



пермский  
политех

# Технология строительства скважины на Сухаревском месторождении с анализом эффективности использования роторной управляемой системы (РУС)

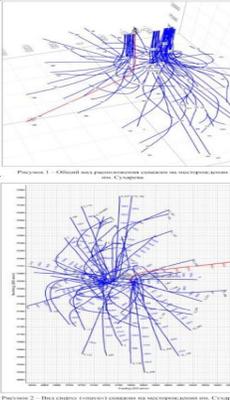
Докладчик:  
студент группы БНГС-16-26з, Ромахин В.О.



Месторождение «Маяк» Суксунск...
Гидравлические условия...
Плотность нефти...
Вязкость нефти...
Температура плавления...
Температура застывания...
Температура вспышки...
Температура самовосгорания...
Температура кипения...
Температура конденсации...
Температура кипения...
Температура конденсации...

Бурение осуществляло - 338-330
Плотность нефти при 20°C - 840 кг/м³
Плотность нефти при 50°C - 800 кг/м³
Плотность нефти при 100°C - 760 кг/м³
Плотность нефти при 150°C - 720 кг/м³
Плотность нефти при 200°C - 680 кг/м³
Плотность нефти при 250°C - 640 кг/м³
Плотность нефти при 300°C - 600 кг/м³
Плотность нефти при 350°C - 560 кг/м³
Плотность нефти при 400°C - 520 кг/м³
Плотность нефти при 450°C - 480 кг/м³
Плотность нефти при 500°C - 440 кг/м³
Плотность нефти при 550°C - 400 кг/м³
Плотность нефти при 600°C - 360 кг/м³
Плотность нефти при 650°C - 320 кг/м³
Плотность нефти при 700°C - 280 кг/м³
Плотность нефти при 750°C - 240 кг/м³
Плотность нефти при 800°C - 200 кг/м³
Плотность нефти при 850°C - 160 кг/м³
Плотность нефти при 900°C - 120 кг/м³
Плотность нефти при 950°C - 80 кг/м³
Плотность нефти при 1000°C - 40 кг/м³

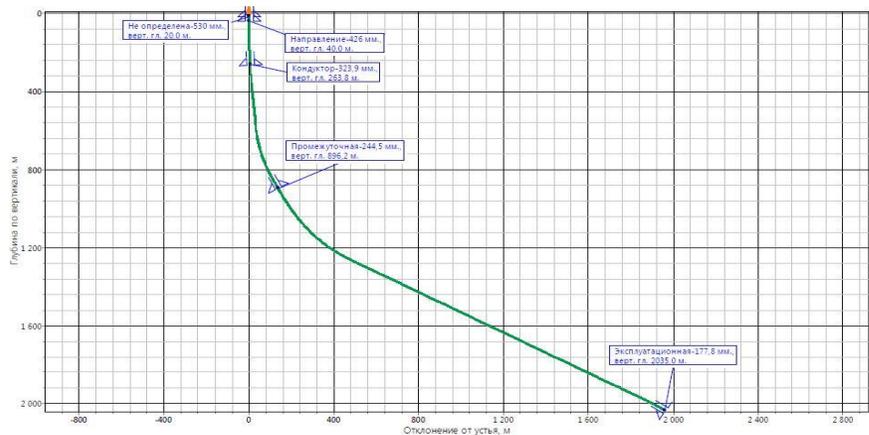
Table with columns: ГЕОМЕТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, ПОЯСНЕНИЕ. Includes well logs for wells like 'Буровой 1', 'Буровой 2', 'Буровой 3', 'Буровой 4', 'Буровой 5', 'Буровой 6', 'Буровой 7', 'Буровой 8', 'Буровой 9', 'Буровой 10', 'Буровой 11', 'Буровой 12', 'Буровой 13', 'Буровой 14', 'Буровой 15', 'Буровой 16', 'Буровой 17', 'Буровой 18', 'Буровой 19', 'Буровой 20', 'Буровой 21', 'Буровой 22', 'Буровой 23', 'Буровой 24', 'Буровой 25', 'Буровой 26', 'Буровой 27', 'Буровой 28', 'Буровой 29', 'Буровой 30', 'Буровой 31', 'Буровой 32', 'Буровой 33', 'Буровой 34', 'Буровой 35', 'Буровой 36', 'Буровой 37', 'Буровой 38', 'Буровой 39', 'Буровой 40', 'Буровой 41', 'Буровой 42', 'Буровой 43', 'Буровой 44', 'Буровой 45', 'Буровой 46', 'Буровой 47', 'Буровой 48', 'Буровой 49', 'Буровой 50', 'Буровой 51', 'Буровой 52', 'Буровой 53', 'Буровой 54', 'Буровой 55', 'Буровой 56', 'Буровой 57', 'Буровой 58', 'Буровой 59', 'Буровой 60', 'Буровой 61', 'Буровой 62', 'Буровой 63', 'Буровой 64', 'Буровой 65', 'Буровой 66', 'Буровой 67', 'Буровой 68', 'Буровой 69', 'Буровой 70', 'Буровой 71', 'Буровой 72', 'Буровой 73', 'Буровой 74', 'Буровой 75', 'Буровой 76', 'Буровой 77', 'Буровой 78', 'Буровой 79', 'Буровой 80', 'Буровой 81', 'Буровой 82', 'Буровой 83', 'Буровой 84', 'Буровой 85', 'Буровой 86', 'Буровой 87', 'Буровой 88', 'Буровой 89', 'Буровой 90', 'Буровой 91', 'Буровой 92', 'Буровой 93', 'Буровой 94', 'Буровой 95', 'Буровой 96', 'Буровой 97', 'Буровой 98', 'Буровой 99', 'Буровой 100'. Each row contains well name, depth, lithology, and technical data.



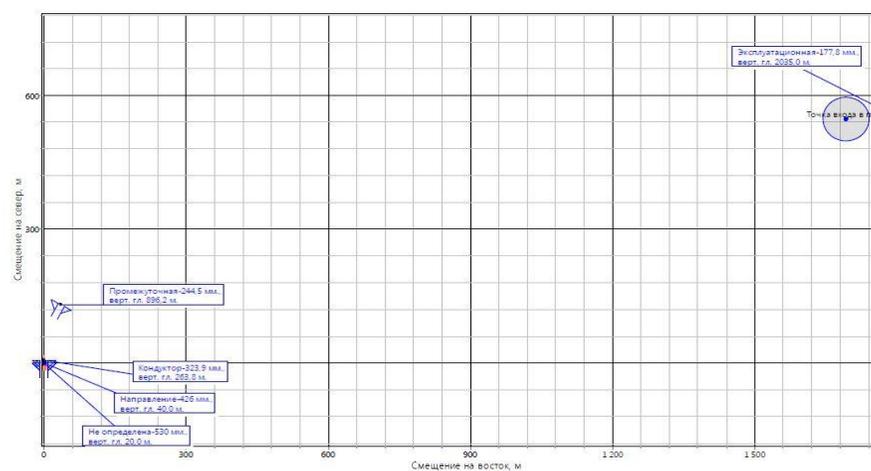
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ
1. При освоении месторождения...
2. При бурении скважины...
3. При эксплуатации скважины...
4. При бурении скважины...
5. При эксплуатации скважины...
6. При бурении скважины...
7. При эксплуатации скважины...
8. При бурении скважины...
9. При эксплуатации скважины...
10. При бурении скважины...

# Проектный профиль и проекции ствола скважины

Наименование участка	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град.	Азимут, град.	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, град/10м	Отход, м
Вертикальный	0	0	0	0	0	0
	100	0	0	100	0	0
Набор угла	160	3	0	160	0,5	1,57
Условная стабилизация угла	280	3	0	279,8	0	7,85
Набор угла	320	5	0	319,7	0,5	10,64
Условная стабилизация угла	581	5	0	580	0	33,41
Набор угла и разворот	866	28	27	851	0,85	112,16
Условная стабилизация угла	936	28	27	913	0	144,27
Набор угла и разворот	1423,1	62,64	79,4	1261,6	1	432,17
Условная стабилизация угла	2995,3	62,64	79,4	1984	0	1780
Естественное снижение зен. угла	3099,1	58,49	79,4	2035	0,4	1869,7



Вертикальная проекция (профиль)



Горизонтальная проекция (план)



## Основные элементы РУС



1. **Гибкое соединение** – повышает отклоняющую способность КНБК (компоновки низа бурильной колонны);
2. **Стабилизатор** – обеспечивает третью точку контакта;
3. **Контрольный блок** – электронный модуль, свободно вращающийся вокруг продольной оси независимо от вращения буровой колонны, управляет вращающимся клапаном в отклоняющем блоке;
4. **Отклоняющий блок** – содержит внутренний вращающийся клапан, который гидравлически контролирует активацию трех наружных отклоняющих лопастей.

## Преимущества применения РУС в сравнении с ВЗД

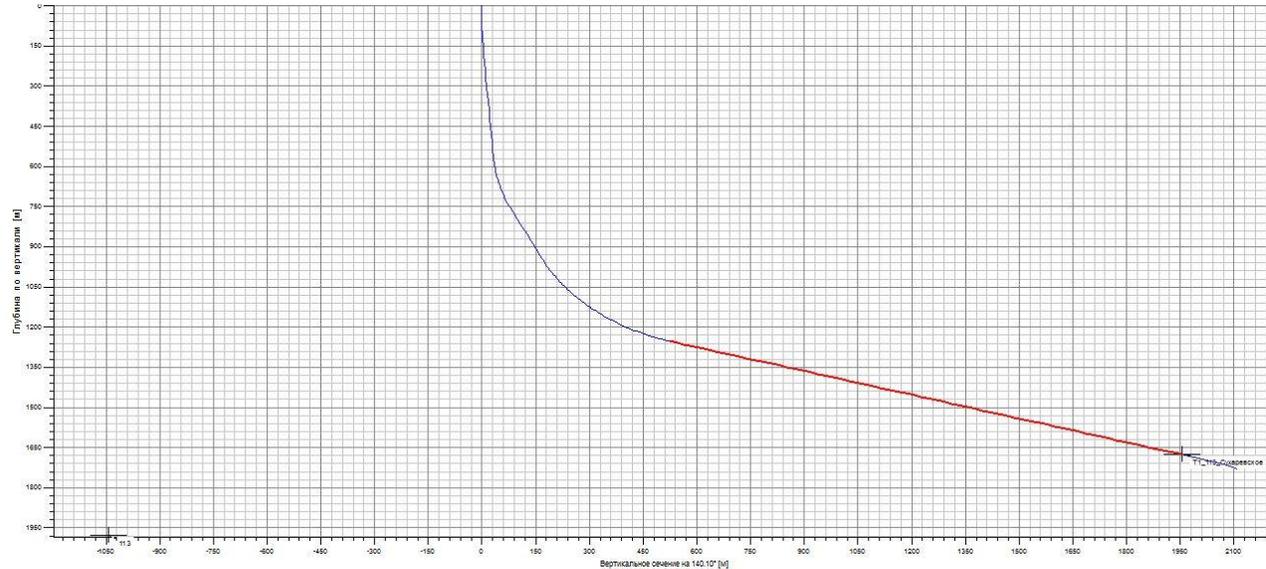


а) ВЗД



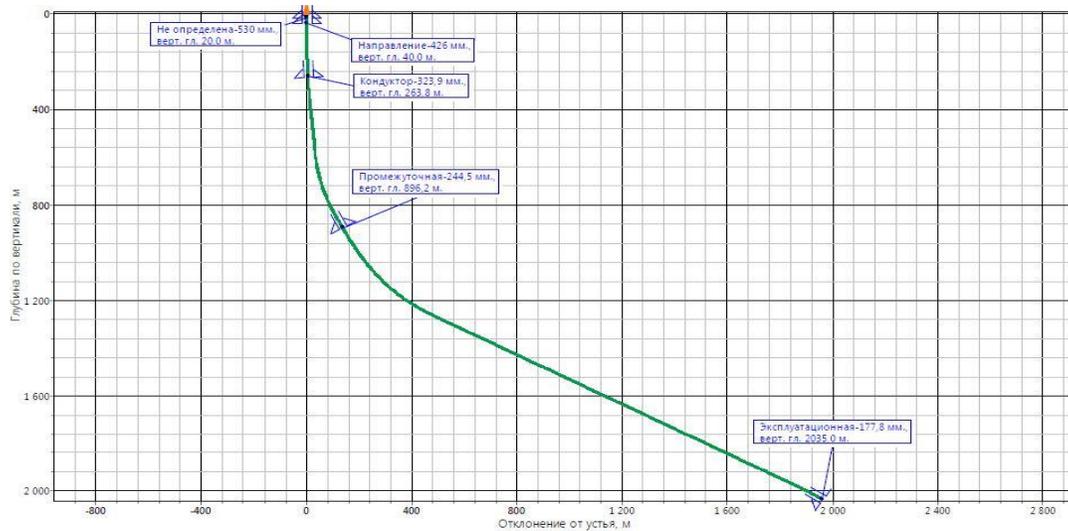
б) РУС (роторная управляемая система)

- повышение скорости проходки и качества ствола скважины;
- уменьшение извилистости ствола скважины;
- уменьшение скручивающих и осевых нагрузок;
- возможность бурения более длинных интервалов с равномерным диаметром стволов, что облегчает спуск обсадных труб;
- уменьшение вероятности прихвата, ввиду отсутствия режима слайдирования;
- более эффективный вынос шлама;
- уменьшение силы трения;



Скважина №115 Сухаревского месторождения является наклонно-направленной, максимальный зенитный угол 75,55 град., профиль – тангенциальный, 8-интервальный.

Бурение интервала под эксплуатационную скважину велось 285,7 часа, мех. Скорость бурения – 6,15м\ч. В процессе бурения наблюдались затяжки и посадки инструмента до 5 тонн в интервалах Верхнекаменноугольного (1868-1947м по стволу) и Вере́йского горизонта (2715-2844м по стволу). Также наблюдались посадки при спуске обсадной колонны 177,8мм в этих интервалах. Общее время для доп. промывки и проработки составило 17 часа. Данные осложнения дают косвенные признаки на то, что ствол скважины был пробурен неравномерно, ввиду интенсивной работы в слайд с помощью ВЗД.



Скважина №325 Сухаревского месторождения также является наклонно-направленной, максимальный зенитный угол 62,64 град., профиль – тангенциальный, 8-интервальный.

Как видно из представленных выше данных, приведенные скважины схожи по профилю и расположению, однако бурение интервала под эксплуатационную скважину велось 192,57 часа, что почти вдвое меньше показателей скважины №115. Помимо этого, при бурении, а также при спуске обсадной колонны не наблюдались затяжки и посадки инструмента до 5 тонн в интервалах Верхнекаменноугольного и Верейского горизонт, а механическая скорость бурения данной секции составила 12,2 м\ч.

Результаты анализа бурения 2 скважин на Сухаревском месторождении, на одной из которых был применен ВЗД, а на другой – РУС, занесены в таблицу, представленную на следующем слайде.

№ скважины	115, Сухаревское	325, Сухаревское
Глубина скважины, м	3185	3099
Длина участка в интер-вале бурения под ЭК, м	2217	2182
Максимальный зенитный угол в интервале под ЭК	75,5	62,64
Тип отклонителя	ВЗД-178	РУС
Тип долота	PDC PE-716-750, 7-лопастное	PDC PE-716-750, 7-лопастное
Время бурения участка под ЭК, ч	285,7	192,57
Средняя скорость, м/ч	6,15	12,2

$C_{бу}$  - стоимость использования буровой установки в Пермском крае – 38 тыс. руб./час;

$T_{взд}$  – время бурения скважины с помощью ВЗД – 285,7 часа;

$T_{рус}$  – время бурения скважины №138 с помощью РУС - 192,57 часа;

$T = 285,7 - 192,57 = 93,13$  часа;

$ЭФ = T * СБУ = 93,13 \text{ часов} * 37 \text{ тыс. руб./час} = 3\,538\,940 \text{ рублей.}$

В результате применения данной системы экономические показатели возросли почти вдвое, в сравнении с использованием традиционной КНБК с ВЗД. И, несмотря на имеющиеся недостатки данной системы, её применение показало, насколько это эффективно как с экономической, так и с технологической точки зрения.



пермский  
политех

# Технология строительства скважины на Сухаревском месторождении с анализом эффективности использования роторной управляемой системы (РУС)

Докладчик:  
студент группы БНГС-16-26з, Ромахин В.О.