

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

*Элмуродов Эркин Бахтиёрович – ИП ООО
«Surhan Gas Chemical – Operating Company»*

e-mail: Elmurodov_08@mail.ru тел: +998 90 341-00-01, г.Ташкент

*Хушмуродов Хасан Холмуродович – ООО «Eriell Uzbekistan»,
e-mail: khasan.khushmurodov@eriell.com тел: +998 90 040-04-40, г.Карши*

*Раунов Адхам Рустамович – ООО «ШУРТАННЕФТЕГАЗ»
e-mail: shurtanneftgaz@ung.uz тел: +998 91 210-55-65, г.Карши*

*Холлиев Жасур Саидович – Кашкадарьинский филиал ГРП
ООО «AVANGARD OIL TRANS TRADE»*

e-mail: Jasur.Kholliev.82@mail.ru тел: +998 97 311-22-02, г.Карши

Аннотация: Важнейшей задачей в решении проблемы оценки ресурсного потенциала страны на твердые полезные ископаемые является повышение геологической и технико-экономической эффективности буровых работ, что невозможно без современного технико-технологического обеспечения этих работ.

Как нам известно, в цикл строительства скважины входят, в.т.ч., подготовительные работы; монтаж буровой вышки и оборудования; подготовка к бурению; процесс бурения; крепление скважины обсадными трубами и ее тампонаж; вскрытие пласта и испытание на приток нефти и газа.

Бурение нефтегазовых скважин является основным способом геологоразведки полезных ископаемых в особенности, залегающих на больших глубинах. При этом одним из перспективных в настоящее время и обозримом будущем способом сооружения скважин является проходка их с применением алмазного породоразрушающего инструмента (долото PDC) в сложных горно-геологических условиях.

Долото-инструмент, при помощи которого разрушается горная порода на забое и образуется скважина.

На сегодняшний день наиболее современными и эффективными считаются долота PDC (Polycrystalline Diamond Compact). К настоящему времени опубликовано огромное количество работ, посвященных конструированию и разработке технологии применения буровых долот, армированных как твердосплавными режцами, так и алмазно-твердосплавными пластинами (PDC – polycrystalline diamond compact). Долота PDC разрушают породу истирающе-режущим действием в отличие от разрушения породы шарошечными долотами дробяще-скалывающего типа. Основными показателями эффективности PDC долот в отличие от шарошечных является кратное увеличение проходки на долото и повышение механической скорости бурения.

Одним из путей улучшения эффективности разрушения горной породы является включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК)

наддолотных технических устройств, усиливающих динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Таким образом, проведение комплекса работ по исследованию и разработке динамической компоновки, позволяющей сочетать статическую нагрузку на долото PDC с динамическим импульсом, при сохранении непрерывного контакта долота с забоем и улучшение качества проводки скважины в перемежающихся по твёрдости горных породах, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

В статье посвящена внедрение передовых традиционных технологии применение долот PDC с проведением процедур **Drill-Off test** для оптимизации таких параметров, как нагрузка на долото и частота его вращения, с целью увеличение максимальной скорости бурения «проходка пог.метр» скважин в осложненных условиях.

Также, в статье выполнено теоретическое и практическое обобщение и решение научной проблемы по технологии увеличение скорости бурения и отработки буровых долот PDC. Данная методика является наиболее выгодной, что в конечном итоге позволит значительно сократить временные и финансовые затраты на строительство скважин.

Ключевые слова: скважина, Drill-Off test, долото PDC (Polycrystalline Diamond Compact), промывка скважины, давления, геологический разрез пласта, режим бурения.

ВВЕДЕНИЕ: Одной из важных проблем нефтегазовой отрасли страны является необходимость поддержания добычи на существующем уровне.

В связи с этим, повышение технико-экономических показателей строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний. Как показывает практика, применение передовых технологических решение за счёт правильного подбора породоразрушающего инструмента, можно увеличить механическую скорость бурения, проходку на долото и получить экономию капитальных затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин до 30-40% от общей стоимости скважины.

Основные этапы подготовки к спуску долота PDC:

- Проверка состояния наземного и скважинного бурового оборудования и уровня профессиональной подготовки персонала буровой бригады;
- Проверка состояния забоя и ствола скважины перед спуском долота;
- Уточнение геологического разреза скважины и проектных параметров режима бурения;
- Подготовка долота, запланированного к спуску;
- Проверка (установка) гидромониторных насадок;
- Присоединение долота к бурильной колонне и
- Контроль спуска долота в скважину;

Режим бурения скважины - это совокупность факторов, влияющих на показатели бурения, задаваемые, поддерживаемые и регулируемые в процессе углубления забоя и режим бурения характеризуется следующими параметрами: осевой нагрузкой на долото; частотой вращения долота; расходом

промывочной жидкости и ее качеством; временем пребывания долота на забое. Различают оптимальный и специальный режимы бурения.

Бурение скважин и риски геологических осложнений



При бурении глубоких скважин АВПД возникают осложнения геологического характера: - Поглощения бурового раствора; / Газопроявление ГНВП; - Осыпи и обвалы стенок скважины, образование желоба; - Сужение ствола скважины.

Как следствие, появляются нижеследующие риски, влияющие на время и материальные ресурсы строительства скважин: - Потери бурового раствора: / Прихват/поломка бурового инструмента; - Смятие обсадных колонн; - Повторное перебуривание-бурение боковых дополнительных стволов.

Для достижения цели, а именно качества бурения и времени, выделенного на строительство скважины, важно правильно подобрать долото. Учитывается его тип, дизайн, установка соответствующих породам PDC резцов, а также подбор бурильщиком, находящемся за рычагом управления, оптимального режима бурения.

Достижение высоких показателей при бурении скважины возможно только при рациональном подборе и отработке долот в зависимости от физико-механических особенностей горных пород подлежащих разбуриванию. Поэтому этим вопросам необходимо уделять первостепенное внимание. На основании экспериментально-исследовательских работ для скважин Кустовой площадки месторождения Мустакилликнинг 25-йиллиги «далее М-25» (г.Бойсун, Сурхандарьинская область, Республика Узбекистан) с целью выброра оптимального режима проходки бурения, проведен процедура Drill-Off test, долото PDC, согласно техническим документам завода изготовителя и по стратиграфическому разрезу расположенных пластов скважины.

Данная месторождения по стратиграфию сложно-построенная залежь приуроченный к юрским подсолевым карбонатным отложениям, то есть газовой коллектор XV и XVa карбонатных горизонтов Юры (рис.-1): основная часть-

метан (80-82%), присутствие сероводорода в большом количестве (H₂S- 8% и более) и углекислого газа (CO₂-12,7%), высокими пластовыми давлениями до 65 мРа-АВПД и Пластовая температура: T=125-133°C. Залегание пластов находится под углом до 45°, пласты на одном месторождении могут иметь разность залегания глубин до 500 м.

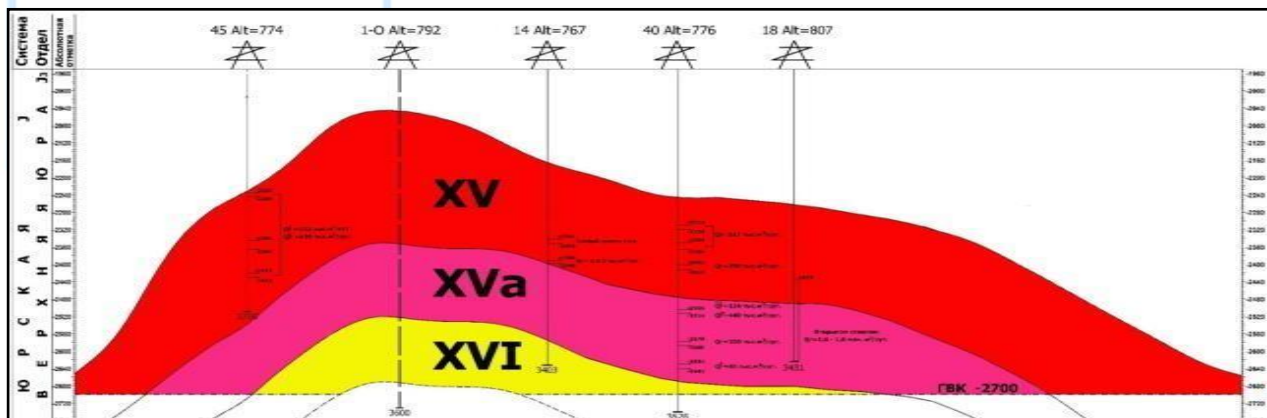


Рис.-1. Продуктивные горизонты газового месторождения, схематичный геологический разрез;

Промышленная газоносность месторождения связана с юрскими карбонатными отложениями (общая мощность около 600-700м);

- XV горизонт представлен пересаживанием ангидритов и известняков;
- XVa горизонт представлен известняками, преимущественно мелководных лагунных фации;
- XVI горизонт сложен плотными, глинистыми известняками с прослоями мергели и известковистых глин.

Конструкция скважины Well №X

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны	Высота подъема цемента -ВПС
	колонна	долота		
Направление	660,4	660,*84	0-40	0-40
Кондуктор	339,7	444,5	0-2800	0-2800
II промежуточная колонна	244,48	311,2	0-3250	0-3250
Эксплуатационная колонна	177,8	215,9	0-3776	0-3776

давление и температура по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Градиенты давления				геотермический градиент градус/100м	Давления, МПа				Температура, градус, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового давления	порового давления	гидро-разрыва пород	горного давления		пластовое	поровое	гидро-разрыва	горное	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Неоген + четвертичные	16	564	0,01	0,012	0,0175	0,019	0,0505	0.16	5.6	9.9	10.7	28.5
Палеоген (бухарские слои)	564	896	0,01	0,012	0,0175	0,019	0,0550	5.6	9.0	15.7	17.0	49.3
Сенон	896	1436	0,01	0,0135	0,0175	0,022	0,0403	9.0	14.4	25.1	31.6	57.9
Турон	1436	1828	0,01	0,0142	0,0175	0,022	0,0393	14.4	18.3	32.0	40.2	71.8
Сеноман	1828	2077	0,01	0,0142	0,0175	0,022	0,0375	18.3	20.8	36.3	45.7	77.9
Альб	2077	2435	0,01	0,0159	0,0187	0,022	0,0338	20.8	24.4	45.5	53.6	82.3
Апт	2435	2572	0,01	0,0159	0,0187	0,022	0,0333	24.4	25.7	48.1	56.6	85.6
Баррем	2572	2670	0,01	0,0159	0,020	0,022	0,0339	25.7	26.7	53.4	58.7	90.5
Готерив	2670	2779	0,01	0,0159	0,021	0,022	0,0360	26.7	27.8	58.4	61.1	100.0
Валанжин XIV горизонт	2779	2998	0,0152 - 0,0157	0,0157	0,0232	0,024	0,0375	42.2	45.6	69.6	72.0	112.4
Титон	2998	3249	-	-	-	0,024	0,0369	-	-	-	78.0	119.9
Кимеридж - верхний оксфорд XV горизонт	3249	3543	0,0187-0,0202	0,0202	0,0225	0,0245	0,0363	60.8	66.3	79.7	86.8	128.6
Верхний келловей-нижне-средний оксфорд XVa горизонт	3543	3776	0,0187-0,0202	0,0202	0,0225	0,0245	0,0363	66.3	70.6	85.0	92.5	137.1
Средний келловей XVI горизонт	3776	3966	0,0187-0,0202	0,0187-0,0202	0,0225	0,0245	0,0363	70.6	74.2	89.2	97.2	144.0
Лес-бат-нижний келловей (терр. юра)	3966	4700	0,0159-0,0168	0,0159-0,0168	0,0225	0,0245	0,0363	63.1	74.7	105.8	115.2	170.6

Примечание: Значения давлений приведены по кровле интервалов, а температуры - по подошве.

Процедура проведения **Drill-off test** (Дрилл-Офф теста) определяет процесс достижения максимальной скорости бурения и проводится каждый раз, когда в стволе спущено и работает новое долото, пласты породы перемежаются или заметно изменилась скорость бурения.

Также, рекомендуется выбрать один из двух тестов (**Drill-off test**) – активный или пассивный (таблица-1 и 2).

• **Пассивный тест**

1. Поднять долото; осевая нагрузка равна нулю;

2. На средней скорости вращения задать максимально возможную осевую нагрузку, зафиксировав рукоятку тормозного рычага;
3. Отметить увеличение параметров осевой нагрузки, требуемое для пробного бурения (т.е. 5,000 фунтов), постоянно измерят осевую нагрузку во время испытаний;
4. Замерять время, которое потребовалось для того, чтобы вернуться к прежнему показателю нагрузки на долото;
5. Продолжать отмечать время, пока механическая скорость бурения не опустится ниже уровня начала теста;
6. Из отмеченных временных интервалов, потребовавшихся для достижения требуемой нагрузки, выбрать самый короткий. Это и будет оптимальная нагрузка на долото для данной роторной (ВСП) компоновки;
7. Повторит тест при разных скоростях вращения, увеличить скорость вращения до максимальной;
8. В результате оптимальная скорость вращения и нагрузка на долото – те, на достижение которых было затрачено минимальное количество времени.

• **Активный тест**

1. Установит скорость вращения на основе данных протокола испытания долота или собственных данных;
2. Установит минимальную осевую нагрузку;
3. Задать временной интервал бурения (например, 5 минут);
4. Отметить показатель механической скорости бурения, достигнутый в заданном временном интервале;
5. Повторит тест несколько раз при различных показателях осевой нагрузки;
6. После установления показателя оптимальной осевой нагрузки, зафиксировать ее и проведите ту же процедуру с меняя скорость вращения для выбора оптимального значения;
7. Зафиксируйте оптимальные параметры нагрузки.

Долотная программа с режимом бурения интервала 905-2800 м.

Основной вариант

Глубина	Рабочие параметры	Долота	Характеристика
905 – 2800м	Нагрузка: 23 тн Об. ротора: 90-260 Расход: 50-80 л/с	 <p>Ø444.5мм GS1906T, код IADC: S223</p>	Размер резцов, мм Ø19; Количество насадок – 6; Тип резьбы - 7 5/8" Reg Pin; Момент крепления, кНм – 82,5-90,8;

Запасной вариант
















Глубина	Рабочие параметры	Долота	Характеристика
905 – 2800м	Код IADC: S333 Параметры: Нагрузка: 23 тн Об. ротора: 90-260 ЗРасход: 50-80л/с	 <p>444.5mm GS1606T</p>	Размер резцов, мм Ø16; Количество насадок – 6; Тип резьбы - 7 5/8" Reg Pin; Момент крепления, кНм – 82,5-90,8;

Схема компоновки низа бурильной колонны для проведение процедур Drill off-Test, с целью выбора оптимального режима бурения с последующей увеличению проходки по скважине Well №X

Цель операции:

Бурения скважин под Кондуктор 339,7мм ОК до 2800м. Палеогеновые отложение - бухарский слой (Сенон, Турон, Сенман, Альб, Ант, Баррем, готеривские стратиграфические ярусы)

Параметры БР: $\gamma = 1,60-1,62 \text{ гр/см}^3$, $УВ = 55-75 \text{ сек}$, $V = \leq 4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$...

Элемент	Описание элемента	Длина, м	Нараст. длина	$D_{\text{нар}}$, мм	$D_{\text{вн}}$, мм	Вес в БР, кг	Нараст. вес в БР, кг	Типо размер
	СБТ 18° SS95	ост	ост	178	117,6	ост		3-147
	ТБТ	46,6	200,00	178	92	3657	40555	3-147 (H147xM147)
	переводник	0,5	153,40	203	76,2	101	36898	M147xH152
	УБТ	28	153,00	203	71,4	6003	36797	3-152 (H152xM152)
	ЯСС Гидромеханический JYSZ	9,1	125,00	203	64	960	30794	3-152 (H152xM152)
	УБТ	56,2	115,87	203	71,4	12073	29834	3-152 (H152xM152)
	УБТ	28,1	59,67	229	66	7665	17762	3-152
	переводник	0,27	31,57	229	72	73,71	10097	M152xH177
	УБТ	9,3	31,30	245	76,2	2895	10023	7 5/8" или 3-177 (H177xM177)
	Калибратор-КЛС	1,4	22,00	441	71	480	7128	3-177 (H177xM177)
	УБТ	9,24	20,70	245	76,2	2879	6648	3-177 (H177xM177)
	Калибратор-КЛС	1,4	11,46	441	71	480	3769	3-177 (H177xM177)
	УБТ	9,3	10,06	245	76,2	2892	3289	7 5/8" или 3-177 (H177xM177)
	переводник	0,40	0,76	229	72	207	397	M177xM177
	Долото PDC Ø 444,5мм GS1606TP / S333	0,36	0,36	444,5 (блопастей, размер резцов Ø16мм, 9насадки-14/32"x4 и 16/32"x5)	9насадка и-14/32"x4 и 16/32"x5)	190	190	3-177

Длина КНБК: 200,0 м

Примечание: 1) Допустимая нагрузка КНБК составляет **30416** кг, или **30** тн
2) Ниже ЯССа вес КНБК составляет **30794** кг, или **31** тн

таблица-1. Тест на буримость долотом 444,5 mm PDC / Drill of test for bit 444,5 mm (17 1/2") PDC GS1606TP / S333 #101422-10-19.

Месторождения М-25 скважина №Х / Field 25 YEARS OF INDEPENDENCE, Well №Х.

Время / Time, час / hour	Время / Time, минут / min	Глубина / Depth, м		Пробурено / Boring, м	Время / Drill time, ч / h	Нагрузка / WOB, т / t	Обороты ротора / Rotary speed, об/мин / rpm	Расход / Flow rate, л/сек / l/sec	Давление на стойке / Pressure, атм / atm	Умех / ROP, м/ч / m/h	Момент, кН*м	Примечания / Comments
		от	до									
22:57 - 23:30	33	2350,0	2353,0	3,0	0,55	14	120	65	210-220	5,45	13-15	Бурение производится с роторной КНБК. При прохождении крепких <u>перепластов</u> имеется небольшое <u>дрожение</u> бурильного инструмента.
23:30 - 23:55	25	2353,0	2356,0	3,0	0,42	16	120	65	242	7,20	9-14	
23:55 - 00:17	22	2356,0	2359,0	3,0	0,37	18	120	65	245	8,18	10-16	
00:50 - 01:20	30	2359,0	2362,0	3,0	0,5	20	120	65	260	6,00	10-18	
01:20 - 02:03	43	2362,0	2365,0	3,0	0,72	22	120	65	240	4,19	8-18	

Примечание: По результатам проведенного теста (Drill-off test): При нагрузке 22тн скорость проходки снизилась с 7,5 до 4м/с. Оптимальным режимом бурения в данном разрезе (глина 65-70%, песчаник-20%, извешняк-10-15%), является $W=16-18т$, $N_{рот}=120$ об/мин, $Q=65$ л/с, $P_{тр}=240$ атм, $M=9-14$ кН*м, мех.ск=7-8 м/час.

Не рекомендуется, снижение оборотов ротора до 100 об/мин, так как наблюдается падение мех. скорости. В зависимости от фактического разреза корректировать режим бурения, для увеличения скорости проходки.

Рекомендуется применять винтовые забойные двигатели для увеличения скорости проходки.

таблица-2. Тест на буримость долотом 444,5 mm PDC / Drill of test for bit 444,5 mm (17 1/2") PDC GS1606TP / S333 №101420-10-19

Месторождения М-25 скважина №Х / Field 25 YEARS OF INDEPENDENCE, Well №Х.

Время / Time, час / hour	Время / Time, минут / min	Глубина / Depth, м		Пробурено / Boring, м	Время / Drill time, ч / h	Нагрузка / WOB, т / t	Обороты ротора / Rotary speed, об/мин / rpm	Расход / Flow rate, л/сек / l/sec	Давление на стойке / Pressure, атм / atm	Момент ротора / Rotary torque, кН*м / kN*m	ΔP	Умех / ROP, м/ч / m/h	Примечания / Comments
		от	до										
09:17 - 10:18	61	2632,0	2634,0	2,0	1,02	3	40+ВЗД	60	253-262	7-8	9	2,0	При увеличении нагрузки свыше 14 тн наблюдалось низкое колебание и вибрация
10:31 - 11:12	41	2634,0	2636,0	2,0	0,68	5	40+ВЗД	60	260-276	10-11	16	2,9	
11:12 - 12:00	48	2636,0	2638,0	2,0	0,80	6	40+ВЗД	60	260-280	9-12	20	2,5	
12:00 - 12:46	46	2638,0	2640,0	2,0	0,77	8	40+ВЗД	60	260-285	9-10	25	2,6	
12:46 - 13:11	25	2640,0	2642,0	2,0	0,42	10	40+ВЗД	60	260-290	14-16	30	4,8	
13:11 - 14:00	49	2642,0	2647,0	5,0	0,82	10	50+ВЗД	58	260-290	13-15	30	6,1	
17:18 - 17:44	26	2647,0	2649,0	2,0	0,43	12	50+ВЗД	58	250-276	14-16	26	4,6	
17:45 - 18:06	21	2649,0	2651,0	2,0	0,35	14	50+ВЗД	58	250-277	14-17	27	5,7	

По результатам проведенного теста: Оптимальный режим бурения: осевая нагрузка на долото $G=10-14t$, обороты ротора $50+ВЗД$ об/мин, подача бурового раствора 58 л/с, давление на стояке $250-277$ атм.

According to the results of the test: Optimal drilling mode: $WOB = 12-14 t$, Rotary speed $50+DDM$ rpm, flow rate 58 l/sec, pressure on the reser $250-277$ atm.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ: В настоящее время, одним из основных решением увеличения скорости проходки и выбора оптимального технологического режима бурения является проведение процедуры **Drill of test** с соответствии техническим паспортным значением буровых долот. Буровое долото подбирается под каждое месторождение или площадь в зависимости от геологических условий.

В результате после проведение процедур **Drill of test в определенных интервалах** и выбора оптимального режима бурения, а также внедрением передовых технологий бурения в данном месторождений фактический способствовали обновлению рекордов и достижению показателей по суточной проходке в 616 м и средней механической скорости бурения $41,06$ м/ч.

В частности, строительство скважин на данном месторождений ведется с буровой установки ZJ-70DBS, оснащенной верхним силовым приводом DQ-500.

Список использованных источников

- 1) Абубакиров В.Ф., прпр Близнюков В.Ю., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О. «Буровое оборудование. Справочник. Том2. Буровой инструмент Том2», Недра, Москва, 2003г., 494стр., УДК:622.24. (031), ISBN:5-247-03879-7.
- 2) Рабиа Х. «Технология бурения нефтяных скважин», Недра, Москва, 1989г, 416стр, ББК 33131 P12, УДК 622.24.
- 3) В.Н. Виноградов, Г.М. Сорокин, А.Н. Пашков, В.М. Рубарх: «Долговечность буровых долот». - М.: Недра, 1977г, 256стр.
- 4)

- 5)
- 6) Р.Г. Шагиев «Исследование скважин по КВД», Москва «НАУКА» 1998.
- 7) Ю.М., Басарыгин, В.Ф., Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. «Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин», Москва. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001 и др.

Ссылки

- 1) <https://www.geokniga.org/labels/12929>
- 2) <https://rucont.ru/efd/194412>
- 3) <https://gse.ua/ru/biblioteka/knigi/913-m-a-yurovskaya.html>