Приложение 14

СОГЛАСОВАНО:
Главный геолог
ООО "ЮКОЛА-нефть"
__________ А.С. Михеев

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ООО "ЮКОЛА-нефть"
____

Геолого - технический наряд

эксплуатационная скважина №3 Георгиевского нефтяного месторождения

Категория скважины - эксплуатационная

Оборудование:

Буровая установка МБС «Идель-125»

Вышка телескопическая	грузоподъемность - 125т
Лебедка буровая	грузоподъемность - 125 т
Кронблок	грузоподъемность - 125 т
Крюкоблок	грузоподъемность - 125 т
Вертлюг ВБ-125	грузоподъемность - 125 т
Ротор Р-560	грузоподъемность - 125 т
Привод лебедки, ротора - ДВС	мощность двигателей привода - 600 л.с.

Насос - УНБ-600 - 1шт.
Привод бурового насоса УНБ-600 ПБН 25-6

Цель бурения - добыча нефти и попутного газа из отложений бобриковского горизонта
Проектная глубина - 1706 м (1777 м).
Проектный горизонт - заволжский горизонт D_3zv
Интервалы перфорации: 1598-1601 м (1661-1664 м).

Оборудование устья скважины:
Превенторы ОП5-230/80х21К1-1шт.; ППГ-230х21- 2шт.;
ПУГ-230х21- 1шт.; ОП2-156/65х21К1- 1шт.; ПП2-156/65х21К1- 1шт.
Колонная головка ОКК2-21х146х245х324К1- 1шт.
Прочее оборудование АФК2-65х21К1- 1шт.

Начало бурения ____________________
Окончание бурения ____________________

Геологическая часть

Столбцы: 1 Масштаб (м); 2 Система; 3 Отдел; 4 Ярус; 5 Горизонт/Надгоризонт; 6 Глубина по вертикали (м); 7 Глубина по стволу (м); Литологический разрез: 8 Проектный, 9 Фактический; 10 Интервал бурения с отбором керна (м); 11 Интервал испытания ИПТ (м); 12 Ожидаемые пластовые давления, МПа и температуры, °С; Ожидаемые осложнения при бурении скважины: 13 Нефтегазопроявления (м), 14 Обвалы, осыпи, прихватоопасные зоны (м), 15 Поглощения (м); 16 Предполагаемый угол падения пластов.

2 Система	3 Отдел	4 Ярус	5 Горизонт/Надгоризонт	6	7	12	13	14	15
N_2+Q				61	61			61	61
Пермская P	P_2kzl			103	103	1.01/3°		103	103; 105
Каменноугольная C	Верхний C_3	Гжельский g + касимовский k		505	505	4.95/15°			505
	Средний C_2	Московский m	Мячковский mč + подольский pd	726	726	7.12/22°			726
			Каширский ks	1009	1019	9.9/30°		1009 (1019)	
			Верейский vr + мелекесский mk	1113	1132	11.5/33°	1113-1123 (1132-1142)	1113 (1132)	
		Башкир. b	Черемшан. ĉm+ прикамский pk	1145	1168	11.8/34°			
	Нижний C_1	Визейский v + серпуховский s	Протвинский pr + стешевский st + тарусский tr + веневский vn + михайловский mh	1530	1588	15.8/46°			1316 (1354); 1326 (1364); 1346 (1387); 1356 (1397); 1386 (1430); 1406 (1452)
			Алексинский al	1559	1619	16.1/47°		1559 (1619)	
			Тульский tl	1590	1653	16.8/48°	1598-1601 (1661-1664)		
			Бобриковский bb	1616	1681	17.5/49°		1616 (1681)	
		Турнейский t	Кизеловск. kz + черепетск. čr	1650	1718	17.9/50°	1650-1660 (1718-1728)		
			Упинский up	1680	1749	18.2/51°	1680-1690 (1749-1759)		
D	D_3	Фаменский fm	Малевский ml	1690	1760	18.1/51°			
			Заволжский zv	1706	1777				

16: Скважина сводовая, ожидаемые углы падения пластов не более 3°

17 Конструкция скважины (мм), высота подъема цемента, интервалы перфорации, установка цементных мостов (м): 530 – 8; 426 – 26; 324 – 105; 245 – 626/776; 146 – 1706 (1777); перфорация 1598-1601 (1661-1664).

18 Геофизические исследования:

Общие исследования
в масштабе 1:500:
ПС, КС, БК, БКЗ, ГК, НГК, АК, ГГК-П, Профилеметрия,
ИС с точками замера через 20 м,
Терм. Рез.
в инт. 0-105 м, 105-776 м,
776-1706 м (776-1777 м).
АК в инт. 776-1706 м.

Детальные исследования
в масштабе 1:200:
ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, МКВ, БМК, ГК, НК, АК, ГГК-П (ГГК-ЛП), Профилеметрия.
в инт. 1556-1706 м (1616-1777 м).

Для расчета количества тампонажного раствора
в масштабе 1:500: ДС
в инт. 0-105 м, 105-776 м,
776-1706 м (776-1777 м).

Изучение технического состояния скважины
в масштабе 1:500:
ОЦК[1], в инт. 776-1706м (776-1777м).
АКЦ+ФКД[2], в инт. 0-776 м,
776-1696 м (776-1767 м).

СГДТ в инт. 0-1696 м (0-1767 м).

Дополнительно к комплексу:
Для привязки перфорации
в масштабе 1:200:
ГК, ЛМ, Терм,
интервал записи (определяет геологическая служба заказчика). Проводится до и после перфорации.

Для контроля ВНК и нефтенасыщения
в масштабе 1:200: ИННК
в интервалах:1556-1706м (1616-1777м).

Категория пород (19 По твердости / 20 По абразивности / 21 По трудности отбора керна):

19 По твердости	20 По абразивности
I (2)	II
I (2-3)	
I (4)- II (5)	II-IV
I (4)- II (5)	III-IV
II (6)	II
II (5-8)- III (9)	II-IV
I (4)- II (6-7)	
I(4)-II(5)	
II (7)	IV

Технологическая часть

Столбцы: 22 Способ бурения; 23 Тип забойного двигателя; 24 Тип и размер долот, количество долот на бурение, проработку (шт.); Режим бурения: 25 Число оборотов ротора (долот), 26 Осевая нагрузка, 27 Производительность насосов (л/сек), 28 Давление на стояке (МПа); 29 Количество насосов, диаметр втулок (шт./мм); 30 Компоновка бурильной колонны; 31 Оснастка талевой системы; 32 Интервал и скорость проработки (об/мин) скважины перед спуском колонн; 33 Перечень химреагентов, интервалы обработки (кг/м³); 34 Параметры промывочной жидкости и её обработка (плотность, кг/м³; вязкость,сек; СНС, Па; водоотдача, см³/30 мин; pH); 35 Примечание.

22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Роторный	—	490.0 V-C21 R705-бурение, проработка-1шт.	60	с навеса	45-50	1.0	1/200	Долото 490 мм УБТ-ЕН 203х80-18 м	4 х 5	—	Глинопорошок ПБМА (бентолюкс)-70, АК-640-2,5, КССБ-2М-5, КМЦ-9В-2,5 Сода каустическая-2,5, Сода кальцинированная-2,5 Глитал (ФК-2000-)-10, Пеногаситель (пента ПЭС-1)-0,3, Доломитовый утяжелитель по расчету.	Полимерглинистый: γ= 1140; T=50-60; СНС=10-30/30-60; B= 6-8; pH=8-10.	Давление опрессовки кондуктора Роп=7.5 МПа
		393.7 VU-K54X-R174, бурение, проработка - 1шт.	80-60	15-16	35-40	11.3	1/180	Бурение: долото 393.7; УБТ-ЕН 229х90 - 18 м, КЛС 393.7 МС, УБТ-ЕН 229х90 - по расчету, УБТ-ЕН 203х80 - 27м, УБТ-ЕН 178х71 - 9м. Проработка: долото 393.7, УБТ-ЕН 229х90 - 18 м, КЛС 393.7 МС, УБТ-ЕН 229х90 - 27 м, УБТ-ЕН 203х80 - 27м, УБТ-ЕН 178х71 - 9м.		25-30	Глинопорошок ПБМА (бентолюкс)-70, АК-640-2,5, КССБ-2М-5, КМЦ-9В-2,5 Сода каустическая-2,5, Сода кальцинирован.-2,5, Глитал (ФК-2000-)-10, Пеногаситель (пента ПЭС-1)-0,3, Доломитовый утяжелитель-по расчету.		
		Бурение: 295.3 AUL-LS62YP R438 - 3шт, 295.3 AUL-LS54XP R419 -2шт, Разбур. цем ст., проработка: 295.3 V-21R166 - 2шт.	80-60	16-18	35 - 40	11.3	1/180	Бурение: долото 295.3, УБТ-ЕН 203х80-18 м, КЛС-295.3 СТ, УБТ-ЕН 203х80 - 36 м, УБТ-ЕН 178х71 - 27 м, УБТ-ЕН 165х71 - 36 м. Проработка: долото 295.3, УБТ-ЕН 203х80-18 м, КЛС-292.7 СТ, УБТ-ЕН 203х80 - 36 м, УБТ-ЕН 178х71 - 27 м, УБТ-ЕН 165х71 - 27 м.		25-30	Техническая вода	Техническая вода γ= 1000 - 1020 (980*).	1. Давление опрессовки промежуточной колонны Роп=9.0 МПа. Проверка качества цементного кольца Роп. ц.к.=2.7 МПа.
—	ВЗД	215.9 AUL-LS54X R269 – бурение– 1 шт., 215.9 AUL-LS62X R270 – бурение– 7 шт., 215.9 V-N21 R192 - проработка – 2 шт., ВЗД-Д-172 - бурение - 1 шт.	—	6-15	21-30	12.6	1/170	Бурение ротором: долото 215.9; УБТ-ЕН 178х71 - 18 м; КЛС-215.9 СТ; УБТ-ЕН 178х71- по расчету, УБТ-ЕН 165х71 - 81 м; Бурение забойным двигателем: долото 215.9; КСЛ-215.9 СТ, ВЗД-Д-172, УБТ-ЕН 178х71 - по расчету, УБТ-ЕН 165х71 - 108 м. Проработка: долото 215.9; УБТ-ЕН 178х71 - 18 м, КЛС-215.9 СТ, УБТ-ЕН 178х71 - 27 м, УБТ-ЕН 165х71 - 54 м.		25-30	Глинопорошок ПБМА (бентолюкс)-50, АК-640-2,5, КССБ-2М-5, КМЦ-9В-2,5 Сода каустическая-2,5, Сода кальцинированная-2,5, Глитал (ФК-2000-)-10, Пеногаситель (пента ПЭС-1)-1, Доломитовый утяжелитель- по расчёту.	Полимерглинистый: γ= 1160; T=50-60; СНС=20-50/40-90; B= 4-6; pH=9-10	1. Давление опрессовки эксплуатационной колонны Роп=12.5 МПа. 2. Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность снижением уровня воды в колонне до глубины 750 м от устья. 3. Давление опрессовки межколонного пространства Ø245×146 мм; Рмк=6,3 МПа
Роторный	—		90-60	12-16									
—	ВЗД		—	6-15									

Примечания:
1. Интервалы и объёмы ГИС корректируются геологической службой по согласованию с Заказчиком с учётом вскрываемого объекта.
2. Комплекс ГИС в масштабе 1:200 выполняется при наличии прямых признаков нефтеносности.
[1] - ОЦК в кондукторе проводится при невыходе тампонажного раствора на поверхность
[2] - В эксплуатационной колонне АКЦ + ФКД проводится после опрессовки
[3] - Необходимость проведения ВСП определяется Заказчиком
[4] - Необходимость проведения ГТИ определяется Заказчиком.
* - плотность промывочной жидкости во время бурения с применением бустерной технологии в интервалах полного поглощения.

Условные обозначения:

Суглинки; Пески; Аргиллиты; Глины; Песчаники; Песчаники глинистые; Известняки; Известняки глинистые; Известняки доломитизированные; Доломиты; Перерыв в осадконакоплении; Нефтеносность; Осыпи, обвалы, прихватоопасные зоны; Поглощение частичное до полного; Поглощение полное; Интервал перфорации

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проект на строительство эксплуатационных скважин №№2,3,4 Георгиевского нефтяного месторождения
Разраб.		Ковтунова Н.Н.			Геолого-технический наряд
Пров.					Лит. / Масса / Масштаб 1:5 000
Согласов.					Лист 10 / Листов 10
Утв.					ООО «ЮКОЛА-нефть»

Согласовано | Взамен инв.N | Подпись и дата | Инв.N подл.