строительстве нефтяных скважин во всём мире. Первая роторная скважина в России была пробурена в 1903 г. на Грозненских нефтепромыслах.

В 20-е годы прошлого века в Советском Союзе был изобретён другой способ вращательного бурения, при котором породоразрушающий инструмент приводился во вращение гидравлическим забойным двигателем, установленным в компоновку низа бурильной колонны непосредственно над долотом. При этом не надо было вращать бурильные трубы, что значительно снизило риск их поломки. Гидравлическая энергия промывочной жидкости, непрерывно подаваемой буровыми насосами в бурильную колонну, преобразовывалась в механическую энергию вращения вала забойного двигателя и передавалась долоту. Первым гидравлическим забойным двигателем, который стал широко применяться у нас в стране, был турбобур. А способ бурения с помощью турбобура стал называться «Турбинный способ бурения». В дальнейшем был изобретён другой ГЗД – винтовой забойный двигатель, который также стал широко применяться при бурении скважин. Поэтому современное название турбинного способа звучит, как «Способ бурения скважин гидравлическими забойными двигателями».

В 1922 г. советский изобретатель М.А. Капелюшников разработал турбобур, содержащий одноступенчатую турбину и зубчатый маслonaполненный редуктор. В 1924 г. этим турбобуром была пробурена первая скважина глубиной 600 м с высокими скоростными показателями. В дальнейшем турбобуры Капелюшникова применялись при бурении нефтяных скважин около 10 лет, но из-за низкой надёжности конструкции они были сняты с бурения.

В 1934 г. в Баку была организована Экспериментальная контора турбинного бурения, ведущие специалисты которой – П.П. Шумилов, Р.А. Иоаннесян, Э.И. Тагиев и М.Т. Гусман, активно занялись усовершенствованием конструкций турбобуров. Отказавшись от двух «слабых звеньев» турбобура Капелюшникова – одноступенчатой турбины и зубчатого редуктора, они создали безредукторный турбобур с многоступенчатой турбиной осевого типа. Принципы, заложенные в конструкцию безредукторного многоступенчатого турбобура, стали фундаментом для дальнейшего развития турбобуростроения, а теоретические разработки и положения его авторов легли в основу современной теории турбинного бурения.

Создание турбобуров с многоступенчатой турбиной сделало турбинный способ бурения основным при строительстве нефтегазовых скважин в СССР и России. Применение турбобуров обеспечило серьёзные преимущества по сравнению с роторным способом бурения:

- Заметно снизились аварии с бурильными трубами.
- Существенно увеличились скорости бурения.
- Значительно улучшились возможности бурения наклонно-направленных скважин.

С 1953 г. все работы по созданию новых турбобуров сосредоточились в московском институте ВНИИБТ, который был главным научно-конструкторским центром в области техники и технологии турбинного бурения. За многие годы в этом институте были созданы десятки оригинальных конструкций турбобуров, предназначенных для бурения скважин. Это были турбобуры общего назначения, которые широко применялись в районах массового строительства нефтегазовых скважин – Урало-Волжский регион, Западная Сибирь и др., а также специальные турбобуры для особых условий бурения:

- турбобуры с подшипниками качения для бурения глубоких скважин с использованием буровых растворов повышенной плотности;
- турбобуры с системой гидродинамического торможения для работы на низкооборотных режимах;
- турбобуры с полым валом для обеспечения высокого перепада давления в долоте;
- турбобуры с вращающимся корпусом для обеспечения вертикальности ствола скважины;
- турбобуры с системой гашения вибраций;
- турбобуры с «плавающей» системой ротора и «плавающей» системой статора;
- турбобуры для отбора керна;
- турбобуры для работы с высокооборотными алмазными долотами;
- термостойкие турбобуры для бурения в геотермальных условиях;
- турбобуры вставного типа для бурения без подъёма труб, в т.ч. на обсадной колонне;



– турбобуры для агрегатов реактивно-турбинного (роторно-турбинного) бурения (РТБ) для бурения вертикальных стволов большого диаметра (до 5 м), и другие.

Многие конструкции турбобуров создавались для решения конкретных технологических задач и поэтому их производство прекращалось с окончанием необходимости решения этих задач. Для массового использования предназначались т.н. серийные турбобуры, выпускаемые Кунгурским машиностроительным заводом: стандартные турбобуры серий ТСШ и АШ (АГТШ).

Турбобур и Винтовой забойный двигатель

Они представляют собой принципиально разные забойные гидромоторы, имеющие специфические достоинства и недостатки. Несмотря на многообразие типов, конструкций и характеристик ГЗД, используемых сегодня при бурении нефтяных и газовых скважин, общим для всех гидравлических забойных двигателей является источник энергии – принудительный поток промывочной жидкости (бурового раствора), нагнетаемый буровыми насосами через бурильную колонну в ГЗД и далее в долото. Также турбобуры и ВЗД являются техническими средствами одного способа бурения нефтегазовых скважин. Производство и сервисное обслуживание этих забойных двигателей зачастую организовано на одних предприятиях. И для каждого типа ГЗД определена своя область эффективного применения.

Современные турбобуры являются высокооборотными забойными двигателями с частотой вращения от 400 до 1200 об/мин и применяются, в основном, с алмазными долотами истирающе-режущего типа и с шарошечными долотами с т.н. «открытыми» опорами – рисунок 1. Низкооборотные винтовые забойные двигатели, с частотами вращения от 100 до 300 об/мин, применяются в качестве привода трехшарошечных долот с герметизированными маслonaполненными опорами и высокопроизводительных долот PDC с алмазно-твердосплавными режцами – рисунок 1.

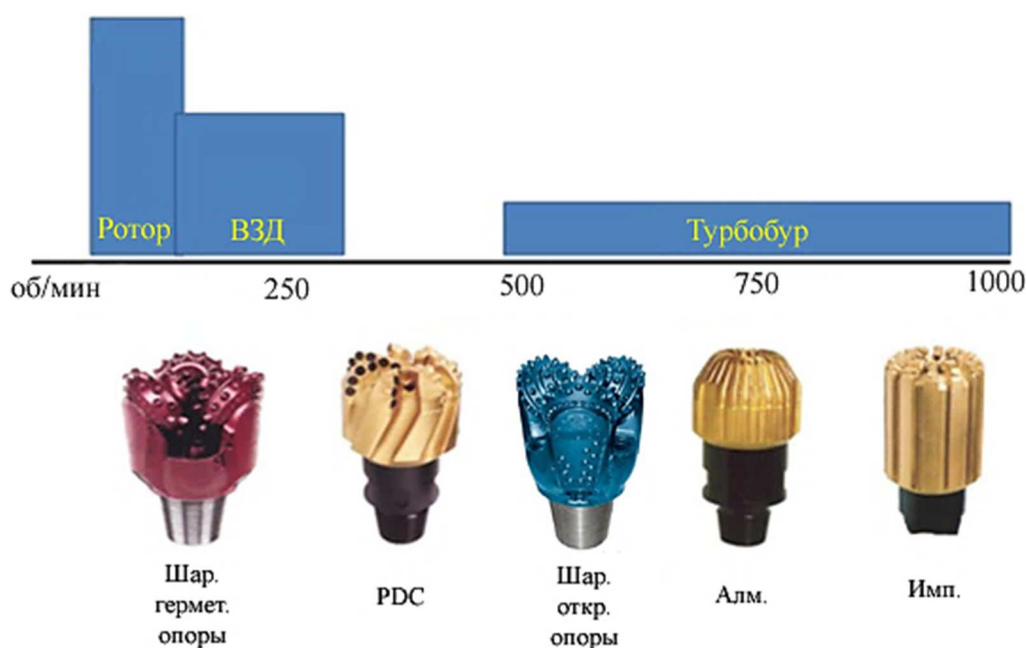


Рисунок 1 – Применение разных типов долот с разными видами привода

Значительным преимуществом ВЗД является их относительно короткая длина (8–12 м) по сравнению со стандартными трёхсекционными турбобурами (27–30 м). Это позволяет устанавливать телеметрические системы гораздо ближе к долоту и тем самым повысить точность передачи онлайн-информации об искривлении скважины. Это обстоятельство в основном и определило доминирование винтовых двигателей в современных условиях бурения наклонно-направленных скважин.

Низкооборотные винтовые забойные двигатели обладают также повышенным крутящим моментом по сравнению с высокооборотными турбобурами. Сравнение энергетических характеристик турбобура и ВЗД показывает, что турбобур обладает т.н. «мягкой» моментной зависимостью от частоты вращения, в то время как у ВЗД она имеет «жесткий» вид. Поэтому параметры режима бурения с ВЗД более стабильны, чем у турбобура. С другой стороны, в процессе работы и износа двигателей, энергетическая характеристика турбобура мало изменяется, тогда, как у ВЗД наблюдается существенное снижение энергетических параметров. Уровень поперечных вибраций, генерируемых ВЗД, также является высоким, что отрицательно сказывается на качестве ствола скважины.



Развитие турбобуров и винтовых двигателей шло разными путями, но в настоящее время сложился единый концептуальный подход к универсальной конструктивной схеме гидравлического забойного двигателя. Это короткий (8–15 м) забойный двигатель, с высокомоощным рабочим органом (многоступенчатая турбина или винтовая пара), оснащенный узлом искривления с регулируемым углом перекоса осей, сменными опорно-центрирующими устройствами и другими приспособлениями, необходимыми для его успешной эксплуатации – рисунок 2. Моторесурс забойного двигателя должен быть соизмерим со временем, необходимым для бурения заданного интервала скважины. Такие гидравлические забойные двигатели выпускаются сегодня американскими, российскими и китайскими производителями.



Рисунок 2 – Современные турбобур и винтовой забойный двигатель

Применение турбобуров

Турбобуры, являющиеся высокооборотными забойными двигателями, стали широко применяться при массовом разбуривании нефтяных месторождений Урало-Волжского региона, а в дальнейшем Западной Сибири. Геолого-технические условия применения турбобуров были разнообразны. Они использовались на разных глубинах. Известно, что турбобурами ВНИИБТ была пробурена Кольская сверхглубокая скважина, при этом был установлен мировой рекорд глубины бурения – 12262 м.

При турбинном бурении использовались разные составы буровых растворов: техническая вода, облегченные глинистые и безглинистые растворы, утяжеленные растворы, растворы на углеводородной основе. Для турбобуров практически не существует ограничение по температуре на забое скважины. Его обрешиненные детали могут быть заменены на металлические и твердосплавные, что позволяет использовать турбобур при температуре в скважине более 1800С. С помощью турбобуров, устанавливаемых в агрегаты РТБ, были пробурены стволы большого диаметра – до 5 м.

Широкое распространение турбобуров в XX веке объяснялось тем, что для бурения скважин, в основном, использовали трехшарошечные долота с «открытыми» опорами. Высокие скоростные показатели оправдывали и небольшие проходки за рейс, и значительные затраты времени на спускоподъемные операции (СПО). Однако в настоящее время применение шарошечных долот с «открытыми» опорами существенно сократилось. Появление трехшарошечных долот с герметизированными маслом наполненными опорами значительно увеличило конкурентные преимущества низкооборотных способов бурения – роторного и ВЗД.

Основным типом породоразрушающего инструмента, наиболее подходящего для эффективного использования с турбобурами, являются безопорные алмазные долота истирающе-режущего типа. Алмазные долота с вооружением из природных или синтетических алмазов разрушают горную породу на забое скважины в основном истиранием (микрорезанием). Производительность такого долота существенно зависит от частоты его вращения. Поэтому для эффективной работы алмазного долота требуется высокооборотный режим бурения (более 700 об/мин), который достигается только применением турбобуров. В еще большей степени это требование важно при использовании импрегнированных (многослойных) алмазных долот. Для них требуется частота вращения более 900 об/мин. В связи с небольшим выступом алмазов из матрицы долота разрушение горных пород алмазными долотами характеризуется низкой механической скоростью проходки (не более 3 м/ч). Но безопорная конструкция и высокая прочность режущих элементов обеспечивают их повышенную износостойкость и позволяют обрабатывать алмазное долото при механическом бурении более 300 ч. Выбор алмазных долот с природными или синтетическими алмазами, включая импрегнированные, проводится при условии, что начальная глубина предполагаемого интервала бурения составляет более 2000 м, а необходимая длина интервала – не менее 250 м. При правильном применении алмазных долот они обеспечивают высокий экономический эффект, особенно при бурении в нижних интервалах глубоких скважин, за счет сокращения количества СПО и связанных с этим осложнений, улучшения качества ствола скважины, уменьшения затрат на бурение из-за высокой проходки за рейс долота и других факторов.

Эффективная работа алмазного долота и реализация форсированных режимов турбоалмазного бурения возможны при условии создания интенсивной очистки забоя скважины от выбуренной породы.



Большое значение также имеет выбор типа бурового раствора, соответствующего физико-механическим свойствам разбуриваемых горных пород и снижающего вероятность образования сальника на долоте. Хорошие результаты бурения алмазными долотами получаются при работе с буровыми растворами на углеводородной основе (РУО).

В настоящее время в России спрос на турбобуры резко снизился (во многих районах практически до 0), в то время как потребность в винтовых забойных двигателях постоянно увеличивается. Структура спроса на ГЗД по большому счету определяется региональными и горно-геологическими факторами, а также конструкциями скважин, которые нефтегазовые компании заказывают буровым подрядчикам. Сегодня массовое строительство нефтяных и газовых скважин в основном ведется в Западной Сибири, на севере Европейской части России и в районах Урала-Волги. Это относительно неглубокие скважины (2500–3500 м), без аномальных пластовых давлений и высоких забойных температур. Конструкции скважин, как правило, являются наклонно-направленными, часто с горизонтальным окончанием ствола. Для бурения этих скважин в основном применяются долота PDC с алмазно-твердосплавными резцами и трехшарошечные долота с герметизированными маслonaполненными опорами. Наиболее подходящим видом забойного привода этих долот являются винтовые двигатели. Жесткие требования по строгому обеспечению проектного профиля скважины вынуждают буровиков постоянно применять забойные телеметрические системы, которые могут успешно работать с короткими ВЗД. В капитальном ремонте скважин, при бурении боковых стволов, широко используются малогабаритные ВЗД. Все это способствует росту спроса на низкооборотные винтовые забойные двигатели.

Если в России появятся районы промышленной добычи углеводородов с другими горно-геологическими условиями, то спрос на ГЗД может измениться. Вполне вероятно, что потребуются забойные двигатели, предназначенные для работы на больших глубинах, при высоких забойных температурах (более 150 °С) и при низких расходах бурового раствора повышенной плотности.

Итоги

На протяжении своей славной 90-летней истории отечественное турбинное бурение доказало свою полезность и востребованность при строительстве нефтяных и газовых скважин в разных геологических условиях. Приоритет создания турбобуров и турбинного способа бурения принадлежит нашей стране и не оспаривается никем в мире.

На сегодня сложились следующие общие рекомендации по эффективному применению высокооборотных турбобуров при бурении скважин:

- бурение алмазными долотами истирающе-режущего типа, включая импрегнированные алмазные долота;
- бурение трёхшарошечными долотами с негерметизированными опорами;
- бурение высокотемпературных скважин алмазными долотами.

Обобщая богатейший отечественный опыт конструирования, исследований, испытаний и внедрения турбобуров и винтовых забойных двигателей в различных геологических условиях бурения нефтегазовых скважин, можно определить актуальные технологические требования к ГЗД. Они имеют императивное значение и состоят в том, что гидравлический забойный двигатель должен обеспечивать качество, эффективность и безопасность процесса бурения скважины [1]. Поэтому конструкция и энергетическая характеристика турбобура должна в максимальной степени способствовать бурению скважины по заданной траектории с целью реализации ее проектного профиля, не допускать произвольного искривления и не ухудшать состояние ствола скважины. Турбобур должен обеспечивать работу бурового долота при оптимальной или близкой к ней частоте вращения, иметь достаточный запас крутящего момента для реализации регламентированной величины осевой нагрузки на долото и минимальный перепад давления. Энергетические параметры турбобура не должны существенно изменяться в течение нормированного срока его работы. Также важно, чтобы применение турбобура не стало причиной возникновения осложнений и аварий при бурении. Его габаритный размер (наружный диаметр) должен соответствовать типоразмеру породоразрушающего инструмента. Конструкция турбобура должна быть оснащена противоаварийными приспособлениями и допускать использование, при необходимости, стандартного ловильного инструмента.

Высокооборотный турбобур – это надёжное техническое средство для реализации высокой механической мощности на долоте. Такая мощность может понадобиться в случае создания высокооборотных безопорных буровых долот с алмазно-твердосплавными резцами PDC или с гибридным вооружением, рассчитанных на работу при 800 – 1500 об/мин и выше. НИОКР в этом направлении интенсивно ведутся почти всеми мировыми долотными компаниями, включая российские, потому что применение таких долот откроет небывалые возможности по форсированию скорости бурения от 100 м/ч.

Перспективы

Главной задачей в ближайшей перспективе является модернизация российских турбобуров в соответствии с современными требованиями технологии бурения. При этом важно не только правильно обобщить и проанализировать богатый отечественный опыт разработки и применения турбобуров, но и изучить мировые достижения в этой области.



Необходимо отметить, что несмотря на то, что основным способом бурения нефтяных скважин за рубежом всегда являлся роторный, развитие конструкций турбобуров там никогда не прекращалось, а в последние годы только усилилось. Разработкой и производством высокомоментных и высокооборотных турбобуров занимаются две ведущие американские фирмы: Neufrog (принадлежит компании Schlumberger) и Turborpower (принадлежит компании Halliburton). Конструктивные схемы этих турбобуров принципиально ничем не отличаются от российских, однако их основные узлы изготовлены с использованием новейших технологий. Например, осевые опоры скольжения с алмазно-твердосплавными элементами PDC многократно увеличивают наработку на отказ и срок службы турбобуров. Кроме этого, американские турбобуры имеют повышенные энергетические параметры при небольшой длине. Диаметры турбобуров аналогичны диаметрам используемых утяжеленных бурильных труб. Турбобуры Neufrog и Turborpower успешно применяются во многих нефтегазовых регионах мира при проходке глубоких интервалов скважин с алмазными импрегнированными долотами в твердых абразивных породах и обеспечивают высокие рейсовые скорости бурения и снижение стоимости метра проходки.

Китайская компания Petro-King Oilfield Technology Ltd позиционирует себя, как производитель высокоскоростных турбобуров, предназначенных для работы с импрегнированными алмазными долотами в твердых абразивных породах. Конструкции турбобуров выполнены с учётом последних достижений мирового опыта современного турбобуростроения. Они отличаются высокой мощностью и короткой длиной. Применение турбобуров при строительстве скважин на разных нефтяных месторождениях Китайской Народной Республики продемонстрировало увеличение механической скорости проходки по сравнению с роторным способом бурения. В стране действуют и другие компании, производящие технику турбинного бурения, аналогичную российским конструкциям советского времени.

Российские ученые и конструкторы обязаны восстановить высокий статус отечественного турбобуростроения. В советское время такая задача несомненно была бы полностью решена при поддержке государственного механизма и решена наиболее эффективно. В настоящее время необходимо задействовать роль государственно-частного партнёрства и объединить научно-конструкторские силы машиностроителей, нефтяников и газовиков. Очевидно, целесообразно восстановить научный и производственный потенциал таких научно-исследовательских институтов, как московский ВНИИБТ и его Пермский филиал с их экспериментальными базами. Следует также подготовить новые высококвалифицированные кадры будущих Капелюшниковых, Шумиловых, Иоаннесянов, Тагиевых, Гусманов. С этой задачей могут справиться ведущие российские нефтяные вузы: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Тюменский ИУ, СПб Горный университет, Уфимский ГНТУ и др.

Отечественные наука, образование и промышленность, безусловно, могут создать новые высокоэффективные турбобуры мирового класса, но для этого необходимо начать эту благородную работу.

Литература

1. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями : учебное пособие. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 208 с.
2. Симонянц С.Л. Проверенный временем. К 90-летию создания и внедрения турбинного способа бурения // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 2–6.
3. Симонянц С.Л. Турбобур и винтовой забойный двигатель: диалектика развития // Доклад на Российской нефтегазовой технической конференции и выставке, SPE-182147-RU. – М., 2016. – 16 с.

References

1. Simonyants S.L. Drilling of wells with hydraulic downhole motors : textbook. – М. : Gubkin University, 2018. – 208 p.
2. Simonyants S.L. Time-tested. To the 90th anniversary of the creation and implementation of the turbine method of drilling // Bulletin of Association of Drilling Contractors. – 2014. – № 3. – P. 2–6.
3. Simonyants S.L. Turbodrill and Screw Motor: development dialectics // Report at the Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. SPE-182147-RU. – М., 2016. – 16 p.