



пермский
политех

КАФЕДРА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Технология забуривания боковых стволов при реконструкции нефтегазовых скважин на Красноярско-Куединском месторождении

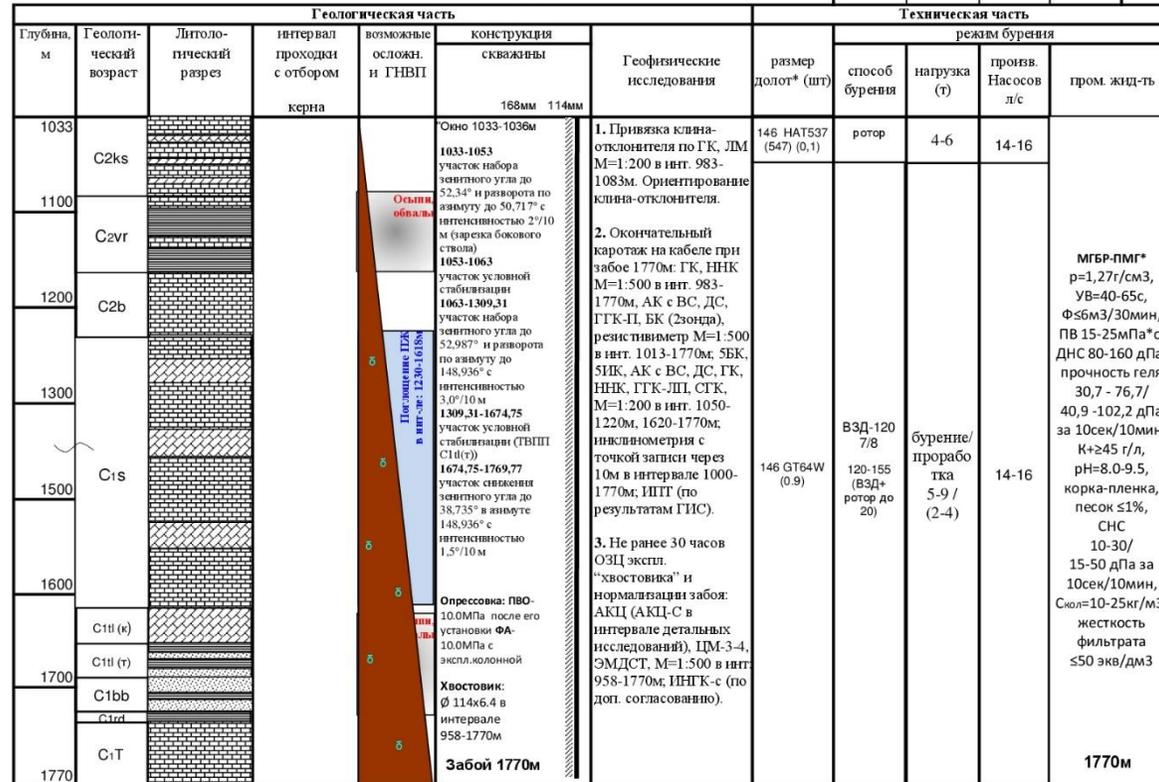
Выполнил: студент группы БНГС-17-16з
Руководитель: доцент кафедры НГТ, канд. техн. наук

Лебедев И.В.
Долгих Л.Н.

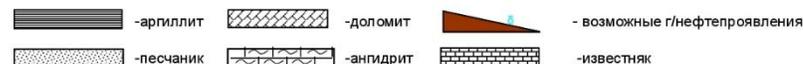
Месторождение **Красноярско-Кудинское** Скважина № **947** Куст № **947**
 Проектная глубина, м **1770** Проектный горизонт **Турнейский ярус**
 Назначение **добывающая** Дирекционный угол **77.381°** устье - точка входа в пласт
 Альтитуда ротора **112.85** Матвигное склонение **14.87°**
 Проложение **572.39м на кровлю С1Т+С1bb** Ожидаемое пластовое давление: **C2ks=9.8МПа; C2вт=10.2МПа, C2b =10.6 МПа, C1d(т)=14.4МПа; C1bb =14.5МПа; C1т =14.8МПа.**
 Газовый фактор: **C2ks= 42м3/т; C2вт=46,1 м3/т; C2b=29,4 м3/т; C1d (т)= 35,4 м3/т; C1bb=28,7 м3/т; C1т (Т)= 30,4 м3/т.**

Оборудование: Буровая установка **Идель-125**
 Насос **Иж Дрилл 8Т-650**
 ПВО **ПНСГ – 2Ф 180х35**

марка	труб	Д, мм	Л, м
ТБПН		89*9	1800
ТБТ		89	18

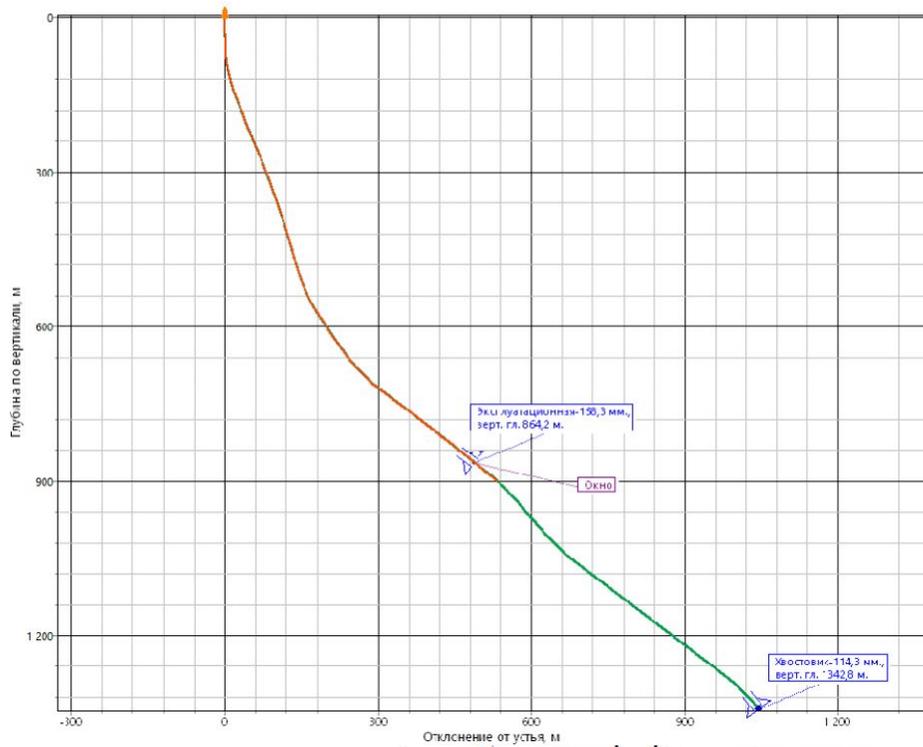


*- В случае поглощения интенсивностью более 3 м3/ч (либо в случае возникновения простоев, связанных с заготовкой МГБР-ПМГ), пополнение объема промывочной жидкости производится минерализованной водой плотностью 1270 кг/м3, с последующими изоляционными работами после полного вскрытия зоны поглощения. Работы по приготвлению и применению буровых растворов вести согласно «Программе работ по буровым растворам».

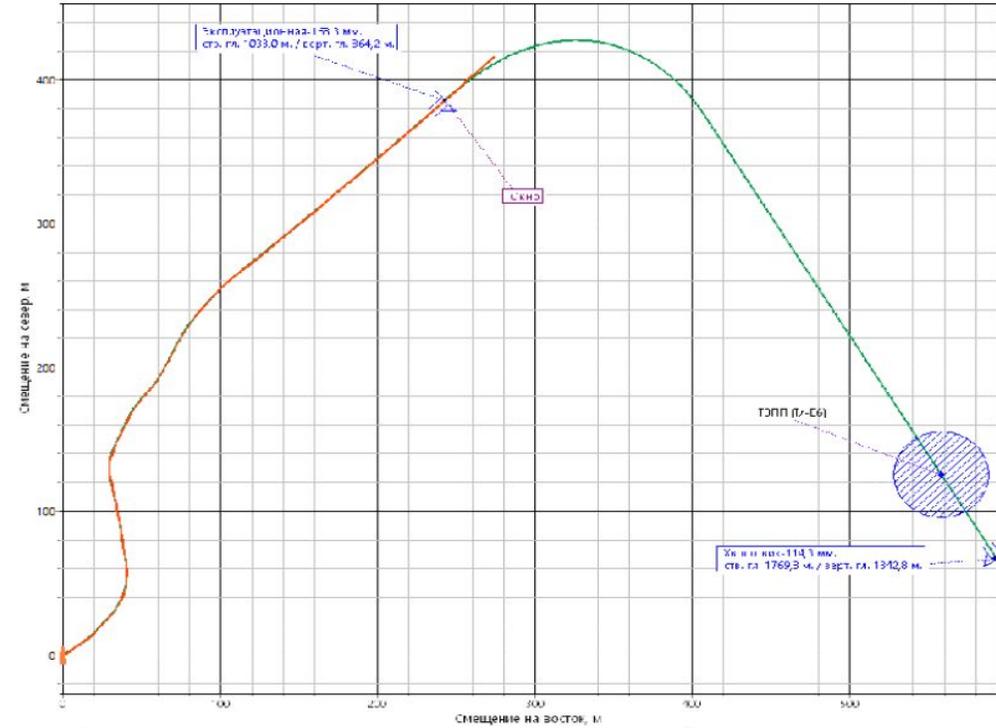


Проектный профиль и проекции

Профиль



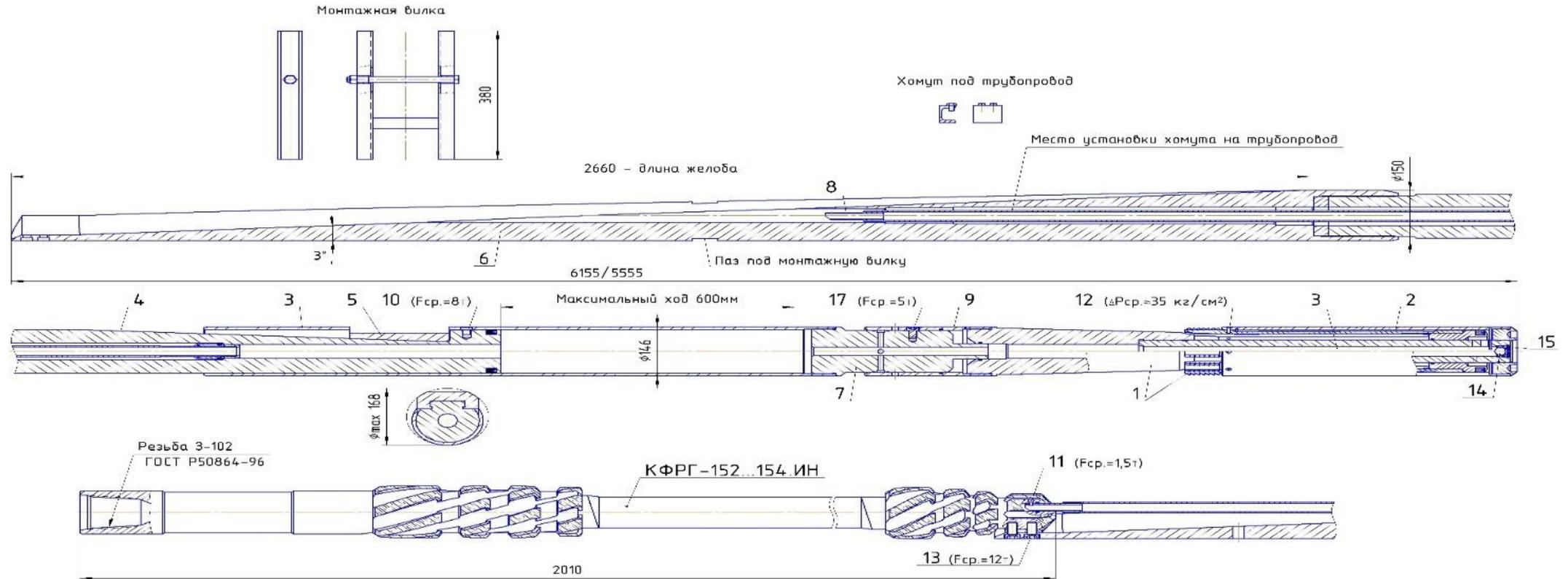
План



Глубина по вертикали		Глубина по стволу		Зенитный угол, гр		Азимут, гр		Смещение от устья, м	Инт., гр/10м
ОТ	ДО	ОТ	ДО	ОТ	ДО	ОТ	ДО		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
864,16	876,52	1033	1053	51,34	52,34	45,79	50,717	472,01	2
876,52	882,63	1053	1063	52,34	52,34	50,717	50,717	478,56	0
882,63	1056,86	1063	1309,31	52,34	52,987	50,717	148,936	554,15	3
1056,86	1276,85	1309,31	1674,75	52,987	52,987	148,936	148,936	572,39	0
1276,85	1342,85	1674,75	1769,77	52,987	38,735	148,936	148,936	597,4	1,5



Схема гидравлического клина-отклонителя с разъединительной частью ОКГМ - Р



Клин-отклонитель гидромеханический ОКГР-150

Экономический эффект

Основной фактор экономической части будет заключаться в отсутствии необходимости привлечения геофизической партии с целью ориентирования клина-отклонителя. Но также необходимо учесть и разницу в стоимости между клином-отклонителем ОКГМ и клином-отклонителем ОКГМ-Р, поскольку второй стоит дороже из-за технологических особенностей самого изделия.

Разница стоимости данного оборудования:

Стоимость ОКГМ – 750 тыс. руб.;

Стоимость ОКГМ-Р. – 810 тыс. руб.

Разница стоимости равняется на 60 тыс. руб.;

Необходимость привлечения геофизической партии.

Стоимость геофизической партии для проведения работ по ориентированию составит 450 тыс. руб. При использовании клина ОКГМ-Р привлекать партию нет необходимости, поскольку ориентирование можно производить с помощью телесистемы с гидравлическим каналом связи.

Общая экономическая эффективность будет рассчитываться по следующей формуле:

$$\text{ЭФ} = 450 \text{ тыс.руб.} - 60 \text{ тыс. руб.} = 390 \text{ тыс. руб.}$$

Выводы

Отрасль бурения боковых стволов стала неотъемлемой и большой частью бурения нефтяных и газовых скважин, и поэтому крайне необходимо идти в ногу со временем и применять современные технологии. Это требуется как для оптимизации технологических процессов с целью сэкономить средства, так и для имиджевой составляющей компании, что также важно в наше время. Использование клина-отклонителя ОКГМ-Р несомненно поможет добиться вышеуказанных целей и поможет принести буровой компании и компании-недропользователю выгоду.



пермский
политех

КАФЕДРА НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Технология забуривания боковых стволов при реконструкции нефтегазовых скважин на Красноярско-Куединском месторождении

Выполнил: студент группы БНГС-17-16з
Руководитель: доцент кафедры НГТ, канд. техн. наук

Лебедев И.В.
Долгих Л.Н.