

КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ (НА ПРИМЕРЕ КУБЫ)

DRILLING STRINGS DESIGN FOR CONSTRUCTION OF EXTENDED REACH WELLS (ON THE EXAMPLE OF CUBA)

Орельяна Гонсалес
Педро Энрике
Pedro Enrique
Orellana Gonzalez

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Бакалья
Рамирес Адриан
Adrian
Bacallao Rodriguez

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время бурение морских скважин на месторождении Варадеро осуществляется с берега, т.к. это экономически выгоднее, чем бурение с морских платформ. В связи с этим возникает необходимость бурить скважины с большими и сверхдальними отходами и протяженными горизонтальными участками длиной в несколько километров (до 10 км и более).

Первоначально предложена методология расчета профиля для бурения продуктивного горизонта Манто 2. В проекте профиля горизонтальной скважины учитывается, что профиль плоский и состоит из пяти участков: вертикального, двух участков набора зенитного угла, наклонно-прямолинейного и горизонтального.

Что касается конструкции, было использовано 6 участков обсадных колонн с учетом характеристик геологических формаций и минимально возможного количества обсадных колонн при расчете (в соответствии с кубинскими стандартами и нормами).

В этой связи нами предлагаются компоновки бурильной колонны для вертикального участка, предназначенного для создания нагрузки на долото, и участка набора величины зенитного угла, обеспечивающего проектный отход. Остальные участки (стабилизации и горизонтальный) разработаны с помощью пособия Р.Х. Санникова. Предложены параметры буровых растворов для каждого участка. Приведены характеристики используемой в данном проекте буровой установки.

Currently, offshore well drilling in the Varadero field is carried out from the coast, as it is economically more efficient than drilling from offshore platforms. In this sense, there is a need to drill wells with large horizontal sections extending several kilometers in length (up to 10 km and more).

Initially, a methodology is proposed to calculate the profile a well to drill the production horizon of Manto 2. The horizontal well profile design takes into account that the profile has constant azimuth and consists of five stages: vertical, two stage construction of angle, maintain angle and a horizontal stage.

With respect to the mechanical design of the well, 6 sections of casing were used, taking into account the characteristics of the geological formations and the operative window. The minimum number of casing was used according to the Cuban standards and rules.

Ключевые слова

бурение; большая протяженность;
горизонтальные скважины;
большие горизонтальные
смещения;
компоновка бурильная колонна;
нагрузка на долото

Key words

drilling; large extension;
horizontal wells;
large horizontal displacements;
drill string design;
weight on bit

In this regard, we offer the layout of the drill string for the vertical section, designed to create a load on the bit, and the plot of the magnitude of the zenith angle, providing design waste. The remaining sections (stabilization and horizontal) are developed with the help of R.Kh. Sannikov manual.

Drilling fluid parameters for each section are proposed. The characteristics of the drilling rig used in this project are given.

Введение

Ранее на Кубе поиск и эксплуатация месторождений были относительно простыми. Скважины были вертикальными, глубиной от 1200 до 2000 м, с небольшими зенитными углами. Так было до 2000 г., но затем сейсмические исследования и пробные вскрытия показали, что месторождение Варадеро простирается на северо-запад под морским дном. После этого началось бурение горизонтальных скважин в районе города Бока-де-Камариока.

В настоящее время бурение морских скважин на месторождении Варадеро осуществляется с берега, т.к. это экономически выгоднее, чем бурение с морских платформ. В связи с этим возникает необходимость бурить скважины с большими и сверхдальними отходами и протяженными горизонтальными участками длиной в несколько километров (до 10 км и более) [1].

Что касается конструкции, было использовано 6 участков обсадных колонн с учетом характеристик геологических формаций и минимально возможного количества обсадных колонн при расчете (в соответствии с кубинскими стандартами и нормами) [2].

В этой связи нами предлагаются компоновки бурильной колонны для вертикального участка, предназначенного для создания нагрузки на долото, и участка набора величины зенитного угла, обеспечивающего проектный отход. Остальные участки (стабилизации и горизонтальный) разработаны с помощью пособия Р.Х. Санникова [3, 4].

Месторождение Варадеро наиболее продуктивно в так называемой Северной полосе тяжелой нефти, между Гаваной и Матансасом, где на Кубинском архипелаге сосредоточено 97% добычи нефти и газа.

Первой скважиной с большим смещением от вертикали была Варадеро 1000. В общей сложности были пробурены 9 скважин, все со значительными промышленными запасами.

Сейчас бурят Варадеро 1008, которая будет самой обширной на Кубе, глубиной по стволу более 8000 м, что позволяет отнести Кубу к странам, выполняющим бурение горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали.

С учетом данного опыта в статье предложены профили и компоновки бурильной колонны для проектной скважины.

Предлагаемые профили и конструкция для проектной скважины

В проекте рассматриваемого профиля горизонтальной скважины учитывается, что профиль плоский и состоит из пяти участков (рисунок 1, б): вертикального, двух участков набора зенитного угла, наклонно-прямолинейного и горизонтального.

Для построения профиля необходимо вычислить координаты точек (А, В, С, D, H), а затем участки (1, 2, 3, 4, 5), как показано на рисунке 1 [5, 6].

Результаты расчета предлагаемого профиля представлены в таблице 1.

Результаты расчета траектории скважины и масштабный вертикальный разрез предлагаемого профиля, полученные с помощью программного обеспечения DrillingOffice, Schlumberger, представлены на рисунках 2 и 3.

Компоновки бурильных колонн Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) для вертикального участка (0–320 м):

- долото D 609,6 мм;
- расширитель диаметром D 812,8 мм;
- 1 × D 280 мм (утяжеленная бурильная труба (УБТ));
- спиральный стабилизатор D 787,4 мм;
- 1 × D 280 мм УБТ;
- переводник 219,08 мм, Н90 ниппель × 193,68 мм, Reg. муфта;
- 1 × D 241,3мм УБТ;
- переводник 193,68 мм, Reg. ниппель × 168,28 мм, Reg. муфта;
- гаситель вибрации D 203,2 мм;
- 1 × D 203,2 мм УБТ;
- гидромеханический ясс D 203,2 мм;
- 1 × D 203,2мм УБТ;
- переводник 168,28 мм, Н90 ниппель × 168,28 мм, Reg. муфта;
- 5 × D 168,28 мм (толстостенная бурильная труба (ТБТ));
- D 168,28 мм; 37,5 кг/м; второй класс качества БТ(С) до устья [7].

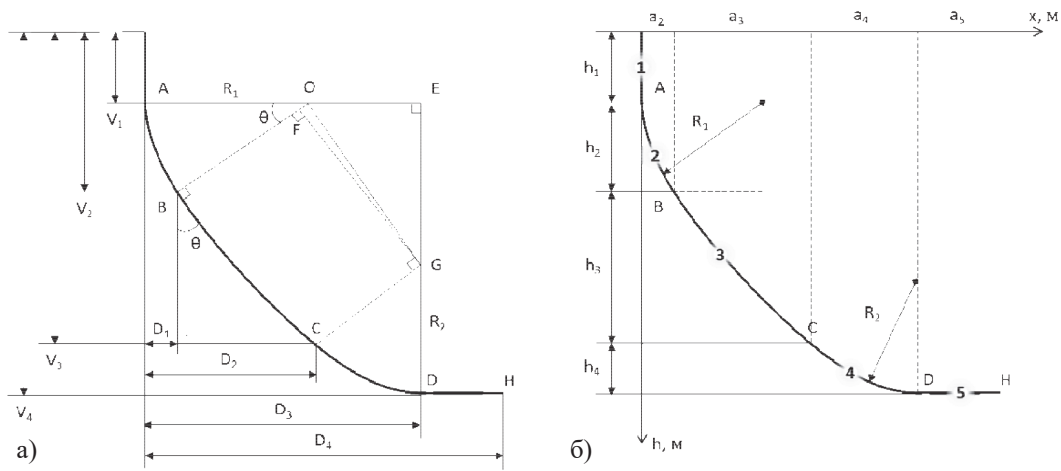


Рисунок 1. Варианты предлагаемых профилей

Таблица 1. Результаты расчета предлагаемого профиля

№ участка	a_i (м)	h_i (м)	l_i (м)
1	$a_1 = 0$	340	340
2	801,55	857,54	1292
3	8152,09	550,89	8170,68
4	46,36	1,57	46,39
5	1000	0	1000
Итого по скважине	10000	1750	10849,09

Комментарии	Глубина по стволу, (м)	Зенитный Угол, (град)	Азимут Грид, (град)	Глубина по вертикали, (м)	Отход от вертикали, (м)	СЮ, (м)	ВЗ, (м)	Интенсивность набора угла, (град/30м)
Обсадная колонна 660.4 мм	320.00	0.00	0.00	320.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Начало набора	340.00	0.00	0.00	340.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Конец набора	1631.67	86.11	0.00	1197.46	801.15	801.15	0.00	2.00
Обсадная колонна 473.1 мм	2349.00	86.11	0.00	1246.10	1516.83	1516.83	0.00	0.00
Обсадная колонна 339.85 мм	4849.00	86.11	0.00	1415.64	4011.08	4011.08	0.00	0.00
Обсадная колонна 244.5 мм	7349.00	86.11	0.00	1585.17	6505.32	6505.32	0.00	0.00
Кровля Манто1 VDW-4	8060.00	86.11	0.00	1633.39	7214.68	7214.68	0.00	0.00
Начало набора	9756.20	86.11	0.00	1748.42	8906.97	8906.97	0.00	0.00
Конец набора	9802.86	90.00	0.00	1750.00	8953.60	8953.60	0.00	2.50
Хвостовик 177.8 мм	9849.00	90.00	0.00	1750.00	8999.74	8999.74	0.00	0.00
Кровля Манто2 (Цель)	9849.26	90.00	0.00	1750.00	9000.00	9000.00	0.00	0.00
Хвостовик 114.3 мм	10849.00	90.00	0.00	1750.00	9999.74	9999.74	0.00	0.00
Подшвы VDW-4	10849.26	90.00	0.00	1750.00	10000.00	10000.00	0.00	0.00

Рисунок 2. Результаты расчета траектории скважины, полученные с помощью программного обеспечения DrillingOffice, Schlumberger

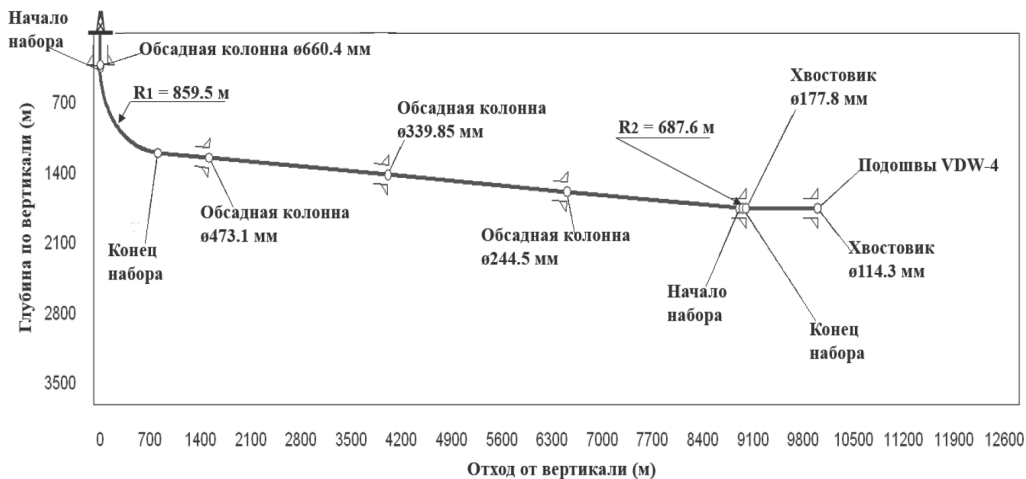


Рисунок 3. Масштабный вертикальный разрез предлагаемого профиля, полученный по программному обеспечению DrillingOffice, Schlumberger

КНБК для набора величины зенитного угла на втором участке (320–2349 м):

- долото D 609,6 мм PDC LMX 6633;
- забойный двигатель D 603,25 мм;
- немагнитный стабилизатор D 441,325 мм;
- 1 × D 241,3 мм немагнитная гибкая УБТ;
- нижний защитный переходной переводник D 228,6 мм;
- телеметрическая система SlimPulse 950 D 241,3 мм;
- верхний защитный переходной переводник D 228,6 мм;
- 1 × D 241,3 мм немагнитная УБТ;
- стабилизатор D 241,3 мм;
- 1 × D 241,3 мм УБТ;
- переводник 193,68 мм, Reg. ниппель × 168,28 мм, Reg. муфта;
- 1 × D 209,55 мм УБТ;
- ясс D 209,55 мм;
- 1 × D 209,55 мм УБТ;
- переводник 168,28 мм, Reg. ниппель × 168,28 мм, НТ65 муфта;
- 165 × D 168,28 мм ТБТ;
- D 168,28 мм; 37,5 кг/м; премиум качества БТ(Г) до устья.

КНБК для первого участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 2349–4849 м):

- долото D 444,5 мм PDC LMX 6633;
- РУС D 433,07 мм, PD 900 Orbit AD Slick;
- обратный клапан D 209,55 мм;
- стабилизатор D 438,15 мм;
- 1 × D 203,2 мм немагнитная (укороченная утяжеленная бурильная труба (УУБТ));
- нижний защитный переходной переводник D 203,2 мм;
- телеметрическая система SlimPulse D 213,6 мм;
- верхний защитный переходной переводник D 203,2 мм;
- 1 × D 209,55 мм немагнитная УБТ;
- стабилизатор D 438,15 мм;
- 1 × D 203,2 мм спиральная УБТ;
- ясс D 203,2 мм;
- 1 × D 203,2 мм спиральная УБТ;
- переводник 168,28 мм, Reg. ниппель × 168,28 мм, НТ65 муфта;
- 4 × D 168,28 мм ТБТ;
- 245 × D 168,28 мм; 41,2 кг/м; премиум качества БТ(Г);
- 80 × D 168,275 мм ТБТ;

- D 168,275 мм; 41,2 кг/м; премиум качества БТ(Г) до устья.

КНБК для второго участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 4849–7349 м):

- долото D 311,15 мм PDC LM 6933 P1;
- РУС D 300,2 мм PD Orbit 900 Vortex;
- стабилизатор D 307,96 мм;
- 1 × D 203,2 мм немагнитная УУБТ;
- нижний защитный переходной переводник D 212,73 мм;
- телеметрическая система «SlimPulse» D 209,55 мм;
- верхний защитный переходной переводник D 203,2 мм;
- 1 × D 209,55 мм немагнитная УБТ;
- стабилизатор D 288,93 мм;
- 1 × D 203,2 мм спиральная УБТ;
- гидромеханический ясс D 203,2 мм;
- 1 × D 203,2 мм спиральная УБТ;
- переводник 168,28 мм, Reg. ниппель × 139,7 мм, FH муфта;
- 11 × D 139,7 мм ТБТ;
- 188 × D 139,7 мм; 36,76 кг/м; премиум качества БТ(С);
- переводник 139,7 мм, FH ниппель × 168,28 мм, НТ65 муфта;
- 300 × D 168,28 мм; 37,5 кг/м; премиум качества БТ(Г);
- 85 × D 168,28 мм ТБТ;
- D 168,28 мм; 37,5 кг/м; премиум качества БТ(Г) до устья.

КНБК для вторичного набора величины зенитного угла и выхода на горизонталь (7349–9849 м):

- долото D 215,9 мм PDC LMX 6633;
- РУС D 205,74 мм PD Orbit 675 Vortex;
- стабилизатор D 212,7 мм;
- обратный клапан D 174,75 мм;
- 1 × D 166,69 мм немагнитная УУБТ;
- нижний защитный переходной переводник D 171,45 мм;
- телеметрическая система SlimPulse MDW D 171,45 мм;
- верхний защитный переходной переводник D 171,45 мм;
- 1 × D 171,45 мм немагнитная УБТ;
- 4 × D 127 мм ТБТ;
- гидромеханический ясс D 171,45 мм;
- 2 × D 127 мм ТБТ;
- 412 × D 127 мм; 29 кг/м; премиум качества БТ(Г);

- переводник 114,3 мм IF ниппель × 139,7 мм FH муфта;
- 56 × D 139,7 мм; 32,59 кг/м; премиум качества БТ(Г) ;
- 295 × D 139,7 мм; 32,59 кг/м; премиум качества БТ(С) ;
- переводник 139,7 мм, FH ниппель × 139,7 мм НТ65 муфта;
- 70 × D 139,7 мм; 36,76 кг/м; премиум качества БТ(С);
- 70 × D 139,7 мм ТБТ;
- D 139,7 мм; 36,76 кг/м; премиум качества БТ(С) до устья.

КНБК для бурения горизонтального участка (9849–10849 м):

- долото D 152,4 мм;
- РУС D 145,8 мм PD Orbit 475 Vortex;
- стабилизатор D 149,2 мм;
- 1 × D 120,65 мм немагнитная УУБТ;
- нижний защитный переходной переводник D 120,65 мм;
- телеметрическая система SlimPulse MDW D 128,27 мм;
- верхний защитный переходной переводник D 120,65 мм;
- 1 × D 120,65 мм немагнитная УБТ;
- 1 × D 88,9 мм ТБТ;
- гидравлический ясс D 120,65 мм;
- 1 × D 88,9 мм ТБТ;
- переводник 88,9 мм IF ниппель × 88,9 мм НТ38 муфта;
- 164 × D 88,9 мм; 19,79 кг/м; премиум качества БТ(Г) ;
- переводник 88,9 мм НТ38 ниппель × 101,6 мм НТ40 муфта;
- 144 × D 101,6 мм; 20,83 кг/м; премиум качества БТ(Г) ;
- переводник 101,6 мм НТ40 ниппель × 139,7 мм FH муфта;
- 341 × D 139,7 мм; 32,59 кг/м; премиум качества БТ(Г) ;
- 197 × D 139,7 мм; 32,59 кг/м; премиум качества БТ(С) ;
- переводник 139,7 мм FH ниппель × 139,7 мм НТ55 муфта;
- 127 × D 139,7 мм; 36,76 кг/м; премиум качества БТ(С) ;
- 40 × D 139,7 мм ТБТ; D 139,7 мм; 36,76 кг/м; премиум качества БТ(С) до устья.

Буровые промывочные жидкости

Свойства и состав бурового раствора на водной основе для вертикального участка

(0–320 м) представлены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2. Свойства бурового раствора на водной основе для вертикального участка (0–320 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,03
Условная вязкость	с	80–100
Пластическая вязкость	сП	7,5
ДНС	кг /100 м ²	56,15
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	60,1
pH	—	9

Таблица 3. Состав бурового раствора на водной основе для вертикального участка (0–320 м)

Наименование материала	Назначение
Бентонит	реологический регулятор
Каустическая сода (NaOH)	регулятор pH

Свойства и состав бурового раствора на углеводородной основе для набора величины зенитного угла на втором участке (320–2349 м) представлены в таблицах 4 и 5 соответственно.

Таблица 4. Свойства бурового раствора на углеводородной основе для набора величины зенитного угла на втором участке (320–2349 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,27
Условная вязкость	с	70
Водоотдача	–	< 7
Пластическая вязкость	сП	15
ДНС	кг/100 м ²	87,88
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	36,13

Таблица 5. Состав бурового раствора на углеводородной основе для набора величины зенитного угла на втором участке (320–2349 м)

Наименование материала	Назначение
Вода	дисперсная фаза
Дизельное топливо	дисперсионная среда
CaCl ₂	регулятор химической активности воды
SINOL AE	эмульгатор
SINOL AL	понижение фильтрации
SINOL OGEL	реологический регулятор
Барит	утяжеление

Свойства и состав бурового раствора на углеводородной основе для первого участка

стабилизации (наклонно прямолинейного участка 2349–4849 м) представлены в таблицах 6 и 7 соответственно.

Таблица 6. Свойства бурового раствора на углеводородной основе для первого участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 2349–4849 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,47
Условная вязкость	с	70
Водоотдача	см ³ /30 мин	< 7
Пластическая вязкость	сП	28,4
ДНС	кг/100 м ²	118,64
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	63,47

Таблица 7. Состав бурового раствора на углеводородной основе для первого участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 2349–4849 м)

Наименование материала	Назначение
Вода	дисперсная фаза
Дизельное топливо	дисперсионная среда
CaCl ₂	регулятор химической активности воды
SINOL AE	эмульгатор
SINOL AL	понижение фильтрации
SINOL OGEL	реологический регулятор
Барит	утяжеление

Свойства и состав бурового раствора на углеводородной основе для второго участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 4849–7349 м) представлены в таблицах 8 и 9 соответственно.

Таблица 8. Свойства бурового раствора на углеводородной основе для второго участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 4849–7349 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,42
Условная вязкость	с	70
Водоотдача	см ³ /30 мин	< 7
Пластическая вязкость	сПз	27,4
ДНС	кг/100 м ²	114,74
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	61

Таблица 9. Состав бурового раствора на углеводородной основе для второго участка стабилизации (наклонно прямолинейного участка 4849–7349 м)

Наименование материала	Назначение
Вода	дисперсная фаза
Дизельное топливо	дисперсионная среда
CaCl ₂	регулятор химической активности воды
SINOL AE	эмульгатор
SINOL AL	понижение фильтрации
SINOL OGEL	реологический регулятор
Барит	утяжеление

Свойства и состав бурового раствора на водной основе для вторичного набора величины зенитного угла и выхода на горизонталь (7349–9849 м) представлены в таблицах 10 и 11 соответственно.

Таблица 10. Свойства бурового раствора на водной основе для вторичного набора величины зенитного угла и выхода на горизонталь (7349–9849 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,16
Условная вязкость	с	50
Водоотдача	см ³ /30 мин	< 5
Пластическая вязкость	сПз	14
ДНС	кг/100 м ²	79,58
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	17
pH	—	9
Содержание песка	%	< 1
Общая жесткость	мг/л	< 200

Таблица 11. Состав бурового раствора на водной основе для вторичного набора величины зенитного угла и выхода на горизонталь (7349–9849 м)

Наименование материала	Назначение
Каустическая сода (NaOH)	регулятор pH
Кальцинированной соды (Na ₂ CO ₃)	регулятор твердости воды
РАС-ULV	фильтраций регулятор
Занвис	реологический регулятор
RH-3	смазка
CaCO ₃	кольматант

Свойства и состав бурового раствора на водной основе для бурения горизонтального участка (9849–10849 м) представлены в таблицах 12 и 13 соответственно.

Таблица 12. Свойства бурового раствора на водной основе для бурения горизонтального участка (9849–10849 м)

Параметры раствора	Единица измерения	Стандарт API
Плотность	г/см ³	1,06
Условная вязкость	с	50
Водоотдача	см ³ /30 мин	< 5
Пластическая вязкость	сП	13
ДНС	кг/100 м ²	73,24
СНС 10 с/10 мин	кг/100 м ²	15,6
pH	—	9
Содержание песка	%	< 1
Общая жесткость	мг/л	< 200

Таблица 13. Состав бурового раствора на водной основе для бурения горизонтального участка (9849–10849 м)

Наименование материала	Назначение
Каустическая сода (NaOH)	регулятор pH
Кальцинированной соды (Na ₂ CO ₃)	регулятор твердости воды
РАС-ULV	фильтраций регулятор
Занвис	реологический регулятор
RH-3	смазка
CaCO ₃	кольматант

Общая длина проектируемой скважины 10849 м, а отход (смещение) составляет 10000 м от буровой установки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Левинсон Л.М., Мухаметов Ф.Х. Управление искривлением наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Уфа: Изд-во «Монография», 2018. 144 с.
2. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Изд-во «Монография», 2019. 310 с.
3. Санников Р.Х. Расчет бурительных колонн для нефтяных и газовых скважин. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. 99 с.
4. Power Plan Technical Manual / Schlumberger. 2004. 430 p.
5. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Салихов Р.Г., Янгиров Ф.Н. Расчеты при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Недра, 2005. 119 с.
6. Calculating Directional Well Profile Variables / Schlumberger. Anadrill Sugar Land Learning Center, 1998. 60 p.

Характеристики буровой установки

Буровая установка
 Модель: ZJ120DBS
 Максимальная глубина бурения: 12000 м
 Нагрузка на крюке: 907 т
 Мощность лебедки: 4500 кВт

Насосы

Модель: F2200HL × 3
 Количество: 3
 Мощность: 3 × 1641 кВт
 Максимальное рабочее давление: 52,5 МПа
 Максимальный расход: 51 л/с

Верхний силовой привод

Модель: DQ 900DBZ
 Максимальная нагрузка: 900 т
 Максимальное рабочее давление: 52 МПа
 Скорость вращения: 220 об/мин
 Крутящий момент постоянной работы: 90 кНм
 Крутящий момент на холостом ходу: 13,5 кНм
 Вес: 20,1 т

Выводы

Рассматриваемый профиль скважины на месторождении Варадеро состоит из пяти участков. Авторами предложены компоновки бурительных колонн для каждого из пяти участков.

7. Standard API 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. American Petroleum Institute, 1998. 157 p.

REFERENCES

1. Levinson L.M., Mukhametov F.Kh. Upravlenie iskrivleniem naklonno-napravlennykh i gorizontal'nykh skvazhin [Control of Curvature of Directional and Horizontal Wells]. Ufa, Monografiya Publ., 2018. 144 p. [in Russian].
2. Levinson L.M., Agzamov F.A., Konesev V.G. Tekhnologiya bureniya gorizontal'nykh skvazhin [Horizontal Well Drilling Technology]. Ufa, Monografiya Publ., 2019. 310 p. [in Russian].
3. Sannikov R.Kh. Raschet buril'nykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin [Calculation of Drill Strings for Oil and Gas Well]. Ufa, UGNTU Publ., 2010. 99 p. [in Russian].
4. Power Plan Technical Manual. Schlumberger. 2004. 430 p.
5. Akbulatov T.O., Levinson L.M., Salikhov R.G., Yangirov F.N. Raschety pri burenii naklonnykh i gorizontal'nykh skvazhin [Calculations for Drilling Inclined and Horizontal Wells]. Nedra Publ., 2005. 119 p. [in Russian].
6. Calculating Directional Well Profile Variables. Schlumberger, Anadrill Sugar Land Learning Center. 1998. 60 p.

7. Standard API 7G Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. American Petroleum Institute, 1998. 157 p.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Орельяна Гонсалес Педро Энрике, магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Pedro Enrique Orellana Gonzalez, Undergraduate Student of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: porellana860515@gmail.com

Бакальяо Рамирес Адриан, магистрант, кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Adrian Bacallao Rodriguez, Undergraduate Student of Oil and Gas Well Drilling Department, USPTU, Ufa,