

Б. Д. ПАНОВ, В. Г. БАКУЛИН

Совершенствование
техники
и технологии
отбора
керн
при бурении
глубоких
скважин



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1969

Совершенствование техники и технологии отбора керна при бурении глубоких скважин. Б. Д. ПАНОВ, В. Г. БАКУЛИН. М., изд-во «Недра», 1969. 168 стр.

В книге систематизирован и обобщен опыт колонкового бурения в различных районах страны.

Рассмотрено влияние геологических, технических, технологических и организационных факторов на величину выноса и состояние керна.

Описаны пути увеличения выноса керна на основании совершенствования техники и технологии колонкового бурения.

В книге таблиц 35, иллюстраций 55, библиография 38 названий.

ВВЕДЕНИЕ

Пятилетним планом развития народного хозяйства СССР на 1966—1970 гг. намечено значительное увеличение объема разведочных работ с целью поисков и разведки новых нефтяных и газовых месторождений, а также увеличения запасов и добычи нефти и газа на существующих площадях.

Разведка новых глубоко залегающих залежей нефти и газа и оконтуривание открытых уже газонефтяных месторождений осуществляются при помощи разведочного бурения, которое является наиболее сложным, трудоемким и дорогостоящим этапом комплексной разведки.

Эффективность разведочного бурения зависит от ряда факторов и в том числе от наиболее полного изучения геологического строения и перспективного разреза данной площади и наличия хороших нефтегазонасыщенных пластов. Практика бурения разведочных скважин показала, что без извлечения кернов из проектных горизонтов в настоящее время нельзя решить всех задач, стоящих перед глубокой разведкой на нефть и газ. Существующие методы геофизики и геохимии, отбор боковых грунтов и плама не могут полностью заменить отобранного из скважины кернового материала. Поэтому вынос полноценного керна и в достаточном количестве является одной из главных задач бурения разведочных скважин.

Требуется обязательный анализ кернов, отбираемых по всей мощности перспективного или продуктивного горизонта на глубинах до 6—7 тыс. м. Лабораторные изучения пористости, проницаемости, остаточной нефтегазонасыщенности и других характеристик породы, слагающей нефтегазонасыщенные коллекторы, позволяют с достаточной точностью подсчитать запасы нефти и газа в недрах данного месторождения и разработать методы воздействия на пласты в целях интенсивного притока при опробовании и дальнейшей эксплуатации скважин. На основании исследования кернов можно также рекомендовать рациональную систему разработки месторождений, обеспечивающую максимальное извлечение нефти и газа при минимальных

затратах времени и средств. При этом важно получить полноценный керн из тонко переслаивающихся пластов, в которых проницаемость резко меняется по их мощности.

На основе изучения механических свойств отбираемого керна подбираются соответствующие типы долот, устанавливаются рациональные режимы бурения, принимаются меры, предупреждающие возможные осложнения в процессе бурения.

Большое значение имеет полноценный керновый материал при решении задач по вторичным методам добычи. В частности, на основе поднятого керна были решены все необходимые вопросы проведения опытно-промышленного эксперимента внутрипластового очага горения, осуществляемого на Павловой Горе в объединении Краснодарнефтегаз, и закачки газа на месторождении Озек-Суат Ставропольнефти.

Отбор керна приобретает еще большее значение при разведке глубоко залегающих горизонтов (более 4000 м), так как геофизические методы не решают всех задач, поставленных перед разведкой, в связи с высокой температурой и особенностями глубоко залегающих пород. В этих условиях затрудняется определение литологической характеристики проходимых пород, интерпретация электрокаротажных диаграмм, выбор объектов для опробования на нефть и газ и др.

Можно привести немало примеров, когда без керна, используя только геофизические данные, не удавалось решить конкретных задач по разведке и разработке нефтяных месторождений. Например, на Левкинском месторождении Краснодарского края (1965, 1966 гг.) не удалось выделить нефтенасыщенные пласты в кумском горизонте (интервал 4000—5000 м), а также определить тип коллектора и его физические свойства. Последующие скважины при разведке этого месторождения пришлось проводить со сплошным отбором керна в этом горизонте. Из-за отсутствия керна не уточнен возраст пород, из которых получают газ на скв. 3 Соколовской (забой 4067 м).

Проводка разведочной скв. 2 Медведовская была временно остановлена на глубине 5460 м, и были приняты срочные меры по изготовлению колонкового долота диаметром 140 мм для извлечения керна. Керновые данные имели большое значение при разведке и разработке крупного нефтяного месторождения Карабулак-Ачулуки.

Таким образом, темпы поисков и разведки новых нефтегазовых месторождений зависят как от объема проходки с отбором керна, так и от величины выноса и качества керна.

К отобранному керну предъявляются различные требования в зависимости от задач, поставленных перед разведочным бурением, а также от характера намечаемых исследований. Извлекаемый из скважины керн должен возможно полнее и точнее соответствовать естественным свойствам разбуриваемых пород, так чтобы по образцам этих пород можно было определить их механический состав, пористость, естественную влажность, трещиноватость и фильтрационные свойства. А для этого необходимо, чтобы керн был цель-

ным и незагрязненным, не было размыва и выщелачивания промывочной жидкостью, чтобы в керне сохранились естественные пластовые условия, в частности, углы залегания пород.

С целью получения более полных и точных результатов исследования керна должны иметь диаметр не менее 60 мм. Желательно иметь образцы диаметром 70—110 мм, что позволит делать микро- и макропетрографические определения вдоль по напластованию пород.

Существующими колонковыми долотами, применяемыми при бурении с отбором керна роторным и турбинным способами, выносятся керн диаметром 22, 25, 33 и 47 мм. Такой керн является не достаточно полноценным.

Другим недостатком всех существующих конструкций колонковых долот является их высокий керноприем. В результате при отборе керн разрушается и размывается циркулирующим потоком промывочной жидкости, что искажает его пористость, проницаемость и другие физико-механические свойства.

За последние годы наметилась тенденция к созданию более совершенных конструкций колонковых долот для отбора керна увеличенного диаметра.

КРАТКИЙ ОБЗОР КОНСТРУКЦИЙ КОЛОНКОВЫХ ДОЛОТ

С момента появления вращательного способа бурения в России (1911 г., Сураханский р-н) при разведке на нефть появилась возможность отбирать породу с забоя скважины в виде керна (колонки). Для отбора керна применялось много различных типов и моделей колонковых долот.

Все разновидности колонковых долот по характеру их воздействия на забой подразделяются на лопастные (режущие), шарошечные (дробяще-калывающие), твердосплавные — фрезерно-истирающего типа и алмазные — микрорежуще-истирающего типа. Конструктивно они состоят из следующих основных узлов.

1. Бурильной головки, или коронки, предназначенной для разбуривания породы кольцевым забоем и образования керна.

2. Колонковой трубы (грунтоноски), служащей для приема и сохранения керна во время его отбора и подъема на поверхность. В верхней ее части находится шаровой клапан, через который выходит жидкость при заполнении трубы керном, а в нижней части — кернорватель (кернадержатель), предназначенный для отрыва керна от забоя и удержания его при подъеме. Длина колонковой трубы обычно 2,5—6 м, хотя в некоторых конструкциях она достигает 8—15 и даже 30 м. Керн помещается по всей ее длине или только в нижней керноприемной части.

3. Корпуса долота, в котором помещается колонковая труба. Корпусом служит толстостенная труба (УБТ, корпус турбобура), специальная заготовка или обычная бурильная труба. Верхняя часть корпуса соединяется через переводник с бурильной колонной, а нижняя — с бурильной головкой.

Отдельные узлы, составляющие колонковое долото, и их детали в разных типоразмерах долот могут выполняться конструктивно одинаковыми или различными.

По принципу применения долота бывают со съемной грунтоноской, поднимаемой на стальном канате специальной лебедкой или обратной циркуляцией промывочной жидкости, и с несъемной колонковой трубой-грунтоноской.

По способу крепления грунтоноски в корпусе различаются долота с вращающейся грунтоноской (на подшипнике относительно

корпуса долота) и с невращающейся грунтоноской, соединенной с бурильной головкой при помощи резьбы.

Кернорватели применяются разных типов в соответствии с отбираемой породой, и могут быть простыми и комбинированными в разных сочетаниях и модификациях.

Некоторые колонковые долота используются только в роторном, другие — только в турбинном бурении.

Бурильные головки всех типов долот в зависимости от конкретных условий могут использоваться как при роторном, так и при турбинном бурении.

В связи с усовершенствованием конструкций колонковых долот и разработкой более рациональной технологии бурения с отбором керна повышалась эффективность работы колонковых долот, под которой понимается комплекс следующих технических показателей: продолжительность бурения за рейс t ; проходка на долото (бурильную головку) за рейс h_t , механическая скорость проходки v_m , средний процент выноса керна; число холостых (без выноса керна) рейсов.

Общая картина применения различных типов колонковых долот и их основных узлов (бурильных головок, грунтоносок, кернорвателей), рекомендуемых режимов бурения, глубин отбора и средних процентов выноса керна приводится в табл. 1.

Эта таблица не претендует на полноту отражения всех применявшихся на практике разновидностей колонковых долот, но в ней показаны наиболее распространенные конструкции колонковых долот и результаты их работы.

Рассмотрим особенности конструкций колонковых долот, получивших в свое время распространение при бурении с отбором керна.

КОЛОНКОВЫЕ ДОЛОТА РОТОРНОГО БУРЕНИЯ С НЕСЪЕМНОЙ КОЛОНКОВОЙ ТРУБОЙ

Долота ВСЗ с 1937 г. выпускались Верхне-Сергинским заводом с бурильными головками лопастного и шарошечного типов для бурения мягких и средней твердости пород.

К достоинствам долот типа ВСЗ можно отнести особенность механизма образования керна шестишарошечными бурильными головками и защиту его от механического воздействия и размыва потоком промывочной жидкости, так как направляющий заход корпуса кернорвателя приближен к забою скважины. Недостатки долот этого типа — малая износостойкость опор и шарошек бурильной головки и несовершенство конструкции кернорвателя.

Долота КМК (рис. 1) выпускались Верхне-Сергинским заводом с четырехшарошечными бурильными головками диаметром 194, 247 и 298 мм с шарошками формы совершенного конуса, переходящего в сферическую вершину, и рвателями шлицсо-пружинного типа. Они обуривали керн диаметром соответственно 41, 52 и 61 мм.

Долота КМК предназначались для бурения средних и твердых пород. Благодаря наличию относительно прочных бурильных головок,

1	2	3	4	5	6	7	8	9			12	13
								Г, Т	п, об/мин	Q, л/сек		
Год начала приме- нения долота	Шифр колонкового долота	Тип бурившей головки	Диаметр бурившей головки, мм	Диаметр керна, мм	Крепление грунтооски	Тип грунтооски	Тип кернора- теля	Рекомендуемый режим бурения			Пределная глу- бина отбора керна, м	Вынос керна, %
1923	«Эллог»	Лопастная	—	38, 50, 70, 100	Жесткое	Постоян- ная	Пластинча- тый, пру- жинный	2-6	25-30	10-12	4000	30-40
1923	«Юз»	Шарошечная	—	65	То же	То же	Шлисо- пружинный (цанговый)	2-6	25-30	10-12	1000	40-50
1923	«Ряд»	То же	—	70	То же	То же	То же	2-6	25-30	10-12	1000	20-40
1937	ВСЗ1-12 ВСЗП-12	Лопастная Четырех- шарошечная	298 298	100 70	То же	То же	Пружинный Шлисо-пру- жинный	2-6	25-30	10-12	2000	30-50
1941	ВСЗК1-12	Шестишаро- шечная	298	95	То же	То же	Шлисо- пружинный	2-6	25-30	10-12	2000	30-50
1941	КМК-8, 10 и 12	Четырех- шарошечная	194, 247 и 298	41, 52, 61	На подпят- нике	То же	То же	4-7	25-30	20-24	4000	15-30
1945	ДК-6 ⁵ /8"	Шестишаро- шечная	298	95	Жесткое	То же	То же	3-7	50-92	16-20	4000	20-40
1945	ДКР-4 ¹ / ₂ ДКР-6 ⁵ /8"	Лопастная С фрезером	197— 248 273— 349	48 100	То же	То же	Пластинчатый Пружинный	3-5	50-92	16-20	2000	30-40
1947	ДБК2-4 ¹ / ₂ ДБК2-6 ⁵ /8"	Лопастная Шарошечная	248 298— 349	40 44 44	Невра- щающаяся	Съемная	То же	3-5	50-92	10-20	3000	20-40
1948	ДКО2-8 ДКО2-10 ДКО2-12	Шестишаро- шечная и лопастная	197, 247, 298	55, 82 82	Жесткое	Постоян- ная	Шлисо- пружинный	5-10	50-92	10-20	3000	40-50
1950	КДЗ-12	Четырех- шарошечная	298	44	На под- весном подшип- нике	То же	Рычажковый	5-10	60— 100	20-25	3000	30-50
1950	КД6-10 КД6-11	То же	247, 273	54 54	То же	То же	То же	5-10	60— 100	20-25	3000	30-50
1950	СК6-14	Шестишаро- шечная	349	95	Жесткое	То же	Рычажковый и шлисо- пружинный	5-10	60— 100	20-25	3000	30-50
1950	Конструк- ция Лоп- карева-12	Трехлопаст- ная	298	50	То же	Постоян- ная	Рычажковый	4-10	50— 100	20-25	3000	40-50

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	Рекомендуемый режим бурения			12	13
								Г, Т	п, об/мин	Q, л/сек		
Под начала прива- нения долота	Шифр колонкового долота	Тип бурильной головки	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр керна, мм	Крепление грунтоноски	Тип грунтоноски	Тип кернора- теля				Пределная глы- бина отбора керна, м	Вход керна, %
1952	КТД3-250	Четырех- шарошечная	295— 346	47	Плавающее	Съемная	Рычажковый Р41М2	18—20	500— 800	40—55	42/0	50—75
1952	ДСО2-243 ДСО2-295 ДСО2-295	То же	295, 320, 346, 394	36 36 44 44	Невра- щающееся	То же	Пружинный	8—14	400	25—35	3500	40—60
1953	СДК3-295	УГ-12 (четы- решарошеч- ная)	295	44	На шаро- кондици- онике	Постоян- ная	Рычажковый	10—12	50— 100	25—30	3500	30—35
1954	СДК1-118, 145, 190, 214, 243, 269, 295, 346	СДК1 (четырех- шарошечная)	118— 346	22, 25, 33, 47	То же	То же	Р41М2	3—30	100— 150	15—45	4500	25—40
1955	1В-ДК118, 145, 190, 214, 243, 269, 295, 346	1В-К (четырех- шарошечная)	118— 346	22, 25, 33, 47	То же	То же	Р41М2	3—30	100— 150	15—45	4500	25—40
1955	КТД3М-250	1В-К КД8	295— 346	47	Плавающее	Съемная	Р41М2	18—23	500— 800	55	3500	40—70
1955	КТД3-212	1В-К	243, 269	47	То же	То же	Р41М2	10—16	500— 800	40	3500	30—60
1955	КТД3-170, 195	1В-К	190— 214— 214— 243	33, 35	То же	То же	Р41М2	8—12	500— 800	30	3500	30—60
1955	ДСО4-114, 144, 168	1В-К КД8	190— 214— 214— 269— 269— 346	33, 33 48	Невраца- ющееся	То же	Пружинный	10—20	80— 180	25—45	4500	20—70
1956	КТД3-235	1В-К КД8	269 295	47	Плавающее	То же	Р41М2	18—20	500— 800	45—50	4500	25—80
1956	КТД3-127	1В-К КД10	145	25	То же	То же	Р41М2	10—15	500	20—30	2000	25—60

позволяющих бурить на повышенных режимах, и возможности повторного применения корпусов бурильных головок после замены

сработанных шарошек, а также простоте устройства и эксплуатации эти долота выдержали 12—15-летний срок использования в разных буровых предприятиях, как наиболее надежные при отборе керна, особенно на большой глубине (до 4000 м), несмотря на неудовлетворительный вынос керна.

Основные недостатки долот КМК: большое расстояние от забоя до рвателя (до 90 мм), быстрый износ вершин шарошек, отсутствие центрирования колонковой трубы в корпусе долота; незащищенная конструкция клапана колонковой трубы; неправильная схема промывки; неудачная конструкция кернорвателя; трудность сборки лап с шарошками; ослабление корпуса бурильной головки при приварке лап.

Перечисленные недостатки приводили к уменьшению механической скорости проходки, неблагоприятным условиям обуривания керна и также разрушению, размыву и потере его при подъеме. Эти недостатки долот особенно сильно проявились при турбинном бурении.

Долота ДКР Бакинского завода «Большевик» (рис. 2) выпускались двух размеров: 1) с диаметром

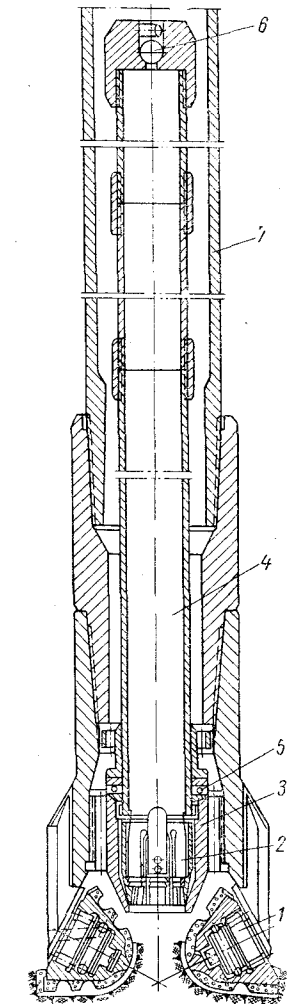


Рис. 1. Колонковое долото КМК.

1 — шарошечная бурильная головка; 2 — шлицо-пружинный кернорватель; 3 — корпус кернорвателя; 4 — колонковая труба; 5 — шарикоподшипник; 6 — обратный клапан; 7 — корпус колонкового долота.

корпуса 114 мм, трехлопастными бурильными головками диаметром 197, 222 и 248 мм и диаметром керна 48 мм, 2) с 168-мм корпусом,

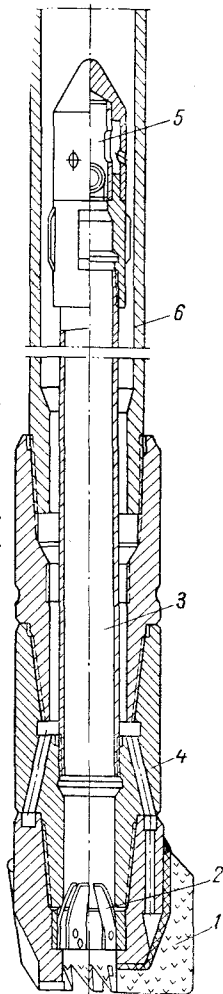


Рис. 2. Колонковое долото ДКР.

1 — трехлопастная бурильная головка; 2 — пружинный кернорватель; 3 — колонковая труба; 4 — переводник; 5 — обратный клапан закрытого типа; 6 — корпус колонкового долота.

бурильными головками диаметрами 273, 298, 324 и 349 мм и диаметром керна 100 мм. Они предназначались для бурения мягких и средней твердости пород.

Чтобы предохранить керн от размыва при бурении неустойчивых мягких пород, выпускались бурильные головки с опережающими фрезерами. Достоинства ДКР: небольшое расстояние кернорвателя от забоя и защищенность керна от размыва благодаря наличию фрезера; закрытая конструкция клапана колонковой трубы; удобство извлечения керна благодаря наличию секционной колонковой трубы; простота изготовления и небольшая стоимость его по сравнению с КМК.

Недостатки ДКР: неудовлетворительный вынос керна из песков и слабо сцементированных неустойчивых пород из-за несовершенства конструкций пружинных рвателей; неудовлетворительный вынос керна при бурении в песчаниках и мергелях из-за малой износоустойчивости кернообразующей поверхности бурильной головки. При этом до 20% рейсов оказывались холостыми. Вынос керна у ДКР-114 был во всех случаях меньше, чем у ДКР-168 в результате большой разницы в диаметрах керна (48 и 100 мм).

Несколько видоизмененная К. И. Лопкаревым конструкция долота ДКР применялась в Грознефти; оно отличалось простотой изготовления и легкостью извлечения керна. Недостатком этого долота являлось несовершенное расположение промывочных отверстий и быстрый размыв шарика промывочной жидкостью.

Долота ДК (рис. 3) выпускались Бакинским заводом «Большевик» диаметром 298 мм с трехлопастными бурильными головками для мягких и средних пород и с шестишарошечными головками для твердых пород, обуривающих керн диаметром 95 мм.

Долото ДК с лопастной бурильной головкой отличалось от ДКР конструкцией бурильной головки. В долотах ДК с шестишарошечной бурильной головкой три шарошки калибруют стенки скважины, а другие три — обуривают керн. В этих долотах вместо пружинных применялись шлицо-пружинные кернорватели.

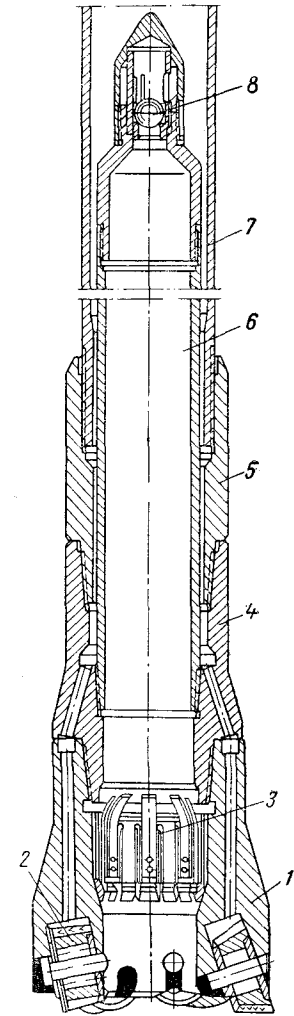


Рис. 3. Колонковое долото ДК.

1 — шестишарошечная бурильная головка; 2 — роликоподшипник; 3 — шлицо-пружинный кернорватель; 4 и 5 — переводники; 6 — колонковая труба; 7 — корпус долота; 8 — обратный клапан.

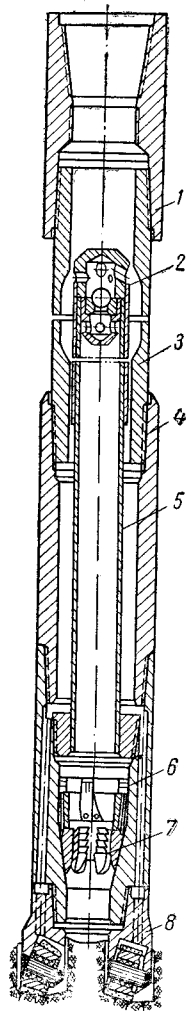


Рис. 4. Колонковое долото ДКО2.

1 — верхний переводник; 2 — обратный клапан колонковой трубы; 3 — корпус долота — буровая труба; 4 — нижний переводник — удлинитель; 5 — колонковая труба; 6 — корпус кернорвателя; 7 — кернорватель шлице-пружинный; 8 — буровая головка четырехшарошечная (или трехлопастная).

Долота ДКО2 (рис. 4) выпускались Очерским заводом с трехлопастными и четырехшарошечными буровыми головками диаметром 197, 247 и 298 мм, обуривающими керн диаметром 55 и 82 мм. В шарошечных буровых головках две шарошки калибруют стенки скважины, а две другие — обуривают керн.

Долота ДК и ДКО2 выгодно отличались от долот КМК лучшей системой промывки, изоляцией керна от размывающего действия потока глинистого раствора и повышенным процентом выноса керна. Наряду с этим долота ДК и ДКО2 имели и недостатки: большую удаленность кернорвателя от забоя скважин; малую износостойкость буровых головок с почти цилиндрической формой шарошек и слабую роликовую опору, вследствие чего они быстро изнашивались, часто ломались и не обеспечивали высокой механической скорости.

Общим недостатком всех указанных выше долот было использование в качестве их корпусов стандартных буровых труб с высаженными внутрь концами. Большая разница в диаметрах буровой головки и корпуса колонкового долота способствовала их изгибу и усилению горизонтальных вибраций.

Начиная с 1950 г. Специальное конструкторское бюро МНП СССР — СКБ-2 разработало более 20 новых конструкций колонковых долот на базе долот КМК и ДК. Новые долота сохранили в большей или меньшей степени конструктивные недостатки старых долот. Из этих разработанных конструкций Верхне-Сергинский завод выпустил несколько опытных партий колонковых долот.

Долото СК6-346 с шестишарошечной буровой головкой (аналогичной буровой головке долота ДК), обуривающей керн диаметром 95 мм, предназначалось для средних по твердости и твердых пород. Оно было снабжено комбинированным двухъярусным кернорвателем, но обладало следующими недостатками: малой прочностью буровой головки, что приводило к поломке опоры и оставлению шарошек на забое; колонковая труба с рвателями вращалась вокруг керна, что вызывало разрушение керна в процессе его образования, не обеспечивало большого выноса керна и приводило к частым холостым рейсам.

Отличительная особенность долот КДЗ-295 — использование толстостенного корпуса из УБТ длиной 6 м. В качестве буровых головок применялись головки долота КМК с незначительными изменениями. Конструкция долота КДЗ-295 была существенно улучшена по сравнению с другими типами долот путем введения нижней промывки, для чего между шарошками были проведены промывочные патрубки. В результате уменьшился размыв керна и увеличилась механическая скорость проходки. Грунтоноска, выполненная из 73-мм трубы, подвешена на подшипнике и снабжена внизу рычажковым рвателем, который использовался ранее в долотах КМК по предложению работников Грознефти, а сверху — клапаном с инжекционной головкой для дренажа полости грунтоноски.

Недостатки долот КДЗ: высокий керноприем, трудность извлечения керна из грунтоноски, слабость вершин шарошек.

Промышленные испытания этих долот, проведенные в Дагнефти, показали возможность выноса ими керна из слабо цементированных пород до 30—55%, т. е. больше, чем КМК. Однако из-за слабости опор и самих шарошек, сложности обращения с долотом и недолговечности работы его узлов оно не получило распространения.

Долото КД6 предназначалось для бурения мягких и средних по твердости пород. В этом долоте устранен недостаток долот КМК — удаленность керноприема от кернообразования — за счет применения шарошек с усеченными конусами, обуривающих керн диаметром 54 мм.

Конструктивные особенности долота КД6: применение двойной колонковой трубы для снижения давления над керном. Внутренняя труба с рычажковым рвателем подвешена на шариковом подшипнике и не вращается, а концентрически расположенная наружная труба ввинчена в буровую головку и вращается вместе с ней; использование толстостенного корпуса долота из УБТ; подведение промывочной жидкости непосредственно к забою скважины.

Испытание КД6-243 в Азнефти при отборе керна на глубине 3000 м показало несколько лучший вынос керна (23%), чем долота других типов (7%) в тех же условиях.

Сложность конструкции и невысокие технические показатели привели к прекращению дальнейших исследований этих долот.

Долото СДКЗ-295 имеет ту же конструктивную схему, что и долото КМК, но отличается от него использованием унифицированной буровой головки УГ-12 диаметром 295 мм, имеющей другой профиль шарошек, чем конусные шарошки долота КМК.

Лабораторными исследованиями и продолжительной эксплуатацией колонковых долот КМК установлено быстрое затупление остроугольных вершин шарошек, обуривающих керн, что приводит к увеличению диаметра керна и затрудняет его проход в керноприемную трубу.

Из шарошечных буровых головок лучшими оказались те, у которых керн обуривается зубьями шарошек, а не округлой вершиной, что и учтено при конструировании буровой головки

УГ-295. Однако эта бурильная головка полностью не удовлетворяла всем требованиям, поэтому она рассматривалась как временная конструкция до разработки новой, более совершенной.

Исходя из тех соображений, что обеспечение высокого процента отбора керна при большой механической скорости проходки должно идти по пути создания новой оригинальной конструкции колонкового долота, а не внесения изменений в отдельные узлы устаревших конструкций, СКБ-2 и конструкторское бюро Верхне-Сергинского завода разработало новое бескорпусное колонковое долото СДК1.

Долото СДК1 с четырехшарошечной бурильной головкой самоочищающегося типа и усиленными опорами предназначено для бурения с отбором керна в средних по твердости и твердых породах как роторным, так и турбинным способами.

Колонковое долото СДК1 представляет собой более прочное и совершенное долото по сравнению с долотом КМК и другими рассмотренными выше колонковыми долотами. Отличительными особенностями конструкции этого колонкового долота являются: усовершенствование и упрочнение корпуса и бурильной головки; усиление конструкции лап и опор шарошек; точность и простота установки шарошек по высоте и диаметру бурильной головки; невращение колонковой трубы, достигаемое установкой упорного подшипника, разобщающего колонковую трубу и вращающийся корпус долота.

Колонковые долота СДК1 выпускались Верхне-Сергинским заводом диаметром от 118 до 394 мм, однотипными по конструкции и отличающимися друг от друга только размерами отдельных деталей.

Промышленные испытания и последующая длительная эксплуатация колонковых долот СДК1 с бурильными головками диаметром 243, 269, 295 и 346 мм, характеризующихся прочностью и надежностью в работе по сравнению с колонковыми долотами других типов, дали возможность применить более форсированный режим бурения с отбором керна как роторным, так и особенно турбинным способом, что повысило проходку на долото и механическую скорость проходки при резком снижении аварийности бурильных головок, а также увеличило процент отбора керна.

Отмечая несомненные достоинства колонковых долот и бурильных головок СДК1 при бурении с отбором керна в средних по твердости и твердых породах, необходимо сказать, что при разбурировании продуктивных пластов, представленных песками и слабо сцементированными песчаниками, а также другими недостаточно прочными и неустойчивыми породами, колонковые долота этого типа не обеспечивают большого выноса керна из-за высокого керноприема и несоответствия конструкции кернорвателя.

Учитывая преимущества долот СДК1 перед другими типами колонковых долот, применяемыми для отбора керна, особенно при использовании их для бурения разведочных скважин на большую глубину, Техническое управление МНП СССР приняло решение о серийном выпуске колонковых долот этого типа под шифром 1В-ДК

и бурильных головок к ним 1В-К для повсеместного использования при бурении с отбором керна.

В соответствии с этим Верхне-Сергинский завод с 1954 г. начал изготовление колонковых долот 1В-ДК (рис. 5) с бескорпусными четырехшарошечными бурильными головками 1В-К типа С, СТ и Т диаметром от 118 до 346 мм для отбора керна при роторном бурении, которые и применяются во всех нефтяных районах до настоящего времени. Бурильные головки 1В-К используются также в сочетании с турбодолотами.

Техническая характеристика колонковых долот типа 1В-ДК приведена в табл. 2.

Долото 1В-ДК295СТ, являющееся типовым для колонковых долот диаметром 243, 269, 298 и 346 мм, состоит из корпуса, в котором помещается колонковая труба с кернорвателем; бурильной головки и приспособления для отбора и сохранения керна — колонковой трубы с кернорвателем.

Корпус долота представляет собой бурильную трубу соответствующего диаметра. Он не входит в комплект поставки колонкового долота 1В-ДК.

Бурильная головка 1В-К — четырехшарошечная, самоочищающегося типа, состоит из четырех секций, сваренных между собой, и четырех трехконусных шарошек. Зубья периферийного ряда шарошек, наплавленные твердым сплавом релит по боковым и тыльной поверхностям, обуривают стенки скважины, а вершины шарошек, укрепленные пластинками из твердого сплава ВК-8, образуют керна. Для прохода промывочной жидкости в секциях корпуса бурильной головки просверлены наклонные отверстия (по одному в каждой секции), в которые вставлены патрубки.

Бурильные головки 1В-К обеспечивают эффективную проходку, так как они допускают осевые нагрузки, близкие к применяемым при работе трехшарошечных долот сплошного забоя.

Колонковая труба диаметром 73 мм состоит из керноприемной трубы, упорного подшипника и шарового клапана. Керноприемная часть колонковой трубы опирается нижней частью на бурильную головку через пяту и наконечник. К верхнему концу колонковой

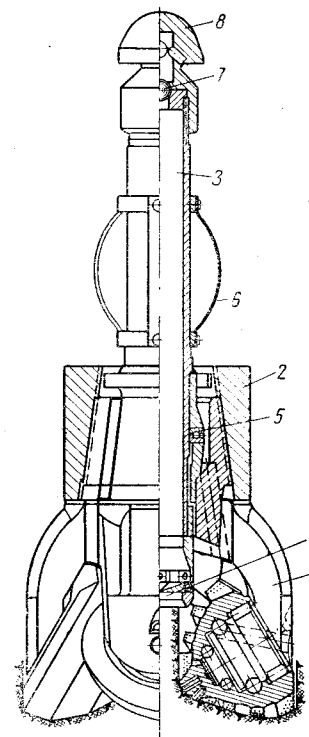


Рис. 5. Колонковое долото 1В-ДК (СДК1).

1 — бурильная головка 1В-К; 2 — корпус долота — бурильная труба; 3 — колонковая труба; 4 — рычажковый кернорватель; 5 — шарикоподшипник колонковой трубы; 6 — центрирующий фонарь; 7 — обратный клапан; 8 — инъекционная головка клапана.

Таблица 2

Показатели	№ долота							
	5	6В	8	9	10	11	12	14
Диаметр долота, мм	118 ± 0,5	145 ± 0,5	190 ± 1,0	214 ± 1	243 ± 1	269 ± 1	295 ± 1	346 ± 1,5
Диаметр корпуса, мм	115	141	185	208	234	263	288	336
Длина долота, мм	5200	5200	6300	6300	6400	6400	6400	6400
Высота бурильной головки, мм . . .	160	195	248	258	328	328	341	350
Количество промывочных отверстий	8	4	4	4	4	4	4	8
Суммарное сечение промывочных отверстий, см ² . .	5,1	6,2	9,1	9,1	19,6	19,6	19,6	25,1
Диаметр промывочных отверстий, мм	9	14	17	17	25	25	25	20
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-58	3-92	3-101	3-121	3-121	3-171	3-171	3-171	3-171
Диаметр керна, мм	22 ± 1	25 ± 1	33 ± 1,5	33 ± 1,5	47 ± 1,5	47 ± 1,5	47 ± 1,5	47 ± 1,5
Вес долота, кг . . .	20,0	23,6	67,4	83,0	108,5	125,7	128,1	—
Вес бурильной головки, кг	5,8	8,8	20,2	25,0	48,6	55,0	63,1	89,8
Допустимая нагрузка, Т	2,5—3,0	5—7	9—12	14—15	18—20	22—25	24—30	28—32

трубы на резьбе присоединяется инжекционная головка, служащая для пропуска промывочной жидкости из надкерновой части колонковой трубы через клапан шарового типа.

Кернорватель рычажного типа Р11М2 диаметром 73 мм присоединяется на резьбе к нижнему концу наконечника колонковой трубы.

Долото 1В-ДК214СТ отличается от долота 1В-ДК295СТ тем, что оно имеет грунтоноску и кернорватель диаметром 54 мм, а также установкой в верхней части колонковой трубы пружинного фонаря, состоящего из четырех пластинчатых пружин и двух колец, соединенных замками. Этот фонарь служит для центрирования колонковой трубы и придания ей устойчивости.

Долото 1В-ДК190СТ по конструкции аналогично 1В-ДК295СТ, только в этом долоте применена новая, предложенная работниками Верхне-Сергинского завода конструкция кернорвателя Р-36 диаметром 53 мм.

Испытание этого кернорвателя при отборе керна из пород средней твердости показало достаточную его прочность и надежный вынос керна.

Долота 1В-ДК145СТ и 1В-ДК118СТ применяются с колонковыми трубами и кернорвателями рычажного типа диаметром 40 мм.

КОЛОНКОВЫЕ ДОЛОТА РОТОРНОГО БУРЕНИЯ СО СЪЕМНОЙ ГРУНТОНОСКОЙ

Основным недостатком колонковых долот с несъемной колонковой трубой рассмотренных выше конструкций является ограничение проходки за рейс длиной колонковой трубы, что препятствует полной отработке режущей или шарошечной бурильной головки без подъема долота для извлечения керна. Вынужденный же подъем бурильной колонны для выноса на поверхность отобранного керна значительно снижает рейсовую скорость проходки с отбором керна.

Особенно нерационально применение колонковых долот с несъемной колонковой трубой при бурении опорных и разведочных скважин с большим объемом проходки с отбором керна, так как при использовании этих долот приходится через каждые 5—6 м бурения (соответственно длине керноприемной трубы) поднимать всю бурильную колонну с неработавшим долотом, на что затрачивается много непроизводительного времени, особенно при большой глубине отбора керна. Этот недостаток устраняется при использовании для отбора керна колонковых долот со съемной грунтоноской, позволяющих производить извлечение керна через каждые 2—2,5 м без подъема бурильной колонны с долотом.

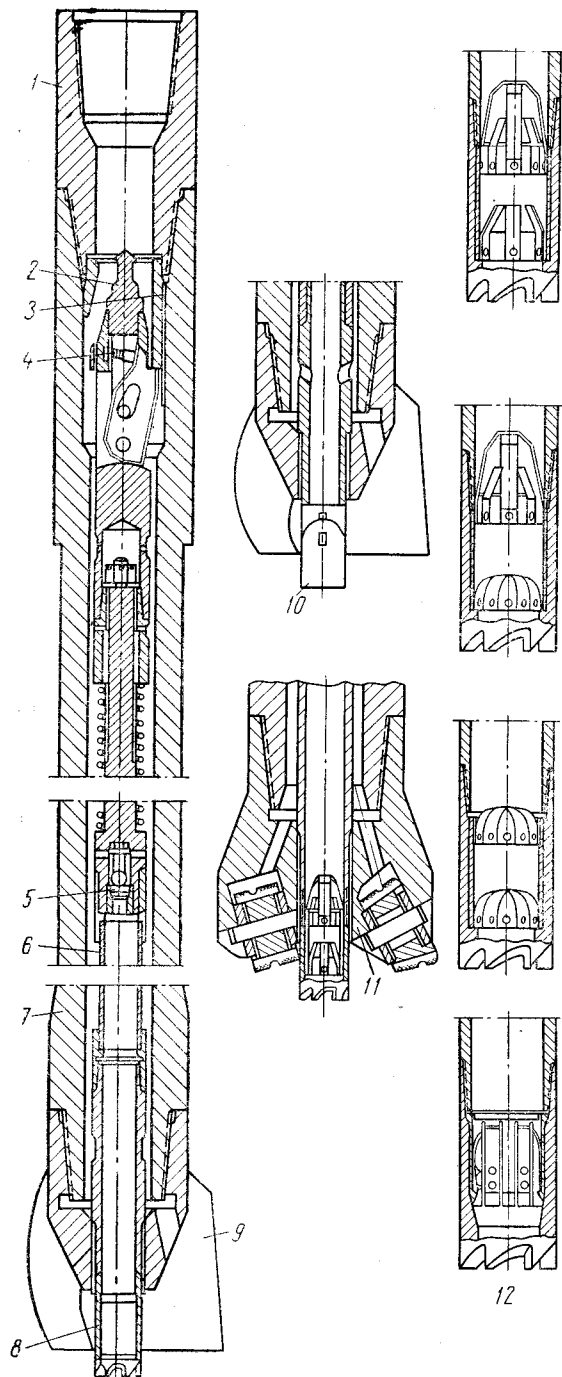
Впервые в Советском Союзе колонковое долото со съемной грунтоноской было разработано Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения (Азинмаш) и изготовлено Бакинским заводом «Большевик» в 1947 г. под шифром ДБК2 с лопастными и шарошечными бурильными головками.

При бурении с отбором керна опорных скважин роторным способом в Азербайджане были выявлены конструктивные недостатки этих долот, в частности, малая износостойкость и эффективность их бурильных головок, и предложено внести изменения в конструкцию долота — применить бурильную головку КМК.

В результате последовательных конструктивных изменений в СКБ-2 было сконструировано колонковое долото ДСО2. Это долото с 1952 г. выпускалось заводом «Большевик». В дальнейшем отдельные узлы этого долота были усовершенствованы, и с 1955 г. оно выпускается под шифром ДСО4.

Учитывая, что конструкции и результаты работы этих долот подробно описаны [2, 12 и др.], ограничимся справками о назначении, характерных особенностях и недостатках этих колонковых долот, тем более что они до последнего времени в ограниченном количестве применяются только в Азербайджане.

Долота ДБК2 (рис. 6) с трехлопастными и четырехшарошечными бурильными головками диаметром 247, 298 и 349 мм предназначены для бурения с отбором керна роторным способом на глубину до



3000 м в мягких и средней твердости породах. В долотах ДБК2 с бурильной головкой диаметром 247 мм отбирался керн диаметром 40 мм, а в долотах большего размера диаметр керна равен 44 мм. Длина керноприемной части всех грунтоносок 2,5 м.

В целях увеличения выноса керна бурение производилось при сокращенном интервале отбора керна: при длине керноприемной части грунтоноски 2,5 м бурение ограничивалось 1—1,5 м, а иногда даже 0,5 м, после чего грунтоноска с керном поднималась, а вместо нее сбрасывалась другая. Однако ограничение проходки за рейс не всегда приводило к положительным результатам.

Основной особенностью колонкового долота ДБК2 было наличие 40-мм фрезера на конце вращающейся грунтоноски.

В зависимости от прочности разбуриваемой породы величина осевой нагрузки на грунтоноску

регулировалась сжатием спиральной амортизационной пружины. Но вследствие вращения грунтоноски происходило истирание и дробление керна, отобранного из рыхлых, легко размываемых пород.

Несмотря на несомненные преимущества колонковых долот со съёмной грунтоноской при сплошном отборе или при больших интервалах отбора керна по сравнению с колонковыми долотами с несъёмной колонковой трубой, долота ДБК2 не нашли широкого распространения. Применялись они в основном в объединении Азнефть и в ограниченных количествах в объединениях Грознефть и Краснодарнефть.

Долота ДСО2-243 и ДСО2-295 предназначены для бурения с отбором керна роторным способом в породах средней твердости и твердых без подъема бурильной колонны с бурильными головками лопастного и шарошечного типа. Отличительными особенностями колонковых долот ДСО2 от долот ДБК2 являются:

1) более устойчивые бурильные головки КМК, а также СДК1 (1В-К) и КД7. Керн обуривается вначале всеми четырьмя шарошками или тремя лопастями до диаметра 47—48 мм, после чего он до поступления в керноприемную часть грунтоноски обрабатывается до 44 мм фрезерами различной длины в зависимости от крепости породы, что обеспечивает лучшую сохранность керна в грунтоноске;

2) осевая нагрузка на фрезер и вращение грунтоноски передаются через ведущее кольцо, находящееся в верхнем переводнике;

3) первоначально в долоте ДСО2, так же как и в ДБК2, применялся пружинный кернорватель, а затем он был заменен рычажковым рвателем открытого типа.

Продолжительная практика бурения колонковыми долотами ДСО2 показала, что при соответствующей подготовке долота к работе и соблюдении технологии отбора и подъема керна обеспечивался вынос керна в пределах 50—60% и сравнительно редко происходили холостые рейсы. При этом большей эффективностью отличались долота ДСО2-295. Долота ДСО2-243 показали несколько худшие результаты по выносу керна, но позволили в свое время решить задачу бурения с отбором керна на больших глубинах с лучшими показателями по сравнению с долотами КМК.

Недостатки колонковых долот ДСО2: слабость фрезеров, вращение грунтоноски в процессе бурения с отбором керна, сложность изготовления и ненадежность в работе верхнего запорного узла грунтоноски, а также трудность регулирования грунтоноски при сборке долота в производственных условиях.

Долота ДСО4 (рис. 7), предназначенные для бурения с отбором керна роторным способом в мягких и средних по твердости породах, применялись вначале с бурильными головками КМК, а затем с головками СДК1 (1В-К) и КД8.

Колонковое долото ДСО4 отличается от ДСО2 следующими конструктивными изменениями: ведущее кольцо перенесено из верхнего

Рис. 6. Колонковое долото ДБК2. 1 — верхний переводник; 2 — захватная головка грунтоноски; 3 — ведущее кольцо; 4 — замок съёмной грунтоноски; 5 — обратный клапан грунтоноски; 6 — керноприемная часть грунтоноски; 7 — корпус долота; 8 — фрезер грунтоноски; 9 — трехлопастная бурильная головка; 10 — центровое долото; 11 — четырехшарошечная бурильная головка; 12 — набор пружинных кернорвателей для пород различной твердости.

переводника в корпус долота; промывочная жидкость проходит через ведущее кольцо не по четырем, а по трем отверстиям, кernoобразующий фрезер вступает в работу после того, как вершины кernoобразующих шарошек несколько сработались, благодаря чему в грунтоноску входит керна диаметром не 47 мм, как у долота ДСО2, а 45 мм.

Колонковые долота ДСО4 выпускались трех размеров. Техническая характеристика их приводится в табл. 3.

Эксплуатация колонковых долот ДСО4 при бурении с отбором керна в объединении Азнефть показала, что при соблюдении правильного режима бурения эти долота могут обеспечить удовлетворительные результаты по техническим показателям и по выносу керна.

Колонковые долота ДСО2 и ДСО4 продолжительное время применялись с корпусными бурильными головками КМК, не обеспечивающими выноса керна из рыхлых и слабо сцементированных пород и не достаточно прочными при отборе керна из более твердых пород. В дальнейшем колонковые долота ДСО2 с большим успехом стали применяться при бурении с отбором керна в породах средней твердости на глубинах до 3000 м с бескорпусными бурильными головками СДК1 (1В-К), имеющими шарошки со средними зубьями, а на больших глубинах в породах большей твердости лучшие показатели получены при работе с бурильными головками КД7, шарошки которых имеют мелкие зубья. При отборе же керна в плотных и пластичных породах хорошие показатели по механической скорости проходки и выносу керна дали колонковые долота ДСО4 в сочетании с бурильными головками КД8.

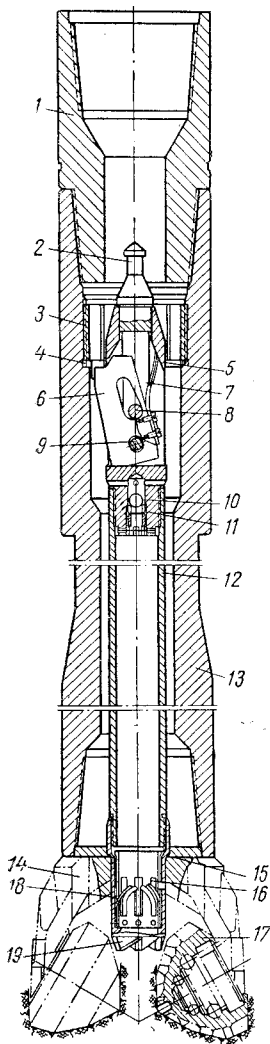


Рис. 7. Колонковое долото ДСО4.

1 — переводник; 2 — захватная головка грунтоноски; 3 — ведущее кольцо; 4 — регулировочная шайба; 5 — пластинчатая пружина защелки; 6 — защелка; 7 — подвижной шток; 8 — палец штока; 9 — палец шарнира; 10 — шарик дренажного клапана грунтоноски; 11 — седло клапана; 12 — кernoприемная труба; 13 — корпус долота; 14 — бурильная головка; 15 — упорный защелчик для посадки грунтоноски; 16 — кernoорватель; 17 — шарошка; 18 — корпус фрезера; 19 — зубцы фрезера.

Показатели	Шифр долота		
	ДСО4-114	ДСО4-141	ДСО4-168
Диаметр бурильной головки, мм	190, 214	214, 243, 269	243, 269, 295 и больше
Диаметр корпуса долота, мм:			
наружный	146	178	203
внутренний	75	80	100
Длина долота без головки, мм	3570	3565	3565
Длина съемной грунтоноски, мм	3468	3468	3485
Длина кernoприемной трубы, мм	3000	3000	2000
Диаметр кernoприемной трубы, мм:			
наружный	60	60	76
внутренний	43	43	59
Диаметр керна, мм	33	33	48
Диаметр бурильных труб, мм	114	141	168
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-58	3-121	3-147	3-171

КОЛОНКОВЫЕ ДОЛОТА ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ

В связи с повсеместным распространением турбинного способа бурения при проводке разведочных скважин появилась необходимость отбирать керна, не меняя способа бурения. Первоначально отбор керна в турбинном бурении производился серийными турбобурами в сочетании с колонковыми долотами, применяемыми при роторном бурении, чаще с долотами КМК, широко используемыми для отбора керна с помощью турбобуров в восточных районах, характеризующихся устойчивыми породами, и реже с долотами других типов — ДК, ДКО, СК6, применяемыми при бурении в южных нефтяных районах.

Условия отбора керна в турбинном бурении резко отличаются от условий работы колонковых долот при роторном бурении. Скорость вращения увеличивается до 600 об/мин, вместо максимальных 90—120 об/мин; количество промывочной жидкости достигает 50—65 л/сек против 30—35 л/сек; осевая нагрузка на долото повышается до 24 Т, тогда как при роторном бурении она редко бывает больше 10—12 Т.

При резком повышении параметров режима турбинного бурения невозможно было создать нормальных условий для отбора керна существовавшими конструкциями колонковых долот с вращающейся колонковой трубой, рассчитанными на бурение с небольшими скоростями и пониженной производительностью насосов.

Колонковые долота КМК, устанавливаемые под турбобурами и вращающиеся с большой скоростью, сильно вибрировали, что отрицательно сказывалось как на работе турбобуров, так и на выносе керна.

Особенно сильно снижался вынос керна при бурении в рыхлых и песцементированных породах продуктивных горизонтов, так как керн разрушался от сильной вибрации при входе его в керноприемную трубу и терялся при подъеме колонкового долота на поверхность.

Другой причиной низкого выноса керна при турбинном бурении колонковыми долотами КМК явилась непригодность их в условиях повышенного режима бурения. Сферические вершины конусных шарошек этих долот, обрабатывающих керн по периметру, быстро срабатывались, в результате чего керн оказывался по диаметру больше внутреннего диаметра кернорвателя и керноприемной трубы, поэтому подвергался разрушению.

Сравнительный анализ работы колонковых долот КМК при турбинном и роторном бурении с отбором керна в глинах, песчаных породах, мергелях и доломитах позволил сделать следующие выводы.

1. Вынос керна при турбинном бурении меньше, чем при роторном.

2. Количество холостых рейсов при турбинном бурении значительно больше, чем при роторном.

3. Механическая скорость проходки при бурении с отбором керна турбобурами выше, чем при роторном.

4. При бурении с отбором керна турбинным способом происходило большое количество аварий с колонковыми долотами, тогда как при роторном бурении эти долота были достаточно прочными.

На основании этих выводов пришли к заключению, что долота КМК малоприспособлены для отбора керна в турбинном бурении, так как при повышенной скорости вращения они не обеспечивали хорошего выноса керна и быстро выходили из строя. Но несмотря на это, они продолжали применяться для отбора керна с турбобурами в восточных районах из-за отсутствия других колонковых долот.

При использовании долот КМК с турбобурами в южных районах проходка за рейс была несколько выше, но выносы керна в песчано-глинистых породах были крайне неудовлетворительными. Поэтому на буровых, проводимых турбобурами, керн отбирался часто колонковыми долотами роторным способом.

Попытки применения в турбинном бурении других типов колонковых долот с несъемной грунтоноской: ДК, ДСО, СКБ, КДЗ — также не дали положительных результатов, так как у этих долот были вращающиеся колонковые трубы и ненадежные конструкции рвателей, что приводило к частым авариям даже при невысоких режимах бурения. Особенно слабыми оказались долота с шестишарошечными бурильными головками из-за малого размера опор шарошек.

В дальнейшем СКБ-2 было разработано и опробовано несколько принципиально новых конструкций колонковых долот, составляющих одно целое с турбобурами, так называемых турбодолот, предназначенных для бурения с отбором керна в условиях многотражных и скоростных режимов.

Наиболее удачным вариантом из разработанных СКБ-2 конструкций колонковых турбодолот оказалось предложенное в 1952 г. Р. А. Иоаннесяном и М. Т. Гусманом долото КТДЗ-250, созданное на базе многоступенчатого турбобура Т12М2-10.

Колонковое турбодолото КТДЗ (рис. 8) представляет собой погружной гидравлический двигатель — турбобур с неподвижным корпусом и полым вращающимся валом, внутри которого помещается съемная грунтоноса, опирающаяся своей верхней головкой на неподвижную опору, жестко связанную с корпусом турбодолота. Грунтоноса удерживается от вращения и осевого перемещения не запирающим устройством, а гидравлическим усилием от перепада

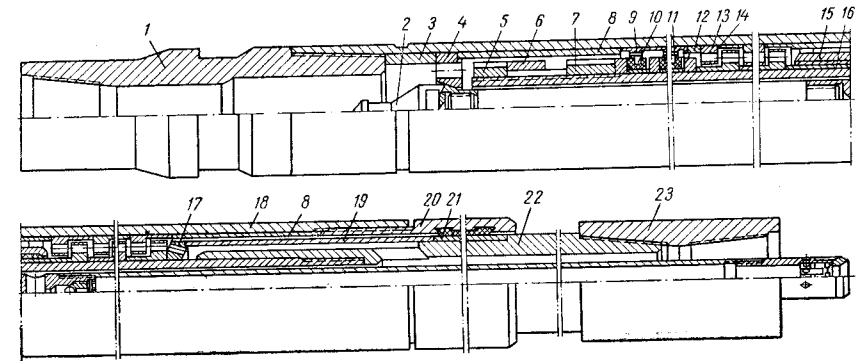


Рис. 8. Колонковое турбодолото КТДЗ-170.

1 — переводник; 2 — съемная грунтоноса; 3 — упорная втулка; 4 — опора грунтоноски; 5 — контргайка; 6 — колпак; 7 — роторная гайка; 8 — нижняя втулка; 9 — подпятник; 10 — диск пяты; 11 — кольцо пяты; 12 — регулировочное кольцо; 13 — ротор; 14 — статор; 15 — средняя опора; 16 — втулка средней опоры; 17 — упор; 18 — корпус; 19 — ротор; 20 — втулка упора; 21 — втулка нижней опоры; 22 — вал; 23 — переводник вала.

давления в турбине и долоте. Возникающие при этом силы трения предотвращают грунтоноску от проворачивания в процессе бурения.

Турбодолото КТДЗ верхним концом присоединяется при помощи верхнего переводника к колонне бурильных труб, а на нижний конец его полого вала навинчивается переводник, к которому присоединяется бурильная головка.

В качестве бурильных головок КТДЗ продолжительное время применялись бурильные головки КМК, а в дальнейшем их полностью заменили бурильные головки СДК1 или 1В-К, КД7, КД8, а в последнее время начали использоваться фрезерные и алмазные. Бурильные головки лопастного типа с КТДЗ применялись редко, только в южных нефтяных районах. Колонковые турбодолота КТДЗ предназначены для бурения в средних по твердости породах исключительно турбинным способом с отбором керна без подъема бурильной колонны. Первоначально КТДЗ выпускались с наружным диаметром корпуса 250 мм и бурильными головками диаметром 346 мм, с конца 1954 г. начали изготавливаться турбодолота и других размеров.

Техническая характеристика КТДЗ приводится в табл. 4.

Показатели	Шифр турбодолота						
	КТДЗ-127 (5')	КТДЗ-170 (6 2/3')	КТДЗ-195 (7 1/2')	КТДЗ-212 (8')	КТДЗ-235 (9')	КТДЗ-250, КТДЗМ-250 (10')	КТДЗ-250-50 (10')
Длина турбодолота (без буровой головки), мм	7555 ± 25	8055 ± 25	8830 ± 25	8135 ± 25	8310 ± 25	8110 ± 25	3665 ± 25
Наружный диаметр, мм	127	170	195	212	235	250	250
Количество ступеней турбины	120	96	94	79	100	80	50
Длина грунтоноски, мм	6625	7610	7810	7225	7225	7225	3465
Наружный диаметр грунтоноски, мм	45	65	65	85	85	85	85
Длина керноприемной трубы, мм	3050	3500	3500	3400	3400	3400	—
Диаметр керноприемной трубы, мм:							
наружный	38	53	53	73	73	73	73
внутренний	30	44	44	58	58	58	58
Диаметр керна, мм	25	33	35	47—48	47—48	47—48	47—48
Диаметр бурильной головки, мм	145	190 и 214	214 и 243	243 и 269	269 и 295	295 и 346	295 и 346
Диаметр бурильной трубы, мм	89	114	141	141—168	168	168	168
Расход промывочной жидкости (минимальный), л/сек	8	26	32	36	45	50	50
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286-58:							
муфта верхняя	3-101	3-121	3-147	3-147	3-147	3-171	3-171
муфта нижняя	3-101	3-121	3-121	3-171	3-171	3-152	3-152
Вес турбодолота (без бурильной головки), кг	510	994	1328	1434	1716	2000	1000

При бурении с отбором керна долотами КТДЗ были выявлены два основных их преимущества по сравнению с колонковыми долотами с несъемной колонковой трубой, применяемыми в роторном бурении.

1. Применение съемной грунтоноски дает возможность извлекать керн из скважины через каждые 2,5 м без подъема колонны бурильных труб, а это позволяет увеличить проходку за рейс до полной сработки бурильной головки.

2. Неподвижность грунтоноски относительно керна создает благоприятные условия для сохранения керна в керноприемной трубе, так как он особенно сильно разрушается при прохождении через вращающийся кернорватель, расположенный в конце колонковой трубы.

Благодаря этим преимуществам КТДЗ начали широко применяться с 1955 г. для отбора керна вместо колонковых долот КМК и ДСО2, использование которых в связи с этим резко сократилось.

До последнего времени во многих нефтяных районах КТДЗ было преобладающим, а в некоторых районах и единственным видом инструмента по отбору керна.

Применение колонковых долот давало неплохие результаты по механической скорости проходки и выносу керна при условии бурения в прочных и устойчивых породах, соблюдения равномерной (без рывков) подачи колонкового долота на забой и выполнения ряда требований по технологии бурения с отбором керна.

При бурении в рыхлых и размываемых породах керн подвергался разрушению от вибрации низа бурильной колонны и размыву потоком промывочной жидкости до вхождения его в керноприемную часть грунтоноски вследствие большой удаленности керноприема (кернарвателя) от забоя скважины.

Во избежание размыва керна промывочной жидкостью делались попытки уменьшать ее количество, но это приводило к уменьшению мощности и вращающего момента на валу турбодолота, вызывающих необходимость снижать нагрузку на долото, в результате чего механическая скорость проходки уменьшалась, а время пребывания керна в соприкосновении с промывочной жидкостью увеличивалось. Увеличение же мощности турбодолота за счет подачи большого количества промывочной жидкости с тем, чтобы создать большую нагрузку на долото и повысить механическую скорость проходки, не привело к повышению выноса керна при разбуривании рыхлых и слабо сцементированных пород, так как с увеличением количества промывочной жидкости при бурении в этих породах резко увеличивались разрушение и размыв керна.

Пониженный процент выноса керна и неудовлетворительное его состояние при отборе КТДЗ нередко вызывалось конструктивными недостатками некоторых узлов турбодолот и отступлениями от нормативов, допускаемыми при их изготовлении. Так, уменьшение отбора керна происходило из-за несоосности центра пересечения осей шарошек бурильных головок СДК1 (1В-К) с центром керноприемной трубы, вызванной неправильной приваркой лап шарошек. При

отсутствии этой соосности затруднялся проход керна в керноприемную часть грунтоноски, что вызывало частичное и даже полное его разрушение.

Нормальный отбор керна турбодолотами может происходить только в том случае, когда зазор между шарошками долота и торцом

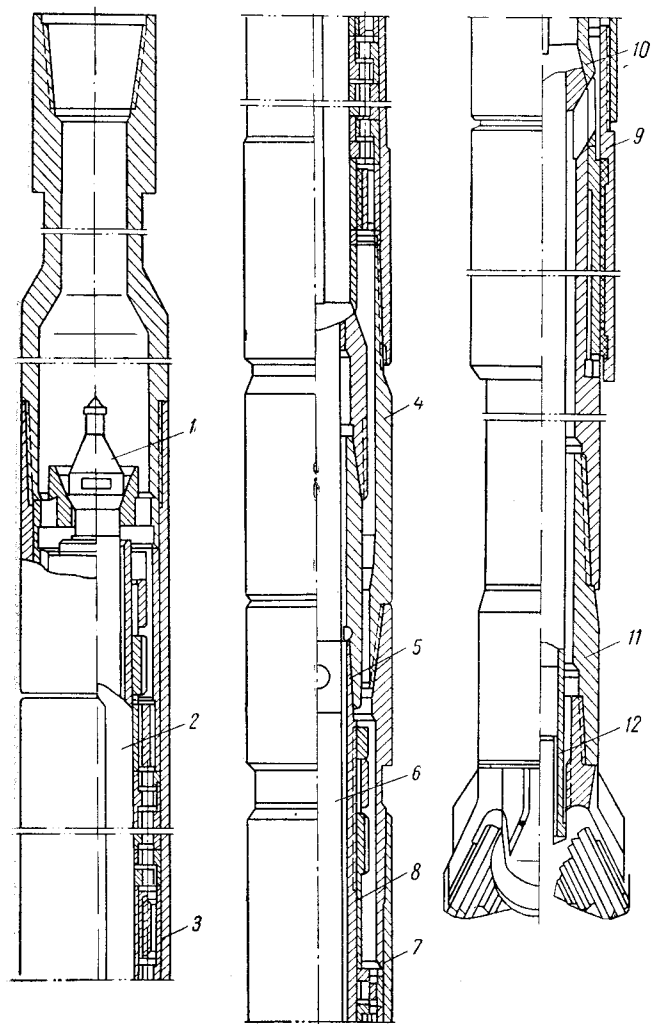


Рис. 9. Секционное колонковое турбодолото КТДС1;

1 — захватная головка грунтоноски; 2 — верхний вал турбодолота; 3 — верхний корпус турбодолота; 4 — соединительный переводник; 5 — соединительный nipple; 6 — керноприемная труба; 7 — нижний корпус турбодолота; 8 — нижний вал турбодолота; 9 — nipple; 10 — упор; 11 — переводник вала; 12 — кернорватель.

керна не превышает 3—4 мм. Для обеспечения высокого процента выноса керна необходимо точно подбирать длину грунтоноски. Поставляемые в комплекте КТДЗ грунтоноски, обычно составленные из двух частей, соединенных при помощи левой резьбы, и грунтоноски, изготавливаемые в местных мастерских, имели постоян-

ную длину, но длина кернорвателей часто колебалась до 15 мм, поэтому приходилось при сборке КТДЗ устанавливать регулировочные кольца.

В существующих конструкциях КТДЗ невозможно регулировать зазор в процессе бурения, а это делать необходимо, так как с увеличением осевого люфта турбодолота и опор шарошек изменяется зазор между шарошками долота и торцом кернорвателя.

Колонковые турбодолота КТДЗ при отборе керна из относительно прочных и устойчивых пород, залегающих на глубинах 2000—2500 м, давали неплохие показатели по механической скорости проходки и выносу керна. Но при бурении с отбором керна на больших глубинах КТДЗ работали неудовлетворительно, несмотря на соблюдение установленных правил по технологии бурения; основная причина неудовлетворительной работы — недостаточные мощность и вращающий момент серийных турбодолот.

Неудовлетворительная работа турбодолота обнаруживается особенно отчетливо при отборе керна КТДЗ-127 и КТДЗ-170 на глубинах свыше 3000 м, так как недостаточные мощность и вращающий момент не давали возможности увеличить нагрузку на бурильную головку для эффективного внедрения ее в породу при нормальном расходе промывочной жидкости. Увеличение же мощности и вращающего момента малогабаритных турбодолот за счет прокачки промывочной жидкости больше установленного предела приводило к возникновению чрезмерных давлений в нагнетательной линии буровых насосов и резкому ухудшению условий отбора керна вследствие образования осевых и радиальных вибраций бурильных головок.

Этот недостаток серийных КТДЗ небольшого диаметра устранен в секционных колонковых турбодолотах КТДС1 (рис. 9), позволяющих создавать повышенную нагрузку на долото при меньшей производительности насоса и скорости вращения долота.

Благодаря секционированию турбодолот при меньшей производительности насосов на валу КТДС1 получают значительно большие мощность и вращающий момент по сравнению с серийными турбодолотами КТДЗ.

Применение КТДС1 и КТДС2 при бурении с отбором керна на больших глубинах во многих нефтяных районах страны: АзССР, Татарской, Волгоградской, Саратовской и Куйбышевской областях, Краснодарском крае [24, 27, 28, 34] — показало целесообразность их использования, несмотря на недостаточную точность сборки в промышленных мастерских.

КОЛОНКОВЫЕ ДОЛОТА РОТОРНОГО И ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ

В связи с открытием в объединении Грознефть нефтяных месторождений в крепких карбонатных трещиноватых отложениях верхнего мела и необходимостью вскрытия пластов после спуска 168-мм колонн потребовались колонковые долота диаметром 140 мм.

Первое колонковое долото, представляющее собой одинарный колонковый набор по типу структурно-поискового, было разработано для бурения на Кара-Булакской площади (1956 г.) и получило шифр БК-124. Набор этот состоял из 124-мм коронки, обуривающей керн диаметром 85 мм, соединенной с корпусом — 114-мм бурильной трубой. В верхней части корпуса был вмонтирован клапан, шарик которого сбрасывался через бурильные трубы после спуска долота (набора) в скважину. Вынос керна при бурении плотных известняков БК-124 составил 46% вместо 32% при бурении этих же пород СДК1-145.

Неудобство работы БК-124 заключалось в необходимости последующего расширения ствола скважины.

Колонковое долото КД-140 сконструировано группой инженеров Грознефти [14] и изготовлено на ЦРМЗ (1960 г.). Оно предназначено для отбора керна в плотных трещиноватых известняках. Долото имеет твердосплавную бурильную головку с опережающим фрезером, обуривающим керн диаметром 55 мм. В корпусе из 114-мм бурильной трубы помещается секционная на левой резьбе 73-мм колонковая труба, снабженная кернорвателем принудительного действия, а в верхней части — обратным клапаном. Отрыв керна рвателем осуществляется следующим образом. При подъеме колонны корпус долота перемещается по шлицам вверх, а фрезер под влиянием веса колонковой трубы и перепада давления прижимается к забою. Четыре рычажка рвателя выходят из своих окон и прижимаются к керну, который отрывается при натяжении колонны после предварительного ее вращения на месте с целью подрезки керна. Бурение этим долотом в крепких известняках и песчаниках осуществлялось при нагрузке на долото 3—4 Т, скорости вращения долота 90—120 об/мин, расходе промывочной жидкости 6—8 л/сек. Вынос керна составлял до 70%. Однако в песчаниках нижнего мела это долото не дало положительных результатов.

Для отбора керна из переслаивающихся по твердости пород ЦНИЛом Краснодарнефть было предложено (1953 г.) колонковое долото с комбинированной бурильной головкой: две шарошки и две лопасти. Хотя оно оказалось несколько лучше КМК и ДКР, но рабочая поверхность долота срабатывалась неравномерно, что уменьшало механическую скорость проходки и ухудшало условия образования керна. Аналогичное долото, сконструированное в конторе капремонта НПУ Хадыженнефть (1966 г.), дало удовлетворительные результаты при отборе мягких пород на небольшой глубине.

Группой инженеров НПУ Абиннефть (1961 г.) было разработано долото со съемной грунтоносной [16]. Отличительной чертой его являлось использование грунтоноски от КТДЗ, помещаемой в специальное седло в верхней части корпуса из 146-мм УБТ, к низу которого присоединялась бурильная головка 1В-К190С. При бурении в осложненных геологических условиях при $\gamma = 1,8 \div 2,0 \text{ Г/см}^3$ с использованием съемной грунтоноски, поднимаемой лебедкой

ЛПГ-3000, указанное долото в миоценовых отложениях обеспечивало 25—68% выноса керна.

Для отбора керна в мягких неустойчивых породах КФВНИИнефть было разработано долото с трехлопастной бурильной головкой диаметром 269 мм с опережающим фрезером, обуривающим керн диаметром 50 мм. Долото снабжено рвателем принудительного действия. Преимущество его заключалось в том, что рычажки в процессе

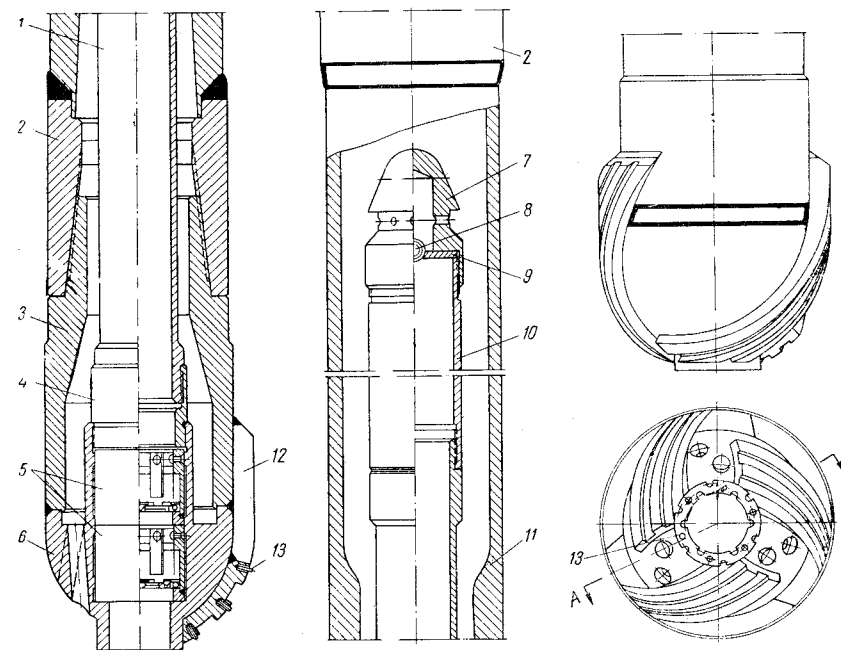


Рис. 10. Колонковое долото со спирально-фрезерной бурильной головкой. 1 — патрубок колонковой трубы; 2 — муфта замка; 3 — корпус бурильной головки; 4 — переводник; 5 — кернорватитель; 6 — нижняя часть бурильной головки; 7 — инъекционная головка клапана; 8 — шарик клапана; 9 — седло клапана; 10 — колонковая труба; 11 — корпус долота; 12 — спиральная накладка; 13 — твердосплавные штыри формы Г-53.

бурения не касались керна, а при отрыве долота выдвигались и с силой упирались в керн. При дальнейшем подъеме керн отрывался от забоя. Колонковая труба диаметром 73 мм находилась в 168-мм корпусе и от вибраций в верхней части центрировалась фонарями.

Испытание долота на скв. 225 Кудак-Киевская показало удовлетворительные результаты, но требовалась некоторая его конструктивная доработка.

Долото спирально-фрезерного типа диаметром 190 мм конструкции КФВНИИнефть (рис. 10) предназначено для отбора керна из средних и твердых пород кумского горизонта. Бурильная головка этого долота представляет шаровидный корпус. К корпусу под углом 50°

РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ С ОТБОРОМ КЕРНА

к вертикали приварены три спирали, в каждой из которых имеются три выступа, армированных твердым сплавом формы Г-53. Промысловая жидкость выходит через шесть наклонно расположенных отверстий диаметром 14 мм, обеспечивающих охлаждение режущей части головки и очистку забоя. Корпусом долота служит толстостенная бурильная труба диаметром 141 мм и длиной 6—8 м с приваренными с обоих концов полумуфтами бурильных замков. Грунтоноска диаметром 73 мм в нижней части через переводник соединяется с бурильной головкой, а на верхнюю часть навинчивается головка с обратными клапанами. Для надежного отрыва керна установлены два рвателя Р11М2.

Долото было изготовлено на КРМЗ и применялось в скв. 785 Абинская. На глубине 4230 м за несколько рейсов было поднято 60% плотных аргиллитов и алевролитов. В этой же скважине долотами 1В-ДК190С не удавалось получить проходки более 2 м за рейс и выноса керна более 30%. В дальнейшем этим долотом с несколько меньшим успехом удалось отобрать керн на скв. 3 Самурская из крепких трещиноватых известняков. Долото было полностью сработано в абразивных известняках.

Долото 1КДПК-190М [1] конструкции УфНИИ и Верхне-Сергинского завода предназначено для отбора керна из мягких пород. Характерным для этого долота является разработка четырехшарошечной бурильной головки с приближенным до 20 мм к забюю керноприемом (у СДК1-190 керноприем находится на расстоянии 60 мм), частичным отводом промысловой жидкости от зоны образования керна и оформлением рабочей поверхности, эффективно разрушающей забой. Долото 1КДПК-190М должно применяться в сочетании с двухъярусным кернорвателем типа КНТ-1. Рабочая поверхность кернообразующих шарошек, а также периферийная их часть, калибрующая ствол скважины, армированы штырями из твердого сплава.

Данные бурильные головки не были опробованы на практике.

Бурение с отбором керна занимает сравнительно небольшой удельный вес (3—8%) в общем объеме разведочного бурения, но на его проведение затрачивается много времени и средств. Эти затраты не всегда бывают оправданными, так как вынос керна по всем нефтяным районам СССР составляет в среднем 20—40%, а по продуктивным пластам 5—10%.

Основными причинами низкого выноса керна, особенно из продуктивных (нефтегазовых) пластов, сложенных слабо сцементированными песчаниками или рыхлыми песками с прослойками глины или более плотных аргиллитов, а также сильно трещиноватых пород, являются отсутствие надежных конструкций колонковых долот и нарушение установленных правил по технологии бурения с отбором керна.

Несмотря на ограниченный выбор колонковых долот и наличие инструкций по работе с этими долотами, в каждом нефтегазовом объединении и даже в отдельных буровых трестах и конторах бурения используются различные колонковые долота и разная технология бурения с отбором керна применительно к местным условиям, а также проводятся некоторые организационные и технические мероприятия для повышения эффективности работы колонковых долот.

Рассмотрим технологию отбора керна и эффективность работы колонковых долот в некоторых нефтяных районах СССР.

А з е р б а й д ж а н с к а я С С Р

В Азербайджане бурение с отбором керна претерпело большие изменения, но эффективность работы колонковых долот повышена незначительно.

До 1950 г. в качестве инструментов по отбору керна в разведочном бурении применялись в мягких породах колонковые долота трехлопастного типа ДКР, а в твердых — шестишарошечные долота ВСЗК1 и четырехшарошечные КМК. Бурение с отбором керна в верхней части продуктивной толщи Апшеронского полуострова, сложенного в основном глинисто-песчаными породами, сравнительно легко поддающимися разрушению, довольно успешно проводилось до глубины 1800—2000 м колонковыми долотами лопастного типа: вынос

керна нередко достигал 40—50%. При отборе же керна на глубинах до 4000 м и в более твердых породах лучшие показатели как по механической скорости проходки, так и по выносу керна получены при бурении колонковыми долотами с шарошечными бурильными головками.

Помимо этих основных типов долот при бурении с отбором керна применялись в меньшем объеме колонковые долота с лопастными и шарошечными бурильными головками ДК и ДКО2. Когда же на территории АзССР было заложено несколько опорных скважин, проводимых со сплошным отбором керна, применено было колонковое долото со съемной грунтоносной ДБК2. В процессе испытания и промышленной эксплуатации этого нового колонкового долота были выявлены его конструктивные недостатки и слабая устойчивость шарошечных бурильных головок. В дальнейшем в СКБ-2 это долото было реконструировано и заняло ведущее место при бурении с отбором керна под шифром — колонковое долото со съемной грунтоносной ДСО2 и бурильной головкой от долота КМК.

Удельный вес бурения с отбором керна этими колонковыми долотами по объединению Азнефть составил в 1955 г. 72%, а в 1956 г. 80%, тогда как применение долот ДКР снизилось соответственно до 12 и 10%. В связи с этим повысилась эффективность работы колонковых долот, что видно из табл. 5.

Таблица 5

Год	Количество рейсов	Количество спуско-подъемов грунтоноски	Проходка колонковыми долотами, м	Время бурения, ч	Проходка за рейс, м	Механическая скорость проходки, м/ч	Вынос керна	
							м	%
1955	995	1598	5712	5112	5,74	1,11	1641	28,8
1956	846	1319	5328	4093	6,3	1,31	1574	29,54

В дальнейшем были внедрены усовершенствованные по сравнению с ДСО2 колонковые долота ДСО4 и колонковые турбодолота КТДЗ, в связи с чем объем использования долот ДСО2 в 1957 г. снизился до 63,3% при одновременном росте использования КТДЗ с 8% в 1956 г. до 16,6 и 55% соответственно в 1957 и 1958 гг.

До настоящего времени бурение с отбором керна на буровых предприятиях объединений Азнефть и Азморнефть, учитывая специфические особенности и трудности отдельных нефтяных районов, производилось как роторным, так и турбинным способом с использованием различных типов колонковых долот с лопастными и шарошечными бурильными головками. При роторном бурении использовались колонковые долота ДКР, ДСО и 1В-ДК (СДК1), а при турбинном — турбодолота КТДЗ и секционные турбодолота КТДС1 с бурильными головками 1В-К, которые при бурении глубоких раз-

ведочных скважин дали более высокие технические показатели и больший процент выноса керна по сравнению с серийными КТДЗ.

Эффективность применения различных типоразмеров колонковых долот зависит от глубины бурения с отбором керна и твердости разбуриваемых пород, а также от применяемых способов и режимов бурения.

Специальными исследованиями установлено следующее влияние изменения режима бурения на вынос керна.

1. Увеличение всех параметров режима бурения (нагрузки на долото, скорости вращения и расхода промывочной жидкости) против установленных пределов приводило к снижению процента выноса керна, что можно объяснить влиянием вибрации инструмента и размывом керна промывочной жидкостью.

2. Вынос керна снижался при уменьшении нагрузки на долото или увеличении расхода промывочной жидкости при сохранении остальных параметров.

3. При повышении нагрузки на долото и сохранении скорости вращения и расхода промывочной жидкости вынос керна увеличивался; повышение и понижение скорости вращения при постоянных других параметрах приводило как к увеличению, так и к уменьшению выноса керна.

В связи с широким распространением турбинного способа бурения при проводке разведочных скважин на всех нефтяных площадях Азербайджана отбор керна с 1955 г. производится в больших масштабах колонковыми долотами КТДЗМ-250, КТДЗ-235 и КТДЗ-212 с бурильными головками СДК1 (1В-К), КД7 и КД8 диаметрами 295, 269 и 243 мм.

Анализ работы турбодолот показал, что бурение с отбором керна КТДЗМ-250 и КТДЗ-235 с бурильными головками КД8-295 и 269 на глубинах до 2500 м эффективно по технологическим показателям и выносу керна. На глубине же свыше 2500 м КТДЗ-212 с бурильными головками СДК1-243 работали неудовлетворительно, так как развиваемые на валу турбодолота небольшие мощность и крутящий момент (в 2 раза меньше, чем у турбодолот КТДЗМ-250) не давали возможности создавать необходимую нагрузку на долото, что снижало механическую скорость проходки и вынос керна.

Повышение мощности КТДЗ-212 было достигнуто впервые в Советском Союзе созданием секционного турбодолота КТДС1-212 путем соединения двух серийных турбодолот КТДЗ-212. Промышленные испытания этих долот на площадях Азербайджана показали высокие их эксплуатационные качества. Оптимальный режим бурения долотами КТДС1-212 достигался при нагрузке на долото 10—12 Т и расходе промывочной жидкости 28—30 л/сек. При бурении с отбором керна КТДС1 с небольшой подачей промывочной жидкости были получены более высокие механические скорости проходки и лучший вынос керна, чем при работе серийными КТДЗ-212, а также решена проблема отбора керна на больших глубинах турбинным способом при соблюдении установленных правил по технологии

бурения с отбором керна: не производить частых отрывов долота от забоя в процессе бурения, своевременно поднимать грунтоноски и не допускать подъема долота до полной сработки бурильной головки.

За последние 3 года (1964, 1965, 1966 гг.) удельный вес проходки с отбором керна к общему объему разведочного бурения по объединениям Азербайджана был меньше 1,5%, а вынос керна составил соответственно 27,8; 26,8 и 29,3% к проходке колонковыми долотами.

Чечено - Ингушская АССР

На предприятиях объединения Грознефть бурение с отбором керна проводилось в карагано-чокракских, майкопских, верхне- и нижнемеловых отложениях на глубинах 2300—4400 м роторным и турбинным способами с использованием в основном колонковых долот КМК диаметром 295, 243 и 190 мм. Вынос керна из карагано-чокракских и майкопских отложений составлял в среднем 40%, а из верхне- и нижнемеловых отложений — колебался в пределах 30—35%, причем он поддерживался на этом уровне за счет повышенного отбора керна в глинистых породах, а в слабо сцементированных песчаниках и песках вынос керна снижался до 10—15% от проходки колонковыми долотами.

В 1949—1950 гг. в тресте Грознефтеразведка проводилось бурение со сплошным отбором керна роторным способом колонковыми долотами со съемной грунтоносной ДБК2 с трехлопастными бурильными головками 349 и 298 мм. Из-за конструктивных недостатков долота и малой стойкости бурильной головки ДБК2 применялись ограниченно.

В этот период получило известное распространение колонковое долото К. И. Лошкарева для роторного бурения в мягких породах. Оно имело трехлопастную бурильную головку, обуривающую керна диаметром 50 мм, и несъемную грунтоноску. Вынос керна этими долотами достигал 40—60%.

С 1955 г. для отбора керна начали применяться долота КТДЗ-212 и КТДЗ-250 с бурильными головками КД7-269 и СДК1-269 и 295. При работе первых турбодолот вынос керна был невысоким — 24—29%, хотя по отдельным рейсам он доходил до 70%. Для устранения причин резких колебаний в отборе керна при бурении в указанных отложениях провели наблюдение за работой КТДЗ. Было установлено, что удовлетворительный вынос керна может быть при условии доброкачественной сборки долот и соблюдения рационального режима бурения, заключающегося в основном в следующем.

1. Подборе величины осевой нагрузки на долото в зависимости от характера проходимых пород и с учетом типоразмера КТДЗ и бурильных головок с тем, чтобы обеспечивались максимальные механическая скорость проходки и вынос керна. Лучшие показатели по выносу керна получены при работе КТДЗ-212 с бурильными головками КД7-295, хуже они работали с головками СКД1-295. Эта ком-

поновка была явно нецелесообразной, но она применялась вынужденно, ввиду отсутствия КТДЗ-250. Бурильные головки КД7 имели преимущество перед головками СКД1 по выносу керна, но уступали им по прочности и износостойкости.

2. Бесперебойной подаче промывочной жидкости соответствующего качества.

3. Равномерной и плавной подаче турбодолота без частых отрывов его от забоя скважины в процессе бурения.

Открытие нефтяных залежей в карбонатных верхнемеловых отложениях на глубинах свыше 3500 м вызвало необходимость создания колонковых долот с бурильными головками диаметром 140 мм, способных работать в скважинах малого диаметра в осложненных геологических условиях. Для этого сотрудниками ГрозНИИ и работниками объединения Грознефть было сконструировано и изготовлено несколько типов колонковых долот, из которых наибольшее распространение получили колонковые долота КД-140 с головками фрезерно-стирающего типа.

Предложенные для выполнения этой же задачи колонковые долота «Разведчик» диаметром 140 мм и БК-124, характеризующиеся увеличенным диаметром керна за счет отсутствия керноприемной трубы, показали худшие результаты по выносу керна, поэтому от их применения отказались. Эти долота не обеспечивали выноса керна из неустойчивых пород.

В настоящее время на предприятиях Грознефти бурение с отбором керна производится турбинным и роторным способами серийными долотами 1В-ДК и КТДЗ, а также частично колонковыми долотами, изготовленными ЦРМЗ.

Вынос керна за последние годы составил в целом по Грознефти 41,4; 42,0; 46,4%, а при бурении глубоких скважин в осложненных условиях он колебался в пределах 22—30% от проходки колонковыми долотами.

Краснодарский край

Геологический разрез нефтегазовых месторождений края представлен преимущественно мягкими и средней твердости песчано-глинистыми отложениями. Однако на глубинах более 4000 м наряду с породами средней твердости на некоторых площадях залегают твердые аргиллиты и крепкие алевриты. Карбонатные породы занимают в общем разрезе небольшой удельный вес.

Бурение с отбором керна до 1955 г. при средней глубине скважин около 2000 м производилось роторным способом долотами ДКР-298 с трех- и четырехлопастными бурильными головками и в отдельных случаях долотами со съемной грунтоносной ДБК2, КМК и шестипарошечными СК6 с диаметром керна 40—60 мм. Наиболее успешно применялись долота режущего типа и особенно долота с корпусом из УБТ и длинной колонковой трубой (10—15 м)

при рациональном зазоре между керном и колонковой трубой 6—10 мм. На основе ДБК2 было разработано и более успешно применялось долото со съемной вращающейся грунтоносной. Преобладающим типом кернорвателей были пружинные (корзиночные). Однако отмечено немало случаев успешной работы без применения кернорвателей, которые не устанавливались из-за разрушения керна пружинами. В конце бурения часто производилась сухая затирка керна с мерами предосторожности против заклинивания долота и предупреждения «сифона» при подъеме колонны.

Практика показала, что при скоростном режиме бурения (скорость вращения долота более 100 об/мин) и повышенной механической скорости проходки вынос керна составлял 35—60%, а при уменьшении скорости вращения долота ($n < 100$ об/мин) отбор керна снижался до 14—35%.

Примерно с 1955 г. начали внедряться серийные колонковые долота 1В-ДК (СДК1), которые впоследствии широко использовались в переданном виде для работы со съемной грунтоносной.

Анализ работы колонковых долот по объединению Краснодарнефть за период 1958—1961 гг. показал неудовлетворительное положение с выносом керна, который был в среднем на уровне 30—32%. Это объяснялось отсутствием выбора колонковых долот, соответствующих физико-механическим свойствам разбуриваемых слабо сцементированных и трещиноватых пород эоцена и миоцена. Положение еще усугублялось тем, что приходилось работать долотами 1В-ДК190, обуривающими керн диаметром 33 мм. Режимы бурения в основном соответствовали режимам, применяемым при бурении сплошным забоем, но нагрузка на долото и расход промывочной жидкости снижались на 20—40%. КТДЗ применялось мало, вследствие небольшого объема турбинного бурения.

С увеличением глубин бурения до 3000 м и затем постепенно до 4200 м (1961 г.) и вскрытием более твердых пород палеоцена и мела объем применения 1В-ДК разных размеров достиг максимума, оставляя на долю лопастных долот и долот с фрезерно-истирающими бурильными головками 5—10% от общего объема используемых колонковых долот.

За последние 5—6 лет разведочное бурение в крае производилось четырьмя НПУ и трестом Краснодарнефтегазразведка, а в последние два года — двумя трестами буровых работ. Разведка проводилась на 50—60 площадях, на различных глубинах — от 2200 до 5800 м и в разных отложениях, приуроченных к майкопу, эоцену, палеоцену, нижнему мелу и юре, с различной характеристикой пород. Результаты разведочного бурения с отбором керна за эти годы показаны в табл. 6. Из таблицы видно, что проходка колонковыми долотами хотя и не достигала принятой нормы — 5% от общей проходки, но объем ее был большой, а вынос керна при этом низкий — 39—32% и не улучшался за последние годы.

Для изучения условий отбора и выноса керна на предприятиях объединения Краснодарнефтегаз и установления факторов, влия-

Год	Проходка		Проходка колонковыми долотами		Вынос керна	
	тыс м	%	м	% к общей проходке за год	м	%
1961	289,7	101,5	9147,5	3,2	3386,5	39,2
1962	273,9	101,4	8596,6	3,1	3373,3	39,2
1963	269,0	103,5	8472,2	3,2	3068,0	36,2
1964	265,2	106,0	8178,0	3,1	3012,2	36,9
1965	221,5	92,3	7636,2	3,5	2505,2	32,8
1966	214,6	102,2	8244,0	3,9	3167,0	38,4

ющих на величину выноса керна, лабораторией вскрытия пластов и опробования скважин КфВНИИнефть было проведено обследование состояния выноса керна по 134 разведочным скважинам, законченным бурением в 1964—1965 гг. В результате анализа установлено, что бурение с отбором керна в основном проводилось долотами 1В-ДК, которые вследствие своих конструктивных недостатков — высокого керноприема и малого диаметра керна — не могли обеспечить удовлетворительного отбора керна из слабо сцементированных песчаников и других непрочных пород.

Отбор керна производился при режимах, соответствующих примерно режимам бурения сплошным забоем, и колебался в зависимости от размера долот и твердости пород ($G = 4 \div 14 T$; $n = 42 \div 100$ об/мин; $Q = 17 \div 55$ л/сек; $p_n = 60 \div 120$ кг/см²). Параметры глинистого раствора: $\gamma = 1,2 \div 2,17$ г/см³; $T = 40 \div 80$ сек по СПВ-5; $V = 3,5 \div 7,5$ см³ за 30 мин; СНС = $3/32 \div 17/150$ мг/см².

В связи с изменением условий бурения с отбором керна механическая скорость проходки колебалась в пределах 0,3—8,0 м/ч, а вынос керна доходил до 50—60% в устойчивых породах и снижался до 5—15% в слабо сцементированных песчаниках. Особенно низким был вынос керна из продуктивных нефтегазовых пластов и разведочных горизонтов, что затрудняло подсчеты запасов нефти и газа, а также не обеспечивало полного представления о перспективных на нефть и газ пластах.

Вынос керна можно было бы повысить за счет применения КТДЗ, но использование утяжеленных магнетитом глинистых растворов ($\gamma = 1,8 \div 2,17$ г/см³) и принятый почти повсеместно роторный способ бурения сократили возможность широкого внедрения КТДЗ.

Учитывая целесообразность работы долотами со съемной грунтоносной и возможность ограничивать интервалы и продолжительность отбора керна из рыхлых пород при работе в осложненных геологических условиях, конторой бурения Абиннефть была разработана и внедрена конструкция колонковых долот со съемной

грунтоносной. Однако это мероприятие, несколько улучшив положение, не решило основной задачи резкого увеличения выноса керна.

В связи с отсутствием колонковых долот, обеспечивающих хороший вынос керна, а также учитывая вознившую необходимость применения колонковых долот диаметрами 140 и 161 мм (после спуска промежуточных колонн диаметром 168 и 194 мм), КФВНИИнефть было разработано (1963 г.) несколько типов колонковых долот.

1. Долото 269/50 с трехлопастной бурильной головкой и опережающим фрезером для мягких пород.

2. Долото 190/48 с головкой фрезерно-стирающего типа со спиральным расположением резцов для твердых пород.

3. Долото КДК-140/65 с четырехлопастной головкой фрезерного типа, предназначенное для бурения в сложных геологических условиях и на больших глубинах.

Долота эти в незначительном количестве были изготовлены на КРМЗ и успешно испытаны в скважинах.

Б а ш к и р с к а я А С С Р

Объем разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ в Башкирии из года в год увеличивался, достигнув в 1961 г. почти 1 млн. м. Одновременно с ростом общего объема буровых работ увеличивался и объем бурения с отбором керна, составляя в среднем 5—7% от общей проходки разведочного бурения.

Бурение скважин на нефть осуществлялось двумя разведочными трестами: Башзападнефтегазразведка и Башвостокнефтегазразведка и трестом Туймазабурнефть, занимавшимся в основном бурением эксплуатационных скважин. В области Предуральяского прогиба бурение скважин на нефть проводила Ишимбайская контора бурения.

Несмотря на значительный объем бурения с отбором керна, изучение геологического разреза многих месторождений Башкирии оставалось длительным временем на низком уровне из-за больших трудностей в получении доброкачественного кернового материала. Вынос керна при использовании серийных колонковых долот был неудовлетворительным: 31,3; 27,8 и 22,7% соответственно в 1963, 1964 и 1965 гг., причем в прочных и устойчивых породах он достигал 50—60% и в 1966 г. — 26,8%, а в рыхлых и неустойчивых породах и в продуктивных пластах, насыщенность которых нефтью колебалась в широких пределах, вынос керна в среднем по объединению Башнефть за 1963, 1964 и 1965 гг. составлял соответственно 6,0; 6,2 и 10,6%. По некоторым же нефтеносным площадям вынос керна из продуктивных пластов, представленных рыхлыми песчаниками и трещиноватыми известняками, был 0—5%.

Анализ разведочного бурения в Башкирии показал, что низкий процент выноса керна вызван рядом причин, основными из которых были физико-механические свойства проходимых пород, отсутствие надежных колонковых долот для отбора и выноса керна и несоответ-

ствие технологии бурения с отбором керна существующим условиям.

В Башкирии до 1955 г. отбор керна в разведочных скважинах проводился роторным способом в основном долотами КМК с кернорвателями шлицсо-пружинного типа. Средние данные по эффективности: вынос керна 27—40% в прочных породах; $v = 0,5 \div 0,7$ м/ч; $h_i = 4 \div 6$ м; холостых рейсов 10—12%. Очень низкий вынос керна был из неустойчивых и рыхлых пород.

Начиная с 1955 г. отбор керна в разведочном бурении проводится преимущественно турбодолотами КТДЗ-250, 235, 212 и 195 с бурильными головками СДК1 С и Т диаметром 295, 269, 243 и 214 мм и кернорвателями рычажкового типа Р11М2 с четырьмя или шестью рычажками, и только в нескольких скважинах треста Туймазабурнефть бурение с отбором керна проводилось электробуром с использованием бурильных головок СДК1 диаметром 295 и 269 мм.

В связи с увеличением глубины разведочного бурения и переходом с 1956 г. на проводку скважин уменьшенного диаметра (190 мм) получили распространение малогабаритные турбодолота КТДЗ-170 с головками 1В-К190, но они оказались малоэффективными. Объясняется это тем, что КТДЗ-170 имеет недостаточную мощность и вращающий момент.

При бурении разведочных скважин малого диаметра отбор керна производился КТДЗ-127 с бурильными головками СДК1-145 ($d_k = 25$ мм) и частично секционными турбодолотами ТС4-127 с бурильными головками и коронками диаметром 145 мм. Однако вынос керна при турбинном бурении в скважинах малого диаметра был настолько низок, что пришлось отказаться от этого способа и вернуться к отбору керна роторным способом с использованием ребристых коронок диаметром 145 мм, несмотря на то что при этом проходка на долото за рейс снижалась в 1,5—2 раза, а механическая скорость проходки уменьшалась в 2—3 раза по сравнению с соответствующими показателями колонковых долот при турбинном бурении.

В Ишимбайской конторе бурения, не добившись увеличения механической скорости проходки за счет форсирования режима бурения при использовании КТДЗ-170 вследствие маломощности забойного двигателя, применили турбодолота с секционными турбодолотами ТС4-170, благодаря чему момент на валу турбодолота увеличился на 25%, повысилась механическая скорость проходки, появилась возможность отбирать керн на большей глубине и даже увеличился процент выноса керна. Однако при такой компоновке колонны нельзя было использовать съемную грунтоноску. Увеличения мощности и момента на валу турбодолота КТДЗ-170 добились в этой конторе бурения также путем установки в нем турбин от турбодолота Т12МЗК-170, в результате чего механическая скорость проходки повысилась от 0,97 до 1,22 м/ч, а вынос керна увеличился с 10,7 до 13,4%. Но еще больший эффект получили при использовании секционных турбодолот КТДС1-170, в которых верхней секцией

был 170-мм серийный турбобур, а нижней — турбодолото КТДЗ-170.

При бурении с отбором керна в тех же условиях секционные турбодолота КТДС1-170 увеличили до 30% вынос керна в одинаковых по механическим свойствам породах и показали лучшие эксплуатационные качества: более надежное восприятие нагрузки и меньшую чувствительность к перегрузкам по сравнению с КТДЗ-170.

Недостаточная эффективность работы колонковых долот на различных площадях Башкирии объясняется не только несовершенством конструкций долот, но и неудовлетворительной работой буровых бригад, не всегда придерживавшихся заданного режима бурения и установленных технологических правил отбора керна из рыхлых и неустойчивых пород. Так, отмечено, что в ряде случаев бурение проводилось при недостаточной нагрузке на долото, тогда как расход промывочной жидкости и связанная с ним скорость вращения турбодолота были очень низкими, в процессе отбора керна долото часто отрывалось от забоя, проходка за рейс была больше керноприемной части грунтоноски; не всегда проверялась исправность турбодолота, его бурильной головки, грунтоноски, кернорвателей и других деталей, что приводило к непроизводительной работе турбодолот и даже холостым рейсам.

В целях повышения выноса керна и улучшения его качества лабораторией бурения УфНИИ совместно с лабораторией физики пласта ВНИИ проделана большая работа по изучению условий образования керна. С учетом выявленных факторов, влияющих на величину и качество керна, УфНИИ в 1959—1960 гг. была разработана конструкция двойного колонкового набора по типу применяемого в структурно-поисковом бурении. При проектировании и изготовлении первых образцов ДКНУ-190 были поставлены две основные задачи.

1. Устранить факторы, вызывающие разрушение керна при его образовании и нахождении в керноприемной трубе в процессе бурения, что достигалось увеличением диаметра керна и низким керноприемом.

2. Обеспечить надежный отрыв керна и удержание его в керноприемной трубе без потерь при подъеме на поверхность. Для этого дополнительно устанавливался выше рвателя еще кернодержатель, представляющий резино-металлические ребристые муфты, охватывающие керн.

В дальнейшем (1961—1965 гг.) УфНИИ была продолжена работа по модернизации существующих конструкций, а также созданию новых ДКНУ и бурильных головок (коронки) к ним различных типоразмеров. За эти годы 67 комплектами ДКНУ было пробурено более 2000 м по продуктивным пластам со средним выносом керна 75%. Керновый материал, полученный с помощью ДКНУ, дал возможность полнее оценить геологическое строение ряда месторождений (Гуймазинское, Арланское, Кумертауское), уточнить их запасы согласно требованиям Государственной комиссии по запасам.

В целом же по Башнефти средний процент выноса керна оставался невысоким, особенно из продуктивных пластов, из которых серийными долотами 1В-ДК и КТДЗ он отбирался в небольших количествах или совсем не отбирался.

Т а т а р с к а я А С С Р

По объединению Татнефть в целом отмечался невысокий процент выноса керна: в 1965 и 1966 гг. соответственно 30,4 и 34,7%, в том числе по тресту Альметьевбурнефть 22,7—32,6%; Татбурнефть 16,5—28,5%; Татнефтегазразведка 34,2—42,0%.

При этом за последние годы наблюдалось даже некоторое уменьшение выноса керна, вызванное тем, что с 1961 г. бурение производится долотами уменьшенного диаметра (190 и 214 мм) по сравнению с ранее применяемыми (243 и 295 мм).

На всех площадях Татарии бурение с отбором керна проводилось только турбинным способом с использованием турбодолот КТДЗ-170, КТДЗ-195, КТДЗ-235 с бурильными головками 1В-К190Т, 1В-К214Т, 1В-К269Т, серийными кернорвателями Р11М2 и изготавливаемыми в местных мастерских рвателями РУМ2 с пружинными держателями.

Невысокий процент выноса керна по всем буровым трестам и по объединению Татнефть в целом объясняется следующими причинами.

1. Применявшиеся с 1955 г. колонковые турбодолота КТДЗ за продолжительное время их эксплуатации не подвергались конструктивным усовершенствованиям, поэтому они не обеспечивали удовлетворительного выноса керна даже при соблюдении установленных режимов бурения и правил отбора и выноса керна. Особенно не приспособлены были они для отбора керна из рыхлых и неустойчивых пород и в нефтегазонасыщенных пластах из-за непригодности стандартных кернорвателей Р11М2 местного изготовления, предназначенных для отбора керна в средних по твердости и твердых породах, и размывающего действия промывочной жидкости — обычно естественной водной суспензии ЕВС.

2. Низкий процент выноса керна (менее 20%) происходил при отборе его из неглубоких (до 600 м) пластов, сложенных рыхлыми карбонатными породами, легко поддающимися размыву при прохождении их с повышенным режимом бурения турбодолотами КТДЗ-195 и КТДЗ-235 с промывкой водой.

В целях увеличения выноса керна из неглубоко залегающих терригенных пластов и из карбонатных пород в тресте Альметьевбурнефть отбор керна стали производить при пониженных режимах работы турбодолот, т. е. при такой производительности буровых насосов, когда турбодолото работает на режиме, близком к тормозному. И это дало положительные результаты. При бурении на глубинах до 600 м КТДЗ-195 с бурильными головками 1В-К214СТ при уменьшенном количестве промывочной жидкости вынос керна увеличивался на 40%, а в отдельных случаях был в 2—3 раза выше

средних значений выноса керна при бурении с обычным расходом промывочной жидкости.

За время работы КТДЗ-170 с бурильными головками 1В-К190СТ выявлены следующие недостатки этого типоразмера турбодолот.

1. Вследствие недостаточной конусности головок грунтоносок и посадочных гнезд происходило заклинивание грунтоносок.

2. Отсутствие устройства, регулирующего длину грунтоноски, препятствовало соблюдению зазора между керноприемом и зубцами шарошек. Вместо 4—5 мм зазор достигал 15—20 мм.

3. Частые промывы клапанов.

4. Из-за частого отвинчивания кернорвателя, имеющего правую резьбу, приходилось изготавливать переводники с правой и левой резьбой для соединения кернорвателя с керноприемной трубой.

5. Частые поломки пружин кернорвателей Р11М2 приводили к выпадению рычажков.

6. Непрочность корпуса кернорвателя в месте посадки.

7. Недостаточная длина керноприемной части грунтоноски (3,5 м), не соответствующая проходке за рейс, часто доводимой до 5—7 м. Приходилось на месте изготавливать съемные грунтоноски длиной 7 м. Это затруднялось тем, что входящие в комплект турбодолот грунтоноски имеют наружный диаметр 53 мм, а такого размера трубы трудно приобрести. Поэтому использовались старые грунтоноски, несмотря на то что они имели кривизну.

8. Обрывы грунтоносок в шейке под выступом ввиду большого веса грунтоносок.

На снижение выноса керна влияли в значительной степени нарушения технологии бурения с отбором керна. После проработки призабойной части ствола скважины съемная грунтоноска не всегда поднималась, поэтому находящийся в грунтоноске шлам препятствовал поступлению в нее керна. Из-за отсутствия или неисправности подъемных лебедок съемные грунтоноски приходилось поднимать вместе с долотом, при этом проходка с отбором керна проводилась в интервалах, превышающих длину керноприемной части грунтоноски. Не соблюдались правила подготовки турбодолот к работе и не уделялось достаточного внимания регулировке грунтоноски, что нередко приводило к смятию торцов кернорвателя и, как правило, к холостым рейсам.

Проведенные в 1961 г. промышленные испытания колонковых турбодолот новой конструкции КТДЗМ-195 показали несколько лучшую их работоспособность, но и здесь оказался недоработанным узел регулировки головки грунтоноски, поэтому затрачивалось много времени на подбор длины грунтоноски.

При бурении с отбором керна в конторе разведочного бурения № 3 треста Татнефтегазразведка было применено секционное турбодолото КТДС1, предложенное рационализаторами этой конторы бурения. Соединение валов секций этого турбодолота принципиально не отличалось от турбобура ТС4А-170 и производилось с помощью полый конусно-шлицевой фрикционной муфты. Количество ступеней

турбины 151. Корпус нижней секции КТДС1 подбирался из корпуса нижней секции ТС4А-170, а корпус верхней секции — из корпуса серийного КТДЗ. Длина керноприемной части грунтоноски 6,8 м, что позволяло увеличить проходку за рейс до 6 м.

Секционные турбодолота указанной конструкции были испытаны в одной из скважин этой конторы бурения. Сравнительные показатели работы одно- и двухсекционных турбодолот по одинаковым интервалам отбора керна в соседних скважинах, расположенных на расстоянии 4—5 км, приведены в табл. 7.

Таблица 7

№ скважины	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна		Время механического бурения, ч	Механическая скорость проходки, м/ч	Количество рейсов	Проходка за рейс, м	Количество секций долота
		м	%					
25	78,4	35,5	45,3	39,35	1,98	16	4,9	I
4	162,5	56,6	34,8	100,3	1,62	29	5,6	I
27	144,4	76,7	52,4	65,2	2,21	31	4,76	I
	385,3	168,8	43,8	205,25	1,88	76	5,07	I
26	117,3	74,1	63,1	29,05	4,05	17	6,92	II

Как видно из табл. 7, вынос керна при бурении двухсекционными турбодолотами увеличился по сравнению с лучшими показателями по односекционному турбодолоту в скважинах на 10,7%, а по сравнению со средними показателями по трем скважинам — на 19,3%. Значительно возросли также технико-экономические показатели двухсекционных турбодолот: механическая скорость проходки в 2 раза, а проходка за рейс приблизительно на 30%.

Волгоградская область

По объединению Волгограднефть объем бурения с отбором керна планировался в пределах 8—10% от проходки разведочного бурения. Вынос керна на всех разведочных площадях, имеющих примерно одинаковый геологический разрез, за четыре года (1963—1966 гг.) колебался в пределах 20—39%.

Из анализа фактических материалов по отбору керна видно, что вынос керна находился в зависимости от физико-механических свойств проходимых пород, но в породах одного и того же литологического состава и прочности не наблюдалось постоянства в количестве выносимого керна.

Для изучения причин, влияющих на вынос керна, ВНИИНГ был собран фактический материал по отбору керна в мезо-кайнозойских отложениях за 1960—1964 гг. и определен средний процент выноса керна за эти годы: 23,1; 21,1; 26,5; 27,8 и 29,0%.

Отбор керна при бурении разведочных скважин во всех стратиграфических горизонтах в породах различной твердости производился КТДЗ-170, 195, 212 и 235 в компоновке с бурильными головками 1В-К (СДК1) — 190, 243 и 295 и съемными грунтоносками со стандартными кернорвателями Р11М2. В отдельных случаях отбор керна производился роторным способом, при этом вынос керна был несколько большим, чем при работе турбодолотами. Так, по тресту Волгограднефтегазразведка вынос керна КТДЗ за 1958—1960 гг. не выходил за пределы 30—38%, тогда как при роторном бурении вынос керна повышался до 45—60%.

Анализ материалов по технологии турбинного бурения с отбором керна и условий работы КТДЗ с серийными бурильными головками, грунтоносками и кернорвателями позволил установить существенные недостатки КТДЗ в целом и отдельных его узлов, влияющие в значительной степени на величину и качество выносимого керна. Отмечалась относительно удовлетворительная работа КТДЗ-170 и 195 на глубинах до 2000 м, но на больших глубинах обнаруживалась малая их эффективность. Увеличение мощности КТДЗ за счет повышения количества прокачиваемой жидкости не привело к желаемым результатам, вынос керна даже ухудшился.

Для улучшения условий отбора керна на больших глубинах было решено увеличить мощность КТДЗ секционированием. Используя опыт Азнефти по усовершенствованию отбора керна турбинным способом, ВНИИНГ и трестом Волгограднефтегазразведка были изготовлены секционные КТДС1-195. Испытания показали преимущества их перед КТДЗ-195. Проходка увеличилась с 3,4 до 5,7 м, механическая скорость проходки с 1,86 до 2,5 м/ч, а вынос керна повысился на 15—20%. Впоследствии при усовершенствовании КТДС1 для облегчения его запуска на забое была разработана корпусно-шлицевая полумуфта, соединяющаяся с валом КТДЗ при помощи резьбы.

В 1962—1966 гг. буровыми предприятиями Волгограднефти и ВНИИНГ были проведены значительные работы по усовершенствованию узлов колонковых долот не только в турбинном, но и в роторном бурении.

Пермская область

Увеличивающийся из года в год объем глубокого разведочного бурения с отбором керна по объединению Пермьнефть [23] осуществляется с более низкими показателями по сравнению с показателями долот силошного бурения. В 1963 г. средняя проходка на трехшарошечное долото за рейс составила 16,75 м при средней механической скорости проходки 9,1 м/ч, тогда как при колонковом бурении проходка на долото за рейс была 4,95 м при средней механической скорости проходки 2,4 м/ч. Вынос керна в среднем за 1965 и 1966 гг. равен 28,0 и 29,1%.

Бурение с отбором керна в Пермской области проводилось турбодолотами КТДЗ-170 и КТДЗ-235 Павловского завода им. Мясни-

кова и КТДЗ-195 Кунгурского завода с бурильными головками 1В-К Верхне-Сергинского завода диаметром 190, 214 и 269 мм.

По предложению группы работников треста Пермьвостокнефтегазразведка был разработан и подготовлен колонковый набор диаметром 190 мм для отбора керна в сочетании с секционным турбодолотом ТС4Е-170. В 1964 г. этот набор стал широко применяться при бурении с отбором керна на предприятиях объединения Пермьнефть.

Саратовская область

Бурение с отбором керна на предприятиях объединения Саратовнефтегаз производилось исключительно турбинным способом. До 1962 г. использовались турбодолота типа КТДЗ, вынос керна при этом колебался в пределах 20—25%.

В целях повышения технических показателей и увеличения выноса керна с 1962 г. начали применять секционные турбодолота КТДС1-170, составленные из серийных турбобуров и КТДЗ. Промышленные испытания этих секционных турбодолот на различных глубинах показали их преимущество перед серийными КТДЗ, а именно: запуск производился быстрее, лучше выдерживалась нагрузка, реже происходили остановки при перегрузках, но вынос керна у них был примерно одинаковым. Это объясняется тем, что при работе КТДС1-170 грунтоноски вращаются и для извлечения керна необходимо поднимать всю колонну.

Чтобы устранить эти недостатки, КБ Нижне-Волжского Совнархоза и Геологоразведочным трестом объединения Саратовнефтегаз было разработано и применено секционное колонковое турбодолото КТДС2-170, собираемое из двух серийных турбодолот КТДЗ соответствующего размера. Секции корпусов соединялись при помощи переводников, а валы КТДЗ верхней и нижней секций — при помощи комбинированной муфты, расположенной в верхней, расширенной, части корпуса нижнего турбодолота, что позволило увеличить размер муфты и сделать в ней центральное отверстие достаточных размеров для прохождения съемной грунтоноски. В КТДС2 применялась съемная грунтоноска с регулирующим устройством конструкции ВНИИНГ для установки необходимого зазора между кернорвателем и шарошками долота. Керноприемная часть грунтоноски состояла из двух половин длиной 3,5 м, соединенных между собой специальным переводником с внутренним диаметром 36 мм.

Промышленные испытания КТДС2 показали, что при тщательной сборке они имели хорошие эксплуатационные качества: быстро вводились в работу на забое, надежно воспринимали нагрузку и не были особенно чувствительны к перегрузкам. Увеличенные по длине грунтоноски свободно поднимались на поверхность лебедкой ЛПГ-3000. При сбрасывании в бурильные трубы они устанавливались в рабочее положение с керноприемной трубой, удлиненной до 7 м, что давало возможность отбирать керн длиной больше

6 м. Применение секционных турбодолот КТДС2 повысило вынос керна до 35%.

Для сравнения показателей работы КТДЗ и КТДС2 проведено несколько рейсов этими долотами при бурении с отбором керна в одинаковых условиях в одной из скважин объединения Саратовнефтегаз в породах с однородным литологическим составом и примерно равных по механическим свойствам, представленных в основном аргиллитами и алевролитами. Показатели работы этих долот приведены в табл. 8.

Таблица 8

Тип долота	Интервал отбора керна, м	Проходка на долото, м	Механическая скорость проходки, м/ч	Вынос керна, %
КТДЗ-170	1687—2317	3,7	1,98	23,3
КТДС2-170	1732—2293	6,2	2,79	35,0

Повышенная проходка на долото и увеличенный процент выноса керна при бурении КТДС2 по сравнению с КТДЗ объясняются повышенной на 40% механической скоростью проходки, большей устойчивостью турбодолот на забое, а также более жестким креплением грунтоноски увеличенной длины в седле корпуса бурильной головки.

Украинская ССР

Объем разведочного бурения на Украине возрастал с каждым годом и соответственно увеличивался объем бурения колонковыми долотами. Средний же процент выноса керна по всем буровым трестам Министерства геологии УССР, как это видно из табл. 9, оставался на низком уровне, причем за последние годы он не только не повышался, но имел даже тенденцию к снижению.

Таблица 9

Год	Львовнефтегазразведка		Полтавнефтегазразведка		Черниговнефтегазразведка		Харьковнефтегазразведка	
	проходка, м	вынос керна, %	проходка, м	вынос керна, %	проходка, м	вынос керна, %	проходка, м	вынос керна, %
1961	9222,4	32,1	6464,0	27,0	3016,4	32,4	4178,7	40,6
1962	7859,2	29,5	7385,0	29,9	3062,5	34,8	4652,5	36,3
1963	4875,8	34,2	6133,0	32,1	3121,5	37,0	4728,7	30,1
1964	9053,4	34,6	6529,4	32,3	3816,1	34,0	5203,5	39,6
1965	7396,9	33,3	3015,0	30,2	—	—	—	—

Трест Львовнефтегазразведка. Бурение с отбором керна во всех буровых предприятиях треста за истекшие 5 лет производилось турбодолотами типа КТДЗ, а также роторным и турбинным способами с использованием бурильных головок СДК1 (1В-К) диаметром 190 и 295 мм. При этом соблюдались следующие режимы бурения и параметры промывочной жидкости: $G = 5 \div 18 T$; $Q = 22 \div 50 \text{ л/сек}$; $n = 50 \div 120 \text{ об/мин}$; $\gamma = 1,24 \div 1,50 \text{ Г/см}^3$; $T = 30 \div 110 \text{ сек}$; $V = 9 \div 50 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ мин}$.

В 1964—1965 гг. проводились испытания колонковых турбодолот КТД4-170 с бурильными головками 7В-К190С. При средней проходке грунтоноски за рейс 6 м вынос керна оказался равным 65%.

Трест Полтавнефтегазразведка. Бурение с отбором керна во всех буровых предприятиях этого треста за 1961—1965 гг. производилось в основном КТДЗ и в сравнительно небольшом объеме ротором и турбобурами с бурильными головками диаметром 190, 243 и 295 мм. Режимы бурения и параметры промывочной жидкости колебались в следующих пределах: $G = 5 \div 12 T$; $\gamma = 1,18 \div 1,29 \text{ Г/см}^3$; $T = 30 \div 100 \text{ сек}$; $V = 3 \div 10 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ мин}$.

Трест Черниговнефтегазразведка. Отбор керна во всех конторах бурения этого треста производился главным образом КТДЗ с бурильными головками 1В-К диаметром 190, 269 и 295 мм и только в сравнительно небольшом объеме роторным и турбинным способами с использованием тех же бурильных головок. При этом соблюдались следующие режимы бурения и параметры промывочной жидкости: $G = 4 \div 12 T$; $\gamma = 1,2 \div 1,29 \text{ Г/см}^3$; $T = 35 \div 30 \text{ сек}$; $V = 3 \div 16 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ мин}$.

Трест Харьковнефтегазразведка. Отбор керна на буровых предприятиях этого треста производился КТДЗ и турбобурами при использовании колонковых долот СДК1 (1В-К). Бурение с отбором керна роторным способом применялось редко.

Режимы бурения и параметры промывочной жидкости колебались в следующих пределах: $G = 6 \div 15 T$; $\gamma = 1,2 \div 1,34 \text{ Г/см}^3$; $T = 30 \div 95 \text{ сек}$; $V = 5 \div 15 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ мин}$.

В 1964 г. в Изюмской конторе бурения проводились испытания новых колонковых долот КАЭ-190/48, показавших лучшие результаты по сравнению с КТДЗ.

Об испытании этих долот на Украине и в других районах изложено ниже.

Трест Крымнефтегазразведка. Бурение с отбором керна в конторах бурения этого треста производилось в основном турбинным и роторным способами бурильными головками 1В-К и лишь в небольшом объеме применялись КТДЗ, несмотря на то что отбор керна ими был выше.

На Октябрьской площади треста испытывалась алмазная бурильная головка с турбодолотами КТД4-170. Пробурено было 172 м с выносом керна 74,6%, что значительно превышает средний вынос керна по тресту Крымнефтегазразведка за 1961—1964 гг. (42—50%).

Таким образом, в рассмотренных нефтяных районах разведочное бурение с отбором керна характеризовалось небольшой продолжительностью бурения и проходкой на долото за рейс, невысокой механической скоростью проходки и недостаточным выносом керна.

В целях повышения эффективности колонкового бурения в различных нефтяных районах за последние пять лет проделана большая работа по совершенствованию существующих и разработке новых конструкций долот с увеличенным диаметром керна, приближенным к забоя скважины керноприемом, использованием твердосплавных и алмазных колонковых бурильных головок. Так, проведенные во многих нефтяных районах промышленные испытания опытных партий колонковых долот ВНИИБТ со съемной грунтоноской для роторного бурения КАЭ и турбинного бурения КТД4 с шарошечными бурильными головками 7ВК диаметром от 190 до 214 мм показали значительные их преимущества по сравнению с серийными колонковыми долотами 1В-ДК и КТДЗ. Однако эти более совершенные долота не получили пока широкого распространения даже в тех районах, где они при испытании дали положительные результаты.

Большую эффективность при бурении с отбором керна в Башкирской АССР показали двойные колонковые наборы конструкции УфНИИ — ДКНУ диаметром 140—214 мм. Особенно высокие показатели по продолжительности работы и выносу керна получены при бурении ДКНУ с использованием твердосплавных и алмазных бурильных головок. Но, к сожалению, даже в Башкирии двойные колонковые наборы «Уфимец» получили небольшое распространение, в других нефтяных районах они также применяются в небольших количествах.

Несколько схожий по конструкции с ДКНУ двойной колонковый набор для роторного бурения разработан ВНИИНГ и испытан в Волгоградской области. Однако из-за трудности изготовления этот набор не получил распространения.

В Краснодарском крае проводились испытания разработанных КФВНИИнефть колонковых долот КДК с лопастными бурильными головками диаметром 140/65, 161/75, 190/75, армированными твердым сплавом. Эти долота могут обеспечить отбор керна по всему стволу глубоких разведочных скважин. Они аналогичны по всей конструкции и легко могут быть изготовлены, так как различаются между собой только размерами деталей и усовершенствованием отдельных узлов. Внедрение этих колонковых долот тормозилось из-за трудности размещения заказа на их изготовление.

В Чечено-Ингушской АССР для отбора керна в разведочных скважинах небольшого диаметра, проводимых на большую глубину в осложненных условиях, с успехом применялись колонковые долота КДЗ с бурильными головками фрезерно-стирающего типа диаметром 140/56 мм, разработанные и изготовленные в Центральном ремонтно-механическом заводе объединения Грознефть. Проводились также успешно испытания по отбору керна одношарошечными колонковыми долотами.

В Азербайджанской ССР широкое распространение получили секционные турбодолота КТДС1, позволившие производить бурение с отбором керна на большой глубине при улучшенных технических показателях и более высоком проценте выноса керна по сравнению с серийными турбодолотами КТДЗ. Удовлетворительные результаты по выносу керна с большой глубины получены также при испытании колонковых долот истирающе-режущего типа ДКИР-190С, разработанных Азинмашем и изготовленных опытной партией на одном из заводов Азнефтемаша.

По опыту Азнефти секционные колонковые турбодолота КТДС1 и КТДС2 получили некоторое распространение в Татарской, Волгоградской, Куйбышевской, Пермской областях и некоторых других нефтяных районах, где установлена полная целесообразность их применения для отбора керна в разведочном бурении на большой глубине.

На основании имеющегося уже опыта промышленного испытания и эксплуатации этих колонковых долот усовершенствованной конструкции можно сделать вывод, что серийное их изготовление на машиностроительных и долотных заводах в достаточном количестве позволит резко увеличить эффективность колонкового бурения и решить стоящую перед буровиками проблему отбора керна в любых геологических условиях и на любой доступной для бурения глубине.

**ВЛИЯНИЕ
ПРОЧНОСТИ ПОРОД
И НЕКОТОРЫХ
ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ
НА ОТБОР КЕРНА**

Для изучения процесса образования керна при разрушении забоя колонковыми долотами и установления влияния прочности породы и некоторых технических факторов на величину и состояние керна одним из авторов (Б. Д. Пановым) в 1956 г. в Грозненском нефтяном институте проведены лабораторные исследования. На базе бурового станка КАМ-500 был смонтирован небольшой стенд, с помощью которого производилось разбуривание цементно-песчаных и глинисто-песчаных блоков. Керн из таких блоков отбирался серийными колонковыми долотами типа СДК1 с бурильной головкой диаметром 118 мм и 22-мм отверстием для прохождения керна. На конце колонковой трубы помещался серийный трехрычажковый рватель.

Разбуривание цементно-песчаных и глинисто-песчаных блоков производилось при следующих режимах: осевой нагрузке на долото 150—660 кг, скорости вращения долота 84, 140 и 225 об/мин, количестве промывочной жидкости 1,4—3,5 л/сек. В качестве промывочной жидкости применялись вода, глинистый раствор и сжатый воздух.

Проведено было 100 опытов по отбору керна из пород различной прочности при разных режимах бурения, но с соблюдением одних и тех же условий при повторных экспериментах по отбору керна. Определялось количество отбираемого керна и его состояние в зависимости от следующих факторов: прочности породы на изгиб $\sigma_{изг}$, конструкции долота, вращения грунтоноски с кернорвателем, вибрации долота, параметров режима бурения (G , n , Q) и механической скорости проходки.

Влияние прочности породы

Исследованиями установлено, что с уменьшением прочности разбуриваемой породы керн разрушался в значительно большей степени, разбиваясь на большое количество окатанных кусков. Количество отобранного керна при этом оказалось небольшим независимо от применяемого режима бурения.

При разбуривании цементно-песчаных блоков с $\sigma_{изг} = 18 \div 28 \text{ кг/см}^2$ керн получался в виде целого куска с острыми краями в изломе (рис. 11). Отбор керна составлял 87—97% от проходки долотом этой породы.

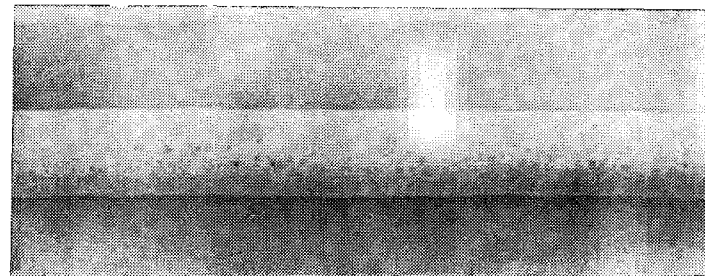


Рис. 11. Керн, выбуренный из цементно-песчаной породы прочностью $\sigma_{изг} = 18 \div 28 \text{ кг/см}^2$.

При разбуривании глинисто-песчаных блоков с $\sigma_{изг} = 4 \div 7 \text{ кг/см}^2$ получалось 4—6 округлых кусков керна (рис. 12). Отбор керна составлял 40—73% от проходки долотом этой породы.



Рис. 12. Керн, выбуренный из глинисто-песчаной породы прочностью $\sigma_{изг} = 4 \div 7 \text{ кг/см}^2$.

Лабораторными исследованиями установлено, что с увеличением прочности породы вынос керна и его качество значительно повышаются.

Влияние конструкции долота

Из проведенных 100 опытов по отбору керна на стенде в двух случаях керн оторвался у забоя (вынос керна 100%), в большей части опытов — в 94 случаях — керн отрывался на расстоянии 15—25 мм от забоя (вынос керна 80—90%), в четырех случаях керн совсем не был извлечен, оставаясь в блоках в виде цельных столбиков (рис. 13).

Неполный отбор керна в большинстве опытов явился следствием высокого керноприема — расположения кернорвателя на большом расстоянии (37 мм) от основания керна, а также проскальзывания

рычажков рвателя по керну и отрыва его от забоя с запозданием. В нескольких опытах оторванный керн при подъеме удерживался в грунтоноске только одним рычажком рвателя, так как другие рычажки не сработали, а в одном случае он задержался на шарошках долота. Причиной оставления керна на забое было попадание шлама на шарниры рычажков и под пружины рвателя, а также заклинивания и проскальзывание рычажков по керну во время подъема долота.

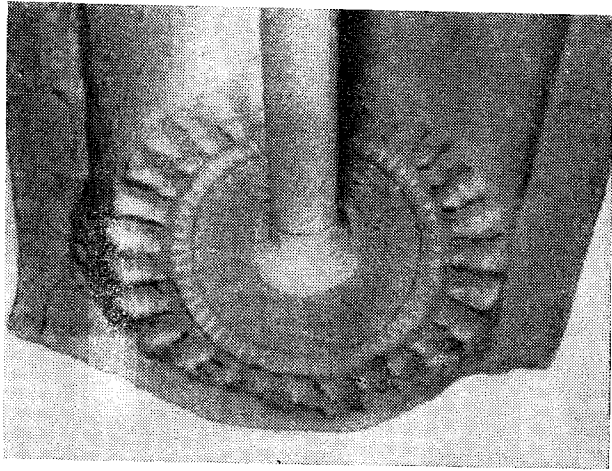


Рис. 13. Керн, не оторванный от забоя вследствие проскальзывания кернорвателя.

Из проведенных опытов видно, что на величину отбора керна и его состояние влияет в значительной степени несовершенство конструкций применяемых рвателей и большое удаление их от забоя.

Влияние вращения грунтоноска и рвателя

При проведении экспериментов было установлено, что в процессе разбуривания блоков колонковая труба, соединенная на резьбе с рвателем, проворачивалась, несмотря на наличие опорного шарикового подшипника.

Если разбуриваемая порода имела небольшую прочность на изгиб ($\sigma_{изг} = 1 \div 3 \text{ кг/см}^2$), вращающийся рватель разрушал своими рычажками керн, поэтому он отбирался в небольшом количестве или совсем не отбирался. При разбуривании блоков $\sigma_{изг} > 10 \div 28 \text{ кг/см}^2$ керн воздействовал абразивно на вершины рычажков, отшлифовывая или обламывая их при вращении. Подработанные рватели ненадежно захватывали керн и оставляли его неоторванным от забоя. Наблюдались случаи, когда оторванный от забоя керн

выступал ниже торца рвателя грунтоноска на 50—60 мм и при небольшом усилии извлекался из нее через рватель.

Таким образом, вращение грунтоноска с кернорвателем ухудшает условия отбора керна в породах с различными механическими свойствами: при отборе керна из непрочных пород происходит его разрушение и уменьшение в объеме, при отборе же керна из прочных и абразивных пород выходят из строя рватели, в результате чего при подъеме керн может выпасть из грунтоноска.

Влияние вибрации долота

При разбуривании блоков на стенде происходили вибрации долота, отмеченные по колебаниям шпинделя станка КАМ-500.

Измерить величину вибрации долота и определить степень влияния этой вибрации на отбор керна не представилось возможным при проведении опыта на самодельном стенде. Однако было установлено, что вибрация колонкового долота СДК1-118, возникающая при бурении со скоростью вращения шпинделя 223 об/мин, оказывала разрушающее действие на керн из недостаточно прочной породы ($\sigma_{изг} = 4 \div 7 \text{ кг/см}^2$). Потеря керна при этом составляла 10—30%. Влияние вибрации долота на разрушение керна из менее прочной породы ($\sigma_{изг} = 1 \div 3 \text{ кг/см}^2$) было больше, а при бурении в породах более прочных ($\sigma_{изг} = 10 \div 28 \text{ кг/см}^2$) вибрация долота почти не оказывала разрушающего действия на керн как при его отборе, так и при нахождении в грунтоноске.

Таким образом, на величину выноса керна и его состояние наряду с другими факторами влияет также вибрация долота.

Влияние параметров режима бурения и механической скорости проходки

Скорость вращения долота. Чтобы установить влияние скорости вращения долота на механическую скорость проходки и величину отбора керна, производилось разбуривание блоков при различных скоростях вращения шпинделя бурового станка КАМ-500. При этом был сделан вывод, что увеличение скорости вращения долота до 223 об/мин приводит к повышению механической скорости проходки, не снижая величины отбора керна.

Осевая нагрузка на долото. Для установления влияния осевой нагрузки на долото на повышение механической скорости проходки проведены испытания на стенде при разбуривании пород различной прочности при разных скоростях вращения долота. Было установлено, что механическая скорость проходки повышается более интенсивно при увеличении нагрузки на долото, чем при увеличении скорости его вращения. Отмечено, что с уменьшением прочности породы механическая скорость проходки резко увеличивается при увеличении нагрузки на долото до некоторого предела, а также увеличивается процент отбора керна.

Количество промывочной жидкости. Полученные при испытаниях данные о влиянии количества промывочной жидкости на величину отбора зерна являются, безусловно, недостаточными, так как количество промывочной жидкости колебалось в небольших пределах (1,4—3,5 л/сек) и не достигало той величины, при которой происходит размыв зерна прочностью $\sigma_{\text{изг}} = 5 \div 7 \text{ кг/см}^2$, тем более что выходящие из насадок струи жидкости были направлены к периферийной части долота. Однако количество промывочной жидкости должно быть достаточным для полной очистки забоя от выбуренной породы во избежание бесполезного перемалывания выбуренной породы и ухудшения условий образования столбика зерна.

Качество промывочной жидкости

Для установления влияния качества промывочной жидкости на величину отбора зерна при разбурировании блоков применялись различные промывочные агенты: вода, глинистый раствор с разной водоотдачей и сжатый воздух.

При этом было установлено:

1. При разбурировании с промывкой водой блоков прочностью $\sigma_{\text{изг}} \geq 10 \div 12 \text{ кг/см}^2$ прочность зерна либо уменьшалась незначительно, либо не изменялась. Поэтому отбор зерна либо немного снижался, либо был без изменения.

2. При разбурировании цементно-песчаных блоков отмечен предел прочности $\sigma_{\text{изг}} = 4 \div 7 \text{ кг/см}^2$, ниже которого в результате смачивания породы при промывке водой происходило резкое снижение механической прочности зерна и, как следствие, уменьшение величины его отбора. При разбурировании этих же блоков с промывкой глинистым раствором отбор зерна увеличивался с уменьшением его водоотдачи.

3. При разбурировании глинисто-песчаных блоков прочностью $\sigma_{\text{изг}} = 1 \div 3 \text{ кг/см}^2$ была частичная или полная дезинтеграция зерна, в результате чего он только в небольшом количестве попадал в грунтоноску или полностью разрушался на забое.

В результате проведенных опытов по отбору зерна в относительно прочных породах при использовании разных промывочных агентов были сделаны следующие выводы: в породах одной и той же прочности с уменьшением водоотдачи глинистого раствора отбор зерна возрастал; при сохранении водоотдачи раствора с уменьшением прочности породы отбор зерна снижался.

Отбор зерна при продувке воздухом колебался в пределах 35—80%. При бурении с промывкой забоя глинистым раствором, а тем более водой зерна из этой породы не получалось вследствие его дезинтеграции. При бурении с продувкой воздухом получался зерн, на боковой поверхности которого были отмечены царапины от рычажков рвателя, торцы отдельных кусочков зерна округлены, а на верхней уцелевшей части зерна образовались фаски от рычажков кернорвателя, свидетельствующие о том, что грунтоноска при

отборе зерна вращалась, несмотря на установку шарикоподшипниковой опоры. Некоторое снижение отбора зерна при продувке воздухом объясняется механическим воздействием на зерн рвателя и грунтоноски, а также вибрацией долота.

На основании проведенных экспериментов по отбору зерна были сделаны также следующие выводы: качество промывочной жидкости, особенно ее водоотдача, существенно влияет на отбор зерна в водонеустойчивых и слабо цементированных породах, но оно не имеет практического значения при отборе зерна из водостойчивых и крепко цементированных пород.

Механическая скорость проходки. При бурении с отбором зерна на стенде была установлена закономерность увеличения отбора зерна при повышении механической скорости проходки. Однако ошибочно было бы утверждать, что одно только повышение механической скорости приводило к увеличению выноса зерна. Несомненно, здесь сказывались правильность выбора параметров режима бурения и качество промывочной жидкости. Эти требования особенно необходимо выполнять при отборе зерна из пород небольшой прочности, склонных к размоканию и разрушению.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЫНОС КЕРНА

На основе анализа фактических материалов по выносу керна в некоторых нефтяных районах СССР и результатов лабораторных исследований влияния прочности породы и некоторых технических и технологических факторов на величину и состояние отбираемого керна можно сделать вывод о том, что получение высококачественного кернового материала зависит от многих факторов, которые можно подразделить на четыре группы.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Геологический разрез разведочных и эксплуатационных площадей нефтегазоносных районов СССР представлен всей гаммой осадочных пород, расположенных до кристаллического фундамента. Наиболее распространенными породами являются глины, аргиллиты, песчаники, пески, алевролиты, доломиты, известняки разных видов, мергели, сульфатно-галогенные породы и др. По возрасту эти породы в разных районах относятся к мезо-кайнозойским (юг и запад страны) и палеозойским (восток страны).

Влияние литологического состава и механических свойств пород

К настоящему времени в нашей стране, кроме давно известных нефтяных районов Баку, Грозного, Краснодара, Заволжья открыты новые крупные месторождения нефти и газа в Западной Сибири, на Южном Мангышлаке, в Пермской и Оренбургской областях, Восточном Предкавказье, Иркутской области, в Белорусской и Украинской ССР. Все эти районы характеризуются своей спецификой литологических разрезов скважин и в том числе нефтегазовых коллекторов, сложенных терригенными и карбонатными породами.

Принято считать, что на вынос керна влияет литологический состав породы. Это влияние, безусловно, существует, но оно находится в значительной зависимости от конструкции колонкового долота, диаметра керна и технологии его отбора.

Основываясь на проведенных исследованиях [11, 31, 37] и наблюдениях за отбором керна, уточним, какие из элементов литологии

оказывают влияние на величину отбора керна. Прежде всего, к ним следует отнести структуру и текстуру, минералогический и гранулометрический состав, степень сцементированности зерен породы, состав и тип цемента, влагоустойчивость, трещиноватость и кавернозность со всеми разновидностями. Надо также знать и учитывать механические свойства породы (прочность которой иногда бывает очень низка) и в особенности выбуренного из нее керна. В каждом поперечном сечении керна будет свое «живое» сечение. В монолитном столбике оно будет постоянным, условно принимаемым за единицу, а в керне, нарушенном природными факторами или подвергшемся размыву или частичному сколу, оно будет переменным в пределах от единицы до нуля. В зависимости от типа долота и диаметра керна из одной и той же породы можно получить различные результаты по выносу керна. Примерная граница прочности пород, когда они плохо выносятся в виде кернов стандартными долотами, находится в пределах $\sigma_{\text{изг}} = 7 \div 9 \text{ кг/см}^2$ или $p_{\text{ш}} = 4 \div 7 \text{ кг/мм}^2$.

В качестве иллюстрации большого разнообразия величин выноса керна из пород разного литологического состава приведем обобщенные за несколько лет данные по некоторым нефтяным районам страны.

По Ишимбайнефти вынос керна составил: в ангидритах 32—35%, в мергелях 28—46%, в известняках водоносных 16—19%, нефтеносных 9—44%, газоносных 1—10%.

По Грознефти: в песчано-глинистых третичных отложениях вынос керна 46%, в трещиноватых известняках верхнего мела 22,5%, в песчаниках и алевролитах нижнего мела 38%, в песчаниках юры 41,7%.

По Краснодарнефти: в алевролитах вынос керна 38—58%, в глинах 48—51%, в переслаивающихся песчаниках, алевролитах и глинах 33%, в трещиноватых известняках юры 9—11%.

По Волгограднефти: в известняках вынос керна 11—37%, в ангидритах 13—27%, в алевролитах 17—20%, в глинах 31—50%, в аргиллитах 36—52%, в солях натриевых 40—60%, в солях магниевых и кальциевых 17—27%.

Мы не ставим задачу рассмотреть литологические особенности каждого района. Отметим лишь, что наблюдения за отбором керна показывают значительную литологическую изменчивость вниз по разрезу, а также по простиранию пластов. Некоторые же районы характеризуются частым переслаиванием пород, имеющих различную литологию и прочность. Среди этих пород могут встречаться в виде пропластков самой различной мощности от нескольких миллиметров до нескольких метров породы иного литологического состава и различной степени сцементированности.

С целью научно обоснованного подхода к вопросу о влиянии литологических категорий пород на величину отбора керна при бурении колонковыми долотами необходимо составить классификацию пород по способности их к кернообразованию.

Создание такой классификации представляет большие трудности в связи с разнообразием пород по литологическим, петрографическим, структурно-текстурным особенностям и физико-механическим

свойствам. Из существующих классификаций горных пород ни одна не отвечает поставленной задаче.

В 1949 г. была разработана и одобрена Техническим советом Министерства геологии СССР классификация пород и полезных ископаемых по трудности извлечения из них керна. По этой классификации все породы подразделяются на семь групп по следующим признакам: твердость, хрупкость, трещиноватость, сыпучесть (пльвучесть), истираемость, размываемость и растворимость. Такое разнообразие признаков затрудняет выбор технических средств и способов отбора керна. Учитывая это, была предложена классификация пород*, основанная на двух факторах: 1) механическом разрушении керна промывочным агентом и вибрацией бурового снаряда и 2) растворимости породы. Эта классификация не отражает количественной характеристики, положенной в основу факторов, и составлена применительно к структурно-поисковому бурению коронками.

Зоны, отличающиеся по трудности отбора керна, можно выделять на базе изучения промыслового материала на разбуриваемых площадях.

Попытку более полного построения классификации пород по трудности отбора керна делает Ю. Ф. Алексеев [1], который предлагает использовать не только промышленные данные по выносу керна, но и экспериментальные данные по его характеристике: твердости, размываемости, растворимости, а также учитывать геофизический материал по пористости и кавернозности.

В настоящее время нет еще достаточных данных для создания полной классификации по трудности выноса керна. В качестве первого приближения может быть указанная выше классификация [1], при условии исключения из нее двух последних признаков, так как геофизические измерения, как правило, не отражают физико-механических свойств горных пород, особенно на больших глубинах, а кавернозность обычно получается при длительной работе в скважине, в то время как отбор керна производится за короткий промежуток времени. Из первых трех признаков этой классификации нетрудно в лабораторных условиях замерять твердость породы, поэтому этот признак может быть основным критерием, характеризующим способность пород к кернообразованию.

Наиболее распространенной в нефтедобывающей промышленности классификацией по твердости является классификация, предложенная Л. А. Шрейнером [37] и скорректированная для удобства пользования Л. Е. Симонянцем [35], по которой все горные породы подразделяются следующим образом.

	$\kappa\Gamma/\text{мм}^2$
Мягкие	< 50
Средние	$50-150$
Твердые	$150-250$
Крепкие	$250-350$
Очень крепкие	> 350

* Волков С. А. Мероприятия по повышению выхода керна. Разведка и охрана недр, № 12, 1959.

Нефтяные месторождения Советского Союза приурочены к осадочным породам, механические свойства которых, определенные по различным районам СССР, приводятся в обобщенном виде в табл. 10.

Таблица 10

Породы	Временное сопротивление		
	разрушению при вдавливании (твердость по штампу), $\kappa\Gamma/\text{мм}^2$	скалыванию, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$	одноосному сжатию, $\kappa\Gamma/\text{см}^2$
Песчаники разной степени сцементированности	20—520	20—500	250—6600
Рыхлые песчаники	0,3—20	0,3—20	3,8—250
Алевриты разной степени сцементированности	30—210	28—210	360—2700
Глины неплотные	6—30	6—28	76—300
Глины плотные, аргиллиты	20—100	19—120	220—1360
Известняки крепкие, плотные	115—200	115—200	1145—2600
Известняки пористые, микротрещиноватые	14—115	14—115	180—1145
Известняки трещиноватые, мелоподобные, глинистые	2—14	2—14	26—180
Доломиты	250—400	250—400	3200—5200
Гипсы	15—40	15—40	195—520
Ангидриты	40—140	40—140	500—1800
Каменная соль	10—12	10—12	130—160

Примечание. Литологические свойства горных пород даже в определенных литологических группах сильно варьируют в зависимости от гранулометрического состава, структуры и текстуры, возраста пород. Постоянных корреляционных коэффициентов между отдельными видами деформаций нет. В таблице даны примерные значения $\sigma_{сж}$ и $\tau_{ск}$ с учетом твердости по штампу и наиболее вероятных осредненных корреляционных коэффициентов $\sigma_{сж} \approx \frac{1}{8} p_m$ и $\tau_{ск} \approx \frac{1}{100} p_m$.

Из табл. 10 видно, что подавляющее большинство пород имеет твердость $p_m > 50 \kappa\Gamma/\text{мм}^2$, что обеспечивает необходимую устойчивость керна при его выбуривании.

Теоретические рассуждения, лабораторные исследования и производственный опыт свидетельствуют о том, что твердость пород сказывается на отборе керна только при $p_m \leq 5 \div 10 \kappa\Gamma/\text{мм}^2$. Однако при этом следует заметить, что механические свойства горных пород уменьшаются на 15—30% при контакте их с водой или фильтратом глинистых растворов; на твердость пород влияют растворимость и размываемость столбика керна при его отборе.

Необходимо также учитывать, что прочность пород различных литологических разновидностей определяется обычно по образцам, относительно хорошо выносимым колонковыми долотами, так как все исследователи пользуются обычно керном, вынесенным из непродуктивных разрезов пород. Образцов же пород-коллекторов бывает

настолько мало, что они в редких случаях попадают для определения механических свойств.

В результате исследований влияния литологического состава различных типов пород на вынос керна и на основе большого коли-

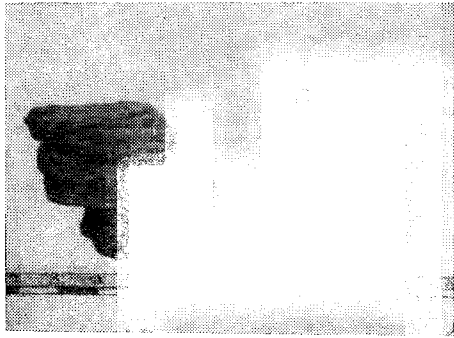


Рис. 14. Частично размытый керн из тонко переслаивающихся песчаников разной степени цементированности.



Рис. 15. Керн из ситчатого нефтеносного известняка (Введенское месторождение Ишимбайнефти).

чества производственных данных и ранее выдвигаемых предложений все горные породы можно подразделить по способности к кернообразованию на две группы:

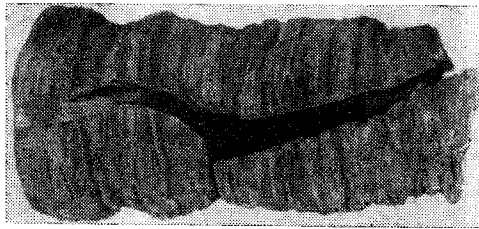


Рис. 16. Трещины шириной 2—3 мм, расположенные перпендикулярно напластованию, наблюдаемые в плотных глинах палеозена. Скв. 510 Ново-Дмитриевская, керн с глубины 3500 м.

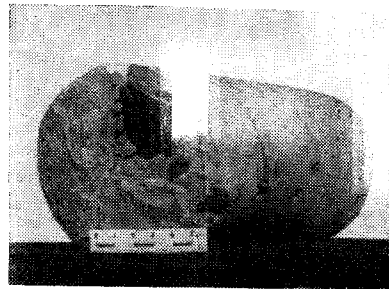


Рис. 17. Керн из кавернозных нефтеносных доломитов.

- 1) прочные породы, легко отбираемые (положительные);
- 2) непрочные породы, трудно отбираемые (отрицательные).

К первой группе относятся породы твердые, плотные, однородные, крепко цементированные, составляющие мощные полого залегающие пласты с хорошей степенью спайности между пропластками.

Сюда входят глины, плотные алевролиты, песчаники, известняки, доломиты и другие устойчивые породы. Керн из этих пород отбирается в виде длинных цилиндрических колонок, с высоким процентом выноса.

Ко второй группе относятся рыхлые, слабо цементированные и слоистые породы, ситчатые известняки, сильно трещиноватые и мелоподобные известняки, перемежающиеся по крепости породы, рыхлые песчаники и алевролиты, все водонеустойчивые породы, вулканогенные туфы, пески и пльвуны. Керн из этих пород извлекается в виде окатанных и раздробленных кусков неодинакового диаметра, а иногда в виде рассыпчатой массы (рис. 14, 15, 16 и 17) с низким процентом выноса.

Границей между этими двумя группами пород является прочность $\sigma_{\text{изг}} = 7 \div 9 \text{ кг/см}^2$ ($p_{\text{ш}} \approx 5 \div 10 \text{ кг/мм}^2$).

Для достижения наибольшего выноса керна из пород с отрицательной способностью к кернообразованию следует применять долота с возможно большим диаметром керна.

Влияние абразивности

Абразивность горных пород, влияя на износ рабочей поверхности колонкового долота, сказывается отрицательно и на отборе керна. Колонковые бурильные головки шарошечного и фрезерного типов в таких породах быстро срабатываются. Например, при проходке 4—6 м долотом 1В-ДК295 по нефтеносным VIII и IX пластам (Озек-Суат) абразивные микроконгломераты выводили из строя бурильную головку. Керновходное отверстие с 47 мм увеличивалось до 50—52 мм за счет сработки центральных твердосплавных штырей ВК8, укрепляющих вершины шарошек. Диаметр бурильной головки уменьшался на 3—5 мм. Пропластки же очень крепких абразивных микроконгломератов в XIII₂ и XIII₃ пластах срабатывали на 90—100% твердосплавные колонковые бурильные головки, вооруженные твердым сплавом Г-232, уже при проходке 15—20 см. Вынос керна при этом составлял не более 10% (скв. 100 Озек-Суат).

Влияние углов падения пластов

Анализ многочисленных промысловых данных по отбору керна в разных районах показывает, что угол падения пластов даже при тонком переслаивании пропластков, имеющих хорошую спайность, не оказывает отрицательного влияния на отбор керна. При плохой спайности тонких пропластков вынос керна будет снижаться больше в тех случаях, когда долото с высоким керноприемом и при наличии вибрации встречает переслаивающуюся породу под углом, близким к 90°.

Влияние глубины залегания пластов на отбор керна

Очень интересен вопрос о влиянии глубины отбора керна на его вынос. В СССР мало данных об отборе керна с глубин 4500—6000 м, поэтому трудно сделать вывод о влиянии больших глубин на вынос керна, но имеющийся уже опыт работы колонковых долот на глубинах 5000 м и больше свидетельствует о полной возможности получения керна при глубоком разведочном бурении. Получение керна с этих глубин в большом объеме и его анализ помогут внести коррективы в общую закономерность, указывающую, что с глубиной породы уплотняются, становятся менее проницаемыми и на больших глубинах будут преобладать коллекторы трещинного типа. Разумеется, для уточнения всех этих вопросов, являющихся очень важными для правильной и детальной характеристики глубоко залегающих нефтегазовых горизонтов и оценки перспективных и извлекаемых запасов нефти и газа из них, потребуется возможно больший объем разведочного бурения с извлечением полноценного керна в большом количестве.

Примеры успешного выноса керна с глубин свыше 5000 м показывают, что вынос керна зависит не столько от глубины, сколько от литологической характеристики пород, их механической прочности и применяемых при бурении колонковых долот.

Известно, что в Азербайджане на больших глубинах залегают рыхлые породы, которые до последнего времени почти не выносились серийными долотами типа ДСО4 и 1В-ДК, однако долотом ДКИР-190С с глубин 4000—5000 м удалось успешно вынести породу, в составе которой были слабо сцементированные песчаники и сыпучие глины понта.

При отборе пород на глубинах более 5000 м на площадях Краснодарнефти получены различные результаты по выносу керна. В скв. 2 Медведовская, вскрывшей в интервале 5139—5600 м слабо сцементированные и рыхлые отложения юрского возраста, было отобрано небольшое количество керна: из 24 м проходки колонковыми долотами средний вынос керна составил 16%. При дальнейшем углублении скважины в интервале 5603—5604 м вынос керна составил 100%. Разрез, по данным анализа керна, характеризуется кристаллокластическим кварцевым туфом вулканогенного происхождения. Порода, извлеченная с глубины 5465 м, имеет пористость 8,8%, проницаемость 7,3 мд, объемный вес 2,33 г/см³, минералогическую плотность 2,56 г/см³ и твердость $p_{\text{ш}} = 26 \text{ кг/мм}^2$.

Таким образом, можно уже утверждать, что на больших глубинах некоторых разведочных площадей Азербайджана и Краснодарского края встречаются рыхлые породы, из которых возможен удовлетворительный отбор керна при условии применения соответствующих типоразмеров колонковых долот и бурильных головок и соблюдения рациональной технологии бурения с отбором керна. Несколько

лучшие результаты по выносу керна получены в плотных и твердых породах. Так, например, в Краснодарском крае на Левкинской площади при сплошном отборе керна в интервале 4365—4685 м с целью изучения перспективного кумского горизонта из 268 м бурения с отбором керна долотом 1В-ДК190СТ (фактический диаметр керна 30 мм) вынос его составил 55%. Вынесенные породы были представлены плотными аргиллитами и алевролитами $p_{\text{ш}} = 246 \text{ кг/мм}^2$.

При отборе керна алмазными долотами в разведочной скв. 72—4 (Калифорния) в интервале 4900—6445 м вынос керна составил 99% при $v_{\text{м}} = 0,36 \text{ м/ч}$. В скважине Арал-Сор СГ-1 на глубинах 5526—5925 м выносы керна (аргиллиты $p_{\text{ш}} = 55 \div 93 \text{ кг/мм}^2$) составляли 89—100% при $v_{\text{м}} = 0,52 \text{ м/ч}$. Эти данные также указывают на возможность получения высокого процента выноса керна с больших глубин.

Итак, глубина отбора керна из относительно прочных пород практически не сказывается на величине его выноса; породы, обладающие малой прочностью: рыхлые и слабо сцементированные, легко поддающиеся размыву и сильно трещиноватые, характеризуются малым выносом керна и частыми холостыми рейсами при работе долотами типа 1В-ДК и КТДЗ с бурильными головками 1В-К независимо от того, в каких стратиграфических горизонтах и на какой глубине они залегают. В соответствии с физико-механической и петрографической характеристикой породы следует подбирать тип колонкового долота и его конструкцию, регулировать параметры режима бурения и выбирать количество промывочной жидкости. Все это позволит повысить процент выноса керна и его качество, а также получить более высокие технико-экономические показатели при бурении колонковыми долотами на большой глубине.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Влияние факторов геологического характера на технико-экономические показатели колонкового бурения и отбор керна может быть изменено в зависимости от следующих технических факторов: применяемого способа бурения, конструкции и качества изготовления используемых колонковых долот, наличия и исправного состояния приспособлений, применяемых при бурении с отбором керна.

Влияние способа бурения

Разведочное бурение с отбором керна проводилось первоначально в южных районах страны — в Азербайджане, Грозном, Майкопе, Эмбе на сравнительно небольшой глубине 2000—2500 м роторным способом с использованием колонковых долот с несъемной колонковой трубой. Отбор керна осуществлялся в небольшом объеме в глинисто-песчаных отложениях с удовлетворительным по тому времени процентом выноса, но проводился он в замедленном темпе по сравнению с бурением сплошным забоем. В целях уменьшения производи-

тельных работ по подъему выбуренного керна при проводке опорных и разведочных скважин с большими интервалами отбора керна роторным способом были применены колонковые долота со съемной грунтоносной, которые повысили рейсовую скорость при бурении с отбором керна, но не увеличили вынос керна особенно из неустойчивых пород и продуктивных пластов.

В связи с широким распространением турбинного способа бурения разведочных скважин возникла необходимость отбора керна, не меняя способа бурения.

В настоящее время отбор керна в разведочном бурении осуществляется роторным способом с использованием колонковых долот с несъемной колонковой трубой и со съемной грунтоносной и турбинным способом с использованием колонковых турбодолот со съемной грунтоносной. Отбор керна при помощи колонковых долот, устанавливаемых под электробуром, производится сравнительно редко, преимущественно в Азербайджане, Башкирии и редко на Украине.

Рассматривая целесообразность применения этих способов бурения при отборе керна, надо сказать, что ни один из них не может гарантировать 100%-ный вынос керна и сохранить полностью в нем все свойства породы, из которой он отбирается. Невозможно даже утверждать о преимуществах одного из этих способов бурения (с учетом геологических условий (литологического состава, физико-механических свойств пород, угла их падения, глубины залегания пласта и др.), выбора соответствующего типоразмера колонкового долота режима бурения, так как каждому из этих способов свойственны как положительные, так и отрицательные стороны в определенных условиях.

Вследствие специфических особенностей роторного и турбинного бурения с отбором керна в различных по прочности и устойчивости породах, применение этих способов бурения при отборе керна во всех нефтяных районах СССР различно и соответствует в основном распространенному в каждом из этих районов способу бурения сплошным забоем.

По статистическим данным, за четыре года (1961—1964 гг.) вынос керна при отборе его роторным и турбинным способами в различных нефтяных районах был различным. Так, в Азербайджане при бурении с отбором керна турбодолотами КТДЗ вынос керна колебался в пределах 20—32%, тогда как при отборе его роторным способом он был несколько выше (30—40%).

При отборе керна на Украине вынос керна турбодолотами КТДЗ оказался выше, чем колонковыми долотами при роторном способе бурения и особенно при установке их под турбобурами. Поэтому бурение с отбором керна на разведочных площадях Украины на 70—80% производилось турбинным способом.

Бурение с отбором керна в восточных районах страны (ТатАССР, Куйбышевская, Волгоградская, Пермская области и др.) производилось почти исключительно турбодолотами. В Краснодарском крае

кern отбирался в основном роторным способом и только в отдельных случаях в некоторых районах применялись турбодолота.

Говоря о целесообразности применения роторного и турбинного способов бурения, необходимо отметить, что технические показатели и процент отбора керна зависят не только от способа бурения, но и в значительной степени от конструкции и диаметра колонковых долот.

Так, в БашАССР отбор керна производился почти исключительно колонковыми турбодолотами КТДЗ, но с разработкой и внедрением колонковых наборов ДКНУ вынос керна оказался в среднем в 1,5, а из продуктивной части — в 1,7 раза больше, чем при отборе керна турбодолотами КТДЗ с бурильными головками 1В-К. Вынос керна увеличился благодаря применению роторного способа бурения, при котором имеется возможность выбрать рациональный для данных условий режим бурения, а также благодаря использованию более совершенного инструмента по отбору керна с приближенным к забое скважины керноприемом и увеличением до 67—72 мм диаметром керна, вместо 33—47 мм при работе турбодолотами КТДЗ, что уменьшало возможность разрушения керна в процессе его отбора. Это подтверждается и на примере испытания новой конструкции колонковых долот истирающе-режущего типа ДКИР-190С в объединении Азнефть. При бурении с отбором керна роторным способом на глубине 4336—5008 м в песчано-глинистых отложениях был получен вынос керна 48,4%, что значительно больше, чем при бурении долотами 1В-ДК190.

Влияние конструкции колонковых долот

Анализ данных по выносу керна в различных районах СССР и лабораторные исследования по отбору керна позволяют утверждать, что величина отбора керна и его состояние в значительной мере зависят от конструкции и типоразмера колонковых долот. Это влияние особенно резко сказывается при отборе керна из неустойчивых и перемежающихся по твердости пород стандартными колонковыми долотами 1В-ДК и КТДЗ с шарошечными бурильными головками типа 1В-К.

Основной причиной неудовлетворительного отбора керна из рыхлых и слабо сцементированных пород является несоответствие применяемых бурильных головок 1В-К. Снижение отбора керна ими усугубляется частым чередованием пропластков различной твердости и характера цементированности, смачиванием керна промывочной жидкостью, вибрациями долота и другими причинами, что приводит к разрушению керна в процессе его отбора. Схема отбора керна из переслаивающихся по прочности пород показана на рис. 18.

Выбуриваемый kern до попадания в колонковую трубу находится некоторое время под воздействием промывочной жидкости и вибраций бурильной головки. Наблюдения показали, что наименее

устойчивые пропластки породы могут частично или полностью разрушаться и не попадать в колонковую трубу. В таких случаях необходимо применять бурильные головки с низким керноприемом возможно большего диаметра.

На сохранении керна при роторном и турбинном бурении сказывается неблагоприятное действие вращения колонковой трубы относительно керна. Несмотря на наличие упорного подшипника колонковой трубы в долотах 1В-ДК и установку грунтоноски в седле корпуса турбодолота КТДЗ, колонковая труба проворачивалась. Вращающийся вместе с грунтоносной кернорвателем разрушал слабый устойчивый керн при входе его в грунтоноску. Но и в дальнейшем

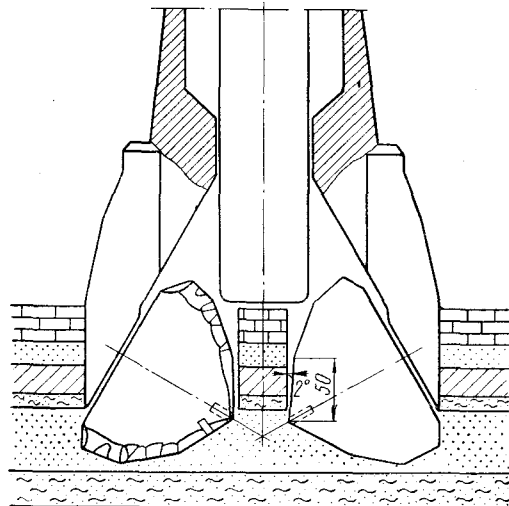


Рис. 18. Схема бурения керна долотом 1В-ДК на переслаивающихся породах разной твердости. Неблагоприятные условия для сохранения столбика керна до вхождения в колонковую трубу.

который не должен пропускать жидкость в колонковую трубу при ее подъеме.

Необходимо также обеспечить жесткость и хорошую балансировку корпуса колонкового долота. Применяемая в долотах 1В-ДК в качестве корпуса обычная бурильная труба приобретает упругий изгиб в процессе бурения, особенно при стремлении повысить механическую скорость проходки. При этом появляются боковые усилия, вызывающие разрушение стенок скважины и керна. Подтверждением изгиба низа бурильной колонны при недостаточной его жесткости является подъем «изогнутых» образцов керна. Два таких образца большой прочности ($p_{ш} = 170$ и 246 кг/мм^2) из скв. 11 Самурская и скв. 70 Левкинская показаны на рис. 19, а и б.

Не достаточно жесткий низ бурильной колонны и вибрация бурильной головки и колонковой трубы создают неблагоприятные

условия для отбора керна. Выгодно отличаются от 1В-ДК с этой точки зрения колонковые турбодолота КТДЗ, так как они имеют жесткий невращающийся корпус.

При бурении с отбором керна применяются колонковые долота различных размеров от 118 до 394 мм, образующие керн номинального диаметра 22, 25, 33 и 47 мм. Необходимо установить влияние размера долот на вынос керна.

Теоретическими и лабораторными работами [32] установлено, а практикой подтверждено, что с уменьшением диаметра долота и особенно диаметра керна при разбуривании пород, имеющих прочность $\sigma_{нгр} \leq 7 \div 9 \text{ кг/см}^2$ или твердость $p_{ш} \leq 4 \div 7 \text{ кг/мм}^2$, отбор керна резко снижается. Анализ работы колонковых долот в роторном и турбинном бурении в аналогичных геологических условиях показал, что величина отбора керна в некоторой мере зависит от диаметра долота. Так, при бурении долотами 1В-ДК с бурильными головками диаметром от 295 до 214 мм механическая скорость проходки и вынос керна оказались выше, чем при бурении долотами 1В-ДК диаметром 190 мм. Особенно резко снижались скорость колонкового бурения и вынос керна при использовании серийных колонковых долот малого диаметра (1В-ДК диаметром 140 и 118 мм). Однако чем крепче была порода, тем разница в отборе керна и механической скорости проходки становилась меньше.

Приведем фактические данные, характеризующие эффективность работы серийных колонковых долот 1В-ДК различных диаметров в некоторых районах.

По Ишимбайской конторе бурения при работе долотами 1В-ДК295, 1В-ДК243 и 1В-ДК190 вынос керна составил соответственно 21—37, 16—33 и 11—16,5%.

По объединению Краснодарнефть различие в эффективности работы колонковых долот 1В-ДК243 и 1В-ДК190 в одинаковых литолого-стратиграфических условиях на глубинах 4000—4700 м показано в табл. 11.

Из табл. 11 видно, что даже при бурении долотами одинакового диаметра вынос керна колебался от 28 до 70%.

На других площадях Краснодарнефти из нефтяных и газовых горизонтов кумской свиты и нижнемеловых горизонтов при бурении получен вынос керна соответственно 46—61,5 и 17—32%.

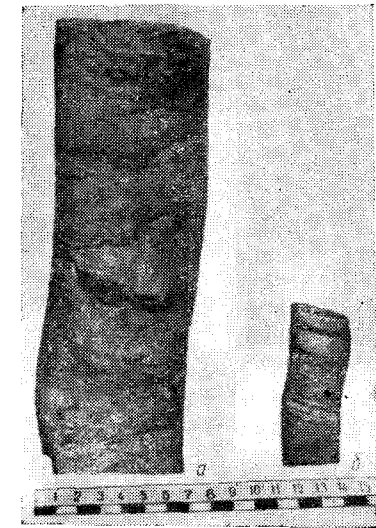


Рис. 19. Керны из твердых пород, отобранные при мягкой компоновке бурильной колонны без УБТ и центраторов.

а — известняк, $p_{ш} = 170 \text{ кг/мм}^2$ (скв. 11 Самурская, глубина 2000 м);
б — плотный алеволит, $p_{ш} = 246 \text{ кг/мм}^2$ (скв. 70 Левкинская, глубина отбора 4500 м).

Таблица 11

№ скважины	Тип долота	Данные по керну				Литологическая характеристика породы	Средняя проходка, м	Средняя механическая скорость проходки, м/ч
		Диаметр керна, мм	Суммарная проходка, м	Вынос керна, %	Число холостых рейсов			
30 Левкинская	1В-ДК243СТ	47	31	70	Нет	Глины, аргиллиты плотные	3,1	0,96
70 Левкинская	1В-ДК190СТ	33	282	56	4	Глины, аргиллиты, алевролиты	3,24	0,76
125 Восточно-Северская	1В-ДК190СТ	33	115	31,6	1	Глины, алевролиты плотные	3,4	0,81
40 Левкинская	1В-ДК190СТ	33	47	28	2	То же	4,1	0,92
50 Левкинская	1В-ДК190СТ	33	45	70	Нет	»	4,1	0,56

В отложениях миоцена долота 1В-ДК243 и 1В-ДК190 обеспечили вынос керна соответственно 46 и 34%.

По Татнефтеразведке сравнительные данные работы колонковых долот диаметром 295 и 190 мм приведены в табл. 12. Разница в выносе керна при бурении этими долотами составляет лишь 8%.

Таблица 12

Контра бурения	Шифр долота	Проходка, м	Средние показатели			
			проходка на долото, м	механическая скорость проходки, м/ч	продолжительность рейса, ч	вынос керна, %
№ 1	1В-ДК295С	5568	11,8	5,1	2,3	41,1
№ 2	1В-ДК190С	2952	7,1	3,0	2,2	33,2

Таким образом, при бурении однотипными серийными долотами диаметром 295 и 190 мм разница в выносе керна в этих районах колебалась от 8 до 30%.

Иное соотношение выноса керна получается при сопоставлении результатов работы долот одинаковых диаметров, но различных конструкций, обуривающих керн разного диаметра.

1. С увеличением диаметра керна площадь его сечения увеличивается в квадратной степени, соответственно увеличивается и прочность керна.

2. При увеличении диаметра керна в меньшей степени сказываются текстурные и другие виды нарушений в породе.

3. На керн большего диаметра в меньшей степени влияют вибрация, боковые усилия, а также размывающее действие промывочной

жидкости. Даже в случае проникновения фильтрата раствора по периметру в керне большего диаметра остается достаточная площадь с природной прочностью. С увеличением прочности породы влияние вибрации и размыва на керн снижается.

В табл. 13 приведены результаты бурения сакмаро-аргинских отложений алмазными бурильными головками с набором ДКНУ-190 и долотами 1В-ДК190 (площадь Кумертау) и ДКНУ-145 (Грачевская площадь).

Из табл. 13 видно, что с увеличением диаметра керна и одновременно с более совершенным обуриванием керна алмазными бурильными головками вынос керна резко повышался.

Таблица 13

№ скважины	Тип долота	Данные по керну				Литологическая характеристика пород	Средняя проходка, м	Средняя механическая скорость проходки, м/ч
		Диаметр керна, мм	Суммарная проходка, м	Вынос керна, %	Число холостых рейсов			
57	ДКНУ-190 с бурильной головкой АКУ5М-185/72	72	224,4	70,0	Нет	Плотные, трещиноватые пористые известняки, местами нефтенасыщенные	112,2	0,98
15, 30, 33, 37, 20, 4	1В-ДК190	33	584,8	9,4	15	То же	6,15	1,3
616	ДКНУ-145 с бурильной головкой АКУ5М-142/67	67	293,3	94,7	Нет	Рифогенные известняки с включениями ситчатых и пористых разностей	293,3	0,69

Результаты работы колонковых долот 1В-ДК118 и твердосплавных коронок 118/89 по ГПК треста Башзападнефтеразведка станком «Уфимец» в одинаковых литолого-стратиграфических условиях (михайловский горизонт 1770—1870 м) показаны в табл. 14.

Из табл. 14 видно, что при увеличении диаметра керна в 4 раза вынос его увеличился почти в 2 раза. Причем при бурении долотом 1В-ДК118 было два случая выноса керна по 75 и 100%, а при бурении коронкой 118/89 было девять случаев выноса керна по 60—80%. Отсюда можно сделать вывод, что долотами с диаметром керна 22 мм при отборе его из наиболее прочных пропластков возможен высокий вынос керна, а при несовершенстве одинарного колонкового набора с коронкой 118 мм при диаметре керна 89 мм вынос керна недостаточен.

Таблица 14

№ скважины	Тип долота	Диаметр керна, м	Суммарная проходка, м	Вынос керна, %	Число холо- стых ходов	Литологическая характеристика породы	Средняя проходка, м	Средняя ме- ханическая скорость проходки, м/ч
3	Коронка 118/89	89	42,4	43	8	Известняки, алевролиты, песчаники,	1,41	0,27
19	1В-ДК118	22	61,5	23	10	глины То же	3,2	0,77

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что вынос керна долотами с разным керновходным отверстием меняется в зависимости от литологических особенностей породы в данном районе, но во всех случаях наблюдается увеличение выноса керна при увеличении его диаметра. Вынос керна долотами 1В-ДК243 и 295 в 1,1—2 раза больше, чем долотами 1В-ДК190, а долотами типа ДКНУ и КДК, образующими керн диаметром 70—75 мм, больше в 3—7 раз.

Влияние качества изготовления колонковых долот

Вынос керна (его количество и состояние) зависит в значительной степени от качества изготовления колонковых долот. Корпус долота, бурильная головка, колонковая труба и кернорватели должны соответствовать размерам, предусмотренным технической характеристикой, и не иметь дефектов.

Колонковые долота заводского изготовления и особенно изготовленные в местных мастерских часто имеют следующие недостатки.

1. Несимметричность лопастей или шарошек бурильной головки по отношению к центру керноприемного отверстия, что вызывает уменьшение диаметра керна.

2. Плохую термообработку и армирование рабочей поверхности шарошек или режущих кромок, обрабатывающих керн, а это затрудняет прохождение его в колонковую трубу.

3. Заедание шарошек или образование большого люфта в опорах шарошечной бурильной головки, что способствует быстрому ее износу и усилению вибрации колонны.

4. Низкое качество изготовления кернорвателя вызывает нарушение его работоспособности и не обеспечивает надежного отрыва и удержания керна.

5. Изогнутость съемной грунтоноски приводит к заеданию ее при спуске в бурильных трубах или в корпусе долота.

6. Заедание обратного клапана грунтоноски в открытом положении создает большое противодействие на керн и размыв керна из неустойчивых пород.

7. Несоответствие и изношенность резьбовых соединений колонкового долота могут приводить к авариям в процессе бурения с отбором керна.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

На величину отбора керна и его качество в значительной степени влияют технологические факторы: режим бурения с отбором керна (осевая нагрузка на долото, скорость вращения долота, количество и качество промывочной жидкости), отрывы от забоя и вибрации долота, компоновка низа бурильной колонны, величина проходки, продолжительность и механическая скорость проходки за рейс.

Влияние режима бурения

Осевая нагрузка. Величина отбора керна зависит от применяемой оптимальной осевой нагрузки, необходимой для рационального разрушения породы на забое скважины с учетом обеспечения благоприятных условий для обуривания керна и сохранения его целостности, а также от прочности разбуриваемой породы, типа бурильной головки, жесткости корпуса колонкового долота и устойчивости низа бурильной колонны.

При бурении с отбором керна роторным способом выбранная осевая нагрузка не должна превышать критической величины, вызывающей упругий продольный изгиб корпуса долота, появление боковых усилий и вибрацию долота. При отборе керна турбодолотами величина осевой нагрузки выбирается, исходя из условия рационального разрушения породы и оптимального режима работы турбодолота, обеспечивающего при данных условиях возможность применения максимальной нагрузки. Изгиба же корпуса турбодолота практически не должно быть, ввиду большой его жесткости, а также потому, что часть передаваемой осевой нагрузки на бурильную головку создается гидравлическим перепадом в турбобуре.

Величина оптимальной нагрузки G на шарошечную бурильную головку колонкового долота должна выбираться из условия

$$G = F_k p_k, \text{ кг} \quad (1)$$

где F_k — контактная площадь рабочих элементов бурильной головки в см^2 , p_k — контактная прочность породы в кг/см^2 .

По данным [8], $p_k = 0,62 p_{\text{ш}}$, где $p_{\text{ш}}$ — твердость породы по штампу [37].

Для практических расчетов в табл. 15 приводятся величины начальной опорной площади бурильных головок и максимально допустимой нагрузки на наиболее распространенные шарошечные бурильные головки.

Таблица 15

Бурильная головка	Диаметр, мм	Начальная опорная площадь, см ²	Максимально допустимая нагрузка, Т
1В-К295С	295	5,2	30
1В-К295Т	295	5,3	30
КД8-295С	295	3,9	30
1В-К269С	269	3,5	25
КД7-243Т	243	3,3	20
1В-К214СТ	214	3,0	15
1В-К190СТ	190	2,7	12
1В-К145СТ	145	2,2	7
1В-К118С	118	1,9	3
7В-К190С	190	2,8	14

Для других типоразмеров долот эти величины нетрудно подсчитать, зная размеры рабочих элементов бурильных головок.

Начальная опорная площадь F трехшарошечных долот сплошного забоя диаметром 295 мм находится в пределах 2,7—3,3 см², а у серийных бурильных головок 1В-К295 $F = 5,2 \div 5,3$ см², т. е. значительно больше, чем у соответствующих по размеру трехшарошечных долот сплошного бурения. Поэтому при бурении с отбором керна следует не снижать осевую нагрузку на долото, как это делается на практике, а повышать ее по сравнению с применяемой при бурении сплошным забоем в аналогичных условиях; но при этом нагрузка не должна превышать максимально допустимой, рекомендуемой заводом-изготовителем. При использовании фрезерных, твердосплавных и алмазных колонковых бурильных головок нагрузка на долото должна определяться по формуле (1).

При использовании в роторном бурении нежестких компоновок низа бурильной колонны с увеличением нагрузки на долото отбор керна понижался и это объяснялось появлением поперечных сил, приводящих к разрушению керна. Отбор керна повышался с увеличением нагрузки на долото при условии жесткой компоновки колонны. В практике бурение с отбором керна для увеличения нагрузки на долото стала обязательной установка УБТ длиной 50—100 м над колонковыми долотами, что благоприятно отразилось на количестве и качестве отбираемого керна.

При бурении с отбором керна роторным способом рекомендуются следующие нагрузки для долот 1В-ДК различных диаметров при условии применения соответствующей длины УБТ без установки центраторов:

	Нагрузка, Т
1В-ДК190СТ	8—12
1В-ДК214СТ	10—15
1В-ДК243СТ	12—20
1В-ДК269СТ	15—25
1В-ДК295СТ	18—30

При бурении долотами 1В-ДК роторным способом и турбодолотами КТДЗ во многих районах в последние годы осевая нагрузка на долото была та же, что и при бурении долотами сплошного бурения, при этом вынос керна не снижался. При работе турбодолотами КТДЗ малых диаметром (190, 170 и 127 мм) осевую нагрузку часто приходилось уменьшать в связи с недостаточными мощностью и вращающим моментом на валу турбодолота для разрушения породы на забое. В результате снижалась механическая скорость проходки и ухудшались условия отбора керна. В связи с этим при бурении глубоких скважин стали применять секционные турбодолота или переходить на отбор керна роторным способом.

Скорость вращения долота. Скорость вращения n колонкового долота может влиять на величину отбора керна в зависимости от прочности породы с учетом ее структурных и текстурных особенностей, конструкции долота, компоновки бурильной колонны, точности балансировки его нижней части и соотношения с остальными параметрами режима бурения нагрузкой на долото и количеством промывочной жидкости.

Если проследить этапы изменения скорости вращения долота при отборе керна в сопоставимых условиях, то можно увидеть следующее. В течение двух десятилетий до 1949—1950 гг. все параметры режима бурения с отбором керна оставались ограниченными: $n = 44 \div 92$ об/мин и уменьшалась до $26 \div 30$ об/мин, $G = 2 \div 6$ Т, $Q = 10 \div 12$ л/сек. Это объясняется невысоким уровнем техники бурения того времени, а также сравнительно небольшими глубинами бурения с отбором керна преимущественно из рыхлых и неустойчивых пород. При этом вынос керна по различным районам колебался в больших пределах — 15—50% (см. табл. 1).

С ростом глубин и совершенствованием буровой техники — применением более мощного поверхностного оборудования и более прочных и совершенных типов колонковых долот: КМК, ДСО2 и ДСО4, а затем СДК1 (1В-ДК) и КТДЗ в сочетании с более износостойкими бескорпусными бурильными головками — появилась возможность увеличить параметры режима бурения при отборе керна. Форсирование режима было обусловлено стремлением повысить технико-экономические показатели бурения и процент выноса керна по каждой скважине.

С 1950 по 1955 г. при бурении с отбором керна роторным способом колонковыми долотами диаметром 190—295 мм параметры режима бурения постепенно возросли: $G = 10 \div 20$ Т, $n = 100 \div 150$ об/мин (в отдельных случаях до 260 об/мин), $Q = 25 \div 35$ л/сек, а при турбинном бурении $G = 15 \div 30$ Т, $Q = 35 \div 55$ л/сек. Чтобы установить влияние повышенной скорости вращения долота на отбор керна, различными авторами были проведены теоретические и стендовые исследования, которые показали, что при хорошей балансировке колонкового долота, соосности всех его деталей, отсутствии эксцентриситета, оптимальном зазоре между керном и внутренним диаметром грунтоноски (6—10 мм) повышение

скорости вращения долота не отражается отрицательно на величине отбора зерна из относительно прочных пород. При этом было даже отмечено, что с повышением скорости вращения долота увеличивалась механическая скорость проходки, а это способствовало сохранению зерна и увеличению его отбора.

При бурении глубоких разведочных скважин с отбором зерна буровые мастера-новаторы в Азнефти, Грознефти, Краснодарнефти применили форсированный режим бурения, доведя скорость вращения долота до 150—250 об/мин, причем вынос зерна был также несколько повышенным. Следует отметить, что отбор зерна производился при бурении в основном пластичных пород. Эффективность бурения с отбором зерна в Краснодарнефти при увеличении скорости вращения долота видна из табл. 16.

Таблица 16

Скорость вращения колонкового долота, об/мин	Проходка, м	Вынос зерна, %	Средняя механическая скорость бурения, м/ч
50—100	1436	26,0	1,15
100—150	609	36,5	1,33
150—250	877	63,9	1,87

Повышение скорости вращения долота до 180—260 об/мин по объединению Азнефть при бурении долотами ДСО2 привело к увеличению выноса зерна до 40—45%.

Анализ отбора зерна в объединении Грознефть при роторном бурении со скоростью вращения долота 60—100 и 100—180 об/мин и при турбинном бурении также показал, что с повышением скорости вращения долота вынос зерна увеличивался. За 1954 г. по Грознефти при роторном бурении вынос зерна составил 28%, а при турбинном 38—40%. В Гудермесской конторе бурения отбор зерна на глубинах 2300—2800 м осуществлялся турбобурами Т12М-250 с установленными под ними колонковыми долотами СДК1-295 с корпусом длиной 1,5—2,0 м, при этом вынос зерна в среднем составил 40—50%, а иногда достигал 80—90%. В Грознефтеразведке за 1955 г. при работе КТДЗ-212 с бурильными головками КД7-269 средний вынос зерна составил 60%.

В Башзападнефтеразведке при испытании бурильных головок СДК1-295Т с турбодолотами КТДЗ-250 был получен средний вынос зерна 60%. За последние годы (1961—1966 гг.) на Украине в разных стратиграфических отложениях колонковыми долотами КТДЗ-250, 190 и 170 пробурено более 100 тыс. м со средним выносом зерна 35—45%, вместо 25—35% при роторном бурении.

Таким образом, при отборе зерна из устойчивых пород, слагающих нефтяные месторождения, увеличение скорости вращения долота не приводит к уменьшению выноса зерна.

Иная картина наблюдается при отборе зерна из слабоустойчивых пород и продуктивных нефтяных и газовых пластов. Как показал опыт бурения в Азнефти, Ставропольнефти, Башнефти, Краснодарнефти и в других районах, вынос зерна при турбинном бурении оказывался ниже, чем при роторном, хотя были случаи высокого выноса зерна долотами КТДЗ-250 из продуктивных песчаников по отдельным скважинам.

Анализ выноса зерна, проведенный по Азнефти М. М. Кубадовым и П. В. Куцыным [24], показал, что с увеличением скорости вращения долота и других параметров режима бурения вынос зерна из малоустойчивых пород уменьшается.

При испытании колонкового долота ДЖИР-190С в Азербайджане (1966 г.) при отборе зерна ($d_k = 74$ мм) из слабоустойчивых пород понта, свит ПК, ПТ и КаС в интервале 4336—5008 м в разных скважинах при скорости вращения ротора 84—92 об/мин получен вынос зерна (песчаник, сыпучая глина) 50—67%, а при $n = 60 \div 75$ об/мин вынос зерна (глинистый песчаник, плотный песчаник) колебался в пределах 20—80%.

Скорость вращения долота следует снижать до 40—60 об/мин только при отборе зерна из рыхлых пород. В таких случаях должно снижаться и количество промывочной жидкости.

Обобщение исследований и фактических данных по отбору зерна в различных нефтяных районах позволяет утверждать, что при соответствующей компоновке и хорошей балансировке низа бурильной колонны увеличение скорости вращения долота свыше 100 об/мин для большинства пород не приведет к уменьшению выноса зерна, но применительно к конкретным условиям бурения необходимо уточнять рекомендуемую скорость вращения долота.

Количество промывочной жидкости. Теоретические и стендовые исследования, а также анализ фактического материала по колонковому бурению во многих районах при разнообразных литолого-стратиграфических условиях показали, что количество промывочной жидкости влияет в различной степени на величину отбора зерна в зависимости от прочности и цементированности породы. Экспериментально установлена примерная граница прочности пород $\sigma_{изг} = 9 \text{ кг/см}^2$ ($p_{ш} = 5 \div 9 \text{ кг/мм}^2$), выше которой влияния количества промывочной жидкости на отбор зерна не обнаруживается. Рассмотрим фактические данные о влиянии количества промывочной жидкости на вынос зерна в некоторых районах.

В связи с переходом на турбинный способ бурения с отбором зерна при $Q = 45 \div 60 \text{ л/сек}$ опасались, что зерн будет размываться во всех категориях пород. Во избежание этого в Грознефти еще в 1951 г., а в Башнефти в 1956 г. при бурении турбодолотами часть ($1/2$ — $2/3$) промывочной жидкости отводилась через специальные отверстия в переводнике перед бурильной головкой. При этом наблюдения показали, что вынос зерна не изменился, но очистка забоя от выбуренной породы ухудшилась и снизилась механическая скорость проходки. Поэтому нефтяники Грознефти и Башнефти

вскоре отказались от применения такой «рационализации». Более продолжительное время образования керна способствовало его разрушению, а недостаточная промывка приводила к загрязнению забоя скважины, что вызывало непроизводительную работу долота по размалыванию выбуренной породы, прихват бурильной колонны при подъеме.

Анализ данных по отбору керна в различных по прочности и устойчивости категориях пород при разном расходе промывочной жидкости в объединениях Башнефть и Азнефть показывает большие колебания в выносе керна.

Но для большинства случаев характерен повышенный вынос керна при работе КТДЗ-250 с повышенной подачей промывочной жидкости.

Наблюдения, проведенные в Краснодарнефти в 1962—1963 гг. по 50 скважинам, в которых отбор керна производился роторным способом долотами 1В-К190, 214, 243 и 295, показали, что в аналогичных стратиграфических горизонтах вынос керна с увеличением количества промывочной жидкости уменьшился на 7% (табл. 17).

Таблица 17

Количество рейсов	Q , л/сек	Вынос керна, %
254	До 28	52,5
81	28—55	45,5

Уменьшение выноса керна при увеличенном расходе промывочной жидкости может быть объяснено в основном наличием эффекта размыва (дезинтеграции) слабоводоустойчивых, непрочных пород, из которых отбирался керн. При соблюдении одинаковых режимов бурения размыв обуславливался фациально-литологической изменчивостью пород, наблюдаемой как по разрезу, так и по простиранию пластов. В таких случаях величина выноса керна будет зависеть от количества промывочной жидкости.

В глубоком разведочном бурении при отборе керна из рыхлых нефтегазовых пластов происходит неудовлетворительный вынос керна долотами 1В-ДК и КТДЗ с бурильными головками 1В-К как в роторном, так и в турбинном бурении при различной подаче глинистого раствора соответственно 15—25 и 35—45 л/сек.

Качество промывочной жидкости. Многочисленные наблюдения и исследования работы колонковых долот в разных районах показывают, что высокий процент выноса керна и его состояние зависят часто не столько от количества промывочной жидкости, сколько от ее качества. Если промывочная жидкость или ее фильтрат инертны к разбуриваемой горной породе, т. е. не взаимодействуют с ней, такая жидкость является наиболее подходящей для бурения с отбо-

ром керна. В глинистом растворе, применяемом для промывки скважин при бурении с отбором керна, основным регламентирующим параметром является водоотдача. Глинистый раствор с минимальной водоотдачей способствует:

сохранению или незначительному уменьшению прочности выбуренного столбика слабо сцементированной породы при контакте с глинистым раствором;

отбору керна колонковым долотом без отрыва его от забоя;

созданию на стенках скважины плотной тонкой корки, которая предохраняет бурильную колонну от прихвата во время вынужденной остановки при подъеме и спуске съемной грунтооски.

Помимо водоотдачи, на величину выноса керна может оказывать влияние большой удельный вес глинистого раствора и плохая его стабильность. Эти свойства глинистого раствора особенно затрудняют отбор керна из глубоких разведочных скважин в осложненных геологических условиях.

Обработка материалов по выносу керна в объединении Краснодарнефтегаз при использовании в качестве промывочной жидкости глинистого раствора с различной водоотдачей показывает, что при меньшей водоотдаче ($B = 6$, вместо 12 см^3 за 30 мин) раствора вынос керна одной и той же породы получается больше на 10%

Как известно, в Башкирии и Татарии при бурении скважин с промывкой водой вынос керна из крепко сцементированных пород остается на том же уровне, что и при бурении с промывкой глинистым раствором, но совершенно другой результат получается при отборе керна из слабо сцементированных пород и нефтенасыщенных песчаников. Для изучения влияния различных промывочных жидкостей на призабойную зону продуктивного пласта и на вынос керна из пород этого пласта на Миннибаевской площади (ТатАССР) бурились четыре наблюдательных скважины с применением глинистого раствора (ГР), раствора на нефтяной основе (РНО) и естественной водной суспензии (ЕВС). Бурение производилось турбодолотами КТДЗ-170 с бурильной головкой 1В-К190С.

При использовании глинистого раствора с водоотдачей $5—9 \text{ см}^3$ за 30 мин в количестве 28 л/сек вынос керна был высоким (80%). Еще большим (84%) был вынос керна при использовании РНО. При промывке же ЕВС вынос керна оказался почти в 2 раза меньшим (44%).

Преимущество применения РНО можно наблюдать также на следующем примере. При отборе керна из слабо сцементированного продуктивного газового горизонта на Ставропольском месторождении вынос его при использовании РНО составил 90%, при применении глинистого раствора вынос керна из тех же отложений колебался в пределах 30—50%.

Опыты отбора керна с применением РНО и продувкой забоя сжатым воздухом, применением глинистых растворов различных параметров, а также воды как промывочной жидкости, дают основные утверждать, что увеличение водоотдачи и утяжеление глинистых

растворов отрицательно влияют на величину выноса керна и его состояние.

Недостаточный вынос керна из слабо цементированных и рыхлых терригенных пород связан не столько с количеством промывочной жидкости, но в большей мере с ее качеством, особенно когда процесс отбора керна длится до 3 ч и более. За это время может произойти не только простое проникновение фильтрата по периметру и смачивание керна, но и взаимодействие фильтратов активных промывочных жидкостей с цементирующим веществом породы.

Влияние отрывов колонкового долота от забоя

При бурении глубоких разведочных скважин с отбором керна особенно проводимых в осложненных геологических условиях, отрывы долота от забоя являются технологической необходимостью как при турбинном, так и при роторном бурении, несмотря на то что это отрицательно сказывается на величине выноса керна.

Одним из условий сохранения выбуриваемого керна является плавная подача колонны без отрыва долота от забоя за время бурения на длину грунтоноски.

При расхаживании с отрывом бурильной колонны от забоя керн может быть оторван в любом слабом сечении, находящемся между забоем и кернорвателем. При проскальзывании кернорвателя керн в виде столбика различной высоты может оставаться и не оторванным от забоя. При вращении колонны и прокачивании промывочной жидкости в момент подъема долота создаются самые неблагоприятные условия для незащищенного керна. Он подвержен вибрациям и размыву, а в момент посадки долота на забой при наличии каверн в стволе скважины может не всегда полностью попасть в колонковую трубу и разрушается бурильной головкой колонкового долота. Кусочки керна иногда заклиниваются во входной части грунтоноски и препятствуют входу в нее вновь образуемого керна. Описанная картина на забое может меняться в зависимости от степени надежности работы кернорвателя и расстояния его от забоя, обусловленных типом и конструкцией колонкового долота, диаметра керна и его прочностных свойств. Наиболее неблагоприятно отрывы долота от забоя отражаются при проходке слабо цементированных, переслаивающихся по прочности и трещиноватых пород, что в большей степени сказывается, если керн имеет небольшой диаметр.

Для иллюстрации отрицательного влияния отрывов долота от забоя приведем несколько примеров. В табл. 18 показаны результаты отбора керна турбодолотами КТДЗ-250 в сочетании с бурильными головками СДК1-295 и КД8-295 в переслаивающихся фацально изменчивых отложениях продуктивной толщи нижнего мела (IX пласт объединения Ставропольнефтегаз). Из таблицы видно, что с увеличением числа отрывов долота от забоя в два раза вынос керна уменьшился также вдвое.

Аналогичная картина уменьшения выноса керна в зависимости от увеличения числа отрывов долота от забоя наблюдалась

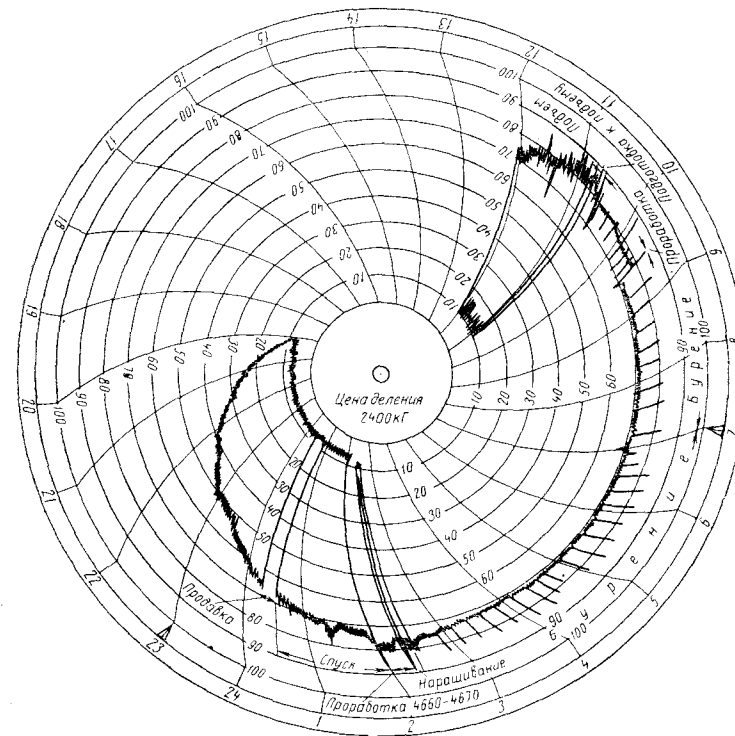


Рис. 20. Индикаторная диаграмма при отборе керна на скв. 70 Левкинская.

Таблица 18

№ скважины	Район бурения	Интервал бурения, м	Проходка, м	Вынос керна, %	Средняя проходка на бурильную головку, м	Количество отрывов долота от забоя	Количество холостых рейсов грунтоноски
9	Зимняя ставка	3114—3140	26	27,5	6,1	18	3; 4 по 0,1 м
12	То же	3117—3140	23	37,5	4,6	16	1; 2 по 0,5 м
2	Урожайное	3268—3307	39	49,8	9,7	13	1
28	Зимняя ставка	3124—3146	22	60,0	6,9	9	Нет
10	То же	3125—3149	24	64,0	6	Нет	1

в относительно мягких литологических разностях на площадях объединения Краснодарнефтегаз.

При бурении более плотных пород отрывы долота от забоя также отрицательно влияют на вынос керна, хотя и в несколько меньшей степени. Так, при стборе керна в кумском горизонте, сложенном плотными сливными алевролитами и аргиллитами, в интервале 4365—4685 м было пробурено 268 м долотами 1В-ДК190СТ. В этом случае сделано более тысячи приподъемов долота в среднем по 12 за рейс: через каждые 15 мин долото приподнималось на 1—1,5 м от забоя. Линейный вынос керна составил 151 м, или 56%. Из 86 рейсов 11 были со 100%-ным выносом керна и 4 холостых.

Индикаторная диаграмма, отражающая режим бурения в интервале 4670—4676 м, показана на рис. 20. За этот рейс при 16 отрывах долота от забоя было поднято 50% керна.

Учитывая вредное влияние расхаживания бурильной колонны на вынос керна особенно в слабо цементированных, переслаивающихся и трещиноватых породах, необходимо делать как можно меньше приподъемов колонны.

Влияние вибраций долота

Лабораторными работами было установлено вредное влияние вибрации на состояние и величину отбора керна из непрочных пород ($\sigma_{изг} \leq 4 \div 7 \text{ кг/см}^2$) при скорости вращения долота 223 об/мин. Вибрация колонны бурильных труб и колонкового долота на забое происходит также и при бурении глубоких скважин. Об этом свидетельствует раздробленность и окатанность керна, находящегося в грунтоносе. Вполне очевидно, что влияние вибраций долота на слабоустойчивый керн сказывается с самого начала его образования на забое. Механизм изменений, происходящих при бурении слабо цементированных песчаников, можно представить следующим образом. Слабо связанные частички породы, насыщенные водой или нефтью, в результате вибрации теряют силы сцепления и трения и под действием силы тяжести стремятся опуститься вниз. Ввиду незащищенности столбика керна на забое (при высоком расположении керноприема в бурильных головках типа 1В-К) он будет частично или полностью разрушаться до поступления в грунтоноску. Поступивший в грунтоноску керн будет подвергаться вибрации в течение всего времени бурения. Степень разрушения керна будет зависеть от величины и амплитуды вибрации: чем больше величина и частота вибраций, тем интенсивнее снижаются силы сцепления частичек породы и скорее разрушается столбик породы, особенно если он имеет малый диаметр.

Осевые и поперечные вибрации колонкового долота на забое как при турбинном, так и при роторном бурении вызываются несколькими причинами:

1) вертикальными перемещениями корпуса долота, передающимися на нижнюю часть бурильных труб особенно при бурении шарошечными долотами;

2) пульсацией промывочной жидкости при работе буровых насосов;

3) недостаточной сбалансированностью вращающихся деталей колонкового долота и наличием эксцентриситета бурильной головки;

4) изгибом низа бурильной колонны (в роторном бурении).

Величина вибрации зависит от твердости разбуриваемой породы, типа бурильной головки и применяемого режима бурения и оценивается по-разному.

При бурении шарошечными долотами частота вибраций [35] получается при роторном бурении 30—60 гц, а при турбинном и электробурении 150—250 гц. Фрезерные долота создают значительно меньшую вибрацию — около 20 гц, при этом она почти не зависит от скорости вращения долота. При бурении алмазными долотами вибрации минимальны.

Вертикальная вибрация долота связана с динамической составляющей осевой нагрузки на долото, которая оценивается следующей зависимостью:

$$G = 1,08 \sqrt[3]{G_c n^2 \left(\frac{FD \cos \beta}{z} \right)^2}, \quad (2)$$

где G_c — статическая нагрузка на долото в кг; n — скорость вращения долота в об/мин; D — диаметр долота в см; F — площадь сечения сжатой части бурильных труб в см²; z — число зубцов на периферийном венце шарошки; β — угол наклона оси шарошки к горизонтали.

Из формулы видно, что динамическая нагрузка находится в прямой зависимости от скорости вращения долота в степени $2/3$ и от статической нагрузки в степени $1/3$.

Опыты, проведенные Л. Е. Симонянцем [35], показали, что динамический коэффициент нагрузки, наибольший для шарошечных долот (1,15—1,33) и наименьший для алмазных (1—1,06), объясняется малым шагом и небольшим выступом алмазов из матрицы. С увеличением G у всех долот коэффициент динамичности уменьшается и, наоборот, с увеличением скорости вращения долот он увеличивается. Таким образом, выбирая тип долота и регулируя режим бурения, можно значительно снизить вибрацию колонкового долота.

Влияние компоновки низа бурильной колонны

Величина отбора керна во многом зависит от компоновки бурильной колонны. Особенность компоновки бурильной колонны при бурении колонковыми долотами роторным способом заключается в том, чтобы ограничить продольный изгиб ее нижней части и тем самым свести к минимуму величину поперечной силы Q_n , вызывающей боковое разбуривание стенок скважины, уменьшение диаметра керна и его разрушение.

Корпус колонкового долота в процессе бурения подвергается одновременно сжатию и изгибу от осевой нагрузки и действия центробежных сил, а также кручению от вращения колонны и реактивного момента, вызываемого сопротивлением породы при разрушении забоя. При изгибе колонны появляются поперечная сила Q_n и стрела прогиба f , которые при вращении колонны вызывают горизонтальную вибрацию,

$$f = \frac{aD - d}{2}, \quad (3)$$

где a — коэффициент, учитывающий боковое разбуривание и кавернозность ствола скважины; D — диаметр бурильной головки; d — диаметр УБТ, бурильных труб или центраторов.

Стрелу прогиба можно уменьшить центрированием низа бурильной колонны.

Экспериментами установлено, что изогнутая бурильная колонна зависает на стенках скважины, вследствие чего фактическая нагрузка на забой оказывается несколько ниже той, которая определяется по индикатору веса. Поэтому установка УБТ и центраторов, ограничивая стрелу прогиба, является полезной с трех позиций: 1) передачи полной нагрузки на долото; 2) уменьшения силы Q_n и 3) стабилизации направления ствола скважины. Помимо этого установка УБТ и центраторов придает жесткость низу бурильной колонны, уменьшает зазор между бурильной колонной и стенками скважины, предотвращает возможность изгиба низа бурильной колонны и увеличивает маятниковый эффект, стремящийся приблизить ствол скважины к вертикали.

Центраторы должны иметь наружный диаметр, близкий к диаметру скважины, обеспечивать свободную циркуляцию глинистого раствора, быть достаточно прочными и обладать необходимой опорной площадью контакта со стенками скважины. УБТ должны быть большего диаметра и достаточной длины для создания жесткости низа бурильной колонны и обладать необходимым весом для обеспечения оптимальной осевой нагрузки на долото.

Практика последних лет показала, что для сохранения нормальных условий работы низа бурильной колонны и уменьшения вибраций долота целесообразна установка квадратных УБТ и УБТ со спиральными канавками, наибольший диаметр которых был бы близок к номинальному диаметру колонковой бурильной головки, что, несомненно, создает благоприятные условия для увеличения отбора керна.

С точки зрения улучшения всех показателей работы колонковых долот: уменьшения вертикальных и горизонтальных вибраций, повышения выноса керна, увеличения механической скорости бурения и проходки на колонковую бурильную головку — считаем полезным при бурении с отбором керна роторным способом устанавливать над колонковым долотом амортизатор, подобный наддолотному амортизатору «АН Кубанец», который хорошо себя зарекомендовал в объ-

единении Краснодарнефтегаз при бурении скважин шарошечными долотами сплошного забоя.

При бурении колонковыми турбодолотами жесткость и центрирование низа бурильной колонны обеспечиваются корпусом турбодолот, диаметр которых незначительно отличается от диаметров бурильных головок (18—45 мм), поэтому в компоновке бурильной колонны при турбинном бурении достаточно ограничиться установкой УБТ.

Сохранению керна при работе турбодолот способствуют помещение съемной грунтоноски в жестком прямолинейном корпусе долота и неподвижность ее относительно керна.

Так как малый зазор между стенками скважины и корпусом долота положительно влияет на работу долота, в последних конструкциях колонковых долот с твердосплавными бурильными головками для бурения в нормальных условиях он принимается равным 6—8 мм на сторону, а в осложненных условиях 12—14 мм.

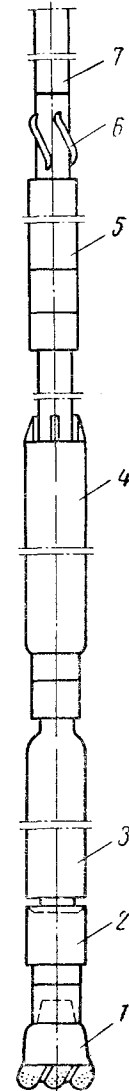
В заключение отметим, что компоновка низа бурильной колонны является важным фактором, обеспечивающим высокий отбор керна, поэтому установка УБТ в сочетании с центраторами и наддолотным амортизатором должна отразиться на величине выноса и качестве керна.

При бурении с отбором керна алмазными долотами в компоновке низа бурильной колонны должны быть предусмотрены забойный шламоуловитель и кожух отражателя, назначение которых способствовать полной очистке забоя скважины от выбуренной породы и металлических предметов. С учетом установки этих приспособлений компоновка низа бурильной колонны будет иметь следующий вид (рис. 21).

Влияние величины проходки, продолжительности и механической скорости проходки за рейс

Вынос керна зависит в значительной степени от величины проходки за рейс, продолжительности его отбора и механической скорости проходки во время отбора.

Рис. 21. Компоновка низа бурильной колонны при алмазном бурении. 1 — бурильная головка; 2 — кожух-отражатель; 3 — турбодолото; 4 — шламоуловитель; 5 — УБТ; 6 — центратор; 7 — бурильные трубы.



По вопросу о рациональной величине проходки за рейс много противоречивых мнений и рекомендаций. Одни считают, что при увеличении проходки за рейс вынос керна будет снижаться и поэтому рекомендуют длину грунтоноски не более 2 м, другие считают

возможным увеличением длины колонковой трубы до 10—15 м и даже до 27 м.

Говоря о влиянии проходки за рейс на величину отбора керна, необходимо учитывать литологический состав и прочность породы, из которой он отбирается, а также конструкцию колонкового долота и применяемый при отборе керна способ и режим бурения.

Вопрос о проходке за рейс и его продолжительности детально рассмотрен [30] при различных условиях отбора керна в нефтяных районах Кавказа и Заволжья. Анализ 800 рейсов долота в одинаковых геологических условиях по Грознефти при роторном и турбинном бурении показал, что при величине проходки за рейс 4—6 м вынос керна остался практически в тех же пределах (30—32%), что и при проходке 1—2 м.

Отбор керна в песчано-глинистых породах Азнефти при использовании грунтоносок длиной 3—5 м, вместо 2 м, показал, что вынос керна при увеличении проходки за рейс и его продолжительности не уменьшился. Применение грунтоносок длиной 7 м в глинисто-песчано-карбонатных отложениях Башнефти (1955—1957 гг.) и грунтоносок длиной 10—15 м в глинистых отложениях Краснодарнефти также не привело к снижению выноса керна. Поэтому с учетом теоретических исследований и обобщения опыта бурения с отбором керна в 1958 г. были сделаны выводы [30] о возможности увеличения длины грунтоноски до длины бурильной свечи или двухсекционного колонкового турбодолота при отборе керна в устойчивых, не поддающихся размыву породах.

Опыт применения секционных алмазных колонковых долот с длиной колонковой трубы 18 м в Болгарии (1965 г.) и удлиненных до 41 м ДКНУ в Башнефти (1964 г.) также показал, что увеличение проходки за рейс даже в продуктивных кавернозных доломитах и известняках при диаметре керна 95 и 72 мм не снизило отбора керна. Вынос керна в среднем составил 85—92%.

Таким образом, в породах монолитных и крепко сцементированных величина проходки за рейс должна ограничиваться не длиной грунтоноски, а работоспособностью бурильной головки. Увеличение проходки за рейс с большей продолжительностью пребывания колонкового долота на забое при бурении в устойчивых породах обеспечит высокие технико-экономические показатели и достаточный вынос керна.

Однако увеличение интервала отбора и продолжительности рейса может привести и к снижению выноса керна. Уменьшение выноса керна по этой причине может происходить при отборе его из рыхлых, неустойчивых и переслаивающихся по прочности пород, а также из солей, особенно при использовании серийных колонковых долот, обуривающих керн малого диаметра. Такое явление объясняется отрицательным воздействием ряда факторов (вращения грунтоноски, вибрации долота, продолжительного контакта с промывочной жидкостью) на целостность столбика породы, попавшего в колонковую трубу. В результате взаимодействия слабоустойчивых глин

и песчаников с промывочной жидкостью керн постепенно теряет естественную прочность. С поверхности глинистого керна отслаиваются кусочки в виде чешуек, а слабо сцементированные песчаники рассыпаются (дезинтегрируют), чему способствует продолжительное действие вибрации долота. Наиболее твердые кусочки породы частично истираются в колонковой трубе или окатываются до шаровой формы (см. рис. 12 и 14).

Зависимость выноса керна от продолжительности его отбора определялась ВНИИНГ для геологических условий районов Волгограднефти. При этом было установлено, что в песчаниках с прослоями глин и в солях с прослоями ангидритов при уменьшении продолжительности отбора вынос керна возрастал.

Для установления оптимальной проходки на долото за рейс и продолжительности рейса нужно анализировать данные по отбору керна в предыдущих скважинах и вносить коррективы в технику и технологию отбора керна из пород аналогичных литолого-стратиграфических разрезов. Однако во всех случаях бурения с отбором керна проходка за рейс не должна превышать длины керноприемной части грунтоноски, так как при этом происходит уплотнение и разрушение находящегося в грунтоноске керна, а также перемалывание образцов породы, еще не успевших войти в керноприем грунтоноски.

Немаловажным фактором, влияющим на технические показатели колонковых долот и на величину отбора керна, является поддержание механической скорости проходки в таких размерах, чтобы обеспечивалось объемное разрушение породы и соблюдались благоприятные условия для обуривания керна. Установленная на стендовых испытаниях закономерность увеличения отбора керна при повышении механической скорости проходки подтверждается и в производственных условиях при бурении с отбором керна в одинаковых по литологическому составу и механическим свойствам породах.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ФАКТОРЫ

По сравнению с геологическими, техническими и технологическими факторами влияние факторов организационного характера сказывается в меньшей степени, хотя высокая квалификация рабочих буровых бригад и добросовестное отношение их к работе, несомненно, влияют на величину и качество выносимого керна.

Из-за отсутствия должного внимания к вопросу отбора керна в разведочном и поисковом бурении со стороны геологической и технологической служб контор бурения и нефтеразведок и недостаточности производственного инструктажа и контроля за работой буровых бригад нередко нарушается режим колонкового бурения и не всегда соблюдаются правила по отбору и выносу керна.

В процессе бурения с отбором керна долото часто отрывается от забоя, осевые нагрузки на долото сильно колеблются, проходка за рейс подчас больше длины керноприемной трубы, применяется заведомо непригодный буровой и вспомогательный инструмент,

не применяются съемные грунтоноски из-за отсутствия или неисправности подъемных лебедок; наблюдаются и другие нарушения, отрицательно сказывающиеся на количестве и качестве отбираемого керна.

Ниже перечисляются основные факторы организационного характера, способствующие выносу керна в большом количестве и хорошего качества.

Контроль за работой буровых бригад и инструктаж по следующим вопросам

1. Уход за буровым оборудованием, буровым и вспомогательным инструментом и подготовка их к бурению с отбором керна.

2. Правильная сборка колонковых долот и подбор бурильных головок, грунтоносок и кернорвателей в соответствии с условиями бурения с отбором керна.

3. Соблюдение правил по технологии бурения с отбором керна и выносу его на поверхность.

4. Проходка с отбором керна за рейс.

5. Усовершенствование отдельных узлов существующих конструкций, испытание и внедрение новых конструкций колонковых долот.

6. Выявление причин неудовлетворительного выноса керна и устранение их.

7. Изучение и распространение опыта передовых буровых бригад, достигших технико-экономического эффекта в работе колонковых долот и высоких количественных и качественных показателей по выносу керна.

Доброе отношение и продуманный подход к отбору керна (подготовка инструмента, выполнение технологических требований и т. д.) всегда приводят к наилучшим техническим показателям и высокому выносу керна. Об этом свидетельствуют данные, получаемые при испытании новых конструкций колонковых долот, однако при дальнейшем массовом применении этих долот вынос керна, как правило, бывает хуже.

Квалификация и материальная заинтересованность буровых бригад

Для увеличения выноса керна и улучшения его качества необходимо, чтобы рабочие буровой бригады изучили правила по технологии бурения с отбором керна и строго их выполняли; в совершенстве знали конструкцию колонковых долот и правила их сборки и разборки; содержали буровое оборудование, буровой и вспомогательный инструмент в должном порядке; следили за исправным состоянием контрольно-измерительных приборов и своевременно устраняли неполадки.

В процессе бурения с отбором керна особенно тщательно следует наблюдать за показателями индикатора веса и манометров, а также

замерять параметры глинистого раствора. Рабочие буровой бригады должны знать причины неудовлетворительного выноса керна и устранять их. С этой целью необходимо периодически проводить техучебу с работниками буровых бригад. Для этого целесообразно привлекать специалистов высокой квалификации. Необходимо помнить, что самый лучший колонковый инструмент без надлежащего отношения к нему и правильного его использования не обеспечит хороших результатов.

В целях повышения выноса керна должна быть введена также премиальная система оплаты труда работников буровых бригад за высокий процент выноса полноценного керна.

Систематическая работа по улучшению организации, планирования и экономического стимулирования бурения с отбором керна несомненно принесет большую пользу в ускорении разведки новых месторождений нефти и газа и уточнении их запасов.

ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫНОСА КЕРНА

Несмотря на важное значение отбора керна при бурении глубоких разведочных скважин, средний процент выноса керна, как указывалось выше, во всех нефтяных районах СССР был невысоким, а извлекаемый при бурении керн не всегда удовлетворял предъявленным к нему требованиям. Такое неблагоприятное положение с отбором керна в разведочном бурении особенно при отборе его из продуктивных пластов, представленных неустойчивыми и трещиноватыми породами, создалось несмотря на то, что разработанные более двух-трех десятилетий назад конструкции колонковых долот и технология бурения с отбором керна за это время претерпели значительные изменения. Учитывая большую потребность в получении высококачественного керна при бурении глубоких разведочных скважин, научно-исследовательскими институтами нефти и газа (ВНИИБТ, АзНИИ, ГрозНИИ, КФВНИИ, УфНИИ, ВНИИНГ, ТатНИИ и др.) в содружестве с машиностроительными заводами (Верхне-Сергинским, Павловским, Куйбышевским) и местными ремонтно-механическими заводами и мастерскими проведены большие работы по усовершенствованию отдельных узлов существующих и созданию новых конструкций колонковых долот применительно к местным условиям. Эти долота после успешных промысловых испытаний рекомендованы к применению как в пределах данного нефтяного района, так и в других районах. Наряду с усовершенствованием конструкций колонковых долот, разработаны также рекомендации по улучшению технологии бурения с отбором керна и выносу его на поверхность.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ КОЛОНКОВЫХ ДОЛОТ И ОТДЕЛЬНЫХ ИХ УЗЛОВ

Совершенствование конструкций бурильных головок

Бурильные головки колонковых долот по своему конструктивному оформлению сходны с головками долот сплошного бурения. Основным их отличием является разрушение забоя скважины по кольцу, с тем чтобы образующийся в центре столбик породы — керн проходил через центральное керноприемное отверстие бурильной головки

и кернорватель и помещался в колонковой трубе-грунтоноске. Первостепенную роль в повышении количества и улучшении качества отбираемых образцов породы при бурении разведочных скважин играет процесс формирования керна рабочей поверхностью бурильной головки. Под влиянием осевой нагрузки рабочие элементы бурильной головки вдавливаются в породу забоя, а при вращении бурильной головки разбуриваемая порода разрушается на определенную глубину, зависящую от ее физико-механических свойств, конструкции бурильной головки и характера ее вооружения, а также от применяемого режима бурения и наличия вибраций бурильной колонны.

Наилучшей бурильной головкой, эффективно выбуривающей и полностью сохраняющей керн в процессе его формирования, будет такая, которая при калибровке керна своими внутренними резцами

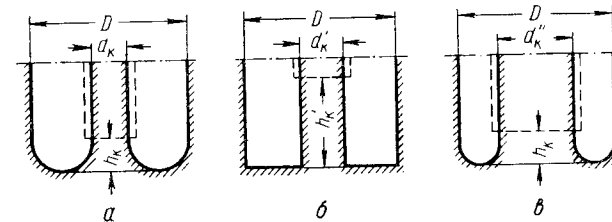


Рис. 22. Профили забоя при обурировании керна и высота керноприема.

a и *v* — наиболее благоприятные сочетания; *b* — неблагоприятное сочетание.

создает благоприятные условия для устойчивости столбика породы на забое и способствует спокойной, без вибраций работе долота. Образующийся при бурении керн должен сохранять ненарушенную структуру и естественное состояние породы, из которой он отобран. Для выполнения этих условий бурильные головки должны удовлетворять двум требованиям:

- 1) рабочая поверхность бурильной головки должна выбуривать керн по профилю *a* или *v*, а не по профилю *b* (рис. 22);
- 2) бурильная головка должна иметь низкий керноприем и большое керновходное отверстие — профиль *v*.

Большое значение имеет качество изготовления бурильной головки, обеспечивающее ее износостойкость и отсутствие эксцентриситета резцов, калибрующих керн. Вследствие эксцентричной установки резцов фактический диаметр керна может оказаться меньше номинального.

Расположение промывочных отверстий в бурильной головке при прокачке жидкости должно обеспечивать хорошую очистку забоя и охлаждение резцов (особенно алмазов) и создавать благоприятные условия для сохранения керна. Очень важно также, чтобы расстояние от забоя до керноприема грунтоноски было минимальным, с тем чтобы столбик выбуренной породы был защищен от воздействия

промывочной жидкости. Этим требованиям в большей степени удовлетворяют режущие, фрезерные и алмазные бурильные головки с низким керноприемом, которые целесообразно применять при отборе керна из слабо сцементированных и легко поддающихся размыву пород. Шарошечные бурильные головки, имеющие относительно высокий керноприем, по своей специфике способствуют вибрации долота и выкалыванию породы у основания керна при объемном разрушении породы и мало пригодны для бурения слабоустойчивых пород.

Рассмотрим различные типы бурильных головок.

Режущие бурильные головки

При бурении с отбором керна роторным способом в колонковых долотах вначале широко применялись бурильные головки режущего типа. Существовало несколько разновидностей трех- и четырехлопастных бурильных головок с разными углами резания α и заострения β в зависимости от степени твердости пород, различной схемой промывки и армирования режущих лопастей кусковым и порошкообразным твердым сплавом. Особенностью бурильных головок этого типа является низкий керноприем, а в некоторых из них, кроме того, устанавливается выступающий вниз фрезер, обуривающий керн. К бурильным головкам режущего типа относятся ДКР, ДК, ДКО (Баку), ДКР Лошкарева (Грозный) и другие более усовершенствованные лопастные бурильные головки, с успехом применяемые в некоторых районах при отборе керна из мягких пластичных пород.

Шарошечные бурильные головки

Основное преимущество шарошечных бурильных головок перед бурильными головками режущего типа состоит в том, что зубья шарошек производят кратковременные, но более частые удары по забою, в результате чего они меньше изнашиваются.

В зависимости от физико-механических свойств пород шарошечные колонковые бурильные головки применяются различных типов: С, СТ, Т, ТК для средних по твердости, твердых и крепких пород.

Впервые применяемые при колонковом бурении шестишарошечные бурильные головки ВСЗ (1937 г.) имели существенные недостатки — слабые опоры и малую износостойкость шарошек, что приводило к большому количеству аварий, несмотря на заниженные режимы бурения.

С целью сокращения аварийности при отборе керна и повышения механической скорости проходки и проходки на долото за рейс были разработаны бурильные головки КМК, имеющие четыре конических шарошки со сферическими вершинами и относительно прочные опоры. Это позволило сократить число аварий при бурении с отбором керна на повышенных режимах и даже применить их при отборе керна в турбинном бурении. Бурильные головки КМК выдержали пятна-

дцатилетний срок применения в нефтяной промышленности, несмотря на конструктивные недостатки.

Учитывая неудовлетворительную работу КМК в осложненных условиях бурения скважин, СКБ-2 и Верхне-Сергинский завод создали улучшенные конструкции бурильных головок. Были разработаны и кратковременно применялись в промышленности корпусные головки КДЗ и УГ2. Вскоре ими же были разработаны бескорпусные бурильные головки, получившие шифр СДК 1, которые в настоящее время выпускаются серийно под шифром 1В-К.

Одновременно с изготовлением этого типа бурильных головок крупными сериями выпускались бурильные головки КД7 с шарошками, имеющими одноконусный профиль и мелкие зубья.

Бурильные головки типа 1В-К (рис. 23) имеют бескорпусную конструкцию: четыре лапы с шарошками сварены в одно целое. Благодаря трехконусному выпуклому сечению шарошек стало возможным разместить в них трехрядную прочную опору качения. Вершины шарошек для увеличения их износостойкости укреплялись стержневым восьмигранным твердым сплавом ВК-8, чего не делалось у бурильных головок КМК.

Техническая характеристика бурильных головок 1В-К приведена в табл. 2.

Применение при роторном и турбинном бурении с отбором керна более прочных и надежных в работе бурильных головок 1В-К и КД7 позволило увеличить проходку на долото за рейс и механическую скорость проходки v_m и резко сократить аварийность. Внедрение этих бурильных головок уменьшило разрыв в показателях h_t и v_m колонковых долот и долот сплошного бурения, но не решило проблемы увеличения выноса керна из неустойчивых пород. Несмотря

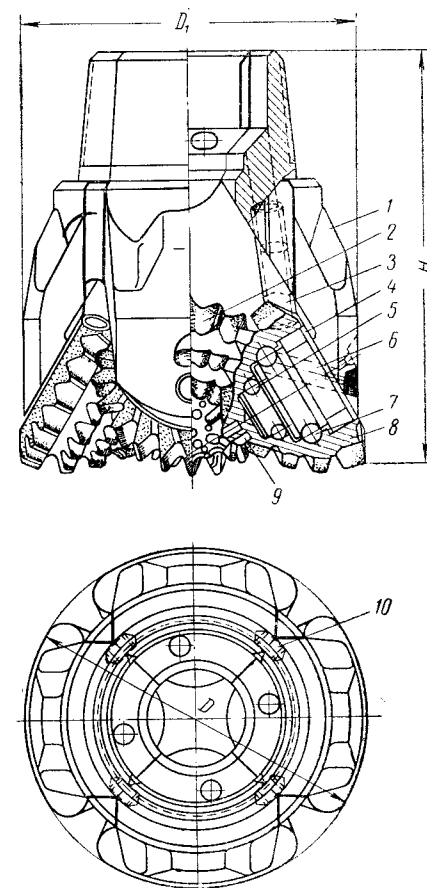


Рис. 23. Колонковая бурильная головка 1В-К269СТ.

1 — лапа; 2 — II и IV шарошки; 3 — промывочная насадка; 4 — ролик; 5 и 7 — шарики; 6 — замок; 8 — I и III шарошки; 9 — стержень; 10 — штифт.

на существенный недостаток — высокий керноприем, бурильные головки 1В-К из-за отсутствия других, более совершенных, широко применяются и в настоящее время для бурения пород различной твердости и цементированности.

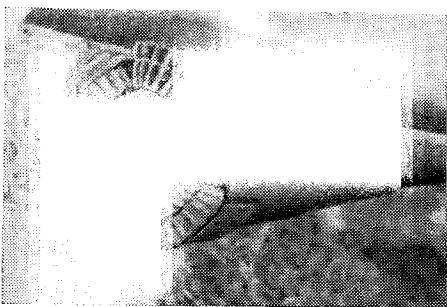


Рис. 24. Румынская колонковая бурильная головка.

Для повышения устойчивости колонковых долот при отборе керна из пород средней твердости были созданы более прочные и износостойкие бурильные головки КД8-295. Они имели некоторое преимущество перед 1В-К295, в частности, лучший коэффициент перекрытия забоя и самоочищение шарошек [29], однако по выносу керна они заметных улучшений не дали.

Небезынтересно сравнить показатели работы одинаковых по размерам бурильных головок румынского (рис. 24) и австрийского (рис. 25) производства, а также алмазных долот фирмы «Кристенсен» (рис. 26) с серийными колонковыми долотами 1В-ДК и бурильными головками 1В-К при бурении роторным способом в одинаковых условиях — продуктивных кавернозных доломитах среднетриасовых отложе-

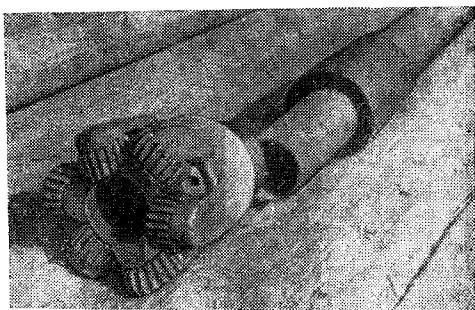


Рис. 25. Колонковая бурильная головка (Австрия).



Рис. 26. Алмазная бурильная головка фирмы «Кристенсен» (Франция).

ний Болгарии (месторождение Долни-Дыбник) в интервале 3000—3400 м (табл. 19).

Наиболее прочными оказались австрийские бурильные головки, в румынских же часто ломались шарошки, имеющие опоры скольжения.

Тип долота и бурильной головки	Суммарная проходка, м	Время бурения, ч	Механическая скорость проходки, м/ч	Вынос керна, м	Диаметр керна, мм
1В-ДК190СТ	1209	1516	0,8	21,2	33
Румынское	118	196	0,6	17,4	56
Австрийское	505	742	0,69	15,3	72
«Кристенсен» с алмазной бурильной головкой	303	356	0,85	73,7	95

В 1962—1965 гг. ВНИИБТ совместно с Верхне-Сергинским заводом разработаны и подготовлены для серийного производства четырехшарошечные бурильные головки 7В-К190/48С и 7В-К214/60С для бурения в средних по твердости породах с диаметром керна соответственно 48 и 60 мм [38].

Бурильные головки типа 7В-К отличаются от серийных бурильных головок 1В-К более низким керноприемом, увеличенным диаметром керна, усиленной опорой за счет рационального размещения шарошек в пространстве и секционного их выполнения. Эти бурильные головки предназначены для комплектования новых конструкций турбодолот типа КТД4 при турбинном бурении и колонковых долот типа КАЭ при роторном бурении.

Бурильная головка 7В-К190/48С (рис. 27) секционная с четырьмя шарошками усеченного конуса, работающими попарно: две наружные шарошки калибруют стенки скважины и разбуривают периферийную часть забоя, а две внутренние — обуривают керна и разбуривают прилегающую к нему центральную часть забоя, что является характерной особенностью этого типа бурильных головок. Для увеличения стойкости бурильной головки по диаметру зубья наружных и внутренних шарошек выполнены Г-образными, а тыльная часть их армирована твердым сплавом и укреплена твердосплавными штырями. Шарошки вращаются на двухрядных шариковых опорах. Оси шарошек закрепляются на двух опорах, что предохраняет их от оставления на забое. Бурильная головка 7В-К190 более эффективна и надежна в работе по сравнению с серийной бурильной головкой 1В-К190 за счет более низкого керноприема (15 мм вместо 50 мм) и увеличенного диаметра керна (48 мм вместо 33 мм), что позволило резко повысить коэффициент керноприема ($\frac{d_k}{h_k}$) до 3,2 вместо 0,55 и коэффициент керноотбора ($\frac{d_k}{D_{б.г}}$) до 0,25 вместо 0,17.

Несмотря на несомненные конструктивные достоинства бурильных головок типа 7В-К, результаты опытно-промышленных

испытаний этих бурильных головок в различных нефтяных районах отличаются непостоянством технических показателей и особенно выноса керна.

Так, в Азербайджане бурильные головки 7В-К214/60С и 7В-К190/48С показали высокую стойкость и надежность в работе,

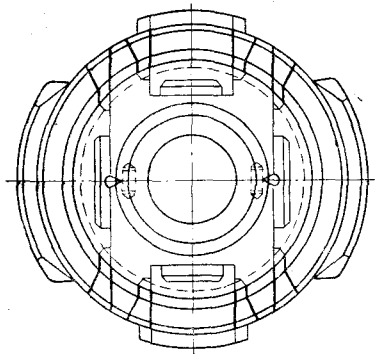
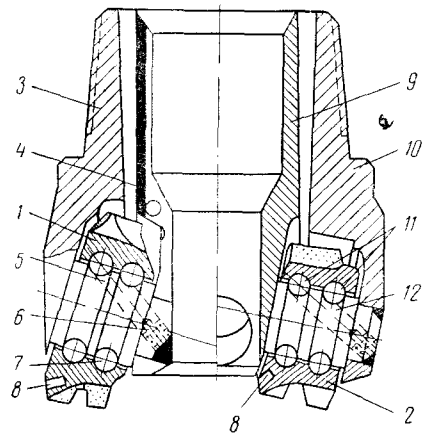


Рис. 27. Колонковая бурильная головка 7В-К190/48.

1 — наружная шарошка; 2 — внутренняя шарошка; 3 — наружная секция; 4 — штифт размером 10×14 ; 5 — замок наружной секции; 6 — штифт размером 5×15 ; 7 — шарик диаметром $12,7$ мм; 8 — зубья $1СЦ6 \times 12$; 9 — внутренняя секция; 10 — промежуточная секция; 11 — шарик диаметром $11,1$ мм; 12 — замок внутренней секции.

но вынос керна был небольшим. В районах Башнефти опытные головки выходили из строя в результате резкой потери диаметра (на $4-10$ мм), а также из-за развальцовывания промежуточных секций бурильной головки, что вызывало заклинивание внутренних шарошек.

Бурильные головки 7В-К должны быть приспособлены для работы в породах различной твердости и абразивности. Необходимо также повысить стойкость их опор. Хотя технические показатели бурильных головок 7В-К (проходка за рейс и механическая скорость проходки) были выше, чем у серийных головок 1В-К, но это явилось следствием форсированного режима работы турбодолот КТД4. Вынос же керна при этом колебался в широких пределах, что вызывалось в отдельных случаях выходом из строя опытных бурильных головок в результате преждевременной сработки вооружения шарошек, резкой потери диаметра на $4-10$ мм, заклинивания внутренних шарошек. Это свидетельствует о том, что бурильная головка 7В-К нуждается в усовершенствовании.

Помимо колонковых бурильных головок типа 7В-К,

ВНИИБТ разработаны бурильные головки следующих типоразмеров:

8В-К161/40СТ, предназначенные для бурения средних по твердости пород, перемежающихся с твердыми, имеют аналогичную конструкцию с бурильной головкой 7В-К214/60С;

2Н-К140/35СТ, предназначенные для бурения средних пород с прослойками твердых, имеют аналогичную конструкцию с бурильной головкой 8В-К161/40СТ. При испытании этих бурильных головок в Грознефти получена низкая эффективность: $h_i = 1$ м; $v_m = 0,4$ м/ч. Вынос керна составлял менее 1%;

6Н-К140/35СЗ (рис. 28) с тремя сферическими шарошками, укрепленными зубьями 2СЦ и 3СЦ, и прочной двухрядной шаровой опорой скольжения. Эти бурильные головки в сочетании с колонковыми долотами КАЭ120-140/35 проходили испытания в Краснодарнефти (1964—1965 гг.). Испытания показали высокую работоспособность бурильных головок 6Н-К140/35СЗ, однако они не обеспечивали удовлетворительного выноса керна даже из твердых пород, что говорит о необходимости их усовершенствования;

7Н-К140/35, 190/40 и 214/60 — четырехшарошечные бурильные головки со штыревым вооружением, предназначенные для бурения в твердых и крепких породах. Эти бурильные головки проходят испытания;

11Н-К190/84 МИ и 11Н-К190/108 МИ — трехшарошечные бурильные головки со сферическими шарошками и штыревым вооружением, предназначенные для работы с колонковыми долотами «Недра». Бурильные головки проходят испытания.

ВНИИБТ также разработал серию шарошечных бурильных головок для эффективного бурения с отбором керна в породах с различными физико-механическими свойствами.

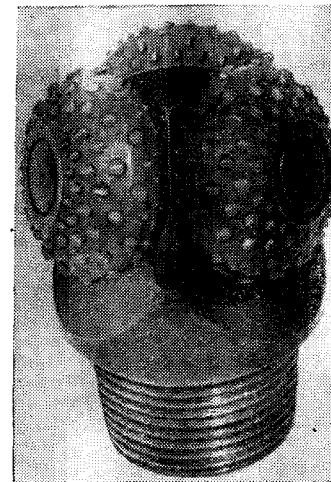


Рис. 28. Колонковая бурильная головка 6Н-К140/35СЗ.

Фрезерные бурильные головки

Фрезерные бурильные головки, предназначенные для бурения с отбором керна в различных по твердости породах, имеют большие преимущества по сравнению с серийными шарошечными бурильными головками 1В-К. В их конструкции отсутствуют подшипники; ступенчатое разрушение забоя обеспечивает устойчивость долота от вибраций и равномерный износ рабочей поверхности бурильной головки; у них приближенный к забою скважины керноприем и увеличенный диаметр керна. Фрезерные бурильные головки просты в изготовлении и дешевле по сравнению с серийными бурильными головками 1В-К.

Опыт бурения с отбором керна фрезерными бурильными головками роторным способом подтвердил целесообразность их применения

и в турбинном бурении в сочетании с турбодолотами КТДЗ и КТДС.

В последние годы во многих нефтяных районах: Азербайджане, Чечено-Ингушетии, Краснодарском крае, Волгоградской области и др. — при бурении с отбором керна в разведочных скважинах стали применяться колонковые долота с фрезерными бурильными головками, армированными пластинками твердого сплава, с центральными коронками диаметром 190, 214 и 243 мм.

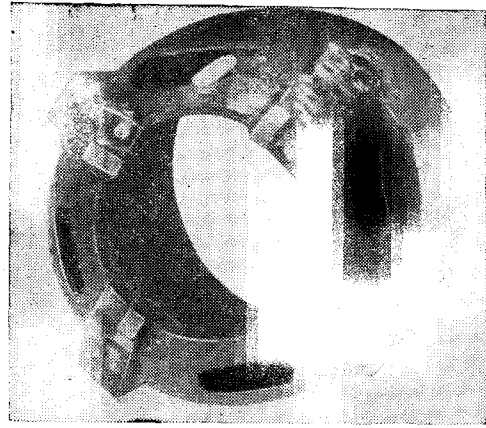


Рис. 29. Фрезерная бурильная головка к долоту КДК-140/65.

Но особенно большой эффект получен при использовании фрезерных бурильных головок (рис. 29) диаметром 161 и 140 мм для отбора керна на большой глубине, ввиду отсутствия надежных в работе малогабаритных бурильных головок шарошечного типа. Правда, проходка фрезерными бурильными головками была невысокой (3—9 м) при относительно низкой механической скорости (0,4—0,9 м/ч), но вынос керна был значительно больше, а качество его лучше, чем при бурении шарошечными бурильными головками. Кроме того, обеспечивался более спокойный процесс бурения и гарантировалась его безаварийность.

Твердосплавные бурильные головки типа ТКУ

Бурильные головки этого типа изготавливаются обычным способом пайки твердосплавных резцов в корпусах стальных коронок. Этот способ довольно сложный и трудоемкий, так как в торце коронки сверлятся или фрезеруются отверстия, в которые вставляются резцы твердого сплава и каждый из них запаивается латунью.

Для бурения с отбором керна двойными колонковыми наборами ДКНУ различного диаметра на небольших сравнительно глубинах (до 1500 м) и малых интервалах отбора керна в пластах, сложенных мягкими и средними по твердости породами, УфНИИ разработан ряд твердосплавных бурильных головок (коронок) типа ТКУ, техническая характеристика которых и рекомендуемый режим бурения приведены в табл. 20.

Твердосплавные бурильные головки ТКУ-185/71 (рис. 30, а и б), изготовленные заводом «Нефтеавтоматика» и буровыми предприятиями, были испытаны для отбора керна в нескольких конторах

ками, армированными пластинками твердого сплава, с центральными коронками диаметром 190, 214 и 243 мм. Но особенно большой эффект получен при использовании фрезерных бурильных головок (рис. 29) диаметром 161 и 140 мм для отбора керна на большой глубине, ввиду отсутствия надежных в работе малогабаритных бурильных головок шарошечного типа. Правда, проходка фрезерными бурильными головками была невысокой (3—9 м) при относительно низкой механической скорости (0,4—0,9 м/ч), но вынос керна был

Таблица 20

Показатели	Размер бурильной головки, мм					
	97	118	140	145—151	161	190
Наружный диаметр, мм	96,0 95,5	116,5 116,0	138,0 137,5	142,5—148,0 142,0—147,5	158 157	186 185
Внутренний диаметр, мм	46,0 45,0	58 57	67 66	67 66	67 66	72 71
Присоединительная резьба	Трапецеидальная 80×4	Метрическая 100×3	Метрическая 115×4	Трапецеидальная 120×6	Трапецеидальная 130×6	Трапецеидальная 160×8
Диаметр корпуса бурильной головки, мм	90 90	108 108	130 130	134—140 134—140	150 150	170 170
Высота бурильной головки, мм	168 165	190 188	210 200	225—230 220—230	235 235	240 240
Вес, кг	3,5 3,2	6,0 5,5	9 8	10 9	11 11	12 12
Нагрузка, Т	2—3	3—5	4—6	5—7	6—7	6—8
Скорость вращения ротора, об/мин	80—160	80—120	80—120	60—100	60—100	60—100
Производительность насосов, л/сек	6—7	6—8	7—9	8—10	10—12	12—14
						МК-170 6×1:32
						194 194
						280 270
						22 20
						8—10
						14—16

Примечания. 1. В числителе приводится техническая характеристика бурильных головок типа ТКНУ, в знаменателе — бурильных головок типа ТКУ.
2. Наружный диаметр твердосплавных бурильных головок типа ТКУ и ТКНУ принимается на 1,0—6,0 мм меньше номинального диаметра шарошечных бурильных головок.

бурения объединения Башнефть и показали при этом хорошие результаты.

Учитывая различные условия бурения с отбором керна и пытаясь уменьшить трудоемкость изготовления бурильных головок типа ТКУ, УфНИИ разработано несколько вариантов армирования

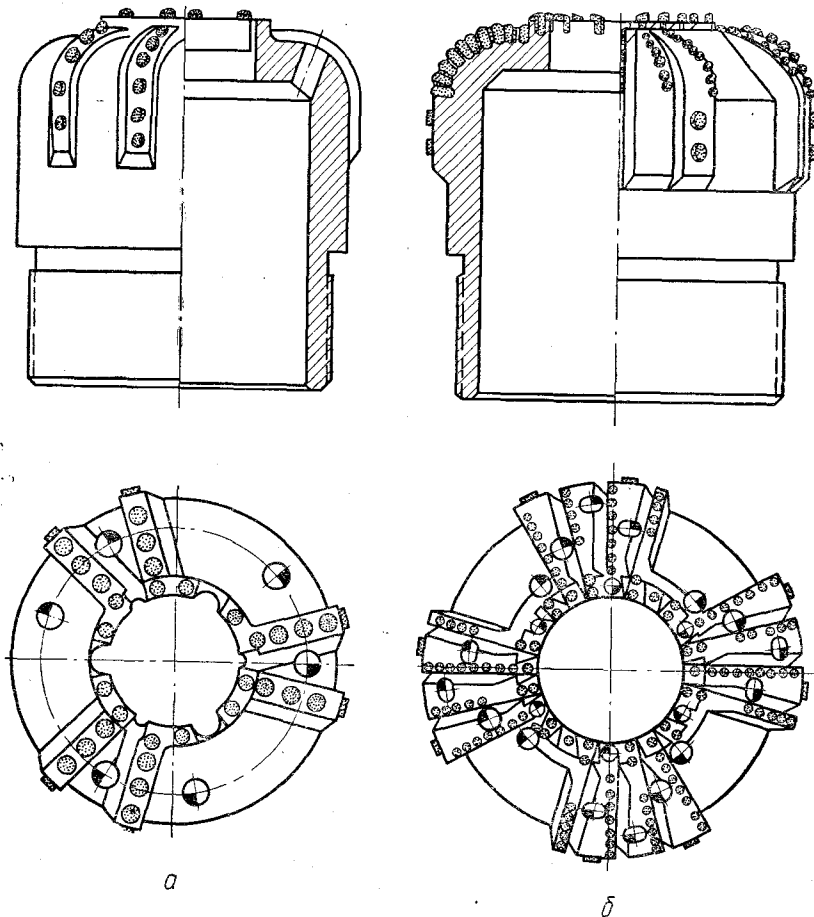


Рис. 30. Твердосплавная бурильная головка ТКУ-185/71

а — бурильная головка, армированная крупными резцами формы Г-23; б — бурильная головка, армированная мелкими резцами формы Г-53.

торцов бурильных головок твердосплавными пластинками различной формы Г-53, Г-23 и др., предназначенных для отбора керна пород с различными механическими свойствами. Испытания опытной партии бурильных головок типа ТКУ с различной схемой расположения победитовых резцов позволили установить наиболее рациональные из них при бурении с отбором керна в различных геолого-технических условиях.

Твердосплавные бурильные головки типа ТКПУ

Большим недостатком твердосплавных бурильных головок (коронки) ТКУ является трудоемкость их изготовления и ненадежность укрепления победитовых пластинок, что приводило нередко к поломке и выпадению отдельных резцов. Еще больший недостаток этого способа армирования заключается в том, что резцы срабатываются на высоту установленного выступа (2—4 мм), остальная же заглубленная их часть (12—18 мм), как правило, выбрасывается с отработанной бурильной головкой.

Учитывая это, УфНИИ разработан новый способ изготовления твердосплавных бурильных головок, основанный на методах порошковой металлургии. Изготовленные в УфНИИ таким методом бурильные головки (коронки) получили шифр ТКПУ.

Бурильная головка ТКПУ (рис. 31) состоит из стального корпуса с соединительной резьбой и фигурной самозатачивающейся матрицы, армированной твердосплавными резцами. Размещение резцов обуславливается назначением бурильной головки и свойствами разбуриваемой породы. Матрица ТКПУ изготавливается методом порошковой металлургии, т. е. нанесением порошка железа на твердосплавные резцы Г-26, Г-53 и частично Г-41 с последующей пропиткой или бронзой в электродиффузионной печи.

При изготовлении бурильных головок таким способом повышается проходка на долото за рейс по сравнению с обычными твердосплавными бурильными головками за счет самозатачивания матрицы и увеличения в 2—4 раза коэффициента использования резцов; механическая скорость проходки остается такой же, как и у бурильных головок ТКУ.

Новые бурильные головки ТКПУ испытывались в Башнефти на глубинах до 2600 м в интервалах, сложенных переслаиванием твердых доломитов, плотных глинистых сланцев и абразивных песчаников. При этом средняя проходка на долото за рейс равнялась 4—9 м, т. е. была в 1,1—5 раз выше проходки на шарошечную бурильную

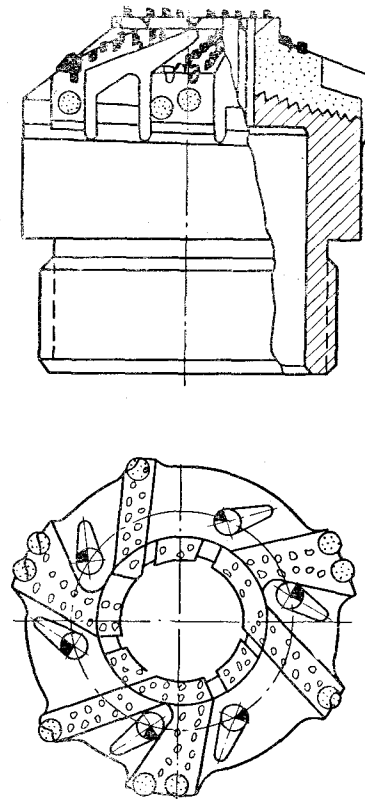


Рис. 31. Твердосплавная бурильная головка ТКПУ-186/72.

головку. Иногда твердосплавные бурильные головки использовались многократно (2—6 раз). Однако средняя механическая скорость проходки оказалась невысокой (0,7—0,9 м/ч), т. е. в 2 раза меньше, чем у шарошечных бурильных головок. Установлено, что механическая скорость проходки у бурильных головок, армированных штырями Г-26 и имеющих большую контактную площадь, снижалась соответственно уменьшению удельных нагрузок и была в 2 раза меньше, чем у ТКПУ, армированных резами Г-53. Установлено также, что резы из ВК-6, вследствие их малой вязкости, быстро выкрашиваются, поэтому проходка бурильных головок, армированных резами формы Г-41 из сплава ВК-6, оказалась в 2 раза меньше. Нелучшие результаты оказались и у бурильных головок ТКПУ-142,5, армированных резами Г-26 диаметром 8—10 мм из сплава ВК-8В и ВК-6В. При бурении ими в слабо сцементированных, но сильно абразивных песчаниках угленосной свиты Арланского месторождения, имеющих твердость $p_m = 70 \text{ кг/мм}^2$, при удельной нагрузке 5—6 кг/мм², механическая скорость была 0,5 м/ч, но при переходе в твердые пропластки пород механическая скорость резко падала. Аналогичные результаты получены при работе бурильных головок ТКУ-185/71, армированных резами Г-26, закрепленными обычной пайкой.

При внедрении бурильных головок ТКПУ получен большой технико-экономический эффект за счет повышенной проходки на долото за рейс и высокого отбора керна. С 1965 г. организовано серийное изготовление ТКПУ на Кабардино-Балкарском заводе алмазных инструментов.

Техническая характеристика ТКПУ с порошковой матрицей, а также рекомендуемый режим бурения приведены в табл. 20.

Алмазные колонковые бурильные головки и коронки

Применение алмазного колонкового инструмента для бурения разведочных скважин на нефть и газ в СССР тормозилось продолжительное время слабостью отечественной алмазодобывающей промышленности и отсутствием совершенной технологии изготовления алмазного инструмента.

В связи с переходом на бурение разведочных скважин уменьшенного и малого диаметра на большую глубину выявилась крайняя необходимость в надежном в работе и устойчивом на износ инструменте. С учетом этого ВНИИБТ и УфНИИ разработаны способы изготовления алмазных долот и колонковых бурильных головок методом порошковой металлургии и с 1959 г. начато их производство. В дальнейшем к изготовлению алмазных долот и бурильных головок колонковых долот были привлечены Московский комбинат твердых сплавов (по чертежам ВНИИБТ) и Кабардино-Балкарский завод алмазных инструментов (по чертежам УфНИИ).

Алмазное бурение стало широко применяться в СССР в связи с открытием алмазных месторождений в Якутии, усовершенствованием методики изготовления алмазного инструмента и разработкой новых конструкций алмазных долот сплошного бурения и алмазных бурильных головок и коронок для бурения с отбором керна.

Алмазная бурильная головка представляет собой стальной корпус, в верхней части которого нарезается присоединительная резьба к корпусу долота, а в нижней части на рабочей поверхности армируются в определенной последовательности алмазы. В корпусе бурильной головки просверливаются промывочные отверстия, а на торцовой поверхности делаются каналы, направляющие промывочную жидкость.

Алмазная коронка отличается от бурильной головки тем, что основанием для нее служит не корпус, а короночное кольцо, на торцовой поверхности которого просверливаются гнезда, в которые вставляются и укрепляются кусочки алмазов, и делаются канавки (холодильники) для промывочной жидкости.

Алмазные бурильные головки и коронки применяются разных типов и размеров в зависимости от способа бурения (разведочное, поисковое, структурное) и принятой конструкции скважины, но, как правило, стремятся к использованию бурильных головок и коронок как можно меньшего размера, учитывая уменьшение расхода алмазов и снижение их стоимости примерно пропорционально квадрату диаметра.

Алмазные бурильные головки конструкции ВНИИБТ. Исследовательские и конструкторские работы ВНИИБТ по созданию и внедрению алмазных долот состояли из следующих этапов: выбор алмазного сырья, разработка технологического процесса производства алмазного инструмента, конструирование некоторых типов алмазных долот и бурильных головок колонковых долот, а также изучение их работы при испытании на стенде и в производственных условиях.

Лабораторией алмазных долот ВНИИБТ разработано несколько конструкций алмазных долот и колонковых бурильных головок, предназначенных для турбинного и роторного бурения сплошным и кольцевым забоем. Алмазные бурильные головки состоят из фасонной алмазосущей рабочей головки — матрицы и стального цилиндрического корпуса (сталь марки 40Х) с присоединительной конусной резьбой. Во всех конструкциях алмазных бурильных головок периферийная зона представляет собой шаровую поверхность, переходящую на боковых сторонах в цилиндрическую. Шаровая форма периферийной зоны обеспечивает повышенную стойкость наиболее изнашивающихся поверхностей бурильной головки.

Для армирования алмазных бурильных головок применялись кристаллы технических алмазов размером от $1/2$ до $1/3$ карата. К качеству алмазов предъявляются повышенные требования с тем, чтобы алмазные бурильные головки обеспечивали большую проходку

при длительном бурении в плотных и абразивных породах, залегающих на большой глубине. Требуется также рационально располагать алмазы из расчета одинаковой удельной нагрузки на каждый алмаз и полного перекрытия забоя всеми алмазными резцами на рабочей поверхности бурильной головки.

Первые в Советском Союзе алмазные бурильные головки к колонковым долотам были изготовлены ВНИИБТ по способу, основанному на методах порошковой металлургии с применением диффузионной пропитки тугосплавных порошков основы, несущей кристаллы алмазов, сравнительно легкоплавким сплавом при нагреве под вакуумом.

В 1961 г. была разработана и изготовлена, а в 1962 г. испытана алмазная бурильная головка БАГ-188/48 в сочетании с турбодолотом КТД4-170 при бурении скважин диаметром 190 мм с отбором керна диаметром 48 мм. Эта бурильная головка состоит из медно-вольфрамовой рабочей головки-матрицы, в которой заделаны алмазы, и стального корпуса с присоединительной замковой резьбой 3-147. Изготовленная методом прессования матрица бурильной головки БАГ-188/48 выполнена с шестью спиральными промывочными каналами. Промывочная жидкость подводилась к забою по шести вертикальным отверстиям диаметром 12 мм, которые соединялись вертикальными пазами с внутренней керноприемной полостью бурильной головки.

Диаметр алмазных бурильных головок был несколько меньше номинального размера шарошечных бурильных головок, во избежание заклинивания и порчи подрезных алмазов при спуске инструмента. Эта разница между диаметрами бурильных головок должна быть тем больше, чем больше диаметр долот. Алмазные бурильные головки при бурении образуют ствол скважины большего диаметра, поэтому после их работы расширять скважину шарошечными долотами не требуется [6].

При первом рейсе бурение алмазной бурильной головкой БАГ-188/48 [26] производилось роторным способом, для чего была специально изготовлена двухметровая грунтоноса, снабженная кернорвателем Р16М.

Этой алмазной бурильной головкой в Киргизнефти в разведочной скважине глубиной 3090 м пробурено с отбором керна 89 м за 94 ч, в том числе турбодолотом КТД4-172 за 92 ч 87 м ($v_m = 0,95$ м/ч) при $Q = 25$ л/сек, $\gamma = 1,6$ г/см³ и при $G = 6 \div 8$ Т. Во избежание зависания турбодолота бурильную колонну проворачивали ротором со скоростью 22 об/мин.

На основании анализа результатов испытаний бурильной головки БАГ-188/48 ВНИИБТ разработаны и изготовлены две алмазные бурильные головки КС8М1, отличающиеся от первоначальной конструкции тем, что промывочная жидкость подводилась к забою по шести вертикальным отверстиям диаметром 16 мм, три из которых соединялись вертикальными прорезями с внутренней кернообразующей полостью бурильной головки.

Испытания этих алмазных бурильных головок с турбодолотом КТД4-170 проводились на Украине в скв. 7 Черноморской конторы бурения при отборе керна с глубины 2920 м в породах, представленных плотными аргиллитами и алевролитами с гнездами пирита. Для подъема грунтоносок был установлен подъемник Л-11 с лебедкой; грунтоноса извлекалась шлипсом Ш7-73.

Работы по подготовке скважины к бурению алмазным инструментом производились в установленном порядке и по утвержденной технологии: было проведено 2 рейса шламоуловителя, 11 рейсов магнитного фрезера и один рейс четырехшарошечной бурильной головки. В процессе очистки забоя скважины поднято 1,14 кг металлических предметов.

Одна из бурильных головок КС8М1 в сочетании с КТД4-170 при работе со съемной грунтоноской дала проходку 220 м со средней скоростью 1,02 м/ч и вынос керна 75%. Вторая бурильная головка прошла 28 м в интервале 3005—3033 м со скоростью 1,01 м/ч, вынос керна составил 88%. В аналогичных условиях 1В-К190СТ в сочетании с КТД4-170 обеспечивали среднюю проходку 3 м со скоростью 1,5 м/ч при выносе керна 30—45%. КС8М1 показали высокую устойчивость и повышенный вынос керна.

Иные результаты были получены при испытаниях в Азнефти (1964—1965 гг.) опытных бурильных головок КРС81-188/48 конструкции ВНИИБТ. Одна бурильная головка за пять рейсов показала $v_m = 0,47$ м/ч, $h_i = 20$ м, вынос керна 20%. Вторая за 17 рейсов прошла 417 м в интервале 2338—2750 м (мезозой) при $v_m = 0,54$ м/ч и выносе керна 45%. Обе бурильные головки показали недостаточную стойкость медно-вольфрамовой матрицы и вышли из строя вследствие образования кольцевых выточек на торце.

В целях повышения эффективности колонкового бурения на большой глубине ВНИИБТ было разработано несколько новых конструкций алмазных бурильных головок, обеспечивающих высокий вынос керна благодаря низкому керноприему, предохранению керна от размыва и стойкой работе матрицы на забое [22]. К ним относятся бурильные головки радиального (секторного) типа КР-143МС1/40 (рис. 32), спирального типа КС-212С1/60 и КС-188С3/48 (рис. 33) и ступенчатого типа КТ-212С1/60 (рис. 34). Эти бурильные головки предназначены для бурения с отбором керна из средних по твердости малоабразивных пород.

Рабочая часть бурильной головки КТ-212С1 имеет ступенчатые режущие поверхности, состоящие из трех первых и трех вторых секторов, смещенных между собой на $1/2$ высоты ступени. В корпус бурильной головки КС-212С1 и КТ-212С1 вставляется и приваривается специальная втулка.

Техническая характеристика этих бурильных головок приведена в табл. 21.

Алмазные бурильные головки КС-188С3/48 и КТ-188С2/48 применялись для отбора керна в скважине Арал-Сор СГ-1. Тремя бурильными головками пробурено 98 м в интервале 4968,0—5941,2 м

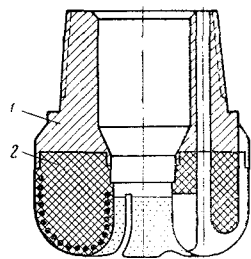


Рис. 32. Алмазная бурильная головка радиальная КР-143СМ1.
1 — корпус; 2 — рабочая часть.

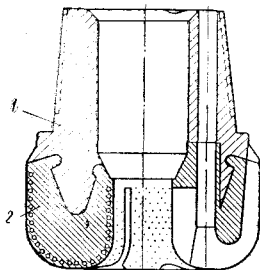


Рис. 33. Алмазная бурильная головка спиральная КС-188С3.
1 — корпус; 2 — рабочая часть.

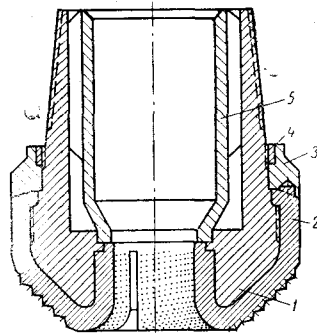
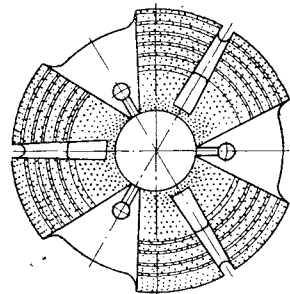
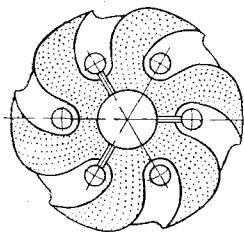
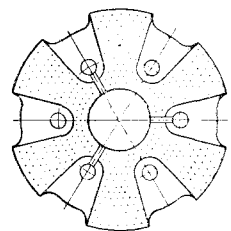


Рис. 34. Алмазная бурильная головка ступенчатая КТ-212С1:
1 — корпус; 2 — рабочая часть; 3 — фланец; 4 — гайка; 5 — втулка.



в аргиллитах твердостью $p_{ш} = 44 \div 110 \text{ кг/мм}^2$. Бурение производилось при следующем режиме: $G = 3-6 \text{ Т}$; $n = 60-70 \text{ об/мин}$, $Q = 16 \text{ л/сек}$, $p_{ш} = 110 \div 120 \text{ кг/см}^2$ и параметрах глинистого раствора $\gamma = 1,2 \div 1,4 \text{ г/см}^3$, $V = 7 \div 8 \text{ см}^3$ за 30 мин, $T = 60 \div 80 \text{ сек}$. Средние показатели трех бурильных головок: $t_6 = 14,5 \text{ ч}$, $h_i = 7,5 \text{ м}$, $v_m = 0,52 \text{ м/ч}$, $v_p = 0,15 \text{ м/ч}$. Вынос керна 40,6%. Износ алмазных бурильных головок 1-5%. Колонковые долота 1В-ДК в этой скважине не применялись ввиду малой их эффективности и недолговечности ($h_i = 0,6 \text{ м}$).

Алмазные бурильные головки конструкции УфНИИ. С 1959 г. в УфНИИ проводятся комплексные исследования по разработке новой технологии изготовления алмазных коронок и бурильных головок, основанные на методах порошковой металлургии. Первоначально была поставлена задача создания алмазной коронки малого диаметра для прохождения трудно разбуриваемых пород, представленных крепкими песчаниками и окремнелыми известняками. В соответствии с этим заданием Башнефтью и Всесоюзным институтом техники разведки (ВИТР) были изготовлены две опытные коронки АКУ-1 и АКУ-1М диаметром 118 мм по типу мелкоалмазных коронок малого диаметра (36-46 мм), разработанных ранее Всесоюзным институтом минерального сырья (ВИМС) для бурения структурных скважин. Эти коронки были испытаны при бурении с отбором керна в сочетании с одинарной колонковой трубой и дали хорошие результаты.

Позже лабораторией алмазного бурения УфНИИ совместно с конструкторским бюро этого же института были сконструированы и изготовлены новые типы алмазных коронок АКУ2-116/72, АКУ3-96/54, АКУ3-117/72, АКУ4-116/72, АКУ4-143,5/94 и АКУ4-186/130, предназначенные для бурения с отбором керна в твердых песчаниках и известняках.

Для отбора керна в абразивных породах, слабо сцементированных песчаниках и алевролитах, пористых или трещиноватых известняках были разработаны алмазные бурильные головки АКУ5М диаметром 142,5/67 и 186/72 мм (рис. 35, а и б), применяемые с двойными колонковыми наборами ДКНУ-145 и ДКНУ-190. Отличительной особенностью АКУ5М, помимо уменьшенного внутреннего диаметра для прохождения керна, является наличие специальных торцовых промывочных каналов, отводящих промывочную жидкость от места образования керна.

Совершенствование АКУ5М-142,5/67 и АКУ5М-186/72 производилось в несколько этапов по мере их испытания и выявления некоторых недостатков. Была разработана более совершенная технология изготовления порошковых матриц, а также улучшена конструкция и техника изготовления АКУ5М в целом.

Алмазная бурильная головка АКУ5М-142,5/67, применяемая с ДКНУ-145, состоит из стального корпуса с внутренней цилиндрической резьбой и твердосплавной фигурной матрицей, армированной алмазами. Матрица бурильной головки имеет куполообразный

Таблица 24

Показатели	Бурильная головка			
	КР-143СМ1	КС-188С3	КС-212С1	КТ-212С1
Диаметр бурильной головки, мм	143	188	212	212
Диаметр промывочного отверстия, мм	10	16	19	3×12
Диаметр керна, мм	40	48	60	60
Вес одного алмаза, караты	0,10-0,28	0,15-0,28	0,12-0,28	0,2-0,3
Общий вес алмазов, караты	250 ± 15	410 ± 15	500 ± 15	500 ± 15
Присоединительная резьба по ГОСТ 5256-58	МК140×6×1:8	3-147	3-161	3-161

профиль, обеспечивающий лучшее центрирование и сохранение керна от разрушения. В бурильной головке этого типа наибольшему совершенствованию подверглась система промывки в целях своевременного и полного удаления с забоя выбуренной породы и достаточного охлаждения алмазов при минимальных потерях давления промывочной жидкости.

В матрице этого типа бурильной головки имеется пять выступов, армированных алмазами, и пять промывочных каналов, переходящих

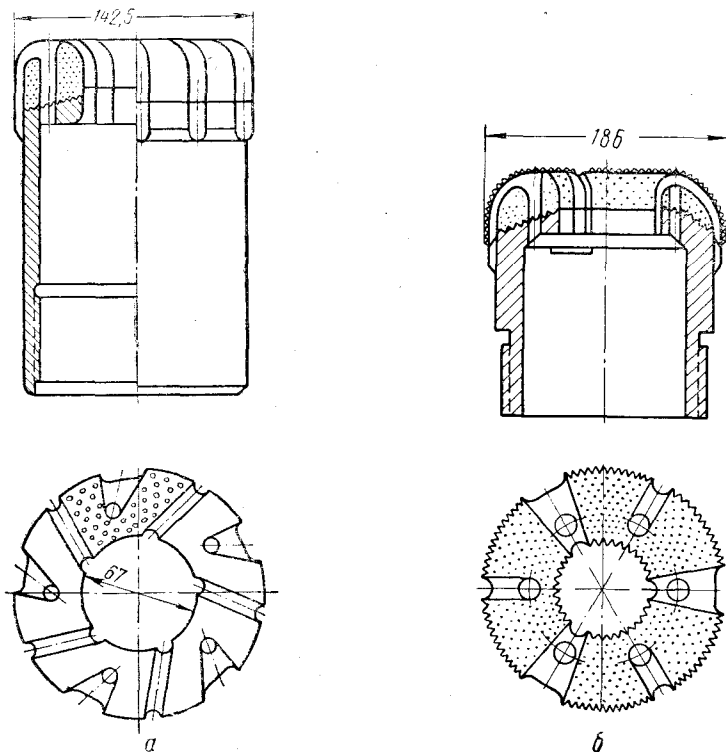


Рис. 35. Алмазные бурильные головки АКУ5М.

а — бурильная головка диаметром 142,5/67 мм; б — бурильная головка диаметром 186/72 мм.

в верхней части в промывочные отверстия диаметром 14 мм, а в нижней части расширяющихся и переходящих на внешней поверхности коронки в большие выемы, обеспечивающие хорошую обтекаемость и снижающие гидродинамический эффект при спуско-подъемных операциях. Такая система промывки алмазной бурильной головки АКУ5М-142,5/67 позволяет основное количество промывочной жидкости направлять непосредственно на забой скважины через торцовые промывочные отверстия, минуя место образования керна, что обеспечивает полный вынос шлама, предотвращает перемалывание выбуренной породы и зашламливание рабочей части матрицы

бурильной головки. Благодаря проведенным усовершенствованиям в технологии изготовления матрицы бурильной головки промывочные каналы и отверстия получаются при холодном прессовании матрицы, что значительно облегчает, ускоряет и удешевляет изготовление алмазных бурильных головок этого типоразмера.

В соответствии с нормальным рядом ДКНУ разработаны алмазные бурильные головки: АКУ5М-116,5/58; АКУ5М-142,5/67; АКУ5М-158/83; АКУ5М-186/72 и АКУ5М-209/94 с диаметром корпуса бурильной головки соответственно 110; 127; 145; 168 и 198 мм.

Техническая документация на изготовление и поставку алмазных бурильных головок АКУ5М-142,5/67 и АКУ5М-186/72 передана Кабардино-Балкарскому заводу алмазных инструментов, который в 1964—1965 гг. освоил их производство и приступил к серийному выпуску этих головок.

В целях установления технико-экономической эффективности алмазных бурильных головок УфНИИ последних конструкций в 1965 г. в Башнефти было испытано 38 алмазных бурильных головок в сочетании с двойными колонковыми наборами: АКУ5М-142,5/67 с ДКНУ-145; АКУ5М-186/72 с ДКНУ-190; АКУ5М-158/83 с ДКНУ-161С и АКУ5М-209/94 с ДКНУ-214С. Эти алмазные бурильные головки использовались на небольших глубинах: из 45 рейсов 22 рейса на глубинах 500—1500 м, 11 рейсов на глубинах 1500—2000 м и 12 рейсов на глубинах свыше 2000 м, что снизило целесообразность их применения. В этих условиях показатели ДКНУ оказались выше, чем серийных колонковых долот. Сравнительный анализ показал, что средняя проходка на АКУ5М составила 38 м, а на бурильную головку 1В-К 6,5 м. Средняя механическая скорость проходки алмазных бурильных головок оказалась ниже, чем шарошечных бурильных головок. В сочетании с ДКНУ вынос керна алмазными бурильными головками составил 73,4%, твердосплавными бурильными головками 43%, а при отборе керна бурильными головками 1В-К — вынос керна 21,8%.

За 1966 г. по Башнефти алмазными бурильными головками с ДКНУ пробурено 469 м при общей проходке колонковыми долотами 28 550 м. Проходка на одну алмазную бурильную головку, в основном АКУ5М-142,5/67, составила 30,5 м, механическая скорость проходки 0,62 м/ч, а вынос керна 59,2%, в том числе из продуктивных горизонтов вынос керна 38%. В целом же по Башнефти за этот год вынос керна всеми типами долот составил 26,8%, в том числе колонковыми долотами с головками 1В-К вынос керна 24,8%, а твердосплавными бурильными головками вынос керна 52,9%.

Совершенствование колонковых труб (грунтоносок)

Как указывалось выше, существующие колонковые долота по принципу действия подразделяются на две группы: 1) со съемной грунтоноской (ДСО₂ и ДСО₄, КТДЗ, КТД4, КАЭ1 и 2 и др.); 2) с несъемной колонковой трубой (ДКР, 1В-ДК, ДКНУ, КДК и др.).

Грунтоноски и колонковые трубы всех типов состоят из трех основных узлов: керноприемной трубы, кернорвателя и головки с обратным клапаном. Некоторые грунтоноски (долот ДСО2 и ДСО4) заканчиваются кольцевым фрезером, обуривающим керн, а в долотах ДКР фрезер является продолжением рабочей поверхности бурильной головки. Наружный и внутренний диаметр грунтоноски обуславливаются внутренним диаметром корпуса долота и диаметром керноприемного отверстия бурильной головки. Длина грунтоноски зависит от работоспособности бурильной головки и конструктивных размеров корпуса колонковых долот.

Длина керноприемной части съемных грунтоносок вначале составляла 2,5—3,5 м, а в последних конструкциях долот (КТД4, КАЭ) доведена до 6 м. В несъемных колонковых трубах длина

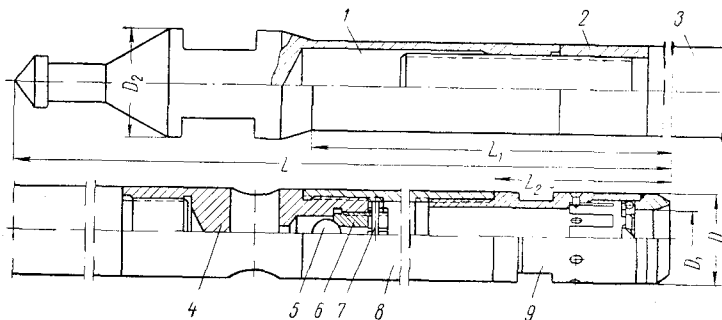


Рис. 36. Съемная грунтоноска ГТ для КТД3.
1 — захватная головка грунтоноски; 2 — регулировочная втулка; 3 — штанга грунтоноски; 4 — корпус клапана; 5 — шарик; 6 — седло клапана; 7 — шплинт; 8 — колонковая труба; 9 — кернорватель.

керноприемной части 6—12 м, а в секционных колонковых долотах до 27 м.

Чтобы керн беспрепятственно входил в керноприемную трубу, продвигался в ней и свободно извлекался, разность между внутренним диаметром керноприемной трубы и номинальным диаметром керна должна быть 5—15 мм. Кроме того, внутренняя поверхность керноприемной трубы должна быть гладкой, что особенно важно при отборе керна из набухающих и рыхлых пород, заполняющих все сечение керноприемных труб, или когда в результате вибрации долота керн разрушается на отдельные куски. В таких случаях гладкая внутренняя поверхность труб уменьшает трение керна о стенки керноприемных труб и предотвращает его самозаклинивание.

Другим эффективным мероприятием по борьбе с заклиниванием керна в керноприемной трубе является снижение противодавления над кернам путем установки дренажного клапана и отводных каналов в затрубное пространство.

Наиболее распространенными съемными грунтоносками в настоящее время являются грунтоноски ГТ (рис. 36), применяемые

в серийных колонковых турбодолотах КТД3, краткая техническая характеристика которых приведена в табл. 22.

Применяемые в КТД3 грунтоноски имеют недостаток: у них отсутствует приспособление для регулирования высоты керноприема от забоя.

В различных по диаметру колонковых долотах 1В-ДК применяются колонковые трубы — несъемные грунтоноски диаметром 73,54 и 40 мм (рис. 37, а и б).

Грунтоноски диаметром 73 мм, предназначенные для отбора керна диаметром 47 мм, устанавливаются в долотах 1В-ДК с бурильными головками диаметром 346, 295, 269 и 243 мм.

Грунтоноски диаметром 54 мм, предназначенные для отбора керна диаметром 33 мм, устанавливаются в долотах 1В-ДК с бурильными головками диаметром 214 и 190 мм. Применяются они с пружинными фонарями в верхней части грунтоноски для устойчивости и без них.

Грунтоноски диаметром 40 мм, предназначенные для отбора керна диаметром 25 и 22 мм,

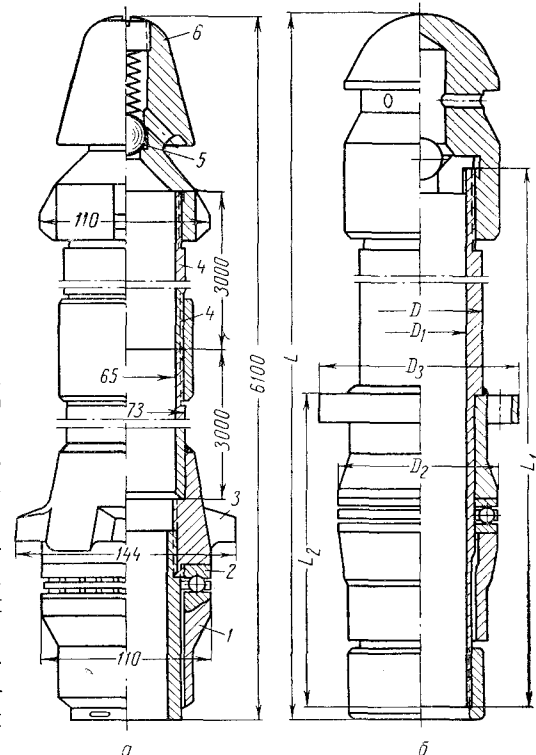


Рис. 37. Грунтоноски для долот 1В-ДК.
а — грунтоноска диаметром 73 мм: 1 — пята, 2 — упорный подшипник, 3 — наконечник, 4 — керноприемная труба, 5 — шаровой клапан, 6 — инжекционная головка; б — грунтоноска диаметром 54 и 40 мм.

Таблица 22

Типоразмер грунтоноски	Основные размеры, мм						Диаметр керна, мм	Типоразмер турбодолота
	D	D ₁	D ₂	L	L ₁	L ₂		
ГТ-73	73	54	85	7225	7065	200	47—48	КТД3-235, 212
ГТ-53а	53	35	65	7810	7695	105	35	КТДЗМ-195
ГТ-53	53	35	65	7610	7485	105	33	КТД3-170
ГТ-38	38	26	45	6625	6505	100	25	КТД3-127

устанавливаются в долотах 1В-ДК с бурильными головками диаметром 145 и 118 мм.

Для устранения недостатков в существующих конструкциях несъемных и съемных грунтоносок в некоторых нефтяных районах проведены их усовершенствования.

Предохранение колонковой трубы от засорения шламом

Бурильные головки типа 1В-К обеспечивают проходку за рейс 6—12 м и более при применении грунтоноски соответствующей длины. Чтобы облегчить и ускорить извлечение керна и сохранить его от повреждений, применяются разъемные грунтоноски, состоящие из нескольких патрубков длиной 1—1,5 м, соединенных между собой муфтовыми или внутритрубными резьбовыми соединениями.

Наблюдениями за работой колонковых долот с длинными колонковыми трубами в объединениях Грознефть и Краснодарнефть установлено, что причиной снижения отбора керна является засорение керноприемной их части шламом. В Грознефти при спуске колонкового долота КД140/65 применялись специальные защитные полиэтиленовые пробки, временно закрывающие вход в колонковую трубу. Аналогичные защитные пробки применяются в румынских колонковых долотах (см. рис. 24). Предохранительная пробка закрывает полость грунтоноски от попадания в нее шлама при спуске в плохо промытую скважину, поэтому он не мешает вхождению керна в грунтоноску и не нарушает работу ее клапана.

В Краснодарнефти промывка колонковых труб в долотах 1В-ДК и КДК140/65 осуществляется через открытое отверстие клапана, после того как долото спущено к забою, а затем сбрасывается шар клапана, сажающийся в свое гнездо.

Для защиты керна от загрязнения глинистым раствором и одновременной забойной его парафинизации в Грознефти было испытано долото с заполненной парафином колонковой трубой и защитной пробкой. Парафин на забое расплавляется и покрывает керн, поэтому на поверхность извлекается керн, покрытый тонким слоем парафина.

Устранение вращения колонковой трубы

При бурении колонковыми долотами роторным способом вращение передается колонковой трубе, что вредно отражается на состоянии и величине выноса керна. В целях повышения выноса керна ЦНИЛом Львовского нефтеобъединения [9] были разработаны верхний и нижний узлы колонковой трубы, устраняющие ее вращение посредством двух упорных подшипников № 8110, защищенных от воздействия глинистого раствора. Испытание этой колонковой трубы проведено с бурильной головкой 1В-К190СТ с кернорвателем КРТМ1, конструкции УфНИИ (усовершенствованный Р11М2), торцевой зазор которого составлял 4—5 мм. Результаты испытания показали увеличение выноса керна.

В объединении Краснодарнефтегаз НПУ Абиннефть [16] применялись съемные грунтоноски от КТДЗ в компоновке с долотом 1В-ДК, имеющим корпус из УБТ диаметром 203 мм. Тип кернорвателя в этих съемных грунтоносках менялся в зависимости от проходимых пород. Применение съемных грунтоносок в этих долотах повысило эффективность колонкового бурения: получалась экономия на спуско-подъемных операциях и был повышен вынос керна до 67% вместо 50% при работе долотами 1В-ДК с несъемной колонковой трубой. При бурении слабо сцементированных и глинистых пород в Краснодарнефти с успехом применялось (1955 г.) колонковое долото с бурильной головкой режущего типа и съемной грунтоноской, подвешенной в УБТ диаметром 203 мм аналогично долоту КТДЗ. Применение колонковых долот 1В-ДК243 и 1В-ДК295 со съемными грунтоносками в тресте Кавказнефтегазразведка (1958 г.) позволило увеличить вынос керна до 72%, проходку на долото за рейс до 12,5 м, а механическую скорость проходки на 15%.

Съемные грунтоноски при использовании бурильных труб диаметром 168, 144, 114 мм с долотами 1В-ДК применялись при отборе керна роторным способом в Томской нефтегазразведке (1958 г.), но в этом случае к кернорвателю приваривалось упорное кольцо, а в головке грунтоноски делалось четыре паза для свободного прохождения промывочной жидкости. Осевое перемещение грунтоноски вверх после ее посадки в бурильной головке предотвращалось усилием 1—1,5 Т, создаваемым гидравлическим перепадом. Зазор между кернорвателем и шарошками бурильной головки регулировался в пределах 4—8 мм в зависимости от проходимых пород и типоразмера бурильной головки перемещением упорного кольца на кернорвателе.

В НПУ Приазовнефть испытана съемная грунтоноски из 48-мм насосно-компрессорных труб с установленным фрезером ниже кернорвателя. Вынос керна этой грунтоноской с использованием ее в колонковом долоте 1В-ДК с бурильной головкой диаметром 295 мм в слабоустойчивых породах достигал 50—75%, тогда как при использовании этих долот в обычном исполнении с несъемной колонковой трубой вынос керна не превышал 20—25%.

Внедрение разъемных съемных грунтоносок АзНИИ

АзНИИ [24] разработана разъемная съемная грунтоноски с продольным разрезом, отличающаяся от серийных грунтоносок наличием двухъярусного рвателя и промежуточных переводников-держателей, устанавливаемых через каждый метр в керноприемной части грунтоноски. Поступающий керн удерживается благодаря полному перекрытию входного отверстия двумя рядами рычажков, смещенных

в горизонтальной плоскости на 30°. Во второй и третьей трубках керн удерживается с помощью переводников-держателей, способствующих сохранению последовательности и цельности структуры керна. Проведенные сравнительные испытания с различными компоновками грунтоносок в КТДЗ-212 показали преимущества грунтоноски АзНИИ.

Регулирование длины съемной грунтоноски и применение стопорного устройства

У долот КТДЗ при общей длине грунтоноски 7,2—7,6 м керноприемная часть составляет 3,4—3,5 м. Выше переводника с клапаном раньше ставилась штанга, которая часто обрывалась в месте сквозного отверстия. В дальнейшем она была заменена трубой, соединяемой с керноприемной частью грунтоноски и переводником. В этом случае дренажный клапан переносился в верхнюю часть грунтоноски, а иногда вовсе не устанавливался, что особенно не отражалось на величине выноса керна из устойчивых пород.

Отмечено немало случаев, когда керн не отрывался от забоя или при подъеме выпадал из керноприема и оставался между шарошками бурильной головки. При последующем спуске долото не доходило до забоя, а грунтоноски не садилась на свое место, что приводило к частичной или даже полной потере керна при одном или нескольких рейсах. Грунтоноски может приподниматься при бурении в случае заклинивания керна, поэтому надежное удержание керна в грунтоноске и предупреждение ее приподъема очень важны.

В существующих конструкциях КТДЗ-190, несмотря на наличие регулировочных колец под торцом головки грунтоноски, наблюдались случаи изменения зазора между зубьями шарошек и кернорвателем из-за отсутствия фиксирующего устройства. В тресте Татнефтеразведка была разработана и успешно испытана новая конструкция регулировочной головки со стопорным устройством, исключающим возможность вращения грунтоноски.

ВНИИНГ разработан и испытан дифференциальный регулятор [34] для точного регулирования торцевого зазора. Создана грунтоноски со стопорным устройством и резиновым амортизатором, предохраняющим керн от разрушения при резких и продолжительных вибрациях инструмента. Разработан прибор, фиксирующий поступление керна в грунтоноски, который позволяет установить степень влияния отдельных элементов (узлов) на вынос керна в различных геологических условиях.

Чтобы устранить заклинивание грунтоноски при посадке ее на место, конусность посадочного гнезда увеличена до 45°.

В долоте КДК-161/75 (КФВНИИнефть) для предупреждения вращения грунтоноски, установленной на радиально-упорном подшипнике, применено сегнерово колесо, которое под влиянием прокачиваемой жидкости стремится проворачиваться в обратную сторону, обеспечивая этим неподвижность колонковой трубы относительно керна.

Грунтоноски для турбодолот КТД4

Для обеспечения КТД4 более рациональной грунтоноской ВНИИБТ разработано три варианта съемных грунтоносок диаметром 73 мм: 1) с регулируемой головкой РГ-73; 2) с испытательной головкой ИГ-73; 3) с эжекционной головкой ЭГ-73. Испытание этих трех конструкций грунтоносок с кернорвателем Р16П-40 показало некоторое преимущество РГ-73, обеспечивающей вынос керна 52,8%. Грунтоноски с эжекционной головкой показала несколько худшие результаты, но ее работу можно улучшить в результате незначительных конструктивных усовершенствований.

Характеристика регулируемых съемных грунтоносок РГ (рис. 38) диаметром 89,73 и 53 мм для турбодолот КТД4 приведена в табл. 23.

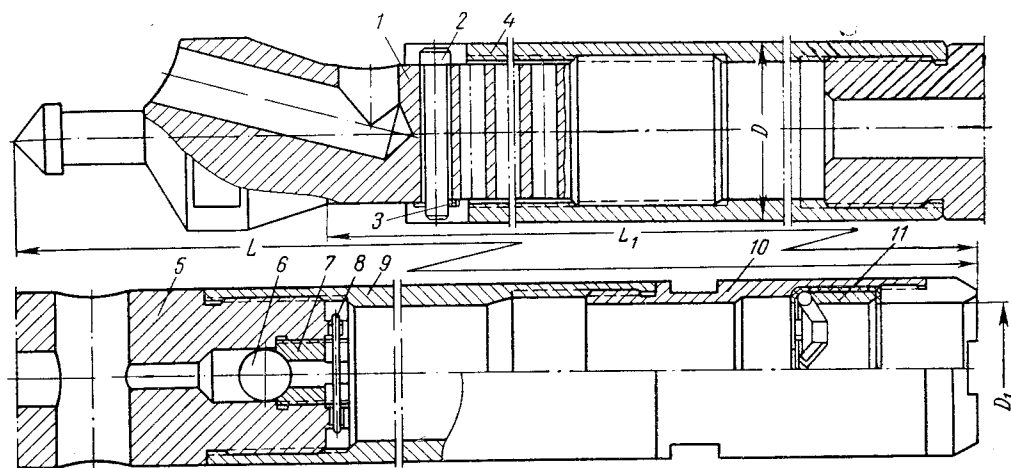


Рис. 38. Съемная грунтоноски РГ для КТД4.

1 — наконечник; 2 — предохранительный штифт; 3, 8 — шпильки; 4 — полая штанга; 5 — корпус клапана; 6 — шарик; 7 — седло; 9 — колонковая труба; 10 — переводник; 11 — кернорватель.

Таблица 23

Шифр грунтоноски	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Длина, мм		Вес, кг	Типоразмер турбодолота
			минимальная	максимальная		
РГ-89	89	60	9608	9463	150,0	КТД4-196
РГ-73	73	48	8580	8430	110,0	КТД4-172
РГ-53	53	35	9733	3583	71,3	КТД4-120

Применяемые в КТД4 грунтоноски РГ отличаются от грунтоносок ГТ, применяемых в КТДЗ, наличием регулируемой головки и плавающего кернорвателя рычажкового типа Р16М-48 и Р16П-48.

Регулируемые грунтоноски имеют телескопическую головку с двумя резьбами разного направления. Грунтоноски может меняться по длине, что дает возможность поддерживать определенный выход ее из вала турбодолота. Головка грунтоноски, диаметр которой больше внутреннего диаметра вала турбодолота, подвешивается на опоре, закрепленной в верхней части корпуса турбодолота.

Испытания этих грунтоносок показали, что регулирование их длины облегчает эксплуатацию турбодолот и избавляет их от необходимости предварительно регулировать и подгонять грунтоноски к каждому колонковому турбодолоту, на что затрачивается много времени.

Грунтоноска для колонкового долота КАЭ

В долотах КАЭ применяются съемные грунтоноски ГК (рис. 39). Нижний торец грунтоноски ГК опирается на бурт бурильной головки, а верхний конец, имеющий шариковый фиксирующий узел, помещается в переводнике с зазором 1 мм.

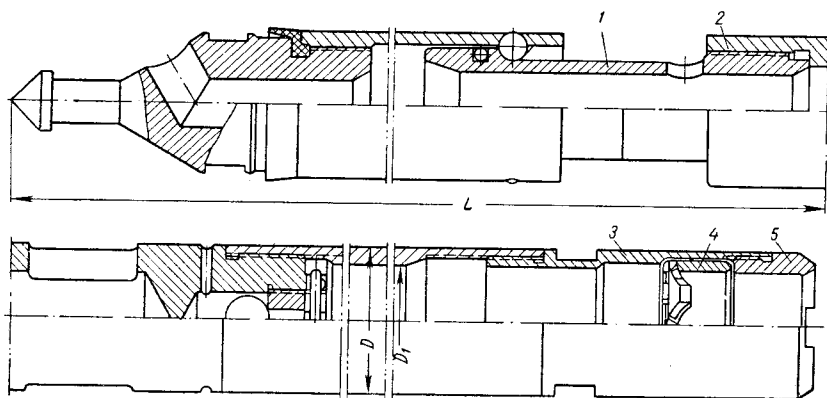


Рис. 39. Съемная грунтоноска ГК для КАЭ.

1 — головка грунтоноски; 2 — колонковая труба; 3 — переводник; 4 — плавающий кернорватель; 5 — уплотнительная гайка-наконечник.

При сбрасывании грунтоноски в бурильные трубы наконечник и фонарь головки грунтоноски находятся в верхнем положении относительно конуса, а при посадке грунтоноски на бурильную головку они перемещаются вниз. В этом положении замковые шарики, находящиеся в окнах фонаря, должны жестко фиксировать грунтоноски и препятствовать вертикальному ее перемещению относительно корпуса.

Грунтоноска ГК вращается вместе с корпусом долота, но благодаря плавающему кернорвателю типа Р16П входящий в нее керн лучше сохраняется.

Характеристика грунтоносок ГК приведена в табл. 24.

Шифр грунтоноски	Длина L , мм	Диаметр грунтоноски, мм			Вес, кг	Типоразмер долота
		D	D_1	D_2		
ГК-89	5715	89	75	65	90,0	КАЭ1-186—214/60
ГК-73	6765	73	58	53	88,0	КАЭ1-172—190/48
ГК-60	6648	60	50	45	57,7	КАЭ2-161/40
ГК-53	6615	53	40	35	47,7	КАЭ2-140/35

Подъем грунтоноски обратной циркуляцией

В объединении Краснодарнефть в 1952 г. было проведено испытание по подъему грунтоноски гидравлическим способом — обратной циркуляцией промывочной жидкости под давлением. Для подъема грунтоноски был разработан керноприемник, состоящий из съемной грунтоноски с головкой и раскрывающейся манжеты. Устье скважины оборудовалось превентором, а на верхнем конце бурильных труб устанавливался ловильный патрубок со шлицем, удерживающим поднятую грунтоноски.

Испытание этого приспособления проводилось в скважине глубиной 2400 м, грунтоноска была поднята за несколько минут. Это приспособление не получило распространения несмотря на его работоспособность.

ВНИИБТ был предложен способ подъема грунтоноски путем ее всплывания, для чего грунтоноска снабжалась поплавком — воздушным баллоном. Грунтоноска в процессе бурения удерживалась только перепадом давления. После прекращения подачи промывочной жидкости грунтоноска всплывала на поверхность.

Совершенствование кернорвателей

При бурении с отбором керна большое значение имеет отрыв керна от забоя и удержание его в грунтоноске. В колонковых долотах первоначальных конструкций применялись рватели пружинного и шлицо-пружинного типов для отбора керна во всех породах независимо от их твердости. В настоящее время существует большое количество конструкций рвателей как стандартных, выпускаемых серийно, так и изготавливаемых в мастерских буровых предприятий и научно-исследовательских институтов.

Все применяемые для отбора керна рватели по принципу их действия можно подразделить на три типа: 1) пружинные, 2) рычажковые или лепестковые, 3) шлицевые или цапговые и кольцевые. Из этих типов рвателей составляются комбинированные рватели, представляющие различное сочетание двух и даже трех рвателей.

В некоторых конструкциях колонковых долот дополнительно к металлическим кернорвателям устанавливаются внутри грунтоноски

кернодержатели из эластичных материалов. Пружинные рватели в последнее время редко применяются из-за их малой надежности и недостаточного перекрытия сечения керноприема пружинными пластинами. Для отбора керна из пород относительно мягких, рыхлых, раздробленных и подвергающихся дезинтеграции необходимо применять кернорватели, по возможности полностью перекрывающие сечение керноприема грунтоноски — рватели рычажковые и створчатые. В породах более твердых и прочных ($p_m = 5,0 \text{ кг/мм}^2$), а также крепких нет надобности в полном перекрытии сечения грунтоноски. В этом случае более важным и необходимым является создание надежного захвата и отрыва керна от породы.

Для отрыва керна диаметром до 50 мм достаточно надежными являются рычажковые рватели, при отрыве же керна большего диаметра (50—100 мм) потребуются большие усилия (4—8 Т), поэтому более подходящими будут рватели шлицовые или цанговые и кольцевые.

Принцип действия шлицового или цангового рвателя основан на обжиге внешней поверхности керна при посадке конических плашек в коническом корпусе. Необходимо, чтобы цанговый рватель в нерабочем положении имел внутренний диаметр рабочей поверхности, равный номинальному размеру керна или на 1 мм меньше. Он должен легко перемещаться по конической поверхности и в крайнем нижнем положении сжиматься с таким расчетом, чтобы его внутренний диаметр уменьшился на 6—9 мм. Примерно на такую величину может практически уменьшаться диаметр керна. При обуривании керна очень важно, чтобы цанговый рватель был прочным и эластичным, а его внутренняя рабочая поверхность крепкой и износостойкой. Фирма «Кристенсен», например, покрывает рабочие поверхности твердым сплавом или алмазной крошкой (рис. 40, а и б).

При испытании ДКНУ-142/67 в Туймазабурнефти (1966 г.) с цанговыми рвателями, наваренными твердым сплавом релит, их стойкость повысилась в 8—10 раз. После 16 рейсов опытный рватель не имел заметного износа, тогда как обычный рватель выходил из строя через 1—2 рейса.

Захват и отрыв керна рычажковыми рвателями происходит за счет внедрения шарнирно насаженных рычажков кернорвателя в столбик керна и подреза его у основания. Опустившиеся после отрыва керна рычажки почти полностью перекрывают отверстие грунтоноски, препятствуя тем самым выпадению керна. Для надежного отрыва и удержания керна необходимо, чтобы кернорватель был прочным, а вершины его рычажков абразивно устойчивыми.

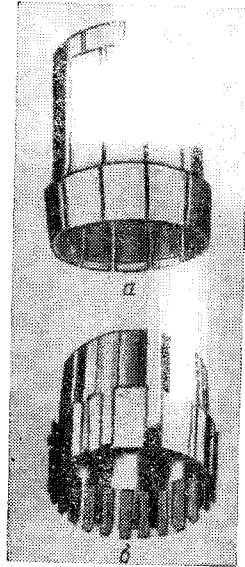


Рис. 40. Кернорватели для алмазных долот фирмы «Кристенсен». а — зажимной (цанговый) рватель; б — стандартный кольцевой рватель.

Первоначально применявшиеся рычажковые рватели открытого типа имели много недостатков. На смену им пришли кернорватели закрытого типа Р11 конструкции СКБ-2, затем двухъярусный Р15 и целый ряд их разновидностей, применяемых во всех нефтяных районах как при роторном, так и при турбинном бурении. В рвателе Р11 рычажки выполнялись как одно целое с поворотными цапфами в закрытом снаружи корпусе. Вследствие неудовлетворительного выноса керна во многих районах делались попытки создания новых, более рациональных конструкций кернорвателей. Так, например, в 1951 г. в тресте Хадьженнефть был применен створчатый кернорватель, обеспечивающий благодаря полному перекрытию керноприема вынос керна 75—90% из слабоустойчивых и сыпучих пород. Этот кернорватель оказался лучше рычажкового, применяемого в КТДЗ, и шлицо-пружинного, применяемого в КМК. Однако он имел существенный недостаток: между внутренней поверхностью грунтоноски и вышуклой частью створок попадала порода, которая препятствовала полному открытию створок и свободному движению керна, поэтому он не нашел распространения.

С 1956 г. появились кернорватели улучшенной конструкции Р11М2 (рис. 41), которые стали выпускаться Верхне-Сергинским заводом серийно и были предназначены для отбора керна турбодолотами в любых геологических условиях. Для грунтоносок диаметром 73 мм они делались шестирыважковыми, для 53-мм грунтоносок — четырехрычажковыми и для грунтоносок диаметром 38 мм — трех- и четырехрычажковыми. Характеристика этих кернорвателей приведена в табл. 25.

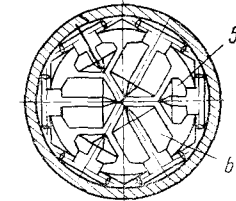
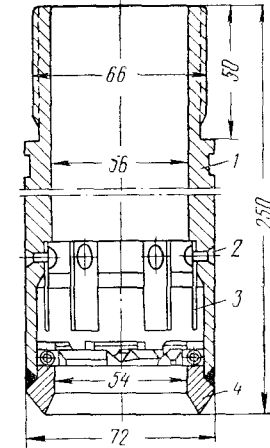


Рис. 41. Рычажковый кернорватель Р11М2.

1 — корпус; 2 — заклепка; 3 — пружина; 4 — обойма; 5 — длинный рычажок; 6 — короткий рычажок.

Таблица 25

Шифр кернорвателя	Основные размеры, мм						Вес, кг	Типоразмер турбодолота
	D	D ₁	D ₂	D ₃	l	l ₁		
Р12М2-73	73	66	56	54	250	50	3,60	КТДЗ-235, КТДЗ-214
Р11М2-53	53	45	37	35	145	40	1,26	КТДЗ-195, КТДЗ-170
Р11И2-38	38	32	27	26	110	35	0,38	КТДЗ-127

Эти кернорватели имеют недостаток: при отборе керна из твердых пород слабые пружины и рычажки часто ломаются и не отрывают керна. В роторном бурении с долотами 1В-ДК также применяются рватели Р11М2.

Кернорватель Р11М2 рычажкового типа диаметром 73 мм аналогичен кернорвателю, применяемому в турбодолотах КТДЗ-235 и КТДЗ-214. Кернорватели диаметром 54 и 40 мм — четырехрычажковые, представляют собой цилиндрический корпус, имеющий с одной стороны резьбу для присоединения к грунтоноске, а с другой — рычажки, укрепленные на осях. Пружины, находящиеся

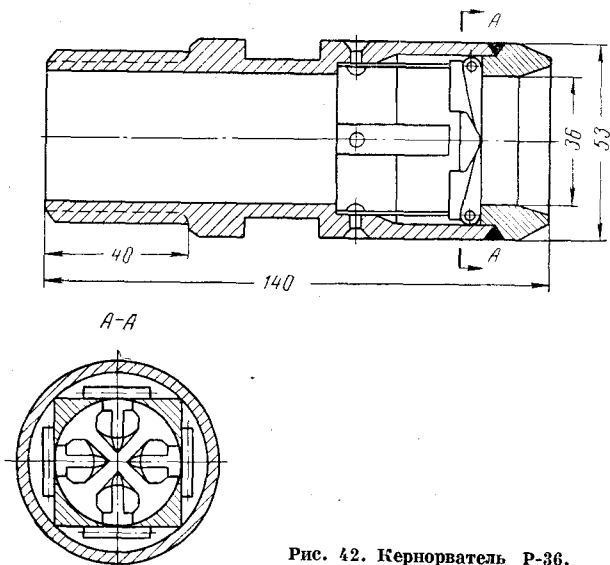


Рис. 42. Кернорватель Р-36.

в корпусе рвателя, прижимают рычажки к керну и заставляют их внедряться в породу. Характеристика кернорвателей диаметром 54 и 40 мм приведена в табл. 26.

Таблица 26

Шифр кернорвателя	Основные размеры, мм				Вес, кг
	D	D ₁	l	l ₁	
54	54	40	82	22	1,25
40	40	27	65	12	0,68

Кернорватель Р-36 Верхне-Сергинского завода диаметром 53 мм (рис. 42) предназначается для отбора керна диаметром 36 мм долотом 1В-ДК190. Он находится в стадии промышленного испытания.

Неудовлетворительная работа кернорвателей вынудила буровиков работать над созданием новых, более рациональных конструкций рвателей. Почти в каждом нефтяном районе разрабатывались свои кернорватели применительно к местным условиям, а затем их опыт передавался в другие районы. Большая работа по созданию новых конструкций рвателей проведена ВНИИБТ, АЗИНмашем, ГрозНИИ, ТатНИИ, УфНИИ, КфВНИИ, ВНИИНГ и др. Остановимся на наиболее существенных работах.

Ввиду того, что при вращении рвателя Р11М2 вместе с грунтоносной вокруг керна происходит его разрушение рычажками, ВНИИБТ был разработан кернорватель Р11М3 с вращающейся обоймой, благодаря чему рычажки остаются неподвижными относительно керна. В Краснодарнефти кернорватель Р11М2 устанавливался на шарико-подшипниках в специальной муфте, что позволило улучшить вынос керна на 20—30% в слабо сцементированных песчаниках.

В лаборатории бурения УфНИИ созданы рватели КРМТ1 для мягких и КРТ1 для крепких пород [1], которые применялись в долотах СДК1-190 и СДК1-214. Особенность двухъярусного рвателя КРМТ1 состоит в том, что два полусферических лепестка нижнего рвателя полностью перекрывают его входное отверстие, а выше расположенный кольцевой рватель отрывает керн.

Кернорватель КРТ1 аналогичен шплинсо-пружинному рвателю КМК. Отличие заключается в установке пружин для прижатия плашек к керну и вращении плашек с пружинами в корпусе рвателя. КРТ1 при испытании увеличивали вынос керна по сравнению с Р11М2 в 1,3—1,5 раза. Однако пружины часто ломались из-за плохого качества их изготовления, что препятствовало внедрению кернорвателей КРТ1. Эти кернорватели с 1967 г. выпускаются Верхне-Сергинским машиностроительным заводом.

Кроме этих рвателей УфНИИ совместно с Павловским машиностроительным заводом были разработаны кернорватели Р19-67 и Р19-72.

В ТатНИИ был разработан кернорватель РУМ-2 (рис. 43) [27], отличающийся от Р11М2 наличием дополнительного кернодержателя резиновой манжеты. Применение его с КТДЗ и 1В-ДК190 позволило получить 80% керна вместо 44% при работе с Р11М2.

На основе анализа работы всех применяемых кернорвателей ВНИИНГ разработал несколько конструкций кернорвателей: 1) рватель с вращающимся нижним узлом РВ1; 2) рватели последовательного действия РПД 1, 2, 3, 4 для различных пород, которые с СДК1 показали лучшие результаты, чем Р11М2, однако они потребовали доработки; 3) цанговый кернорватель РТП1 при бурении с КТДЗ позволяет проворачивать и отрывать от забоя бурильную колонну без ущерба для цанг и керна; 4) для рыхлых пород предложен РМП1 с шестью рычажками разной длины, полностью перекрывающими керноприем, а вместо пружин для рычажков используется резиновое кольцо; этот рватель применен с вращающейся обоймой;

5) для твердых и средних по твердости пород разработан рватель ЭК1 с защитным (направляющим) конусом и подрезным резцом [34], показавший вынос керна в 2 раза больше, чем Р11М2.

ВНИИБТ совместно с Павловским заводом разработаны конструкции рычажковых рвателей с вращающейся обоймой (плавающих) Р16П и Р16М (рис. 44), которые с 1963 г. приняты к серийному производству для использования с колонковыми долотами типа КАЭ. Кернорватели Р16М и Р16П состоят из обоймы, трех длинных и трех коротких рычажков, заключенных в резиновую манжету (Р16М) или в облегченную пластмассовую (Р16П). В горизонтальном положении

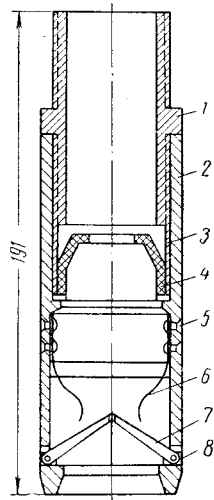


Рис. 43. Кернорватель РУМ2.

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — ограничитель хода кернодержателя; 4 — гуммированный дублирующий кернодержатель; 5 — заклепка; 6 — пружина; 7 — рычажки (лепестки); 8 — ось рычажка.

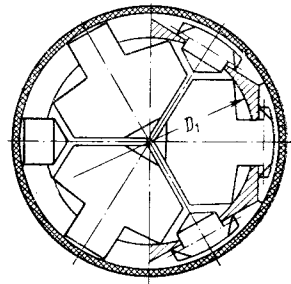
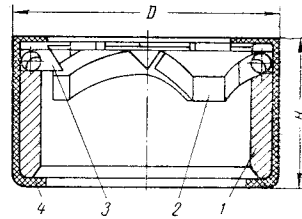


Рис. 44. Рычажковый плавающий кернорватель Р16М.

1 — обойма; 2 — длинный рычажок; 3 — короткий рычажок; 4 — резиновая манжета.

рычажки полностью перекрывают керноприем. Манжета выполняет роль пружины, прижимающей поднятые рычажки к керну, а подшипник обеспечивает вращение кернорвателя, захватившего керн. Короткие рычажки предназначены для отрыва керна твердых пород, а длинные — для отрыва керна мягких пород. Длинные рычажки имеют вид лопаток изогнутой формы, позволяющие свободно пропускать керн. Испытание Р16М с колонковым долотом КАЭ-190/48 и бурильной головкой 7В-К190/48С в Изюмской КРБ показало более устойчивый вынос керна (61%), чем при бурении долотом 1В-ДК с головкой 1В-К190СТ и рвателем Р11М2, при которых вынос керна был в 2 раза меньше. В Краснодарском и Нижне-Волжском объединениях вынос керна оказался 50 и 37%. Недостатки Р16М — частые

отрывы резиновых обоек и плохая их эластичность. Характеристика Р16М и Р16П приведена в табл. 27.

Таблица 27

Условный диаметр рвателя, мм	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Высота, мм	Типоразмер бурильной головки
40	53	42,5	33	8Н-К-161/40СТ
48	66	53	37	7В-К-190/48С
60	82	69	45	7В-К-214/60С

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ КОЛОНКОВЫХ ДОЛОТ

Как указывалось выше, наиболее распространенные до сих пор колонковые долота с несъемной колонковой трубой 1В-ДК и со съемной грунтоносной ДСО2, ДСО4 и КТД3, применяемые при бурении с отбором керна роторным и турбинным способом, а также разработанные в некоторых районах СССР конструкции колонковых долот применительно к местным условиям, не обеспечивали высоких технических показателей и надежного выноса керна.

Чтобы повысить эффективность колонкового бурения, некоторыми научно-исследовательскими институтами продолжительное время систематически проводились исследования по выявлению факторов, влияющих на величину отбора и выноса керна. В результате этих работ сложилось определенное направление в конструировании наиболее совершенных колонковых долот и бурильных головок, имеющее целью как повышение технических показателей (t_6 , h_t и v_m), так и увеличение выноса и повышение качества отбираемого керна.

Основными путями в этом направлении были:

1. Увеличение диаметра керна d_k , с тем чтобы коэффициент керноотбора $\frac{d_k}{D_{б.г}}$ был в пределах 0,25—0,4, тогда как в серийных колонковых долотах 1В-ДК он равен 0,14—0,19.

2. Приближение керноприема к забою скважины h_k , с тем чтобы коэффициент керноприема $\frac{d_k}{h_k}$ был больше 0,65, а в серийных долотах 1В-ДК он равен 0,47—0,55.

3. Устранение вибрации долота и поперечных колебаний путем центрирования полномерного и жесткого корпуса колонкового долота.

4. Уменьшение размывающего действия на керн промывочной жидкости.

5. Устранение вращения керноприемной трубы относительно керна, надежный его отрыв от забоя и удержание при подъеме на поверхность.

Уфимский научно-исследовательский институт (УфНИИ), учитывая катастрофически низкий отбор керна в разведочном бурении объединения Башнефть, с 1959 г. проводит комплексные работы по увеличению выноса керна.

На основании изучения отечественного и зарубежного опыта отбора керна с учетом основных факторов, влияющих на величину его выноса, УфНИИ разработан двойной колонковый набор «Уфимец» ДКНУ (рис. 45), состоящий из следующих основных узлов: верхнего переводника 1, соединяющего бурильную колонну с набором, корпуса набора 8, расширителя 11 и бурильной головки 13. В наборе используются корпус и детали опор турбобура, подпятники и диски

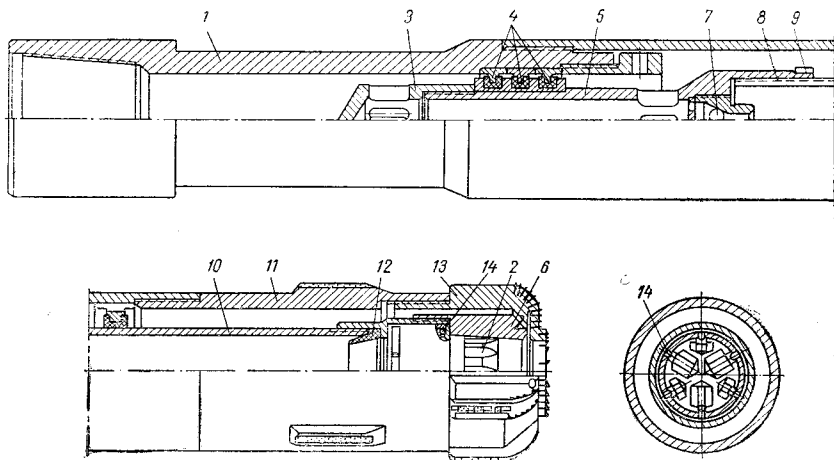


Рис. 45. Двойной колонковый набор «Уфимец» ДКНУ-190.

с кольцами, закрепленные на пустотелом валу 5 при помощи колпака 3. Керноприемная труба 10, помещенная в корпусе набора, свободно подвешена при помощи вала 5 на осевой опоре скольжения гуммированной резиной 4. Нижняя часть керноприемной трубы оборудована пружинным кольцевым кернорвателем 2, плавающим рычажковым кернорвателем 14 и резиновым кернодержателем 12. Кернодержатель удерживает керноприемную трубу от вращения и предохраняет находящийся в ней керн от разрушения. В верхней части керноприемной трубы устанавливается шаровой клапан 7, препятствующий поступлению промывочной жидкости в керноприемную трубу, но не затрудняющий вхождения в нее керна. Зазор между корпусом рвателя 6 и торцом бурильной головки 13 регулируется контргайкой 9. Пятилопастной расширитель 11, устанавливаемый над корпусом набора, служит для центрирования бурильной головки на забое скважины во время бурения с отбором керна и калибровки диаметра ствола скважины, а также облегчает работу подрезных резцов (победитовых пластинок, алмазов) бурильной головки и глушит поперечные вибрации набора.

В комплект ДКНУ могут быть включены твердосплавные или алмазные бурильные головки соответствующего диаметра, рабочая поверхность которых армируется победитовыми резцами или алмазами.

Бурильная головка, имеющая куполообразную форму рабочей поверхности, в сочетании с расширителем (центратором) устраняет вертикальные и горизонтальные вибрации инструмента, что уменьшает разрушение керна. Основная часть потока промывочной жидкости в ДКНУ поступает через отверстия в корпусе бурильной головки на забой скважины, обеспечивая полную его очистку от выбуренной породы и не размывая отбираемый керн благодаря выступающему центральному кольцу бурильной головки.

ДКНУ может применяться при бурении с отбором керна роторным и турбинным способами. Первые промышленные испытания двойного колонкового набора «Уфимец» типа ДКНУ-190/72 были проведены на скв. 785 в августе 1960 г. с целью получения керна из пласта Д₁. Отбор керна производился твердосплавной бурильной головкой диаметром 186 мм с кольцевым рвателем. Пробурено было 1 м, отобрано керна 0,6 м.

Несколько позже (в 1960—1961 гг.) были проведены испытания ДКНУ-190/72 в сочетании с твердосплавной бурильной головкой на скв. 1607 Туймазинского месторождения. В этой скважине использовался безводный известково-битумный раствор [5, 21] с целью получения необходимых данных о водонасыщенности необводненной части пласта Д₁. При бурении с отбором керна в интервале 1697—1719,7 м с ограниченной проходкой за рейс 0,5—1,5 м было сделано 22 рейса с проходкой 22,7 м при $v_m = 0,92$ м/ч и выносе керна 81,5%, представленного переслаиванием песчаника и аргиллита. В 1961—1962 гг. испытания ДКНУ-190/72 продолжались, причем на основе выявленных недостатков они были модернизированы — ДКНУ-190М/72 и на их базе разработаны конструкции ДКНУ-145/67 и ДКНУ-118/58 в сочетании с твердосплавными и алмазными бурильными головками.

В 1963—1964 гг. ДКНУ-190М и ДКНУ-145 с алмазными бурильными головками АКУ 5М-186/72 и АКУ 5М-142,5/67 из стадии промышленных испытаний перешли в стадию опытно-промышленного применения [20].

Рассмотрим некоторые, наиболее характерные и показательные испытания, проведенные в 1963 г.

С целью увеличения выноса керна на Арланском месторождении были применены ДКНУ-145 с алмазными бурильными головками АКУ 5М-142,5/67 [3] при сплошном отборе керна из угленосной толщи в 11 скважинах на глубинах 800—1260 м. Применялись алмазные бурильные головки, изготовленные в УфНИИ и на Кабардино-Балкарском заводе алмазных инструментов (КБЗАИ), вместе с которыми испытывалось 8 комплектов ДКНУ-145, изготовленных в механических мастерских конторы бурения по чертежам УфНИИ. Керн отбирался роторным способом. Суммарная проходка с отбором

керна по всем скважинам за 97 рейсов составила 416 м с $v_m = 0,59$ м/ч и выносом керна 83%, при этом из песчаников вынос керна был равен 70,5%, а из продуктивных пластов в среднем 30%. Тогда как средний отбор керна по Арланскому месторождению турбодолотами КТДЗ на 1963 г. был равен 37,8%, а из продуктивных пластов 7,6%.

В процессе испытания ДКНУ-145 исследовалось также влияние параметров режима бурения на механическую скорость проходки и вынос керна. Изменение нагрузки на долото в пределах 2—8 Т при $n = 67-84$ об/мин и $Q = 12 \div 24$ л/сек практически не отразилось на выносе керна. Параметры глинистого раствора поддерживались в пределах: $\gamma = 1,09 \div 1,89$ г/см³, $T = 19 \div 135$ сек; $B = 3 \div 20$ см³ за 30 мин.

Испытание ДКНУ-145 с бурильными головками АКУ5-142/67 проводилось на скв. 616 Грачевской площади Ишимбайнефти для отбора керна по всей мощности продуктивного горизонта, сложенного рифогенными (ситчатыми) известняками, с целью определения остаточной нефтенасыщенности.

Бурение со сплошным отбором керна с применением известково-битумного раствора на соляровой основе производилось в интервале 1173—1595 м. С учетом особенностей бурения на таком растворе в бурильных головках была улучшена система промывки, усилена внутренняя калибрующая керн поверхность. Это дало возможность улучшить охлаждение алмазов, уменьшить размыв керна. Были внесены изменения и в ДКНУ-145: устанавливались только цанговые рватели, применялась металлическая радиальная опора. После очистки забоя магнитным фрезером бурили при заниженном режиме: нагрузку на долото от 2 Т постепенно довели до 5—7 Т; скорость вращения долота с 80 до 110 об/мин; расход промывочной жидкости с 8 до 12 л/сек при $p_n = 40 \div 80$ кг/см². За 98 рейсов пробурено 421,5 м. Общая продолжительность работы составила 628 ч. Продолжительность работы ДКНУ-145 свыше 200 ч. Вынос керна 92,5%, т. е. более чем в 4 раза выше по сравнению со средним выносом керна на этой площади КТДЗ с бурильными головками 1В-К. Диаметр керна составлял 65—65,5 мм при внутреннем диаметре бурильной головки 67 мм, а длина отдельных его кусков достигала 1,5—2 м. По такому керну легко составить полное представление о структуре разреза и типе коллектора.

На скважине 57 Кумертау при бурении с отбором керна роторным способом была поставлена задача установить влияние увеличения длины колонковой трубы набора с 6 до 11 м на количество и качество выносимого керна [7]. В качестве промывочной жидкости применялся глинистый раствор удельным весом 1,24—1,28 г/см³, вязкостью 25—35 сек по СПВ-5. Бурение ДКНУ-190 с АКУ5-186/72 проводилось при соблюдении следующего режима: нагрузка на долото колебалась в зависимости от твердости проходимых пород в пределах 5—8 Т, скорость вращения долота варьировала от 80 до 100 об/мин, $Q = 22-28$ л/сек при $p_n = 40 \div 50$ кг/см². Всего

двумя алмазными бурильными головками было пробурено 224,4 м за 32 рейса при $v_m = 0,98$ м/ч, в том числе 155,5 м — удлиненными наборами за 17 рейсов и 68,9 м — обычными наборами за 15 рейсов. В ДКНУ-190 удлиненной конструкции устанавливалась дополнительная износостойкая опора из фторопласта.

В результате проведенных испытаний в скв. 57 Кумертау ДКНУ обычной и удлиненной конструкции было установлено, что увеличение длины керноприемной трубы с 6 до 11 м и вызванная этим большая продолжительность бурения за рейс не ухудшили условий отбора керна ДКНУ с алмазной бурильной головкой и в то же время значительно повысили технико-экономические показатели бурения, особенно при сплошном отборе керна или при большом интервале отбора.

Всего за период 1961—1964 гг. по Башкирии силами механических мастерских буровых предприятий было изготовлено 67 ДКНУ указанных размеров, из которых 50 комплектами ДКНУ-145 и ДКНУ-190 пробурено в 21 скважине около 2000 м с механической скоростью 0,6—0,9 м/ч и средним выносом керна 75%. Проведенные испытания двойных колонковых наборов и промышленное их применение подтвердили надежность в работе. При отборе керна в различных по прочности породах проходка на алмазную бурильную головку составила: в Ишимбайском районе 293 м, а в Арланском районе 65,7 м, что превосходило в несколько десятков раз проходку на серийное колонковое долото 1В-ДК. Повышенным оказался и вынос керна по всему стволу скважины, так и в интервалах продуктивных пластов.

Широкое опытно-промышленное применение наборов типа ДКНУ, изготовленных в различных конторах бурения, позволило выявить ряд существенных недостатков конструктивного порядка и по качеству изготовления. В процессе промышленных испытаний и опытной эксплуатации был проведен также большой объем работ по усовершенствованию и повышению работоспособности отдельных узлов ДКНУ, облегчению их сборки и разборки в условиях буровых.

Наиболее существенным изменениям и усовершенствованиям подвергались следующие узлы и детали.

1. Усовершенствованы цанговые и рычажковые кернорватели и резиновые кернодержатели.
2. Улучшена центровка низа керноприемной трубы в корпусе бурильной головки путем усовершенствования конструкции фонаря.
3. Обеспечена быстрая и более точная регулировка зазора между торцом корпуса, кернодержателем и гнездом в корпусе бурильной головки.
4. Усовершенствована конструкция крепления верхних осевых опор скольжения или качения в верхнем переводнике.
5. Повышена устойчивость и герметичность резьбовых соединений корпуса набора и керноприемной трубы заменой метрической резьбы на ленточную.

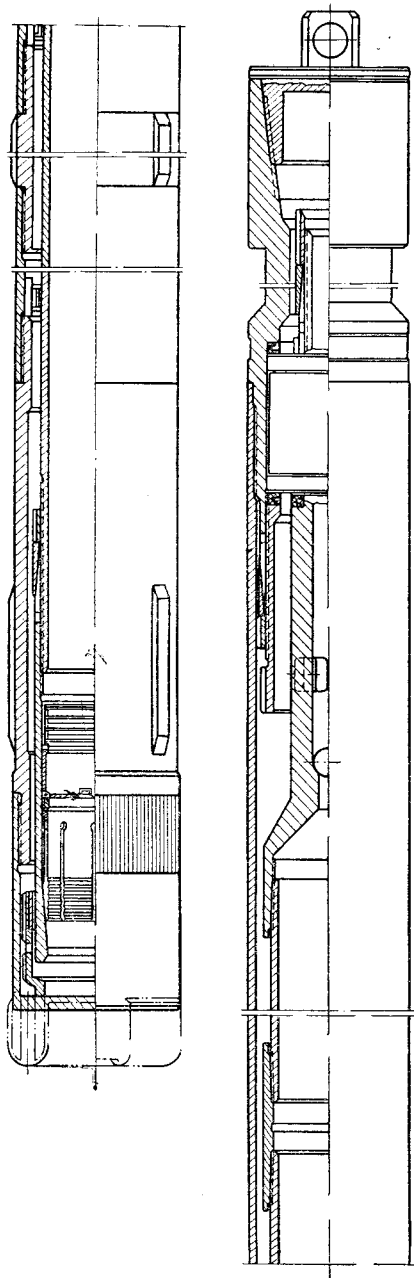


Рис. 46. Секционный двойной колонковый набор ДКНУ-161С.

6. Используются подшипники скольжения «чугун по стали» и применено облицование подшипников фторопластом или древопластом, что улучшает их работоспособность и повышает надежность в работе при бурении с отбором керна на солярово-известково-битумном растворе.

Для увеличения интервала отбора керна за рейс и уменьшения времени на спуско-подъемные операции особенно при использовании алмазных бурильных головок УфНИИ разработаны конструкции двойных колонковых наборов ДКНУ-161С и ДКНУ-214С в секционном исполнении (рис. 46).

В основу секционных ДКНУ положены те же принципы, что и в наборах ДКНУ-190 и ДКНУ-145 последнего выпуска; существенное отличие от них заключается в том, что они могут быть составлены из 2, 3, 4 и 5 секций при длине керноприемной трубы в каждой секции 5 м. Секции корпуса колонкового долота соединяются при помощи переводников, а секции колонковых труб соединяются муфтами с коническими резьбами. Для предохранения переводников от износа при бурении их поверхность армируется порошкообразным твердым сплавом.

Керноприемная труба подвешивается в верхнем переводнике набора на осевой опоре, которой может быть шариковый подшипник качения или подшипник скольжения. Центрирование керноприемной трубы при работе набора производится с помощью радиальных опор, облицованных фторопластом и свободно надетых на керноприемную трубу. Количество этих опор соответствует количеству секций. Радиальные

опоры укрепляются с помощью переводников корпуса и расширителя.

На нижнюю часть керноприемной трубы навинчивается корпус рвателей, в котором расположено два кернорвателя — цанговый и рычажковый — и резиновый кернодержатель с плавающей посадкой. Для центрирования низа керноприемной трубы относительно корпуса бурильной головки и для отвода струи промывочной жидкости от места образования керна на корпус кернорвателей надевается фонарь.

Колонковая бурильная головка через пятилопастной расширитель-центратор крепится к низу корпуса набора, что обеспечивает центрирование колонкового набора, калибрование ствола скважины и устраняет поперечные вибрации. Во избежание частых нарушений резьбовых соединений корпуса кернорвателя с керноприемной трубой и в верхнем переводнике у прежних конструкций ДКНУ в наборах ДКНУ-161С и ДКНУ-214С предусмотрена замена этих соединений разрезными цанговыми гайками с последующей фиксацией их контргайками, что позволило перенести место регулировки зазора между торцом корпуса кернорвателя и гнездом в бурильной головке в нижнюю часть керноприемной трубы и регулировать зазор путем навинчивания кернорвателя, не снимая весь набор.

Наборы ДКНУ-161С и ДКНУ-214С предназначены для бурения роторным способом, но они могут быть использованы при одно- или двухсекционной сборке в сочетании с турбобурами и электробурами. Применяются они с алмазными бурильными головками АКУ5М-158/83 и АКУ5М-208/94, твердосплавными бурильными головками с порошковой матрицей ТКПУ-158/53 и ТКПУ-208/94 или твердосплавными бурильными головками ТКУ-159/52 и ТКУ-210/92.

Новые конструкции двойных колонковых наборов ДКНУ-161С и ДКНУ-214С отличаются от ДКНУ-145 и ДКНУ-190 повышенной надежностью резьбовых соединений; упрощенной конструкцией узла регулировки зазоров; возможностью замены различных типов осевых опор; секционированием наборов с целью увеличения длины керноприемных труб. Они позволяют увеличить проходку за рейс и резко сократить непроизводительные затраты на спуско-подъемные операции, что приобретает особенно большое значение при использовании их с алмазными бурильными головками для бурения с отбором керна в глубоких разведочных скважинах.

С учетом внедрения перечисленных усовершенствований в конструкцию отдельных узлов и деталей колонковых наборов и разработки новых секционных наборов, УфНИИ предложен нормальный ряд двойных колонковых наборов ДКНУ диаметром от 97 до 214 мм. Техническая характеристика двойных колонковых наборов приведена в табл. 28.

В 1965 г. ДКНУ-190М с алмазной бурильной головкой АКУ5-186/72 был изготовлен в Ставропольском НПУ по чертежам УфНИИ со стабилизирующим устройством, предложенным ГрозНИИ (рис. 47). В породах, представленных абразивными микроконгломератами

(XIII горизонт нижнего мела), в интервале 3298—3299,3 м пробурено 1,3 м и вынесено 0,85 м породы, что составило 65%. Алмазная бурильная головка полностью сработалась. Цанговый рватель был разработан до 80 мм (начальный его диаметр 72 мм), а радиальная опора сильно размыта глинистым раствором и полностью лишена резиновых элементов. При использовании алмазной бурильной

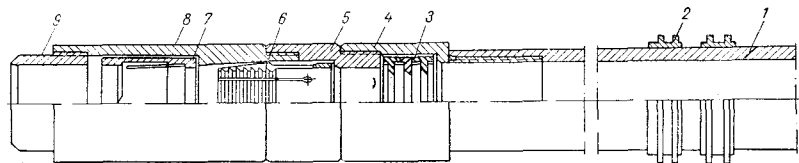


Рис. 47. Керноприемная часть модернизированного колонкового долота ГрозНИИ. 1 — колонковая труба; 2 — стабилизатор; 3 — резино-металлическая обойма; 4 — переводник — корпус резино-металлической обоймы; 5 — полукорпус цангового рвателя; 6 — цанговый рватель; 7 — шестирычажковый рватель; 8 — корпус рычажкового и цангового рвателей; 9 — наконечник.

Таблица 28

Показатели	Типоразмер ДКНУ						
	97/46	118/58	140/67	145/67	161/83С	190/72	214/94С
Наружный диаметр бурильной головки, мм	95,5	116,5	138,0	142,5	158,0	186,0	208,0
Внутренний диаметр бурильной головки, мм	46,0	58,0	67,0	67,0	83,0	72,0	94,0
Диаметр корпуса, мм	89	104	114	127	146	170	194
Диаметр расширителя, мм	95,5	116,5	138,0	142,5	158,0	186,0	208,0
Внутренний диаметр керноприемной трубы, мм	50,3	62,0	71,0	71,0	88,5	75,9	100,3
Длина керноприемной трубы, мм	2500	3870	4675	4675	10 000—2С	6135	10 000—2С
Общая длина набора, мм	3335	5000	6000	6000	11 000	7510	11 000
Присоединительная резьба:							
верхняя ГОСТ 5286-58	3-50	3-76	3-101	3-101	3-121	3-147	3-147
нижняя (ГОСТ 9484-60)	Трапецидальная 80×4	Метрическая 100×3	Метрическая 115×6	Трапецидальная 120×6	Трапецидальная 140×6	Трапецидальная 160×8	Трапецидальная 180×8
Вес набора (теоретический) не более, кг	72	121	205	254	536	494	662

головки для бурения в микроконгломератах проходка увеличилась почти в 6 раз (на трехшарошечное штыревое долото проходка в этих конгломератах составляла 0,16—0,3 м). Стоимость алмазных бурильных головок почти в 50—60 раз больше стоимости бурильной головки, оснащенной твердым сплавом.

В июне 1966 г. в объединении Краснодарнефтегаз в скв. 10 Самурской при бурении крепких трещиноватых известняков был испытан заводской набор ДКНУ-190 с бурильными головками ТКУ-190/72, изготовленными УфНИИ. Сделано было три рейса двумя коронками: 1) в интервале 2119—2124 м за 6 ч вынесено 0,3 м крепкого известняка; 2) в интервале 2124—2126 м за 3 ч вынесено 0,5 м плотной глины с включением известняка; 3) в интервале 2124—2128 м за 4 ч вынесено 1,5 м плотной глины. Средний вынос керна 30%, средняя $v_m = 0,69$ м/ч. При бурении ДКНУ трудно было регулировать зазор между торцом колонковой трубы и бурильной головкой; цанговые рватели были недостаточно прочны из-за мелкой резьбы на переводнике и корпусе рвателя; наблюдались большие неудобства в сборке и разборке ДКНУ.

Всесоюзным научно-исследовательским институтом буровой техники (ВНИИБТ) совместно с Павловским и Верхне-Сергинским машиностроительными заводами разработаны и изготовлены новые конструкции колонковых долот [26, 38]: колонковое турбодолото КТД4 со съемной грунтоноской и колонковое долото для роторного бурения КАЭ со съемной грунтоноской.

Рассмотрим характеристику и результаты промышленных испытаний этих колонковых долот.

Колонковые турбодолота КТД4 имеют большие преимущества по сравнению с серийными турбодолотами КТД3.

1. Повышение мощности и вращающего момента достигалось за счет увеличения примерно в 1,5 раза числа ступеней турбин такого же диаметра, но имеющих меньшую высоту (40 вместо 56 мм). При уменьшенной подаче промывочной жидкости в турбодолотах КТД4 понизились перепад давления и скорость вращения турбодолота, что позволило увеличить осевую нагрузку на долото, а это способствовало увеличению механической скорости проходки v_m и выноса керна.

2. Применение увеличенной и иначе расположенной пяты обеспечивало более надежную и продолжительную работу турбодолота.

3. Увеличение диаметра вала турбодолота (172 и 196 мм) позволило использовать грунтоноску большего диаметра с выносом керна диаметром 48 и 60 мм вместо 33 и 47 мм.

4. Наличие регулируемой по длине головки на съемной грунтоноске позволило изменять ее длину и устанавливать выход рвателя из переводника вала турбодолота на необходимую величину.

5. Использование в нижнем переводнике съемной грунтоноски плавающего рычажного кернорвателя Р16 способствовало лучшему отбору и удержанию при подъеме керна слабо сцементированных и рыхлых пород.

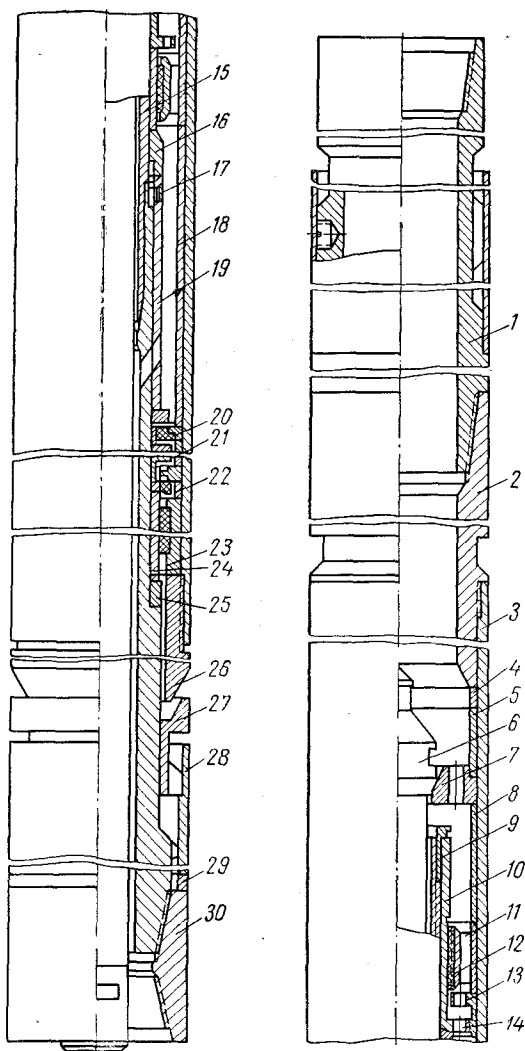


Рис. 48. Колонковое турбодолото КТД.

1 — шламуловитель; 2 — переводник; 3 — корпус; 4 — регулировочное кольцо; 5 — втулка; 6 — грунтоноска; 7 — опора грунтоноски; 8 — верхняя втулка; 9 — контрвтулка; 10 — роторная гайка; 11 — средняя опора; 12 — втулка средней опоры; 13 — статор; 14 — ротор; 15 — вал; 16 — упор; 17 — шпонка; 18 — роторная втулка; 19 — фонарь; 20 — подпятник; 21 — диск пяты; 22 — наружное кольцо пяты; 23 — нижняя опора; 24 — втулка нижней опоры; 25 — упорное кольцо; 26 — ниппель; 27 — отражатель; 28 — башмак; 29 — установочное кольцо; 30 — переводник вала.

ВНИИБТ разработаны колонковые турбодолота этого типа следующих размеров:

турбодолота КТД4-120 для бурения скважин диаметром 140—145 мм;

турбодолота КТД4-172 (с проточной пятой) и КТД4Н-172 (с непроточной пятой) для бурения скважин диаметром 190 мм;

турбодолота КТД4-196 для бурения скважин диаметром 214 мм.

Техническая характеристика колонковых турбодолот КТД4 [22] приведена в табл. 29.

Колонковые турбодолота КТД4 указанных выше размеров сходны по конструкции, но каждое из них имеет свои специфические особенности.

Турбодолота КТД4-172 (рис. 48), подготовленные к серийному производству с применением шарошечных бурильных головок 7В-К190/48 или алмазных бурильных головок БАГ-188/48, односекционные как и КТД3-170, но они имеют не 96, а 165 турбин и поэтому обладают значительно большей мощностью и вращающим моментом по сравнению с КТД3-170 даже при меньшей подаче промывочной жидкости. Турбодолото КТД4Н-172 с непроточной пятой отличается от предыдущей конструкции в основном тем, что пята находится ниже окон вала

Таблица 29

Показатели	КТД4-120	КТД4-172	КТД4Н-172	КТД4-196
Длина турбодолота (без бурильной головки), мм	9885 ± 20	10 240 ± 25	10 240 ± 25	10 740 ± 25
Наружный диаметр, мм	120	172	172	196
Количество ступеней турбодолота	210	165	163	175
Наибольшая длина съемной грунтоноски (при вывинченной регулируемой головке), мм	9733	9820	9820	10 300
Наибольший наружный диаметр, мм	65	79	79	98
Длина керноприемной части, мм	4000	4000	4000	4000
Диаметр, мм:				
наружный	53	73	73	89
внутренний	41	59	59	75
керна	35	48	48	60
Присоединительная резьба:				
верхняя	3-102 (ГОСТ 5286-58)	3-133 (ГОСТ 5286-58)	3-133 (ГОСТ 5286-58)	3-147 (ИРТ-1)
нижняя	МК110 × 6 × 1,8 (ИРТ-1)	3-147 (ИРТ-1)	3-147 (ИРТ-1)	3-161 (ГОСТ 5286-58)
Диаметр бурильной головки, мм	145	190	190	214
Вес турбодолота без бурильной головки, кг	1057	1276	1276	1642

Примечание. В связи с отсутствием заготовок корпусов турбодолот КТД4-172 и КТД4Н-172 необходимой длины, Павловским заводом выпускаются эти турбодолота с укороченным корпусом длиной 9200 мм и соответственно сокращенным числом ступеней турбин до 135 и 130.

турбодолота и число ступеней пяты увеличено с 22 до 30, что способствует увеличению срока эксплуатации турбодолота, особенно при бурении с промывкой утяжеленным глинистым раствором, и уменьшает утечку промывочной жидкости под нишпелем.

Турбодолота КТД4-120 отличаются от КТД4-172 тем, что в них над турбиной и под ней устанавливаются шламоуловители, а под нишпелем, кроме того, помещается отражатель потока жидкости вверх. Применяется это турбодолото с бурильной головкой 2Н-К140/35.

Турбодолота КТД4-196 по конструкции сходны с КТД4-120. Применяются они с бурильными головками 7В-К214/60С, а также с алмазными бурильными головками БАГ-212/60.

На Павловском машиностроительном заводе была изготовлена партия турбодолот КТД4 различного размера, которые успешно прошли промышленные испытания в некоторых нефтяных районах СССР.

Первые промышленные испытания КТД4-172 с алмазной бурильной головкой БАГ-188/48 в Киргизнефти (1962 г.) показали высокую работоспособность КТД4: достигнут большой межремонтный период — 370 ч, однако вынос керна составил лишь 48% против 39% при бурении КТД4 с 1В-К190СТ. Последующие испытания (1963—1965 гг.) в различных районах показали хорошие эксплуатационные качества КТД4: они легко запускались, воспринимали осевую нагрузку до 15—16 Т, обеспечивали повышенную механическую скорость проходки при работе с головками 7В-К, 1В-К и алмазными. Однако вынос керна при бурении с алмазными бурильными головками разных типоразмеров находился в пределах 48—94%, а с бурильными головками 7ВК-190/48 вынос керна был значительно ниже.

Колонковые долота КАЭ, предназначенные для отбора керна при роторном бурении, отличаются от серийных колонковых долот 1В-ДК, широко применяемых при бурении с отбором керна роторным способом, наличием съемной грунтоноски и верхнего фиксирующего узла, а также использованием рычажковых кернорвателей Р16, обеспечивающих сохранность керна при его отборе и подъеме грунтоноски на поверхность.

Колонковые долота КАЭ с корпусами диаметром 172 и 186 мм (Павловский завод) и бурильными головками 7В-К диаметром 190 и 214 мм (Верхне-Сергинский завод) выпускаются под шифром * КАЭ-172-190/48С и КАЭ-186—214/60С; осваиваются долота КАЭ-140—161/40 и КАЭ-120—140/35.

Долота КАЭ могут работать не только с этими бурильными головками типа 7В-К, но и с алмазными бурильными головками соответствующего размера.

* Условные обозначения долот: КАЭ — шифр колонкового долота, присвоенный институтом; 186, 172, 140 и 120 — диаметры корпусов; 214, 190, 161 и 140 — диаметры бурильных головок; 60, 48, 40, 35 — диаметры кернов.

Колонковые долота типа КАЭ различных диаметров однотипны по конструкции. Техническая характеристика КАЭ приведена в табл. 30.

Колонковое долото КАЭ1-172-190/48С (рис. 49) имеет жесткий толстостенный корпус, верхняя часть которого через переводник соединяется с УБТ, а нижняя — с бурильной головкой 7В-К или с алмазной головкой. В корпусе помещается съемная грунтоноски, в верхней части которой находится фиксирующий шариковый замок, надежно предохраняющий грунтоноски во время отбора керна от

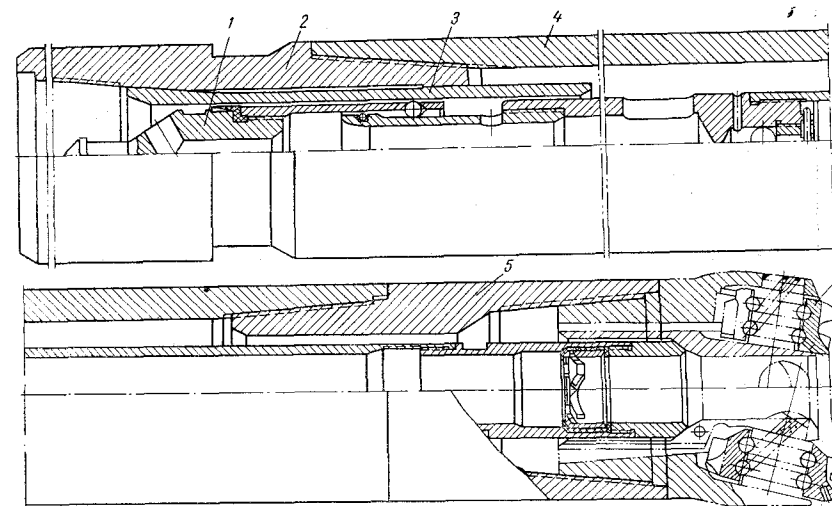


Рис. 49. Колонковое долото КАЭ1-172-190/48С

1 — грунтоноски; 2 — верхний переводник; 3 — втулка; 4 — корпус; 5 — нижний переводник; 6 — бурильная головка.

вертикальных и горизонтальных перемещений, но легко освобождает ее при подъеме на поверхность. Съемная грунтоноски своим нижним концом опирается на бурильную головку, ввинчиваемую в нижний переводник корпуса долота, и вращается вместе с ней.

Чтобы предохранить керн от разрушения, применяется рватель типа Р16, что позволяет ему оставаться неподвижным относительно керна при вращении грунтоноски. Промывочная жидкость, поступающая через бурильную колонну и верхний переводник, движется по центральному осевому каналу головки грунтоноски и далее по боковым отверстиям головки и клапана грунтоноски поступает в кольцевой зазор между грунтоноской и корпусом долота и через каналы в бурильной головке достигает забоя. Такая схема движения промывочной жидкости предохраняет керн от размыва и позволяет увеличить диаметр грунтоноски и диаметр керна.

Испытания первой партии долот КАЭ1-172—190/48С с бурильными головками 7В-К190/48С, проведенные в разных районах,

Таблица 30

Показатели	КАЭ-120—140/35	КАЭ-140—161/40	КАЭ-172—190/48	КАЭ-186—214/60
Длина (без бурильной головки), мм	6633	6685	6785	5741
Наружный диаметр, мм	120	140	172	186
Длина съемной грунтоноски, мм	6615	6648	6765	5715
Диаметр керноприемной трубы, мм:				
наружный	53	60	73	89
внутренний	40	50	58	75
Диаметр керна, мм	35	40	48	60
Присоединительная резьба:				
верхняя	3-402 (ГОСТ 286—58)	3-117 (ИРТ-1)	3-133 (ГОСТ 5286—58)	3-141 (ИРТ-1)
нижняя	МК140×6×1:8 (ИРТ-1)	3-117 (ИРТ-1)	3-147 (ИРТ-1)	3-161 (ГОСТ 5286—58)
Диаметр бурильной головки 7В-К, мм	140	161	190	214
Вес колонкового долота (без бурильной головки), кг	360	600	710	712

показали неплохие их эксплуатационные качества. Вынос керна находился в пределах 37—61%. Были случаи извлечения 100% керна. При испытании выявлены следующие недостатки этих долот.

1. Часто плавающий рватель вращался, поэтому внутри переводника грунтоноски выработывалась канавка, что вынуждало подвергать его термообработке.

2. Ненадежно работал и часто размывался шариковый замок грунтоноски. Чтобы предупредить всплывание грунтоноски, в переводнике над КАЭ приваривали стопорную планку.

3. Головка грунтоноски размывалась после одного-двух рейсов, и ее приходилось часто заменять.

4. Большой диаметр грунтоноски исключал возможность использовать ее как съемную в случае применения УБТ или бурильных труб с высаженными внутрь концами.

В результате усовершенствования этих долот созданы колонковые долота КАЭ2 с бурильными головками диаметром 145, 214, 243 и 269 мм.

Помимо этих уже внедряемых в производство колонковых долот ВНИИБТ разработаны и частично опробованы новые комплекты колонковых долот, бурильные головки и другие специальные инструменты и приспособления по отбору керна.

1. Разработаны и испытываются колонковые долота «Недра I» с одинарной и «Недра II» с двойной колонковой трубой для бурения с отбором керна диаметром 84 и 108 мм и длиной до 30 м. К этим долотам разработаны различного типа бурильные головки: со сферическими шарошечками, трех- и шестिशарошечные, со штыревым вооружением, фрезерные 11Н-К190/84 МИ и 11Н-К190/108 МИ, алмазные разного профиля.

2. Переданы Павловскому заводу рабочие чертежи для изготовления приставок к турбодолотам КТД4 и бурильных головок 1В-К к колонковым долотам КАЭ2.

3. Испытываются колонковые долота для периодического отбора керна при бурении разведочных скважин сплошным забоем без подъема бурильной колонны.

4. Разработаны технические проекты колонковых снарядов для отбора керна многосекционными турбобурами ШТК-190/48 и электробурами ШЭК-190/44.

5. Испытывается боковой турбогрунтонос БГТМ 1 с шаровой турбиной.

6. Разработан проект бокового турбогрунтоноса ТБГ-5 с многоступенчатой турбиной.

7. Разработаны технические проекты колонковых снарядов для отбора керна с сохранением забойных условий и пластовых параметров для роторного (2КСЗ) и турбинного бурения (1КСП-190).

8. Проектируется колонковый инструмент с эластичной керноприемной камерой КТЭ-190 для отбора ориентированного керна при турбинном бурении.

Краснодарским филиалом научно-исследовательского института нефти (КФВНИИнефть) было разработано несколько конструкций колонковых долот, удовлетворяющих конкретным условиям бурения в осложненных условиях.

В 1963 г. разработано колонковое долото КДК-140/65 с лопастной бурильной головкой, предназначенное для отбора керна после спуска 168-мм промежуточной колонны из разведочного VIII^а горизонта, сложенного относительно рыхлыми песчаниками, залегающими на глубине 3660 м. При конструировании этого долота учитывались конкретные условия отбора керна в глубокой разведочной скважине малого диаметра.

1. Для лучшей проходимости в скважине, обсаженной 168-мм обсадной колонной, принята бурильная головка диаметром не 145, а 140 мм, что обеспечивало необходимый зазор между долотом и стенками скважины.

2. В целях лучшего обуривания и сохранения керна увеличен коэффициент кернаприема бурильной головки, упрочнена ее рабочая поверхность и сделаны большие промывочные отверстия.

3. Конструкция шарового клапана грунтоноски позволяла до начала отбора керна производить промывку забоя скважины и после этого сбрасывать шар через бурильные трубы.

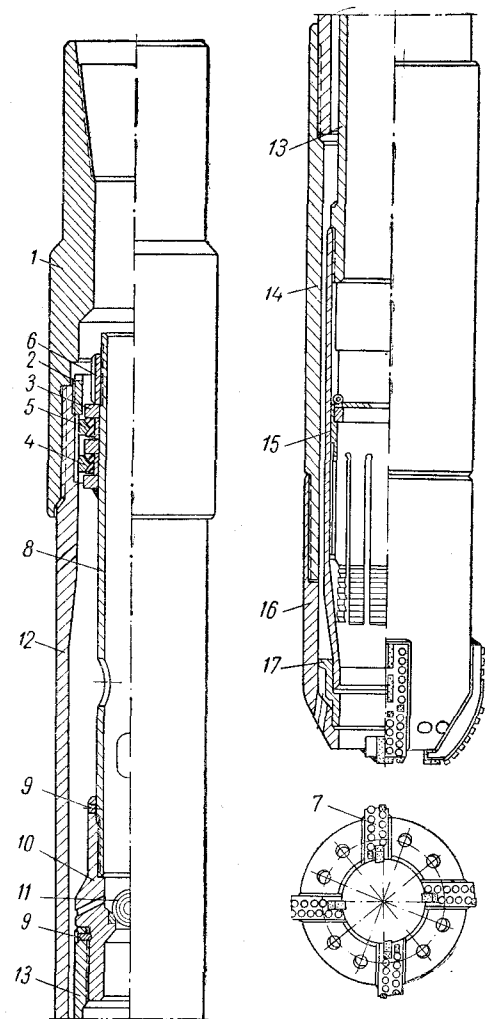


Рис. 50. Колонковое долото КДК-140/65.

4. Для гарантированного отрыва и удержания керна при длительной его транспортировке на поверхность установлен двухъярусный кернарватель.

5. При конструировании долота использовали детали серийных турбобуров.

Колонковое долото КДК-140/65 (рис. 50) состоит из следующих основных узлов: корпуса, переводника, переводника-удлинителя, лопастной бурильной головки и колонковой трубы.

Корпус 12 изготавливается из 114-мм бурильной трубы марки стали Д или Е с толщиной стенки $\delta = 10$ мм, что обеспечивает безопасный зазор (13 мм) между наружным диаметром долота и диаметром скважины. В верхней части этой бурильной трубы высаженный внутрь конец диаметром 70 мм растачивается до 82 мм, после чего в нем делается выточка диаметром 89 мм для размещения пят турбобура ТС4-4" или радиально-упорных подшипников серии 36210.

Переводник с внутренней резьбой на обоих концах служит для соединения корпуса с бурильной головкой.

Переводник-удлинитель 14 предназначен в основном для размещения внутри его нижней части колонковой трубы и соединенного с ней держателя 15. Переводник-удлинитель также может быть использован в качестве расширителя для центрирования колонкового долота и калибровки устойчивого ствола скважины. В этом случае к нему приваривается пять лопастей, соответствующих диаметру бурильной головки или несколько меньше.

Лопастная бурильная головка фрезерного типа состоит из корпуса 16 с внешним коническим профилем и приваренных к нему 4—5 лопастей 7 сферической формы. Кери диаметром 65 мм обрабатывается четырьмя победитовыми пластинками формы Г-414. Внутри бурильной головки вытачивается цилиндрическое гнездо для установки направления 17, служащего нижней опорой колонковой трубы.

Колонковая труба 13 предназначена для размещения выбуренного керна. Она изготавливается длиной 4,5 м из 89-мм бурильной трубы с внутренним диаметром 71 мм, обтачиваемой по наружному диаметру до 80 мм. К нижней части кернаприемной трубы прикрепляется корпус рвателей 15, в котором размещаются плавающий рычажковый и шлицсо-пружинный кернарватели. Верхняя часть колонковой трубы оборудована переводником 10 с внутренним гнездом для посадки стального шарика 11 диаметром 28 мм и пустотелым валом-подвеской 8 с боковыми отверстиями, с помощью которого колонковая труба свободно подвешивается на осевых и радиальных опорах скольжения или качения. В качестве верхней осевой и радиальной опор могут использоваться пять турбобура ТС4-4" или радиально-упорные шарикоподшипники серии 36210.

На пустотелом валу 8 три диска 3 и два кольца 5 пять или два радиально-упорных шариковых подшипника крепятся гайками 6, а два подпятника 4 или внешние кольца шарикоподшипников устанавливаются на кольцевой буртик цилиндрической выточки и крепятся зажимной гайкой 2. В качестве нижней радиальной опоры колонковой трубы служит направление 17, во внутреннюю выточку которого свободной посадкой вставляется нижний конец корпуса кернарвателей 15. Направление своим нижним концом устанавливается

в гнездо, выточенное внутри корпуса бурильной головки. Керноприемная труба должна подвешиваться на верхних опорах так, чтобы торец корпуса рвателя при входе в цилиндрическую выточку не упирался в тело направления и зазор между ними был 3—5 мм при накрученной на корпус головке, а колонковая труба свободно вращалась в своих верхних и нижних опорах. Необходимый зазор регулируется с помощью соединительных резьб переводника 10 и подвески 8, а также установкой под верхние опоры тонких кольцевых прокладок, чтобы предотвратить развинчивание соединительных резьб и сохранить зафиксированное положение деталей относительно друг друга, на концах переводника и колонковой трубы устанавливаются шуруры-стопоры 9.

При сборке колонковой трубы шариковый клапан 11 не устанавливается. Долото спускается в скважину без шарика; он сбрасывается в бурильные трубы только после проработки ствола скважины и тщательной промывки, благодаря этому обеспечивается прохождение промывочной жидкости через колонковую трубу. Эта операция предотвращает зашламление керноприемной части колонковой трубы, а также дает возможность быстро и без большого давления восстанавливать циркуляцию, что очень важно при отборе керна на большой глубине и в сложных геологических условиях при использовании тяжелых глинистых растворов.

Чтобы колонковая труба не вращалась вместе с корпусом долота (при заедании подшипника), на полом валу-подвеске 8 можно устанавливать различные механические устройства. Таким устройством может быть сегнерово колесо. При прохождении промывочной жидкости через окна колеса создается вращательный момент, противоположный направлению вращения корпуса долота.

Бурение рекомендуется производить при следующем режиме: $G \leq 5 T$, $n = 60 \div 80$ об/мин, $Q \leq 10$ л/сек. Для обеспечения рекомендуемой осевой нагрузки при компоновке бурильной колонны над колонковым долотом необходимо устанавливать УБТ диаметром 108 мм, длиной 100 м.

Один комплект колонкового долота КДК диаметром 140 мм был изготовлен на Краснодарском ремонтно-механическом заводе объединения Краснодарнефтегаз и испытан в скв. 520 Ново-Дмитриевская конторы бурения № 4. В интервале 3640—3675 м было пробурено 14 м со средними показателями за рейс: $h_i = 2,8$ м; $t_g = 7,38$ ч; $v_m = 0,38$ м/ч. Бурение производилось при следующем режиме: $G = 4 \div 5 T$; $n = 60$ об/мин; $Q = 4 \div 5$ л/сек. В качестве промывочной жидкости применялся известково-битумный раствор. В этой скважине первый рейс был неудачен, так как на забое оказался металл, препятствующий нормальному отбору керна, но несмотря на это вынос керна КДК-140/65 оказался выше (53,6%), чем при бурении 1В-ДК в этой же скважине (38,1%).

При механической скорости проходки 0,38 м/ч бурильные головки долот КДК оказались устойчивыми при отборе керна и часто применялись повторно. Одновременно с КДК-140/65 в скв. 520 Ново-

Дмитриевская испытывалось колонковое долото КАЭ с бурильной головкой 6Н-140/35 СЗ, которое дало 7% керна.

В скв. 55 Ахтырская, проводимой со сплошным отбором керна, было пробурено в интервале 110—401 м колонковыми долотами 1В-ДК295 с турбодолотами КТДЗ роторным способом 155 м с механической скоростью 4 м/ч при выносе керна 35,5%, что было недостаточно для решения поставленной задачи.

Для повышения выноса керна в интервале 672—691,4 м применили колонковые долота КДК-140/65, при этом получен вынос керна 67,4%.

Бурение колонковыми долотами КДК-140/65 проводилось с подачей глинистого раствора 25 л/сек в скважине диаметром 190 мм. Долото спускали на 89-мм бурильной колонне, в компоновку которой не был даже включен центратор, что создало ненормальные условия для работы долота и повлияло на вынос керна.

В 1964—1965 гг. КФВНИИнефть были разработаны и испытаны колонковые долота КДК-190/75 и КДК-161/75, по конструкции аналогичные КДК-140/65, но с некоторым усовершенствованием отдельных узлов.

1. Исключен удлинитель-переводник, имеющийся в прежней конструкции колонкового долота, а бурильная головка крепится непосредственно к корпусу долота.

2. При использовании колонкового долота с бурильными головками диаметром 190 мм к верхнему переводнику привариваются лопасти, выполняющие роль центраторов, ограничивающих изгиб и поперечные вибрации нижней части бурильной колонны.

3. Верхняя опора колонковой трубы в виде пят турбобура ТС4-5" или радиально-упорных шариковых подшипников серии 36212 и 46212 устанавливается и крепится в переводнике, благодаря чему колонковая труба может быть извлечена из корпуса вместе с переводником.

4. Нижней опорой колонковой трубы является цилиндрическая выточка в корпусе бурильной головки.

5. Необходимый зазор между корпусом бурильной головки и корпусом кернорвателей регулируется при помощи упорного кольца, прикрепляемого к подвеске стопорами.

6. Диаметр керна равен 75 мм вместо 65 мм.

Эти колонковые долота предназначались для отбора керна при бурении роторным способом различных по литологическому составу пород, преимущественно песчано-глинистых, слабо цементированных разностей, слагающих геологический разрез почти всех нефтегазовых месторождений Краснодарского края.

В 1964 г. в скв. 11 Самурская было испытано долото КДК-190/75 при отборе керна из крепких трещиноватых юрских известняков, залегающих в интервале 1800—2200 м. При первых рейсах этого долота с новыми бурильными головками обеспечивался вынос керна 80—90%. После 4—5 рейсов, ввиду большой вибрации долот и низкого качества изготовления шлипсо-пружинных рвателей (лопались

плашки или срабатывалась их внутренняя поверхность), они плохо отбирали керн, отчего вынос его понижался по отдельным рейсам до 20—30%. Средняя проходка на бурильную головку долота КДК составляла 4—5 м при средней механической скорости 0,7—1,2 м/ч.

В 1965 г. был изготовлен один комплект колонкового долота КДК-161/75 с бурильной головкой диаметром 161 мм, который испытан в конторе бурения № 5 при бурении со сплошным отбором керна. Бурение производилось в интервале 300—500 м в глинах, мергелях и алевролитах. Сделано 30 рейсов и пройдено 178 м со скоростью 1,85 м/ч, при этом вынос керна составил 68%.

Необходимо отметить, что с глубины 417 м в качестве промывочной жидкости была применена азрированная вода, что привело к осложнениям в скважине (обвалам при подъеме долота с забоя, выбросам в процессе бурения и при подъеме инструмента), поэтому спуск колонкового долота производился с проработкой ствола скважины и разбуриванием на забое обвалившейся со стенок скважины породы. Эти ненормальные условия бурения с отбором керна отрицательно сказались на отборе керна и его выносе, так как колонковая труба до начала бурения была частично заполнена шламом, который препятствовал вхождению в нее керна. На уменьшение выноса керна по некоторым рейсам повлияли поломки кернорвателей из-за слабости их конструкции и недоброкачественного изготовления, а также выходы из строя роликовых подшипников, установленных вместо шарикоподшипников серии 36212.

При подготовке опытно-промышленного участка на месторождении нефти Павлова Гора к термическому воздействию методом движущегося очага горения необходимо было отобрать керн из нефтяного пласта майкопских отложений, залегающих на глубине 220—250 м и сложенных переслаиванием нефтеносных песков и слабо цементированных песчаников.

Для отбора пород в этих условиях лабораторией по вскрытию пластов и опробованию скважин КФВНИИнефть было разработано в марте — июне 1966 г. два типа колонковых долот: КДК-161/90 (рис. 51) для двух инъекционных скважин 804 и 832 и КДК-118/70 для трех наблюдательных скважин 821, 823 и 831. Всего в пяти скважинах этими долотами было пробурено с отбором породы-коллектора 37,1 м, поднято нефтеносного песка 28,25 м, или 74%, при $v_{м. ср} = 11,6$ м/ч. Керн представлял собой, как правило, сыпучую рыхлую массу.

Бурение производилось с промывкой тяжелой нефтью при $G = 1—3$ Т; $n = 60$ об/мин; $Q = 3 \div 5$ л/сек. КДК-161/90 имеет следующие конструктивные особенности. К корпусу из 141-мм бурильной трубы резьбой М 135 × 2 присоединяется четырехлопастная бурильная головка с опережающим фрезером, калибрующим керн диаметром 90 мм. Корпус длиной 3 или 6 м соединяется резьбой М 125 × 2 с верхним переводником под бурильные трубы. В корпусе долота расположена колонковая труба с внутренним диаметром 100 мм, подвешенная на двух упорных подшипниках серии 8110

и снабженная обратным шаровым клапаном. Выше клапана находится полая подвеска, на которой укреплены подшипники. Она имеет выход в затрубное пространство для лучшего дренажа из колонковой трубы, в которую поступает рыхлый керн. Верхняя часть подвески колонковой трубы закрыта колпачком. Нижняя часть колонковой трубы снабжена рычажковым рвателем — кернодержателем, на 90% перекрывающим своими лепестками сечение керноприема.

Долото КДК-118/70 имеет аналогичную конструкцию; оно обуривает керн диаметром 70 мм.

В феврале 1967 г. колонковым долотом, изготовленным в мастерской конторы бурения треста Краснодарнефтегазразведка, отбирался керн из скв. 2 Медведовская в интервалах 5460—5465; 5568—5570; 5604—5605 и 5671—5672 м. Пробурено было 9 м, поднято керна 3,4 м (вулканический туф различной прочности), что составляет 37% от проходки колонковым долотом.

Колонковое долото состояло из толстостенного корпуса 120 × 85 мм длиной 6 м; бурильной головки фрезерного типа, обуривающей керн диаметром 50 мм, и грунтоноски 73 × 60 мм, снабженной рвателем Р11М и шаровым клапаном. Корпус долота соединен с 108-мм УБТ длиной 60 м и бурильной колонной диаметром 89 и 114 мм.

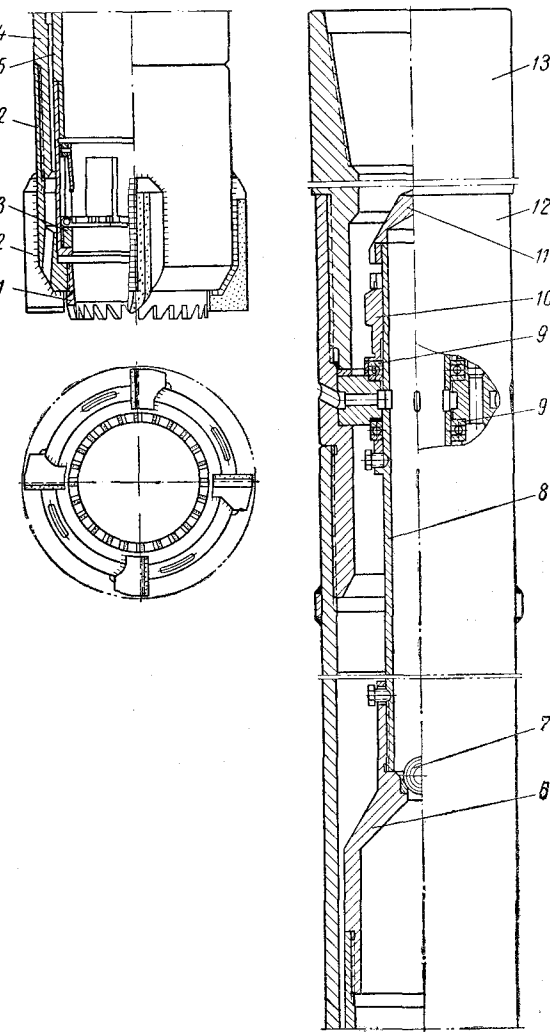


Рис. 51. Колонковое долото КДК-161/90.

1 — опережающий фрезер; 2 — четырехлопастная бурильная головка; 3 — шестирычажковый кернорватитель; 4 — корпус долота; 5 — колонковая труба; 6 — переводник; 7 — шар обратного клапана колонковой трубы; 8 — подвеска колонковой трубы; 9 — верхний опорный шарикоподшипниковый узел вращающейся колонковой трубы; 10 — зажимная гайка; 11 — колпак; 12 — переводник корпуса долота для размещения опорного узла колонковой трубы и дренажного канала в затрубное пространство; 13 — верхний переводник.

Бурение производилось при режиме $G = 3 \div 4 T$; $n = 60 \text{ об/мин}$; $Q = 8 \text{ л/сек}$. Параметры глинистого раствора: $\gamma = 1,52 \text{ Г/см}^3$, $T = 40 \text{ сек}$, $B = 6,5 \text{ см}^3$ за 30 мин. Механическая скорость проходки составила 1,43 м/ч.

Грозненским научно-исследовательским институтом (ГрозНИИ) в 1960 г. было разработано и в 1965 г. модернизировано колонковое долото режуще-истирающего типа диаметром 140 мм для отбора керна диаметром 55 мм из слабо сцементированных пород.

Для надежного отрыва и удержания керна любых по твердости пород установлено два рвателя, причем цанговый рватель располагается над рычажковым. Это сделано для предупреждения выпадения керна: если цанговый рватель выйдет из своего конуса вверх при расхаживании колонны, то рычажковый рватель будет служить держателем. Выше рвателей установлен резино-металлический кернодержатель, как и в ДКНУ. Для периодического проворачивания колонковой трубы (при заклинивании шламом) рычажковый рватель выполнен свободно вращающимся. Чтобы устранить возможность проворачивания керноприемной трубы вместе с корпусом долота, что обычно приводит к разрушению керна и поломке керноудерживающих устройств, применен специальный стабилизатор. На случай встречи при бурении крепких и абразивных пропластков в средней по твердости и даже в мягкой породе усилено оснащение бурильной головки, в особенности ее периферийных участков, калибрующих стенки скважины. Для этого вместо резцов прямоугольного сечения формы 413 и 1319 применяют резцы круглого сечения формы Г-232, предназначенные для армирования разрушающих породу узлов врубных машин и угольных комбайнов. Это долото было изготовлено специально для отбора эталонных кернов из продуктивных песчаников XIII пласта нижнего мела, из которых другими долотами не удавалось извлечь керн для решения вопроса опытно-промышленного нагнетания газов в пласт на месторождении Озек-Суат. Схема устройства керноприемной части модернизированного колонкового долота ГрозНИИ [36] показана на рис. 47. В скважинах 97 и 100 Озек-Суат по пяти рейсам этого долота вынос керна составил 60—70%: из слабо сцементированных продуктивных песчаников он достигал 95—100%, а из крепких абразивных пропластков — не более 10%. При работе этими долотами было установлено, что рычажковый рватель не срабатывал; керн отрывался и удерживался цанговым рвателем. Остатки оставленного на забое керна иногда извлекались при следующих рейсах этого же колонкового долота.

Для отбора керна в глубоких скважинах объединения Грознефть Грозненским ЦРМЗ (1964—1966 гг.) разработано долото КДЗ-140/56 (рис. 52). Оно является результатом усовершенствования ранее применяемого долота 7КД-140 [22] и имеет следующие отличия: 1) автоматически работающий кернорватель, 2) герметически закрывающуюся керноприемную трубу и 3) большие промывочные каналы долота, обеспечивающие прокачку вместе с промывочной жидкостью различных наполнителей при поглощениях глинистого раствора

в процессе бурения с отбором керна. Бурильная головка этого долота, армированная твердым сплавом, обуривает керн диаметром 56 мм.

Для определения работоспособности КДЗ-140/56, проверки действия нового кернорвателя и механической прочности основных деталей и обеспечения возможности приема керна с изоляцией его от промывочной жидкости были проведены испытания этого колонкового долота на трех разведочных площадях Грознефти. Керн отбирался из верхне-меловых и юрских отложений на различных глубинах от 3000 до 4420 м в нескольких скважинах при следующем режиме: $G = 2 \div 5 T$, $n = 92 \text{ об/мин}$, $Q = 6 \div 10 \text{ л/сек}$, $\gamma = 1,3 \div 1,5 \text{ Г/см}^3$, $T = 35 \text{ сек}$, $B = 5 \text{ см}^3$ за 30 мин. Колонна через каждые 0,5—1 ч приподнималась над забоем. При проходке колонковыми долотами 73 м вынос керна составил 29 м или 40%, при $v_m = 1,2 \text{ м/ч}$ и $h_f = 2,6 \text{ м}$. В аналогичных условиях при тех же средних технических показателях серийными колонковыми долотами 1В-ДК с бурильными головками 1В-К6АСТ обеспечивался вынос керна только 8,5%, а долотами с фрезерными головками конструкции Карабулакской конторы бурения КИР-140 вынос керна был равен 25,2%. Долото КДЗ-140/56, предназначенное для бурения с отбором керна в осложненных геологических условиях, при первых же испытаниях показало удовлетворительные результаты, поэтому намечены промышленные испытания его в более широком масштабе.

Успешно проходит испытание на буровых Грознефти одношарошечное колонковое долото конструкции ГрозНИИ, впервые предложенное инж. Л. А. Карнауховым. Вынос керна из твердых известняков верхнего мела этим долотом составлял 60—80%.

Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения (Азинмаш) совместно с конторой бурения № 3 треста Апшеронбурнефть разработано и изготовлено колонковое долото истирающе-режущего типа ДКИР-190С следящей конструкции.

Корпус долота, изготовленный из 168-мм трубы, в верхней части соединяется на резьбе с переводником под 114-мм бурильную колонну,

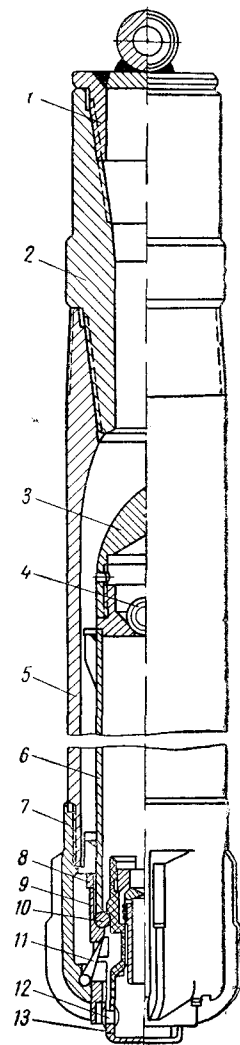


Рис. 52. Колонковое долото КДЗ-140/56 Грозненского ЦРМЗ.

1 — пробка, применяемая при транспортировке долота; 2 — верхний переводник; 3 — колпак; 4 — шар клапана; 5 — корпус долота; 6 — колонковая труба; 7 — твердосплавная бурильная головка; 8 — кольцо; 9 — втулка; 10 — уплотнительное кольцо; 11 — рычажок рвателя; 12 — средняя шпилька; 13 — защитная пробка колонковой трубы.

а в нижней части свинчивается с бурильной головкой истирающе-режущего типа. В отверстие переводника помещается шпindel, вращающийся на радиально-упорном подшипнике, который одновременно служит для удержания шпинделя от осевого перемещения. На нижний конец шпинделя навинчивается корпус обратного шарового клапана, который предотвращает от попадания потока промывочной жидкости в керноприемную трубу. Нижним концом корпус клапана соединяется на резьбе с керноприемной трубой, состоящей из 10 секций, соединенных между собой муфтами. Каждая из этих секций керноприемной трубы представляет собой разрезанную вдоль оси трубу длиной 0,5 м с конической левой резьбой на обоих концах. Для уплотнения секций по плоскости разъема применяется резиновый шнур, укладываемый в выфрезерованную для этой цели канавку. Нижняя секция керноприемной трубы через переводник соединяется с корпусом цангового рвателя, к которому на резьбе присоединяется держатель с установленными в нем резиновой манжетой и корзиночным кернодержателем.

Бурильная головка состоит из корпуса с шестью лопастями, из которых три противоположных лопасти укороченной длины. Режущие кромки высоких лопастей, разбуривающих забой, оснащены твердосплавными штырями диаметром 5 мм, укороченные же лопасти предназначены для калибровки диаметра скважины. Боковые грани лопастей армированы твердосплавными штырями диаметром 8 мм. Промежутки между штырями и передние грани лопастей, участвующие в разрушении забоя, армированы зернистым твердым сплавом.

Для улучшения условий кернообразования, предохранения образующегося на забое керна от размыва и обеспечения направления его в керноприемную трубу, в корпусе выше лопастей устанавливается кольцо, армированное пластинками твердого сплава. Образованный этим кольцом керн диаметром 76 мм при входе в керноприемник охватывается резиновой манжетой. Возникающая между ними сила трения удерживает керноприемную трубу от вращения. При дальнейшем продвижении керна отжимает лепестки корзиночного кернодержателя и, проходя через кольцо цангового рвателя, заполняет секции керноприемной трубы.

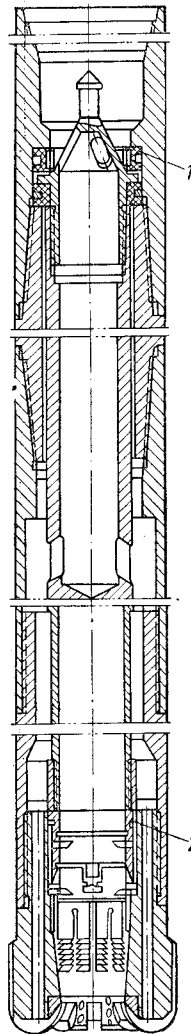


Рис. 53. Колонковый набор для роторного бурения.
1 — подшипник скольжения; 2 — держатель с зубьями.

ного кернодержателя и, проходя через кольцо цангового рвателя, заполняет секции керноприемной трубы.

При подъеме колонкового долота кольцо цангового рвателя, перемещаясь по его корпусу, сжимает керн и отрывает его от забоя. В связи с тем что пространство над цанговым рвателем освобождается от керна, рычажки корзиночного кернодержателя и резиновая манжета возвращаются в исходное положение, предохраняя выпадение керна из керноприемной трубы в процессе подъема долота. Изготовленные в 1965 г. два колонковых долота ДКИР с шестилопастными бурильными головками диаметром 190 мм были испытаны на буровых конторах бурения № 3 треста Апшеронбурнефть и треста Азнефте-разведка на глубинах 4336—5008 м. Всего было пробурено с отбором керна в песчаниках и глинах 32 м. Отобрано керна 15,5 м, т. е. 48,4%, с $v_m = 0,56$ м/ч. Вынос керна при бурении долотами ДКИР был выше, чем при бурении 1В-ДК190.

Испытания ДКИР-190С показали большую стойкость и надежность в работе бурильной головки истирающе-режущего типа. Применение разъемных керноприемных труб позволило легко извлекать керн в том виде, в каком он попал в грунтоноску. Преимущество ДКИР-190С заключается еще и в том, что оно обладает большими коэффициентами керноприема и керноотбора и меньше вибрирует на забое, а это способствует сохранению керна. Резиновая манжета, устанавливаемая у входа в керноприемник, обеспечивает неподвижность керноприемной трубы.

Волгоградским научно-исследовательским институтом (ВНИИНГ) помимо усовершенствования отдельных узлов существующих конструкций колонковых долот разработаны и частично опробованы колонковые наборы для роторного бурения и для турбодолот КТДЗ со штампом [34].

Колонковый набор для роторного бурения (рис. 53), имеющий некоторое сходство с ДКНУ, может применяться с фрезерной или алмазной бурильными головками, обуривающими керн диаметром 70 мм. Грунтоноска в этом наборе удерживается от вращения при помощи подшипника и двух зубьев держателя, врезающихся в столбик керна. В нижней части грунтоноски устанавливаются два рвателя, из них один цанговый.

Этот набор может устанавливаться также для отбора керна под турбобуром, при этом подшипник скольжения заменяется шариковым подшипником. Разработан также вариант этого колонкового набора с увеличенным диаметром керна до 90 мм для установки под КТДЗ или КТДС, в котором отсутствует подшипник скольжения и зубья держателя, а стопорение грунтоноски достигается тем, что она соединяется с грунтоноской турбодолота. Общая длина колонкового набора может колебаться в пределах 4,5—8 м. Недостатком этого набора является сложность конструкции и трудности при изготовлении и эксплуатации, а также возможность его применения только в твердых породах.

Конструкция колонкового снаряда со штампом для разрушения породы впервые была разработана Всесоюзным институтом техники разведки (ВИТР) для отбора керна из рыхлых и слабо

цементированных пород при бурении структурно-поисковых скважин.

Для разведочного бурения с отбором керна ГрозНИИ (1950 г.) было разработано колонковое долото «Штамп» КДШ-2 конструкции А. С. Станишевского, основанное на принципе отбора керна не обуриванием или офрезерованием, а штампованием. Но это долото не нашло применения. В дальнейшем СКБ-2 совместно с ГрозНИИ была разработана конструкция долота «Штамп» в сочетании с колонковыми турбодолотами, снабженными усовершенствованными подшипниками, работающими на глинистом растворе, но испытание этого долота также не дало положительных результатов. В 1963 г. работниками ГРК треста Волгограднефтегаз было предложено использовать долото «Штамп» для отбора керна в солевых отложениях. В соответствии с этими ВНИИНГ была разработана конструкция колонкового набора со штампом для отбора керна турбодолотом КТДЗ, который может быть использован и при роторном бурении.

Колонковый набор со штампом снабжен съемной грунтоносной с пружиной и присоединенным к кернорвателю штампом. В верхней части во избежание подъема грунтоноски имеется замок. При работе турбодолотами КТДЗ-170 и КТДЗ-195 керн будет штамповаться диаметром 32—34 мм, а КТДЗ-212 — диаметром 46—48 мм.

Колонковый набор со штампом и фрезерной бурильной головкой был испытан при отборе керна из слабоустойчивых пород — магниевой и калиевой соли с пропластками ангидритов в скв. 5-К (интервал 1894—2025 м). В результате получен средний вынос керна 27,5%, что несколько выше, чем при отборе керна в таких же условиях долотом с бурильной головкой 1В-К190 (17,6%). Механическая скорость проходки ($v_m = 1,91$ м/ч) оказалась ниже, чем при бурении долотом с бурильной головкой 1В-К190 без штампа ($v_m = 4,16$ м/ч).

С учетом физико-механических свойств горных пород применительно к принятой нами классификации пород по способности к кернообразованию существующие конструкции колонковых долот могут быть разбиты на три группы.

Колонковые долота первой группы характеризуются небольшим входным отверстием для керна диаметром 33 и 47—48 мм, расположенным на сравнительно большом удалении от забоя. К этой группе можно отнести колонковые долота 1В-ДК и КТДЗ с четырехшарошечными бурильными головками 1В-К, которые с успехом могут применяться в твердых устойчивых породах, относимых нами к первой группе по способности к кернообразованию. Но они плохо отбирают керн из пород второй группы.

Колонковые долота второй группы отличаются от долот предыдущей группы большим диаметром керна 35—60 мм и несколько приближенным к забоя скважины керноприемом. К этой группе долот можно отнести колонковые долота ВНИИБТ КАЭ и КТД4 с шарошечными бурильными головками 7В-К и КДЗ (Грознефть) с твердосплавными бурильными головками, которые с большим успехом могут использоваться при бурении твердых и устойчивых пород

первой группы особенно на большой глубине, но они обеспечивают худшие результаты при бурении пород второй группы*.

К третьей группе колонковых долот могут быть отнесены:

1) ДКНУ (Башнефть) с твердосплавными и алмазными бурильными головками диаметром 140—214 мм с керноприемом, рассчитанным на вынос керна диаметром 58—94 мм и приближенным к забоя скважины;

2) КДК (Краснодарнефть) с бурильными головками лопастного типа диаметром 140—190 мм с керноприемом, рассчитанным на вынос керна диаметром 65—75 мм и приближенным к забоя скважины;

3) ДКИР (Азнефть) с бурильными головками истирающе-режущего типа диаметром 190 мм с керноприемом, рассчитанным на вынос керна диаметром 76 мм и приближенным к забоя скважины.

Эти колонковые долота могут быть использованы для отбора керна в породах с различными физико-механическими свойствами, относимыми нами к первой и второй группе по способности к кернообразованию.

Различные условия применения этих колонковых долот и получаемые при отборе керна результаты обуславливаются особенностями их конструкции: разными коэффициентами керноотбора и керноприема, различной степенью вибрации долота и поперечных колебаний, разной защищенностью керна от разрушения при вращении керноприемной трубы и размыва его промывочной жидкостью.

Практика применения этих колонковых долот при отборе керна в различных по физико-механическим свойствам породах подтверждает правильность такого принципа их использования.

СОБЛЮДЕНИЕ ПРАВИЛ ПО ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ КЕРНА

Наличие и исправное состояние бурового оборудования, бурового и вспомогательного инструмента, колонковых долот и бурильных головок

Для бесперебойной работы всех колонковых долот, особенно турбодолот, и соблюдения при этом установленных параметров режима бурения необходимо в первую очередь подготовить насосное хозяйство, проверить и, если потребуется, сменить всасывающие и нагнетательные клапаны, сальниковые уплотнители и другие быстро изнашиваемые детали буровых насосов. Необходимо также привести в исправное состояние подъемный механизм буровой установки и контрольно-измерительные приборы: индикатор веса, манометры давления, амперметры и др.

Особенно тщательно должно подготавливаться буровое оборудование при бурении с отбором керна алмазным инструментом, так как

* При использовании колонковых долот КАЭ и КТД4 с твердосплавными или алмазными бурильными головками получаются лучшие результаты по выносу керна.

при этом процесс бурения может продолжаться без перерыва продолжительное время. В течение же длительной работы алмазных колонковых долот должно быть возможно меньше ремонтов и исключены простои из-за неисправности бурового оборудования.

При бурении с отбором керна особенно алмазными колонковыми долотами желательно иметь автоматический регулятор подачи долота в процессе бурения, автоматический ключ АКБ-3, пневматический захват ПКР-Ш8, ключ и приспособление для крепления долота (бурильной головки). Тормозная система должна быть отрегулирована для обеспечения плавной подачи инструмента. Гидравлический индикатор веса, манометры, амперметры должны соответствовать воспринимаемой нагрузке и обеспечивать продолжительную и надежную работу; при работе турбодолотами желательно применять турботахометры.

При бурении алмазными колонковыми долотами турбинным способом в буровой установке необходимо иметь три буровых насоса, а обвязка насосов, нагнетательная линия, резиновый или металлический рукав (шланг) и вертлюг должны гарантировать бесперебойную длительную работу при давлении 130—150 кг/см². Очистные устройства для промывочной жидкости: желоба, сито-конвейеры, вибросита, гидроциклоны — должны обеспечивать очистку глинистого раствора от выбуренной породы и посторонних примесей и находиться в исправном состоянии в течение всего процесса бурения.

Для создания нормальных условий при бурении с отбором керна большое значение имеет правильная компоновка бурильной колонны с установкой над колонковыми долотами необходимого количества УБТ и центраторов, а также наличие на буровой запасных колонковых труб (грунтоносок) и кернорвателей соответствующих типов и размеров.

При бурении турбодолотами КТДЗ диаметрами 212, 235 и 250 мм во избежание чрезмерных давлений следует применять 141-мм бурильные трубы с замками ЗШ-178 и 168-мм трубы с замками ЗН-197 или лучше ЗШ-203. При бурении турбодолотами КТДЗ диаметрами 170 и 195 мм КТД4-172 и КТД4-196 надо использовать 114- и 141-мм бурильные трубы с замками ЗШ-121 и ЗШ-178. Для турбодолот КТД3-127 и КТД4-120 следует применять 89-мм бурильные трубы с замками ЗН-108 или лучше ЗШ-118.

При бурении долотами КАЭ для свободного прохода съёмной грунтоноски в 141- и 168-мм бурильных трубах внутренний диаметр во всех узлах бурильной колонны: УБТ, бурильных замках, переводниках — должен быть не менее 90 мм, а в бурильных трубах диаметром 114 и 127 мм — не менее 70 мм; места переходов от большего диаметра на меньший должны быть плавными и не иметь каких-либо выступов, препятствующих свободному движению грунтоноски в трубах.

Для получения лучших результатов при бурении с отбором керна вообще, а при использовании алмазных колонковых долот в особенности необходимо, чтобы нижняя часть бурильной колонны была

стабилизирована путем установки центраторов и расширителей, а бурильная головка все время соприкасалась с забоем. С этой целью УфНИИ рекомендует применять следующую компоновку бурильной колонны при использовании бурильных головок типа АКУ для твердых пород:

Диаметр бурильной головки, мм . . .	96	116,5	142,5	186
Наружный диаметр корпуса долота, мм	86	110	127	168
Наружный диаметр бурильных труб, мм	73	89	114	141

Рекомендуемое соотношение между наружным диаметром колонкового инструмента и диаметром скважины можно получить, если в нижней части бурильной колонны установить три центратора, диаметр которых на 4—5 мм меньше диаметра бурильной головки. Один центратор устанавливается непосредственно над бурильной головкой, второй — на верхнем конце корпуса долота, а третий — над УБТ.

Доставленное на буровую колонковое долото любого типоразмера перед спуском его в скважину должно быть осмотрено в целях проверки всех его узлов и деталей, а также отсутствия в них каких-либо дефектов. Обязательной проверке подлежат диаметр бурильной головки контрольным кольцом соответствующего размера и диаметр отверстия для прохождения керна путем пропуска специальных пробок определенного размера. Если обнаружатся эксцентриситет, трещины и пережоги в бурильных головках, они должны быть отбракованы. В шарошечных бурильных головках шарошки должны легко, без заеданий проворачиваться в цапфах. Необходимо также убедиться в исправном состоянии присоединительной резьбы бурильной головки и чистоте отверстий для промывочной жидкости.

Применяемые в колонковых долотах бурильные головки и кернорватели по своей конструкции и прочности должны соответствовать проходным породам, что имеет особенно большое значение при отборе керна из неустойчивых пород. Подготовка колонковых долот к бурению с отбором керна производится в зависимости от типа долота.

Сборка колонкового долота со съёмной грунтоноской и бурильными головками различного типа производится в соответствии с инструкцией к каждому из этих типов долот. Несмотря на то, что турбодолота перед отправкой их на буровую обычно проверяются на специальных стендах, рекомендуется перед спуском их в скважину опробовать над устьем, замерив при этом осевой люфт верхней и нижней секций и перепад давления. Если спущенное в скважину турбодолото

с алмазной бурильной головкой не работает и запуск его не производится даже при медленном вращении ротором и расхаживании, то бурильную колонну следует поднять из скважины.

Подготовка ствола и забоя скважины

Успех отбора керна связан с состоянием ствола скважины и чистотой ее забоя. Перед спуском колонкового долота в скважину ствол

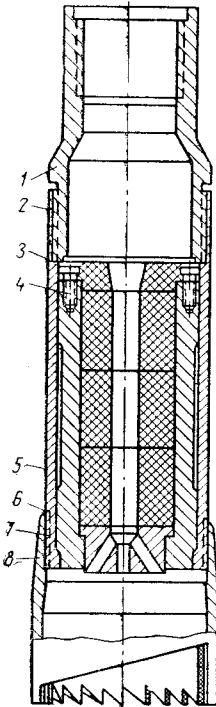


Рис. 54. Магнитный фрезер МФЗМ.

1 — переводник; 2 — корпус; 3 — верхний полюс; 4 — скрепляющие шпильки; 5 — постоянный магнит; 6 — нижний полюс; 7 — бронзовая втулка; 8 — фрезерная колонка.

ее должен быть тщательно проработан долотом сплошного бурения, а забой очищен от шлама и металла. После этого скважина промывается высококачественным глинистым раствором до выравнивания входящих и выходящих его параметров. Это производится с той целью, чтобы не допустить отложения рыхлой толстой корки на стенках скважины, а также ликвидировать неровности ствола, которые могут препятствовать нормальному спуску колонковых долот, имеющих большой диаметр корпуса и иную конфигурацию бурильной головки. Во избежание засорения грунтоноски шламом, что часто наблюдается при работе на утяжеленных растворах, необходимо очищать забой от выбуренной породы.

Чистота забоя скважины и хорошая проходимость по стволу особенно важны при бурении алмазными колонковыми долотами, поэтому перед их применением соблюдаются дополнительные требования.

Перед спуском алмазного колонкового инструмента для обеспечения его нормальной работы забой скважины обязательно очищается магнитным фрезером МФЗМ (рис. 54) или забойным металлошламоуловителем — ЗМШУ (рис. 55), представляющим собой гидравлическую ловушку, работающую на принципе перепада скоростей восходящего потока промывочной жидкости.

Работа магнитным фрезером проводится следующим образом. Не доходя до забоя 6—7 м, производится промывка скважины при

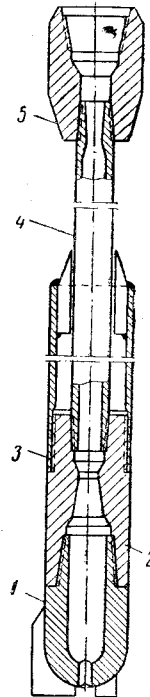


Рис. 55. Забойный металлошламоуловитель ЗМШУ.

1 — трехлопастное долото; 2 — ниппель; 3 — кожух; 4 — патрубок из бурильной трубы; 5 — переводник.

небольшой скорости вращения ротора. При подходе к забою с небольшой осевой нагрузкой находящиеся в скважине металлические предметы собираются в центральной части забоя и захватываются магнитом. После этого промывка прекращается и инструмент с выловленным металлом поднимается. Работать магнитным фрезером с металлическими предметами продолжительное время не рекомендуется, так как это может привести к нарушению его целостности и преждевременному размагничиванию. Очистка забоя от металла при помощи магнитного фрезера даже при двух-, трехкратном его спуске не всегда дает положительные результаты: на забое частично остается металл. Более эффективная очистка забоя от металла и крупного шлама осуществляется за 3—4 рейса ЗМШУ. Наружные размеры ЗМШУ зависят от диаметра скважины.

Очистка забоя скважины ЗМШУ производится в компоновке с трехлопастными долотами, при этом диаметр долота должен быть на 4—5 мм меньше номинального диаметра скважины. Использование трехлопастных долот создает лучшие условия для очистки забоя при работе ЗМШУ, вследствие создания на забое вихревого эффекта.

В глубоких скважинах, имеющих большую протяженность необсаженной части ствола, безопаснее применять не лопастные, а шарошечные долота. Производительность насосов при очистке забоя скважины с применением ЗМШУ должна быть такой, чтобы скорость потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве между стенками скважины и кожухом уловителя была не менее 2 м/сек. Очистка забоя скважины ЗМШУ производится предпочтительно роторным способом, при этом применять утяжеленный низ бурильной колонны не рекомендуется.

ЗМШУ должен работать до тех пор, пока забой скважины не будет очищен от металла и шлама. Все операции по подготовке скважины к работе алмазными долотами надо проводить с особой осторожностью, так как пренебрежительное отношение к ним может привести к нарушению матрицы бурильной головки и выкрашиванию из нее алмазов.

Чтобы избежать специальных подготовительных работ по очистке забоя перед спуском алмазного инструмента, рекомендуется в течение последних 3—4 рейсов перед спуском алмазного колонкового инструмента бурение производить шарошечными долотами с применением металлошламоуловителя, прорабатывая суженные интервалы ствола скважины и не допуская передержки долот на забое. Для более интенсивного выноса металла и шлама при турбинном бурении с отбором керна на валу турбодолота устанавливается кожух-отражатель [22], принцип работы которого состоит в изменении направления выходящего потока жидкости из-под ниппеля турбодолота.

Спуск колонковых долот

При хорошей подготовке ствола скважины и применении высококачественного раствора никаких осложнений при спуске колонкового долота обычно не наблюдается, несмотря на различную конфигурацию и большее перекрытие ствола скважины колонковой бурильной головкой по сравнению с долотом сплошного бурения того же размера.

Спуск бурильной колонны с колонковым долотом любого типа даже в подготовленную скважину должен производиться с соблюдением мер предосторожности от возможных посадок. В случае посадок при спуске долота необходимо этот интервал проработать на длину рабочей трубы при осевой нагрузке на долото до $3T$ и скорости вращения ротора $50-60$ об/мин. Продолжать спуск колонкового долота можно только при восстановлении полного веса бурильной колонны. Чтобы избежать проработок ствола скважины и для уменьшения гидравлических сопротивлений при спуске колонковых долот, при бурении в осложненных условиях с применением глинистого раствора большого удельного веса ($1,6-1,8$ г/см³) в некоторых районах практикуется применение колонковых долот меньшего диаметра по сравнению с долотами сплошного бурения с последующим расширением ствола скважины после отбора керна.

При спуске колонковых долот с несъемной колонковой трубой в глубоких скважинах с большим необсаженным интервалом часто происходит заполнение грунтоноски шламом и размыв промывочных отверстий в бурильной головке долота при промывке ствола скважины. Чтобы избежать этого, спускают колонковое долото без шарового клапана. Свинчивание и развинчивание бурильных труб при спуске — подъеме и наращивании бурильной колонны следует производить без вращения ротором. Навинчивать и закреплять бурильные головки на корпусе долота рекомендуется при помощи специальных приспособлений.

Бурение с отбором керна

Бурение колонковыми долотами всех типов надо начинать с навеса, без заметной разгрузки по индикатору веса, что обеспечивает центрирование корпуса колонкового долота и надежную зарезку керна бурильной головкой. В дальнейшем осевая нагрузка на долото повышается и постепенно доводится до установленной для данной породы величины.

Проходка за рейс при отборе керна находится в зависимости от физико-механических свойств проходимых пород и работоспособности бурильной головки, но она не может превышать длину керноприемной части грунтоноски. При отборе керна из рыхлых и не-

устойчивых пород проходка за рейс ограничивается иногда $1,5-2$ и даже 1 м, независимо от длины грунтоноски.

Получение высокого выноса керна может быть обеспечено при условии непрерывной и постоянной по величине подачи промывочной жидкости к колонковому долоту, что имеет особое значение при отборе керна турбинным способом. При недостаточной подаче промывочной жидкости ухудшается очистка забоя скважины, в результате чего снижается механическая скорость проходки, особенно при работе турбодолотами, и уменьшается вынос керна.

Эффективность работы колонковых долот в значительной степени зависит от регулирования режима и времени окончания процесса бурения при отборе керна из различных по твердости и устойчивости пород. Отбор керна в мягких породах следует производить с максимальной механической скоростью при соблюдении небольшой промывки. При переходе из мягких пород в твердые надо постепенно повышать нагрузку на долото и скорость вращения ротора и в то же время увеличивать количество промывочной жидкости, при переходе же из пород твердых в более мягкие и рыхлые нагрузка на долото и скорость вращения ротора должны уменьшаться и производительность буровых насосов соответственно снижаться. Увеличение количества промывочной жидкости и подъем колонкового долота над забоем в процессе бурения с отбором керна в таких породах могут быть допущены только для предупреждения или устранения сальников и прихватов колонны.

Бурение с отбором керна из переслаивающихся пород желательно заканчивать в плотных вязких породах, что предохраняет керн от выпадения из грунтоноски. Для более надежного удержания керна, отобранного из рыхлых и слабо сцементированных пород, практикуется перед подъемом вращать колонну в течение $3-4$ мин без циркуляции при незначительной подаче. Но это допускается только в том случае, когда нет опасения вызвать этой операцией прихват инструмента или образование сальников.

При бурении с отбором керна в крепких породах после окончания заданного интервала подачу инструмента прекращают и, отрывая долото от забоя, продолжают вращать инструмент в течение $3-5$ мин до полного снижения нагрузки на забой. За это время рватель вырабатывает на керне пояс, по которому при подъеме инструмента керн быстро и сравнительно легко отрывается от забоя.

Особенно неблагоприятное положение с отбором керна создается при бурении в песчаных, слабо сцементированных породах, насыщенных в различной степени нефтью и газом, несмотря на соблюдение нормального режима бурения и ограничение проходки за рейс. Повышение выноса керна в этих неблагоприятных литологических условиях может быть достигнуто только при условии применения совершенного колонкового инструмента, обеспечивающего отбор полноценного керна из этих пород и сохранение его целостности при подъеме на поверхность.

В процессе бурения турбодолотами при образовании сальников и зависании бурильной колонны допускается проворачивание бурильной колонны ротором без отрыва долота от забоя. Проворачивать инструмент с отрывом от забоя на 0,5—0,7 м разрешается при бурении в осложненных условиях, во избежание затяжек и прихватов колонны бурильных труб, несмотря на то, что это приводит к некоторому уменьшению выноса керна и ухудшению его качества.

При отборе керна турбодолотами КТДЗ рекомендуется соблюдать параметры режима бурения, указанные в табл. 31.

Таблица 31

Типоразмер турбодолота	Диаметр бурильной головки, мм	Нагрузка на бурильную головку, Т	Расход промывочной жидкости, л/сек
КТДЗ-127	145	6—8	8—12
КТДЗ-170	190 и 214	9 и 12	25 и 30
КТДЗ-195	214 и 243	12 и 14	30 и 35
КТДЗ-212	243 и 269	14 и 16	35 и 40
КТДЗ-235	269 и 295	16 и 18	40 и 50
КТДЗМ-250	295 и 346	18—24	40 и 60

Если при соблюдении этих параметров режима бурения турбодолота дают неудовлетворительные результаты по выносу керна, то необходимо для каждого конкретного случая, в зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых пород, подобрать такой режим, при котором обеспечивались бы максимальная скорость и наибольший процент выноса керна.

При отборе керна колонковыми долотами роторным способом можно придерживаться примерно такого же режима бурения, который применялся при долотах сплошного забоя в аналогичных геологических условиях, изменяя нагрузку на долото, скорость вращения ротора и расход промывочной жидкости в зависимости от типоразмера долота и физико-механических свойств проходимых пород.

Для обеспечения необходимой нагрузки на бурильную головку в бурильной колонне надо устанавливать утяжеленный низ длиной 75—100 м с диаметром проходных отверстий при 114-мм бурильном инструменте не менее 70 мм, а при 141-мм бурильном инструменте — не менее 90 мм.

Большое влияние на нормальную работу колонковых долот со съемной грунтоносной и получение при этом высокого процента выноса керна оказывает очистка промывочной жидкости от шлама, так как наличие в ней большого количества выбуренной породы ухудшает условия отбора керна и снижает мощность турбодолот, а это приводит к уменьшению механической скорости проходки и процента выноса керна.

Выполнение необходимых мер предосторожности при забуривании и соблюдении установленного режима бурения с отбором керна

особенно требуются при бурении алмазными колонковыми долотами как с несъемной колонковой трубой, так и со съемной грунтоносной. Невыполнение этих требований или отступление от них приводят к скалыванию алмазных зерен, размыву матрицы, потере алмазов или их графитизации.

Бурение алмазными колонковыми долотами надо начинать с навеса и при плавной подаче долота до 0,5—1 Т работать до тех пор, пока алмазы не будут обнажены из матрицы, что происходит обычно через 1,5—2 ч при турбинном и через 2,5—3 ч при роторном бурении. Обнажение алмазов происходит постепенно и определяется по увеличению механической скорости проходки, в зависимости от чего режим бурения должен форсироваться.

Для установления наиболее эффективной отработки алмазных бурильных головок и коронок, обеспечивающих объемное разрушение породы на забое, необходимо подобрать наиболее рациональное соотношение параметров режима бурения, с учетом характера проходимых пород и возможностей буровой установки [25].

При выборе скорости вращения алмазного колонкового инструмента надо исходить из того, что разрушение породы зависит от ее физико-механических свойств, износостойкости рабочей поверхности алмазного инструмента, а также полной и своевременной очистки забоя от выбуренной породы и надлежащего охлаждения алмазных резов.

При роторном бурении алмазными бурильными головками скорость их вращения ограничивается прочностью применяемых бурильных труб. Так, в Башкирии при бурении алмазными бурильными головками типа АКУ с ДКНУ при использовании 73- и 89-мм бурильных труб по этой причине скорость вращения бурильной головки не повышалась более 70—80 об/мин. Опыт же применения этих бурильных головок при турбинном бурении с отбором керна в Башкирии показывает неплохие результаты при повышенных скоростях вращения алмазного инструмента как по продолжительности пребывания на забое и проходке за рейс, так и по выносу керна, особенно при отборе его из плотных и твердых пород. Но при этом должны соблюдаться технические требования: устанавливаться достаточной длины и жесткости отцентрированная УБТ и обеспечиваться своевременное и полное удаление с забоя выбуренной породы.

Для эффективного объемного разрушения породы при бурении с отбором керна алмазным колонковым инструментом осевая нагрузка на долото должна превышать предел прочности породы, иначе будет происходить неэффективное поверхностное ее разрушение истиранием.

При определении необходимой и достаточной нагрузки на алмазную бурильную головку необходимо учитывать следующие факторы: диаметр бурильной головки, размер, качество и расположение алмазов на матрице бурильной головки, количество и качество промывочной жидкости, физико-механические свойства разбуриваемой породы и скорость вращения бурильной головки в процессе бурения

с отбором керна. Исходя из работоспособности применяемого породоразрушающего алмазного инструмента и прочности алмазов, рекомендуется создавать осевую нагрузку на алмазную бурильную головку, не превышающую 80—100 кг на 1 карат алмаза, что составляет в среднем 280—400 кг на 1 см диаметра бурильной головки.

Большое значение при бурении с отбором керна алмазным колонковым инструментом имеет количество промывочной жидкости и скорость выхода ее из отверстий алмазной бурильной головки, обеспечивающие полную очистку забоя от выбуренной породы и предотвращающие чрезмерное нагревание алмазов.

Практикой алмазного бурения с отбором керна доказано, что количества промывочной жидкости, обеспечивающего вынос выбуренной породы при скорости восходящего потока 0,8—1,0 м/сек, бывает вполне достаточно для охлаждения алмазного инструмента. При турбинном бурении с отбором керна повышенное количество промывочной жидкости может создать опасность размыва алмазной бурильной головки, поэтому в этих случаях рекомендуется применять матрицы из более стойких сплавов.

При бурении с отбором керна алмазными колонковыми долотами надо вести наблюдение не только за количеством промывочной жидкости, но и за давлением в процессе подачи. Внезапное повышение давления в процессе бурения может произойти вследствие обвала стенок скважины, образования сальников, закупорки отверстий бурильной головки или образования глубокой кольцевой выработки в матрице бурильной головки. В таких случаях надо продавить промывочный раствор при поднятой от забоя колонне, но если это не даст положительных результатов, бурение надо прекратить и колонковое долото поднять. Это же надо сделать при резком падении давления в процессе бурения, что свидетельствует (при исправной работе буровых насосов) о промыве резьбы бурильных труб или размыве промывочных отверстий бурильной головки долота.

Если при посадке долота на забой давление не повышается, а при отрыве долота от забоя давление не снижается, то бурильную колонну надо также поднять, так как эти явления могут вызываться или повреждением колонкового долота, или наличием в скважине большого сальника, препятствующего нормальной циркуляции промывочной жидкости.

На механическую скорость проходки алмазными колонковыми долотами и отбор керна, несомненно, оказывает некоторое влияние качество промывочной жидкости. Очистка забоя от выбуренной породы и охлаждение алмазных резцов происходят лучше при использовании в качестве промывочной жидкости глинистых растворов с небольшой вязкостью (20—30 сек по СПВ-5) или даже воды. При бурении же в трещиноватых и пористых породах приходится применять глинистые растворы с повышенной вязкостью, несмотря на то, что при этом снижается механическая скорость проходки.

При бурении с отбором керна алмазным колонковым инструментом особое внимание следует уделять очистке глинистого раствора от выбуренной породы и поддержанию его удельного веса на одном уровне, не допуская резких колебаний. Для уменьшения гидравлических сопротивлений при прокачивании вязких глинистых растворов и предупреждения возможных прихватов бурильной колонны, рекомендуется химическая обработка глинистого раствора, а также добавка нефти, серебристого графита и ПАВ.

УфНИИ [19] на основе зарубежной практики, собственных теоретических исследований и опыта применения алмазных колонковых бурильных головок различных типоразмеров рекомендует следующий режим работы бурильных головок типа АКУ при роторном и турбинном бурении (табл. 32) и параметры глинистого раствора (табл. 33).

На основании опыта применения алмазных колонковых долот с бурильными головками диаметром 188 и 212 мм в роторном и турбинном бурении в объединении Азнефть [10] рекомендуются следующая компоновка низа бурильной колонны и параметры режима бурения в зависимости от диаметра бурильной головки и крепости пород, в которых производится отбор керна (табл. 34).

При бурении алмазными колонковыми долотами в отличие от колонковых долот с лопастными и шарошечными бурильными головками невозможно определить рациональное время пребывания алмазного инструмента на забое по снижению механической скорости проходки, так как оно может происходить при неравномерной подаче колонны, недостаточной скорости вращения долота или малой подаче промывочной жидкости, неблагоприятно отражающихся на работе алмазных долот и уменьшающих их эффективность. Чтобы судить о степени износа алмазного колонкового инструмента, необходимо систематически контролировать G , n , Q и p_n , вести пометровый механический каротаж и все данные записывать в журнале по отработке алмазных долот.

При резких колебаниях показателей работы алмазного инструмента, а также по истечении определенного продолжительного промежутка времени работы долот на забое необходимо инструмент поднимать из скважины для установления степени и характера износа матрицы, определения количества выпавших и сколотых алмазов, а также выяснения причин ненормальностей в процессе бурения с отбором керна и немедленно их устранять.

Несмотря на большую стойкость алмазов на истирание, они постепенно выкрашиваются, поэтому наружный диаметр алмазной бурильной головки в процессе бурения постепенно уменьшается. Учитывая это, при спуске нового алмазного долота необходимо прорабатывать нижнюю часть ствола скважины, по крайней мере тот его интервал, который был пройден предыдущим алмазным инструментом, в противном случае оно будет заклинено в суженной части ствола скважины. Работавшая уже алмазная бурильная головка может быть спущена повторно, если потеря ее диаметра

Таблица 32

Параметры режима бурения	Диаметр алмазной бурильной головки, мм					
	96/46	116,5/58	142,5/67	158/67	186/72	209/94
Осевая нагрузка на долото, T^* при бурении:						
трещиноватых пород (известняки, конгломераты, брекчи)	1,1—1,2	1,8—2,4	2,7—3,5	3,5—4,0	5,5—6,0	6,0—7,0
плотных абразивных пород (песчаники, алевролиты)	1,5—1,8	2,5—3,5	4,0—5,0	4,4—5,2	8,0—8,6	9,0—10,5
твердых малоабразивных пород (ангидриты, известняки, доломиты, мергели)	1,8—2,0	3,0—3,5	4,5—5,5	5,5—6,0	8,0—9,0	10,0—12,0
очень твердых пород (окремненные известняки и кремний)	2,0—3,0	4,5—5,5	6,0—7,0	7,5—8,5	10,0—12,0	12,0—14,0
Скорость вращения долота при роторном бурении, $об/мин$ **	100—190	80—120	70—100	70—100	60—80	60—80
Производительность буровых насосов, $л/сек$ *** при бурении:						
роторном	3—5	5—7	7—9	9—12	12—15	15—18
турбинном	—	—	12—14	14—16	20—25	25—30

* Более высокие осевые нагрузки надо применять при бурении более твердых пород этой группы и по мере износа бурильных головок.

** При турбинном бурении скорость вращения долота зависит от количества промывочной жидкости и нагрузки на долото и устанавливается автоматически. Скорость вращения регулируют изменением нагрузки на долото в допустимых пределах, ориентируясь на максимальную механическую скорость проходки.

*** Более высокие подачи промывочной жидкости надо применять при бурении на больших скоростях и при проходке более абразивных пород. Если применяются растворы на нефтяной основе, производительность буровых насосов увеличивается на 25%.

не превышает 1,5 мм. Спуск головки с потерей диаметра до 2 мм может быть допущен в том случае, когда весь интервал трудно разбуриваемых пород может быть пройден этим алмазным колонковым долотом.

Таблица 33

Характеристика глинистого раствора	Удельный вес, $Г/см^3$	Вязкость, $сек$	Водоотдача, $см^3$ за 30 мин	Статическое напряжение сдвига $мГ/см^2$
Необработанный неутяжеленный	1,22—1,26	30—45	—	—
Обработанный неутяжеленный	1,22—1,26 1,26—1,30	30—40 40—50	4—5 3—4	30—50 50—80
Обработанный утяжеленный	1,30—1,50 1,50—1,80 1,80—2,00	50—60 60—70 70—80	3—4 3—4 3—4	80—100 100—120 120—130

Примечание. Содержание песка не более 1%.

Таблица 34

Диаметр бурильной головки, мм	Крепость породы	Компоновка низа бурильной колонны				Режим бурения			
		наружный диаметр УБТ, мм	рекомендуемая длина, м		вес 1 м УБТ, кг	осевая нагрузка, T		производительность насосов, $л/сек$	
			роторное бурение	турбинное бурение		роторное бурение	турбинное бурение	роторное бурение	турбинное бурение
188	С и Т Т и К	146	75—100	50—75	97	2,2—4,0	3,5—5,0	18	25
212	С и Т Т и К	178	70—80	50—60	156	4,0—6,0	5,0—7,0	25	35

Примечания. 1. Скорость вращения ротора при всех компоновках низа бурильной колонны 70—92 $об/мин$.

2. При увеличении скорости вращения ротора должна повышаться нагрузка на долото для 188-мм бурильных головок до 6 T , а для 212-мм бурильных головок — до 8 T .

Подъем колонковых долот и грунтоносок

Подъем бурового инструмента с несъемной колонковой трубой после отрыва керна во избежание его выпадения надо производить плавно и без толчков, соблюдая эти требования особенно при посадке на элеватор. Отвинчивать инструмент ротором следует медленно (15—20 $об/мин$), а при подъеме долота с керном, отобранным из рыхлых и неустойчивых пород, отвинчивать ротором не рекомендуется. Не рекомендуется также отвинчивать ротором и поднимать на высоких скоростях алмазные и твердосплавные бурильные головки в обсаженной части ствола скважины, во избежание

порчи матриц алмазных или твердосплавных бурильных головок и нарушения обсадных труб. При вхождении колонкового долота в обсаженную часть ствола скважины надо уменьшить скорость подъема бурильной колонны, во избежание удара долота о башмак обсадной колонны, что может привести к выпадению керна из колонковой трубы.

Подъем съемных грунтоносок с керном является ответственной операцией, так как от нее зависит количество извлекаемого из скважины керна.

При подъеме из скважины заполненной съемной грунтоноски для предупреждения прихвата бурильная колонна должна периодически проворачиваться ротором.

После подъема грунтоноски с керном на бурильную колонну навинчивается рабочая труба, скважина промывается в течение 15—20 мин, и сбрасывается другая, заранее подготовленная грунтоносок. Поднятая же с керном грунтоносок укладывается на деревянные стеллажи для извлечения керна.

По окончании бурения интервала с отбором керна обычно вначале поднимается грунтоносок с керном, а затем уже бурильная колонна с колонковым долотом. Если же колонковое долото поднимается вместе со съемной грунтоноской, то соблюдаются указанные выше меры предосторожности при подъеме долота с несъемной грунтоноской. При установке алмазного колонкового долота на тележку необходимо подложить мягкую прокладку во избежание повреждения алмазов или выдавливания их из матрицы алмазной бурильной головки. После подъема алмазной бурильной головки замеряется ее диаметр, тщательно осматривается состояние рабочей поверхности и устанавливается пригодность ее для дальнейшей работы.

Обработка керна

Вынесенный из скважины керн после очистки его от глинистого раствора укладывается в керновые ящики слева направо в той последовательности, в какой он был отобран из скважины на поверхность.

При описании керна надо указывать крупность и окатанность зерен выбуренной породы, характер цементирующего вещества и степень сцементированности, слоистость, засоренность различными включениями, цвет, признаки нефтегазонасности, угол падения пластов. Необходимо указывать также номер скважины и обрзаца, глубину, мощность интервала и дату отбора керна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вопрос об отборе высококачественного керна и максимальном его выносе на поверхность приобрел большую актуальность в связи со все увеличивающимися темпами поисков нефти и газа на больших глубинах (5000—6000 м и более), а также необходимостью уточнения запасов этих полезных ископаемых и эффективной системы их разработки.

Для отбора керна в роторном и турбинном бурении серийно выпускаются колонковые долота со съемной грунтоноской и несъемной колонковой трубой только с шарошечными бурильными головками, обладающими высоким керноприемом. Эти долота могут надежно работать при отборе керна только в породах твердых и средней твердости, но они совершенно непригодны для отбора керна из слабоустойчивых пород, слагающих большинство нефтегазовых коллекторов.

Верхне-Сергинский машиностроительный завод — основной поставщик колонковых долот — продолжает выпускать бурильные головки 1В-К с профилем зубцов С, СТ, Т и в последнее время ТК, которые при правильном использовании их в средних по твердости и твердых породах дают возможность получать относительно высокие h_i и v_m . Однако они не могут решить и не решат проблемы отбора керна из слабоустойчивых пород, на долю которых приходится около 1/3 объема всех работ по отбору керна.

Выпуск колонковых долот КАЭ и шарошечных бурильных головок 7В-К с более низким керноприемом явился шагом вперед в повышении эффективности колонкового бурения в породах средней твердости. Однако эти долота и бурильные головки имеют ряд конструктивных недостатков, что требует их усовершенствования. Но и после этого они не решат задачи высокого выноса керна из слабоустойчивых нефтегазовых коллекторов.

Исследованиями, проведенными еще в 1956—1958 гг., выявлены основные факторы, влияющие на величину выноса керна. Была установлена примерная граница прочности породы $\sigma_{\text{вст}} = 7 \div 9 \text{ кг/см}^2$, ниже которой керн при отборе его долотами с высоким керноприемом разрушается и не попадает в грунтоносок. Одним из путей частичного сохранения керна в этом случае является применение глинистого раствора с минимальной водоотдачей, растворов

на нефтяной основе или сжатого воздуха. Радикальным же мероприятием для полноценного отбора кернa из слабоустойчивых пород может явиться только создание и применение колонковых долот с вращающейся колонковой трубой, приближенным к забое керноприемом, большим коэффициентом керноотбора и улучшенной конструкцией кернозахватного и удерживающего устройства, что будет способствовать сохранению кернa в процессе его образования и вхождения в колонковую трубу. Огромное значение при этом имеет правильная компоновка низа бурильной колонны, ее центрирование и плавная работа на забое благодаря применению твердосплавных и алмазных бурильных головок.

Для максимального отбора и выноса высококачественного кернa применяемыми колонковыми долотами требуется:

- а) сохранение кернa в ненарушенном состоянии в процессе его вы буривания из массива породы до попадания в колонковую трубу;
- б) сохранение кернa в колонковой трубе в процессе бурения заданного интервала;
- в) надежный отрыв кернa при подъеме инструмента от забоя и удержание его в процессе транспортировки на дневную поверхность;
- г) быстрое и без нарушений извлечение из грунтоноски кернa, отобранного из рыхлых и неустойчивых пород.

При создании новых колонковых долот наилучшими, отвечающими всем требованиям, были бы долота, обеспечивающие 80—100%-ный вынос кернa, а механическую и рейсовую скорости не ниже тех, которые получаются при бурении долотами сплошного забоя.

Основными путями дальнейшего увеличения выноса кернa и улучшения его качества должны быть:

1. Создание различного типа колонковых долот для различных геолого-технических условий, особенно для трудно отбираемых пород.
2. Разработка и соблюдение соответствующих технологических требований по использованию каждого из этих типов колонковых долот применительно к конкретным условиям.

При отборе кернa на больших глубинах и из слабоустойчивых пород-коллекторов с помощью новых колонковых инструментов КТД4 и «Недра» (конструкции ВНИИБТ), ДКНУ 2 (конструкции УфНИИ), КДК (конструкции КфВНИИ), ДКИР (конструкции Азинмаш) в сочетании с шарошечными, фрезерными, твердосплавными и алмазными бурильными головками получены хорошие результаты. Более перспективными в смысле износостойкости и увеличения выноса кернa являются алмазные бурильные головки, которые могут применяться в породах разных категорий за исключением трещиноватых и сильно абразивных.

Для повышения технико-экономических показателей колонкового бурения с помощью этих колонковых долот и обеспечения

при этом гарантированного выноса кернa в пределах 80—100% необходимо дальнейшее улучшение конструкции бурильной головки, применение удлиненных совершенных керноприемных труб, усовершенствование конструкции и улучшение качества изготовления кернорвателей для любых условий, особенно для рыхлых и неустойчивых пород, а также разработка и внедрение режимов алмазного бурения с отбором кернa на базе полученных исследований и опыта отбора кернa в различных геологических условиях.

Повышение технико-экономических показателей работы колонковых долот в глубоких и сверхглубоких разведочных скважинах может быть достигнуто также путем применения секционных колонковых долот с длинной колонковой трубой (до 27—30 м) и максимальным диаметром отбираемого кернa. При этом они должны быть обеспечены алмазными или ступенчатыми твердосплавными бурильными головками, армированными высокопрочным сплавом, или штампами из искусственных алмазов. В этих долотах должно быть уделено особое внимание гарантированному отрыву кернa комбинированными рвателями штипсового и рычажкового типов и надежному удержанию его при подъеме.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Алексеев Ю. Ф., Надежкин А. Д. Пути увеличения выноса керна. Гостоптехиздат, 1963.
2. Айрумов А. М. Колонковые долота для вращательного бурения. Гостоптехиздат, 1959.
3. Акманов Р. Х., Баландин П. С. и др. Опыт отбора керна из продуктивных горизонтов Арланского месторождения. Труды УфНИИ, вып. XVI, Уфа, Башкирское книжное изд-во, 1966.
4. Бакулин В. Г. Бурение поисковых скважин. Изд-во «Недра», 1964.
5. Баландин П. С., Бишев А. Г., Кагарманов Н. Ф. и др. Вынос керна из продуктивных горизонтов двойными колонковыми наборами «Уфимец» типа ДКНУ. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС, «Бурение», № 1, 1964.
6. Баландин П. С., Кагарманов Н. Ф. Рациональные соотношения алмазных и шарошечных долот. Труды УфНИИ, вып. XVI, Уфа, Башкирское книжное изд-во, 1966.
7. Байков Р. Д. и др. Результаты опытно-промышленного применения ДКНУ на Ишимбайских нефтяных месторождениях. Труды УфНИИ, вып. XVI, Уфа, Башкирское книжное изд-во, 1966.
8. Барон Л. И. и др. Определение свойств горных пород. Госгортехиздат, 1962.
9. Боднарук Т. М. и др. Опыт отбора керна на площадях Прикарпатья. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС, «Бурение», № 9, 1964.
10. Временные правила по технологии бурения глубоких нефтяных и газовых скважин алмазными долотами в условиях АзССР, АзНТИ, Баку, 1963.
11. Гришина В. П., Фаталпев М. Д., Казаров А. А. О влиянии геологических факторов на величину выноса кернов при бурении турбодолотами. В сб.: «Техника и технология глубокого бурения». Изд-во «Недра», 1965.
12. Гусман М. Т. Анализ и перспективы улучшения работы колонковых долот. В сб.: «Труды Всесоюзного совещания нефтяников». Гостоптехиздат, 1952.
13. Джалил-Заде Г. Н., Абасов З. А., Наджафов Н. И. О влиянии параметров режима бурения на вынос керна. В сб.: «Техника и технология глубокого бурения». Изд-во «Недра», 1965.
14. Дороднов И. П., Полонский С. А., Солоп М. Ф. Новая конструкция колонкового долота. ННТ, сер. Нефтепромышленное дело, № 9, 1960.
15. Дороднов И. П. Пути увеличения выноса керна из меловых отложений нефтяных месторождений. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС, «Бурение», № 1, 1965.

16. Заболотнев М. Л., Середа Н. Г. Колонковое долото со съемной грунтоноской. ННТ, сер. Оборудование, № 4, 1962.
17. Инструкция по отбору керна турбодолотами типа КТДЗ. ГосИНТИ, 1958.
18. Инструкция по сборке и эксплуатации колонкового турбодолота КТД4. ВНИИПТ, вып. XXIX, 1965.
19. Инструктивные указания по сборке и эксплуатации двойных колонковых наборов типа ДКНУ. Уфа, УфНИИ, 1966.
20. Кагарманов Н. Ф., Баландин П. С. и др. Двойные колонковые наборы «Уфимец» типа ДКНУ для отбора керна в продуктивных горизонтах. Труды УфНИИ, вып. XVI, Уфа, Башкирское книжное изд-во, 1966.
21. Котяхов Ф. И. Опыт отбора керна из продуктивных горизонтов. Нефт. хоз., № 10, 1965.
22. Корнеев К. Е., Палий П. А. Буровые долота. Изд-во «Недра», 1965.
23. Князев И. К. Бурение с отбором керна в объединении Пермь-нефть. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС, «Бурение», № 6, 1965.
24. Кубадов М. М., Куцын П. В. Бурение колонковыми долотами в Азербайджане. Азнефтеиздат, 1960.
25. Кувыкин С. И., Кагарманов Н. Ф. Механизм разрушения горных пород и проектирование режимов алмазного бурения. Нефт. хоз., № 1, 1965.
26. Константинов Л. П., Эдельман Я. А. и др. Бурение турбодолотами КТД-65/8" с алмазными бурильными головками 188/48. Труды ВНИИБТ, вып. XIII. Изд-во «Недра», 1964.
27. Мокшанцев В. П. Опыт отбора керна из продуктивных горизонтов Ромашкинского месторождения. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС «Бурение», № 10, 1964.
28. Молдавский О. П., Квитко П. М. Отбор керна с помощью секционных колонковых турбодолот. ЦНИИТЭнефтегаз, НТС, «Бурение», № 2, 1965.
29. Панов Б. Д. Новая колонковая головка КД8-12С. ННТ, сер. Нефтепромышленное дело, № 6, 1957.
30. Панов Б. Д. Влияние длины грунтоноски на величину выноса керна. «Татарская нефть», № 1, 1958.
31. Панов Б. Д. О некоторых факторах, влияющих на отбор керна из майкопских и меловых отложений. В сб.: «Вопросы геологии и разведки мезокайнозойских отложений северо-восточного Предкавказья и Ставрополя». Грозный, Чечено-Ингушское изд-во, 1959.
32. Панов Б. Д. Влияние диаметра керна на величину выноса его. Труды КФВНИИнефть, вып. 5. Гостоптехиздат, 1964.
33. Панов Б. Д., Бакулин В. Г. О влиянии некоторых факторов на величину отбора и состояние керна. Нефт. хоз., № 1, 1962.
34. Поздняков Ф. В. и др. Совершенствование техники отбора керна в разведочном бурении. Труды ВНИИНГ, вып. V. Волгоград, 1965.
35. Симонянц Л. Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения. Изд-во «Недра», 1966.
36. Шитиков Л. И. и Карнаухов Л. А. Отбор эталонных кернов на месторождении Озек-Суат. ВНИИОЭНГ, НТС, «Бурение», № 4, 1966.
37. Шрейнер Л. А. Механические и абразивные свойства горных пород. Гостоптехиздат, 1958.
38. Эдельман Я. А. Новый инструмент для отбора керна. Труды ВНИИБТ, вып. VI. Гостоптехиздат, 1962.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
Введение	3
Краткий обзор конструкций колонковых долот	6
Колонковые долота роторного бурения с несъемной колонковой трубой	7
Колонковые долота роторного бурения со съемной грунтоноской	19
Колонковые долота турбинного бурения	23
Колонковые долота роторного и турбинного бурения	29
Разведочное бурение с отбором керна	33
Влияние прочности пород и некоторых технических факторов на отбор керна	52
Влияние различных факторов на вынос керна	58
Геологические факторы	58
Технические факторы	65
Технологические факторы	73
Организационные факторы	87
Пути увеличения выноса керна	90
Усовершенствование конструкций колонковых долот и отдельных их узлов	90
Совершенствование конструкций бурильных головок	90
Совершенствование колонковых труб (грунтоносок)	109
Совершенствование кернорвателей	117
Разработка и внедрение новых конструкций колонковых долот	123
Соблюдение правил по технологии бурения с отбором керна	149
Наличие и исправное состояние бурового оборудования, бурового и вспомогательного инструмента, колонковых долот и бурильных головок	149
Подготовка ствола и забоя скважины	152
Спуск колонковых долот	154
Бурение с отбором керна	154
Подъем колонковых долот и грунтоносок	161
Обработка керна	162
Заключение	163
Литература	166

Борис Дмитриевич Панов, Владимир Георгиевич Бакулин

Совершенствование техники и технологии отбора керна при бурении глубоких скважин

Редактор издательства Т. А. Кондратьева Техн. редактор Л. Д. Агафонова
Корректор Г. А. Меркулова

Сдано в набор 18/XII 1968 г. Подписано в печать 17/IV 1969 г. Т-05367.
Формат 60 × 90^{1/16}. Печ. л. 10,5. Уч.-изд. л. 11,4 Бумага № 1. Индекс 1-3-1.
Заказ 2703/899-5. Тираж 2300 экз. Цена 75 коп.

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР. Московский проспект, 91.