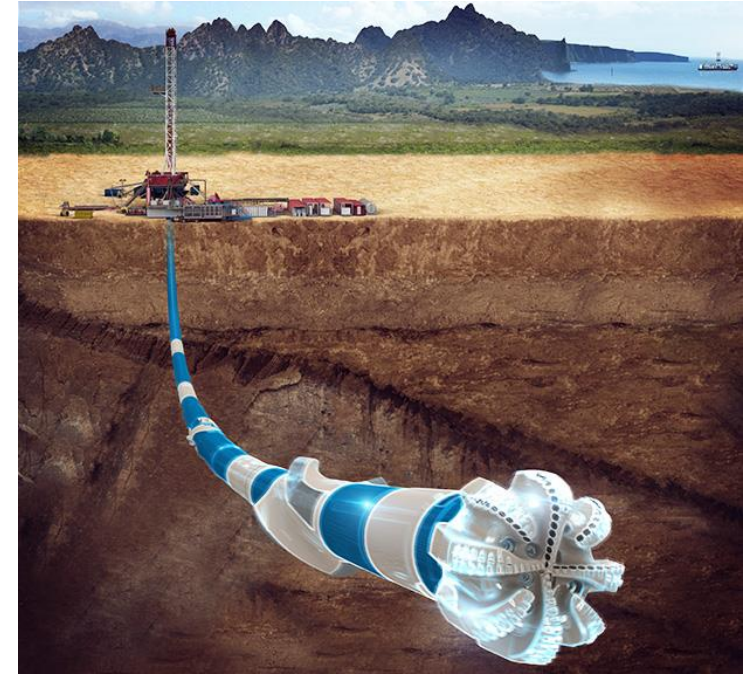


Учет способов бурения при расчете фактической траектории горизонтальных скважин (на примере карбонатного месторождения)



РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Выполнили: Блоцкая А.И., Сребродольская М.А.

Цель:

- Снижение погрешности расчета координат ствола горизонтальной скважины

Задачи:

- Анализ истории бурения рассматриваемых ГС
- Применение методики коррекции кривизны скважины на трех ГС, пробуренных на карбонатном месторождении, с учетом способов бурения на их отдельных участках
- Расчет возникающих погрешностей
- Анализ полученных результатов

Объект изучения:

- 6 горизонтальных скважин, пробуренных в Пермском и Красноярском краях, в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

Актуальность

- Карбонатное газоконденсатное месторождение
- Замеры каждые 12м/24м
- Маломощные пласты



- Пространственная неопределенность
- Потеря эффективного ствола

Этапы работы

I. Сравнение методов расчета координат скважины

II. Учет способов бурения на карбонатном месторождении

I. Методы расчета координат

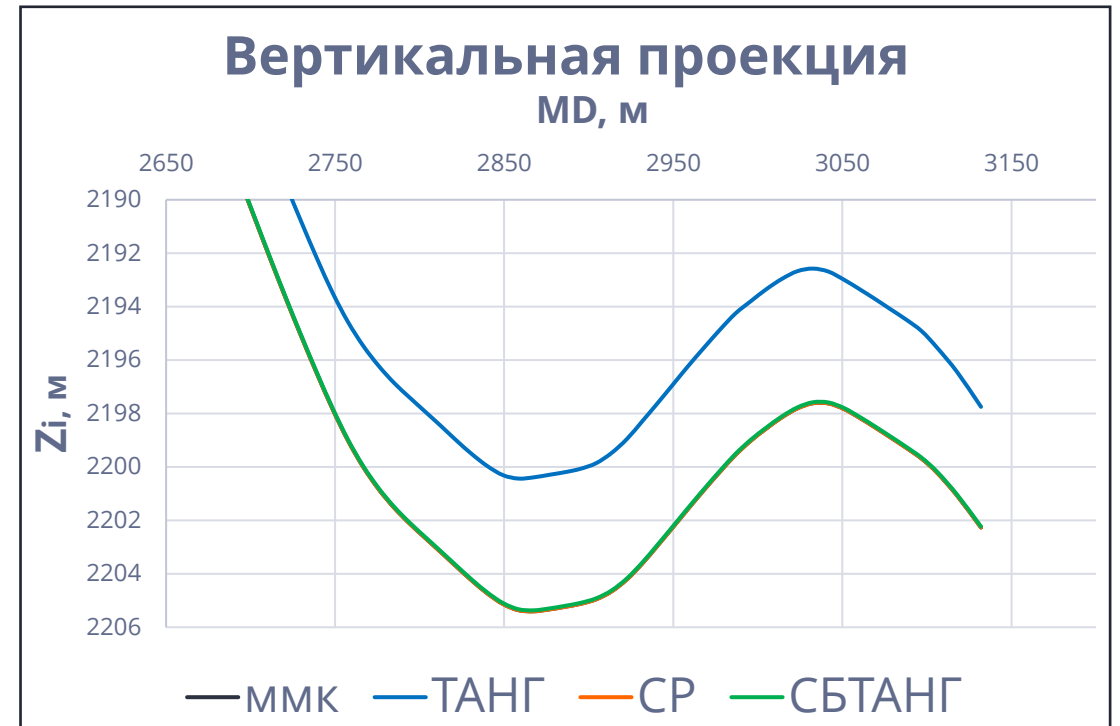
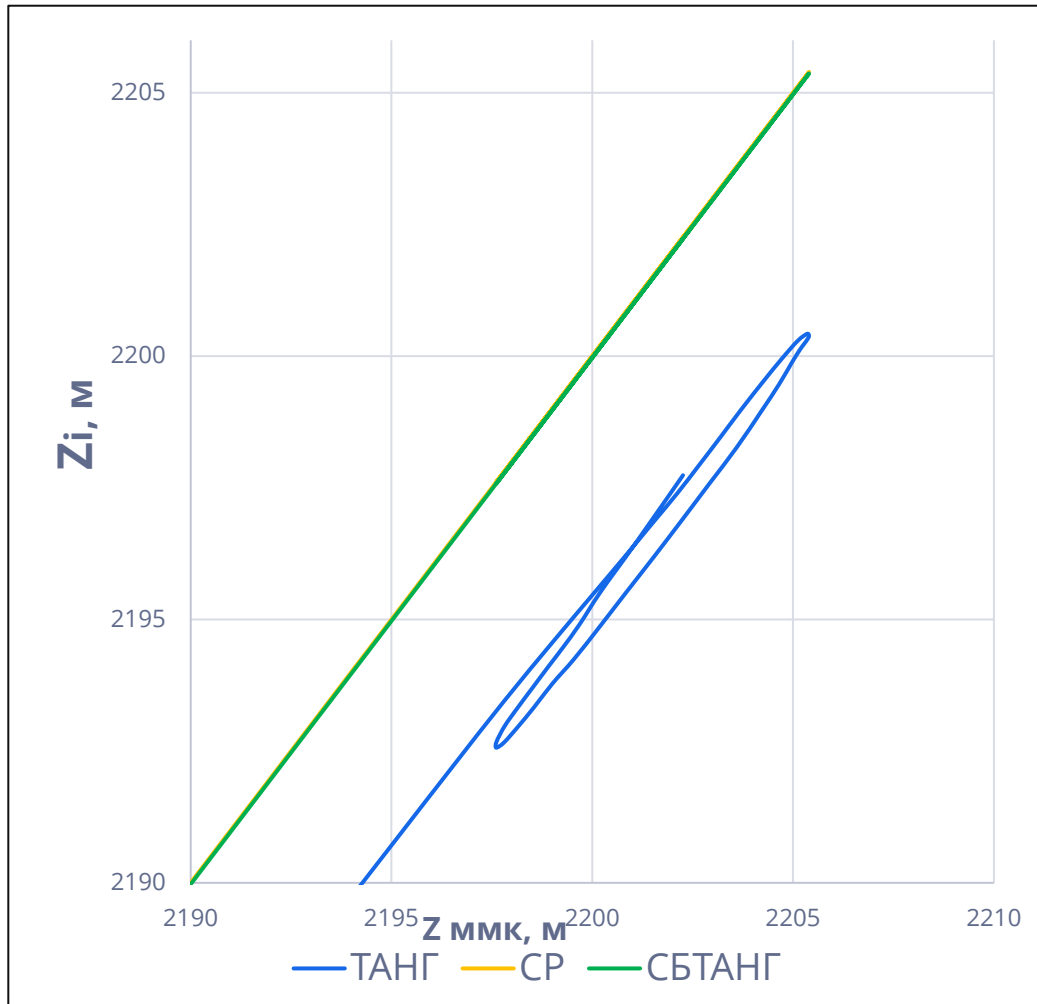
**Тангенциальный
метод**

**Метод средних
углов**

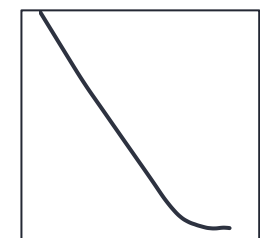
**Сбалансированный
тангенциальный
метод**

**Метод
минимальной
кривизны**

Сравнение результатов расчетов скважины №1,2,3

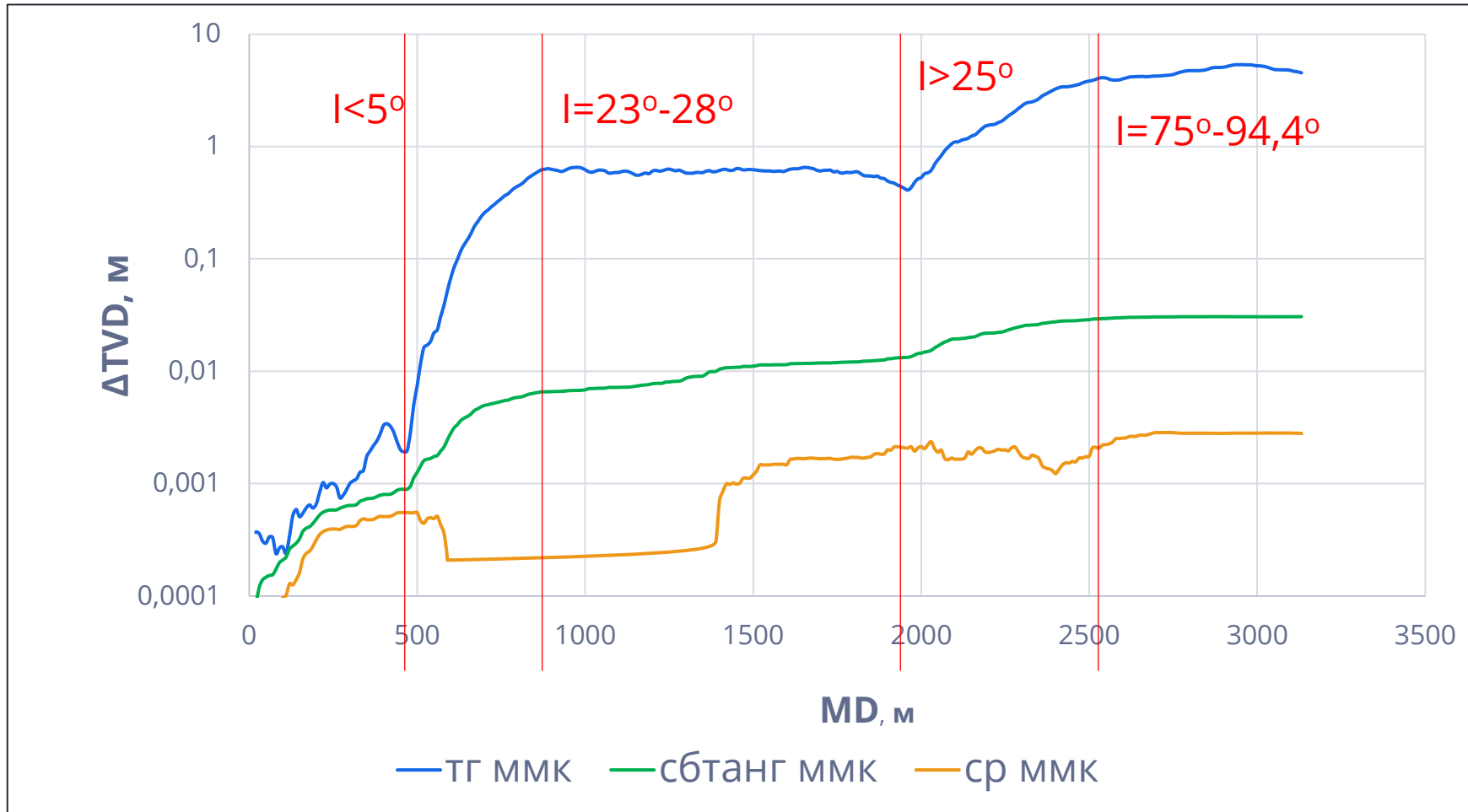


Метод	Забой, м
ММК	2202,26
танг	2197,74
сб. танг	2202,23
ср. угл	2202,26



Проекция скважины

Анализ расхождений с методом минимальной кривизны

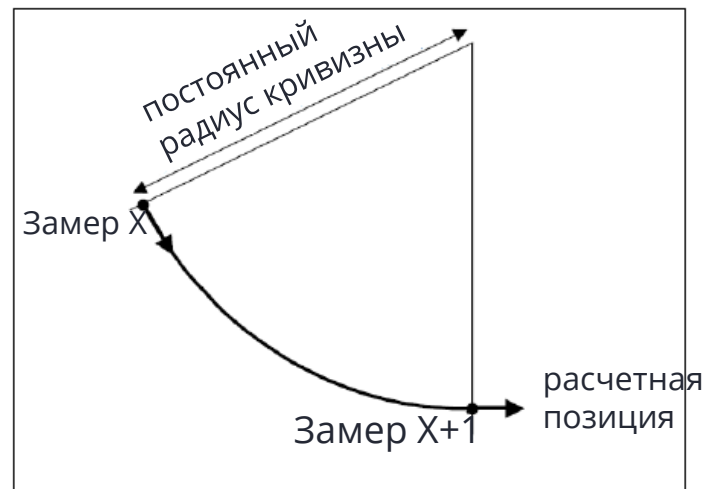
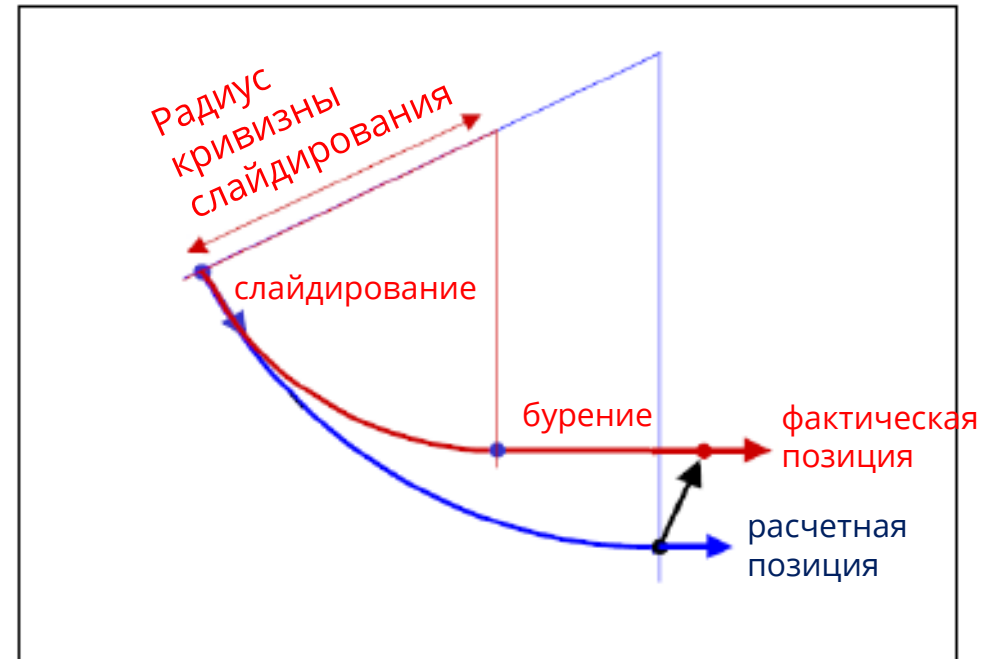
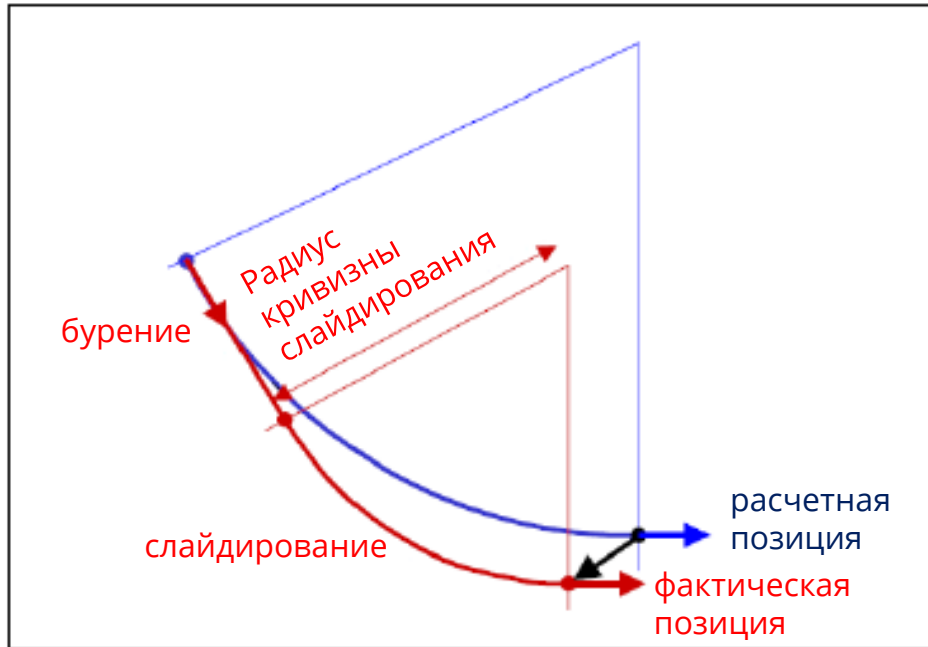


Метод	$\Delta\text{TVD, м}$
Сб. танг	0,030
Ср. угл	0,002
Танг	4,522

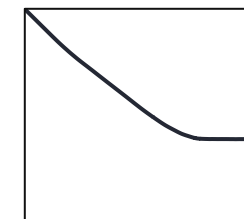
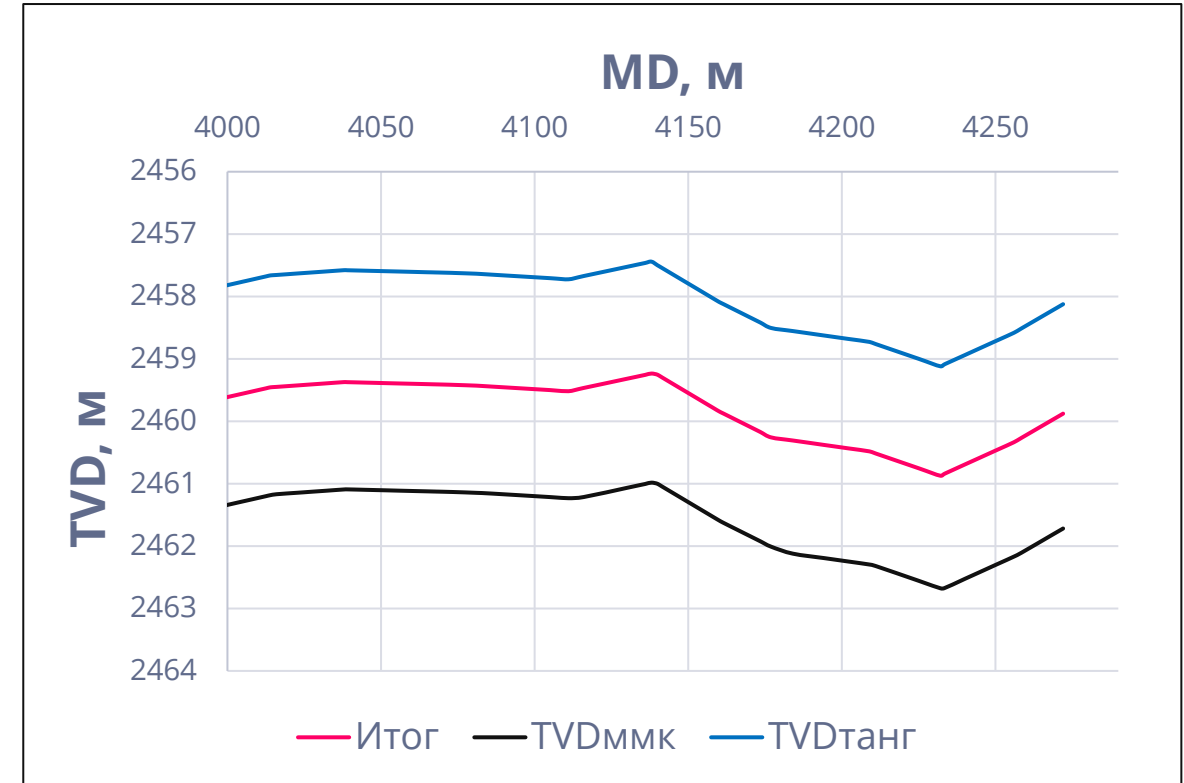
Координаты забоя скважин №1, 2, 3 определенные разными методами

Скв.	Метод	Zз, м	ΔZ_z , м	Xз, м	ΔX_z , м	Yз, м	ΔY_z , м
1	Минимальной кривизны	2202.26		-869.94		-1288.79	
	Тангенциальный	2197.74	4.52	-871.00	1.06	-1293.62	4.83
	Сбалансированный тангенциальный	2202.23	0.03	-869.92	-0.02	-1288.76	-0.03
	Среднего угла	2202.26	0.00	-870.05	0.11	-1289.70	0.91
2	Минимальной кривизны	2081.33		923.07		-63.98	
	Тангенциальный	2069.48	11.85	928.81	-5.74	-74.25	10.27
	Сбалансированный тангенциальный	2081.08	0.25	922.94	0.13	-64.00	0.02
	Среднего угла	2081.27	0.06	926.20	-3.13	-102.14	38.16
3	Минимальной кривизны	1879.38		-427.73		458.62	
	Тангенциальный	1871.77	7.61	-428.42	0.69	469.92	-11.3
	Сбалансированный тангенциальный	1879.19	0.19	-427.67	-0.06	458.55	0.07
	Среднего угла	1879.33	0.05	-427.77	0.04	434.09	24.53

II. Учет способов бурения на карбонатном месторождении (Local DLS)

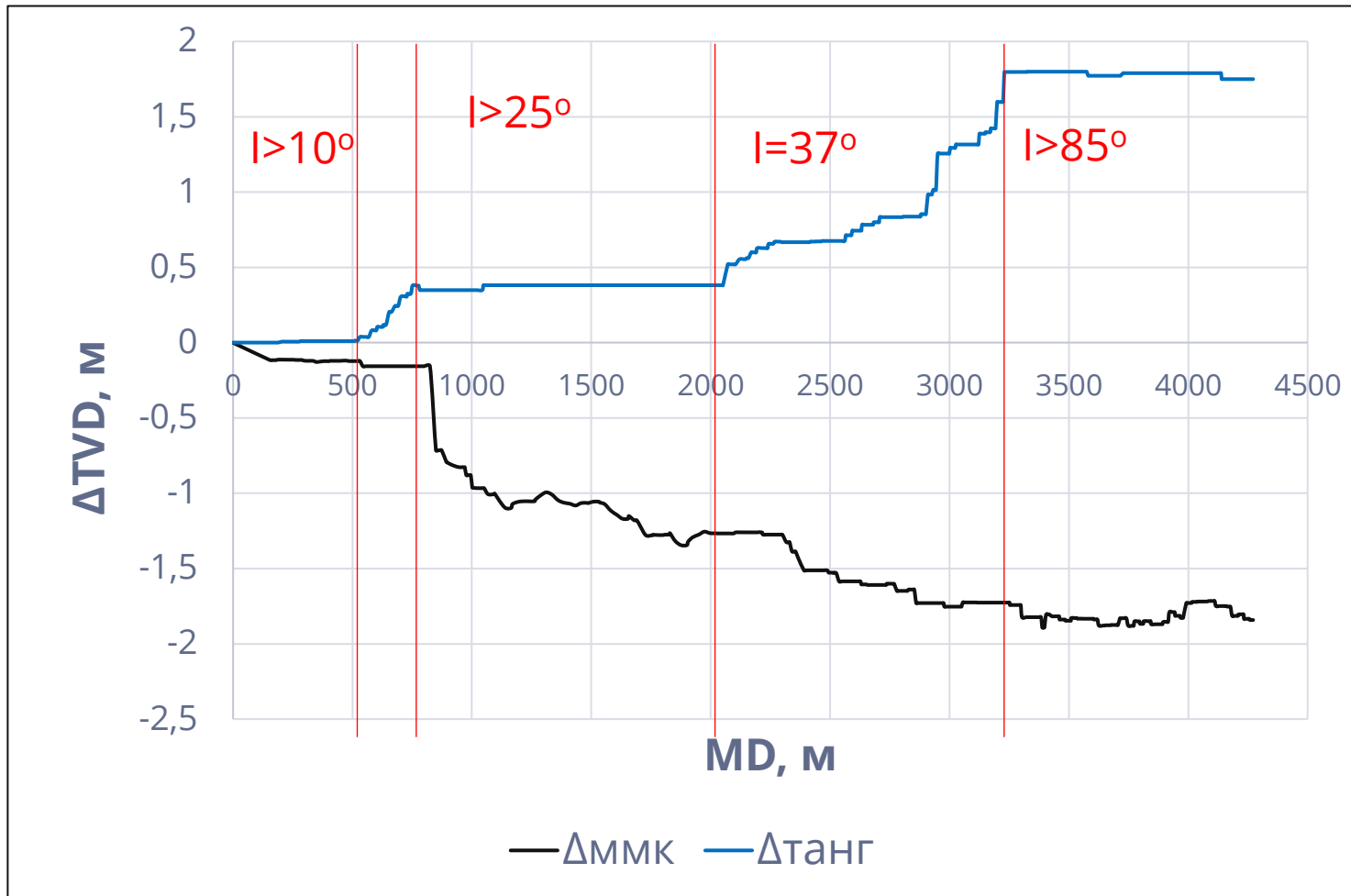


Учет способов бурения горизонтальных скважин №3,4,5



Проекция скважины

Анализ расхождений с примененной методикой



Метод	Погрешность, м
Танг	-1,75
ММК	-1,84

Погрешности определения глубины забоя скважин № 4, 5, 6 без учета способов бурения

Скважина	Доля бурения с вращением, %	Метод расчета координат	Погрешность ΔZ_3 , м
4	78	Тангенциальный	1.75
		Минимальной кривизны	1.84
5	78	Тангенциальный	2.08
		Минимальной кривизны	1.09
6	65	Тангенциальный	0.87
		Минимальной кривизны	3.53

Выводы

1. Наибольшее расхождение рассчитанной глубины относительно метода минимальной кривизны наблюдается по тангенциальному методу. По координатам X и Y закономерности не наблюдаются.
2. Погрешности увеличиваются с увеличением интервала снятия замера инклинометрии и с ростом зенитного угла.
3. Метод минимальной кривизны не применим на интервалах стабилизации зенитного угла.
4. Величины погрешностей без учета способов бурения не зависят от того, какой способ бурения преобладал в скважине.
5. Необходимо учитывать способы бурения при расчете координат горизонтальной скважины, так как ошибка может достигать 3,5 метра, что особенно важно на карбонатном газоконденсатном месторождении.

Направление дальнейших исследований:

- Сравнить отличия в результатах по методам расчета координат по большой выборке скважин с разным шагом снятия замера и разной длиной и конфигурацией ствола;
- Изучить зависимость расхождения в определении положения забоя горизонтальных скважин от частоты смены способов бурения, их продолжительности, протяженности длины ГС и других факторов;
- Применить статистические методы обработки информации для анализа результатов;
- Автоматизировать процесс реализации предлагаемой методики;
- Рассчитать эллипс неопределенности с учетом метрологических характеристик применяемых инклинометров.

ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА РЕЖИМОВ БУРЕНИЯ

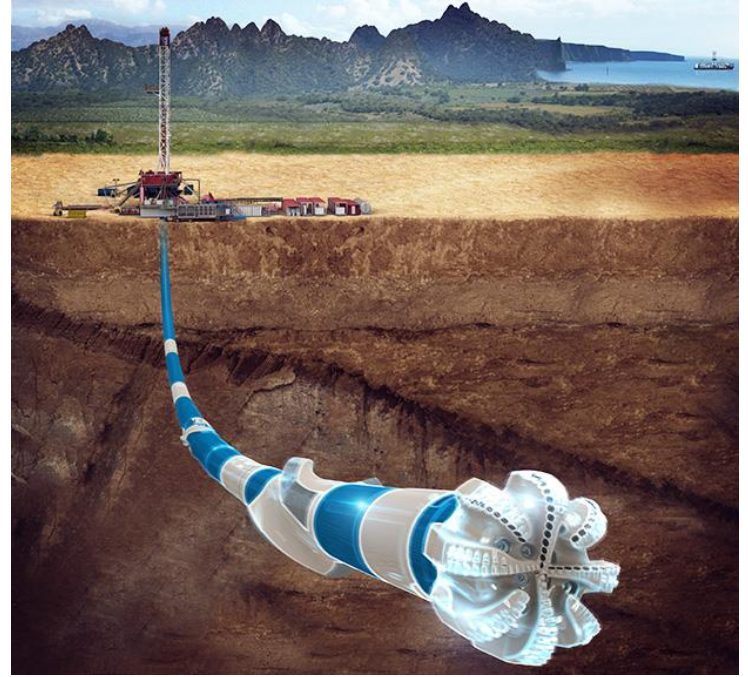
при расчете фактической траектории горизонтальной скважины

Сребродольская Мария Андреевна
*старший преподаватель кафедры ГИС,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Блоцкая Александра Игоревна
*студантка кафедры ГИС,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*



Учет способов бурения при расчете фактической траектории горизонтальных скважин (на примере карбонатного месторождения)



РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Выполнили: Блоцкая А.И., Сребродольская М.А.