



ООО ПФ «Аленд»



Тема доклада: «Смежное пластоиспытание скважин в процессе бурения»

Главный инженер по испытанию скважин: Ирбахтин Андрей Николаевич

2021 г.





★ Пластоиспытание в процессе бурения с применением оборудования, спускаемого на бурильных трубах, является хорошо изученным экспресс – методом прямых поисков залежей нефти и газа.

★ Доклад основан на проведенных работах в Иркутской области, на скважине №31 в процессе бурения.



★ Опора на стенку скважины (якорение) позволило проведение смежного испытания двух объектов за один спуск компоновки. Отбор проб газа при ИПТ-1 пласта $V_{ch}(1-2)$ производилось на устье скважины при свободном фонтанировании. а так же из глубинного пробоотборника забойного клапана; отбор проб воды при ИПТ-2 пласта $C_{1us}(os)$ из полости бурильных труб.



ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОБОРУДОВАНИЕ

Наименование параметра	Значение
Интервал испытания $V_{ch}(1-2)$:	2940.0 – 3013.0 м
Интервал испытания $\epsilon_{1us}(os)$:	2931.6 – 3040.0 м
Профиль:	вертикальный
Глубина скважины:	3013 м
Экспл. колонна Ø 178 мм:	0 – 2931.6 м
Открытый ствол Ø 152.4 мм:	2931.6 – 3013.0 м
Буровой инструмент:	СБТ-89х9.35 (3-102). сечение 0.0038815 м ²
Диаметр пакера:	145 мм
Глубина установки пакера $V_{ch}(1-2)$:	2940.0 м (в откр. стволе)
Глубина установки пакера $\epsilon_{1us}(os)$:	2881.4 м (в экспл. колонне)
Уд. вес бурового раствора:	1.22 г/см ³



КОМПОНОВКА ПРИ ИПТ ДВУХ ОБЪЕКТОВ ЗА ОДИН СПУСК

Основные узлы компоновки:

1. Пакер $d = 145$ мм;
2. Забойный клапан поворотного действия.
многоцикловой;
3. Пробоотборная камера в составе забойного клапана;
4. Якорь механический. поворотного действия;
5. ЯСС ударный. механический.

Глубины пакеровки
при испытании объектов

Є1us(os)

Vch(1-2)

2881.4 м

2940.0 м

Экспл. колонна 178 мм: 0 – 2935 м

Интервал открытого ствола скважины с диаметром 152.4 мм: 2935 – 3013 м

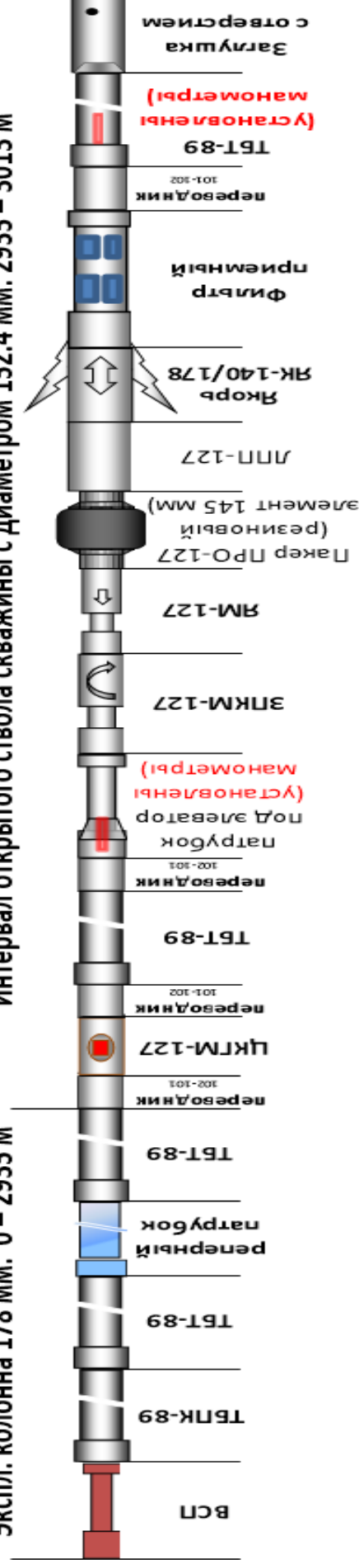
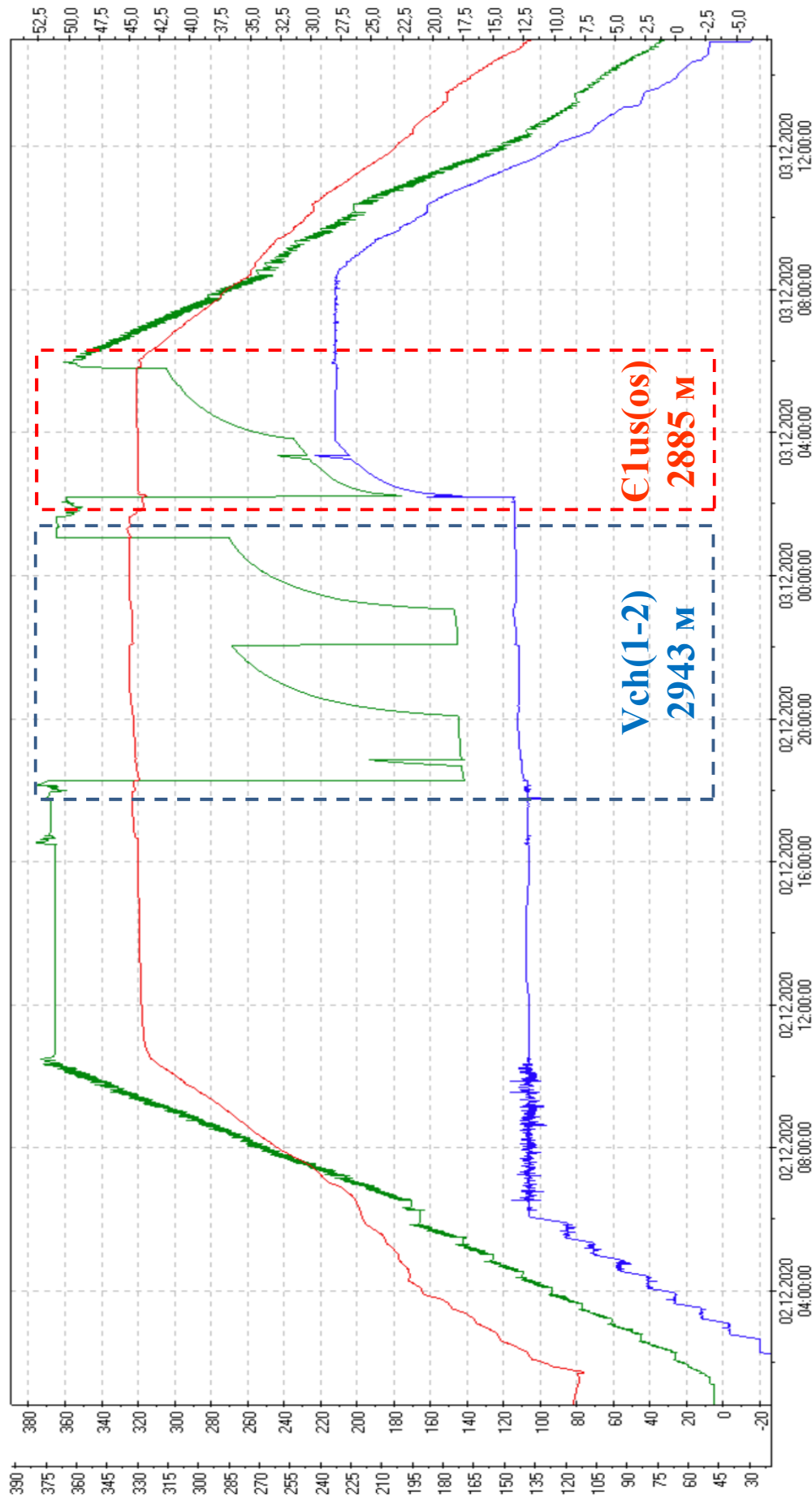




ДИАГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ СМЕЖНОГО ПЛАСТОИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ $V_{ch(1-2)}$ и $\epsilon 1us(os)$





МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ

Используемая литература:

- РД-153-39.0-062-00 «Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах»;
- Р. Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. – 512 с.;
- Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин : Р Газпром 086-2010 / Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. ч. 2. – Введ. с 2011-04-29. – М. : Газпром экспо. 2011. – 319 с.;
- Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домашенко Г.М. Испытание скважин в процессе бурения. – М.: Издательство «Физматкнига». 2004. 480 с.;

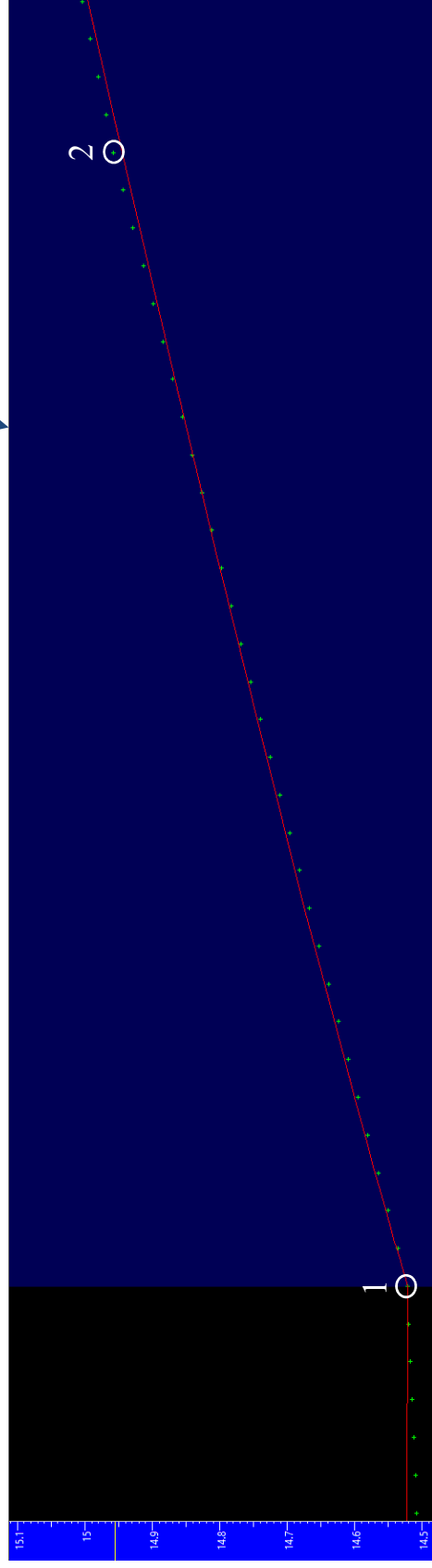
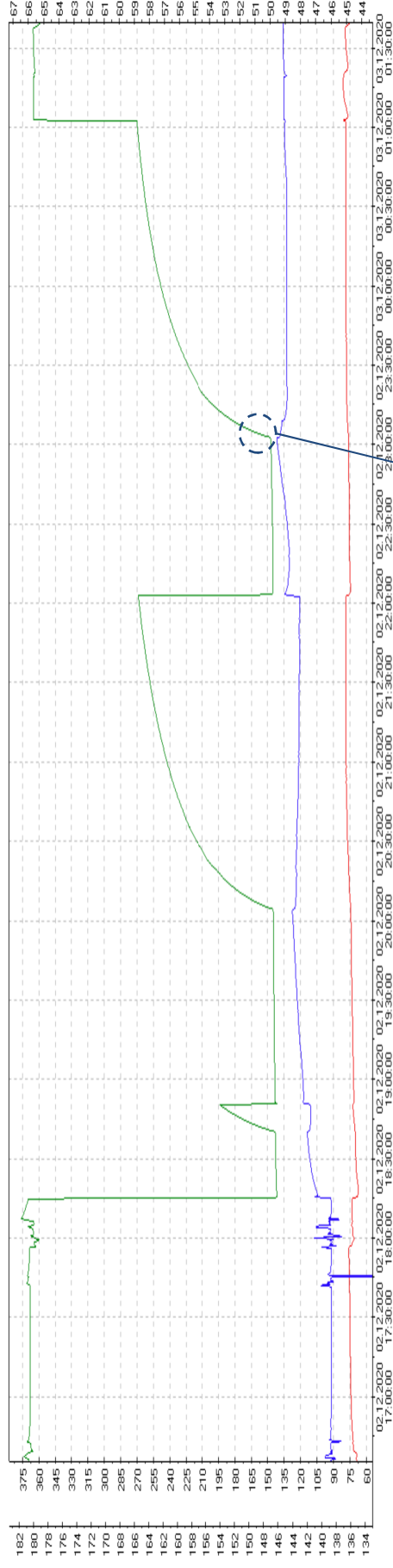
Обработка КВД: Метод наилучшего совмещения в программном комплексе Sapfir

Принятые при обработке величины:

- Эффективная толщина пласта $\epsilon l_{us}(os)$ 20.6 м;
- Пористость $\epsilon l_{us}(os)$ 7.9 %;
- Вязкость (по воде, условно) $\epsilon l_{us}(os)$ 0.001 Па·с;
- Объемный коэффициент по воде $\epsilon l_{us}(os)$ 1 (безразмерный);
- Плотность пластовой воды (полевой замер) $\epsilon l_{us}(os)$ 1270 кг/м³
- Эффективная толщина пласта ($V_{ch}(1-2)$)..... 8.9 м;
- Пористость ($V_{ch}(1-2)$)..... 11 %;
- Коэффициент сверхсжимаемости газа.....0.82.



МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРИБЛИЖЕННОГО ДЕБИТА ГАЗА ПО КВД, ПОЛУЧЕННОГО ПРИ ИПТ-1 ПЛАСТА $V_{ch(1-2)}$



Приближенный график давления третьего закрытого периода в программном
комплексе Сапфир (точки 1-2)



РАСЧЕТ ПРИБЛИЖЕННОГО ДЕБИТА ГАЗА ПРИ ПЛАСТА $V_{ch(1-2)}$

Согласно Р Газпром 086-2010 (Инструкция по комплексным исследования газовых и газоконденсатных скважин) части 2 дебит скважины после её закрытия в первый момент времени приближенно может быть определен по формуле:

$$Q(t) = \frac{\Omega \cdot T_{ст}}{p_{ат} \cdot z_{ср} \cdot T_{ср}} \cdot \left[\frac{p(t_2) - p(t_1)}{t_2 - t_1} \right],$$

где Ω – объем ствола скважины (подпакерной зоны), м³;

$T_{ст}$ – температура при стандартных условиях, К;

$p_{ат}$ – атмосферное давление, МПа;

$z_{ср}$ – средний по стволу скважины коэффициент сжимаемости;

$T_{ср}$ – средняя по стволу скважины температура, К;

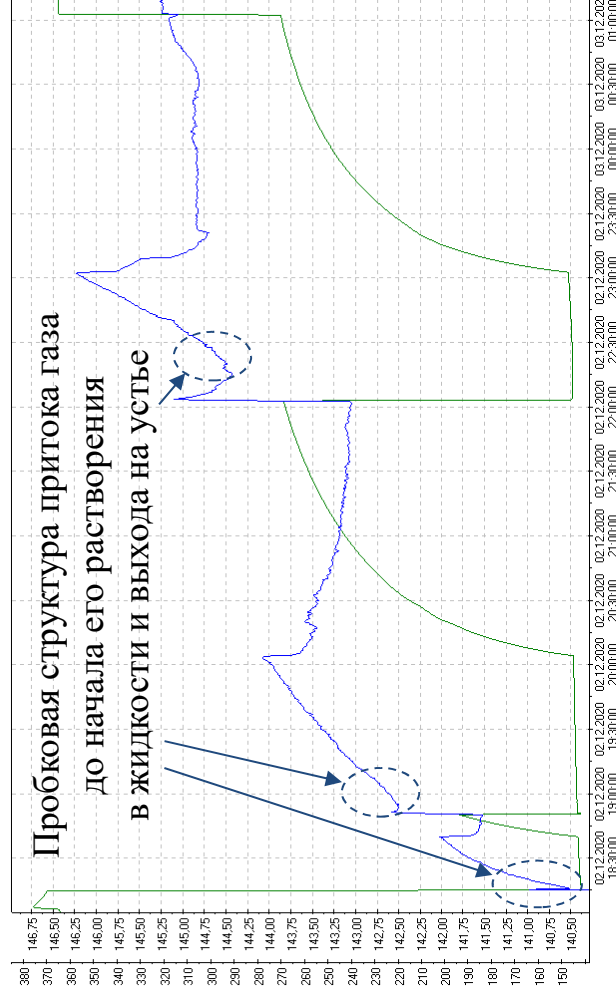
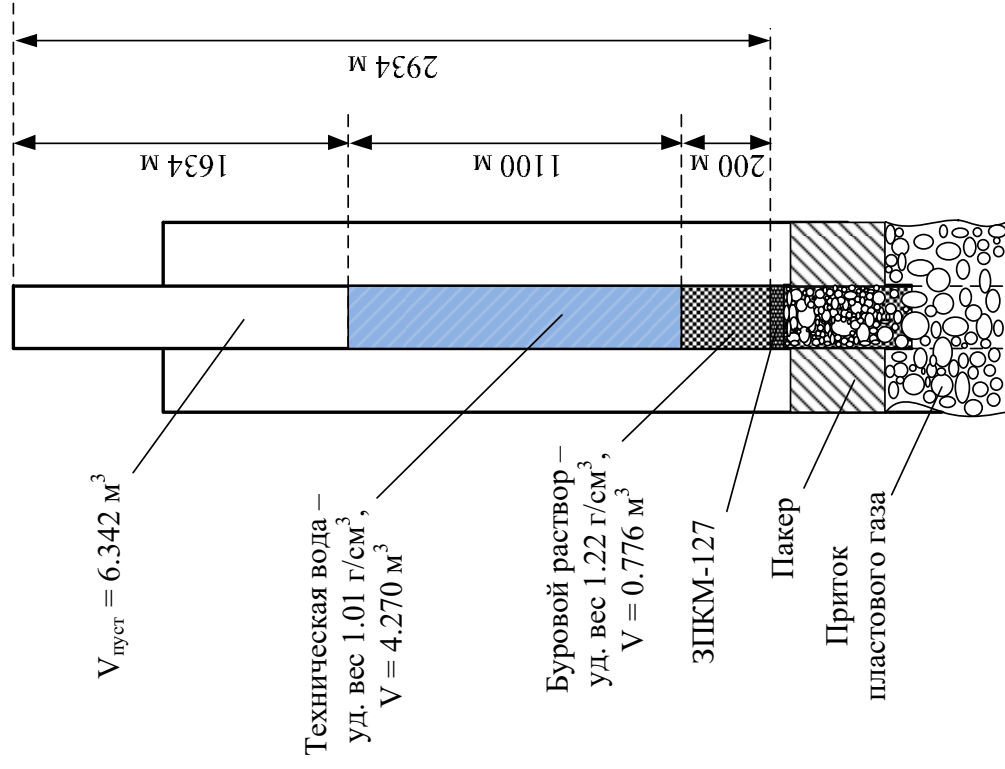
$p(t_2)$, $p(t_1)$ – средние по стволу скважины давления в моменты времени t_1 , t_2 .

Данная формула подразумевает учет параметров по стволу скважины, в случае же проведения ИПТ, когда в скважине столб жидкостей, рассматривается только подпакерная зона. Соответственно средние по стволу параметры – параметры в подпакерной зоне. Произведен расчет дебита газовой скважины для 1, 2 и 3-го закрытого периода с учетом коэффициента сжимаемости (определенного с учетом ф.-х. анализа газа, отобранного из пробоотборника забойного клапана) – 0.82. Результаты расчета дебитов следующие:

$$Q(t)_1 = 18.665 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q(t)_2 = 8.521 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad Q(t)_3 = 16.029 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$



МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЕБИТА ГАЗА ПРИ ИПТ-1 ПЛАСТА $V_{ch(1-2)}$ В ПРОЦЕССЕ ПРИТОКА ПО ПОДЪЕМУ УРОВНЯ В ТРУБАХ СБТ (ВЫТЕСНЕНИЮ ГАЗОМ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ)



При расчёте дебита газа предполагается, что в первоначальные моменты после открытия забойного клапана, газ поступал через фильтр в буровые трубы пробковой структурой. Но при длительном притоке, газ частично растворяется в столбе жидкости и выходит на поверхность.



РАСЧЕТ ПРИБЛИЖЕННОГО ДЕБИТА ГАЗА ПРИ ИПТ-1 ПЛАСТА

$V_{ch}(1-2)$ ПО ВЫТЕСНЕНИЮ ГАЗОМ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Высота газовой пробки в колонне бурильных труб, объем поступившего газа приведенный к стандартным условиям и непосредственно дебит скважины определяется по следующим формулам:

$$h = \frac{(p_2 - p_1) \cdot T_{ст.}}{g \cdot \rho_r \cdot p_2 \cdot T_{ст.}}; \quad V_r = h \cdot \frac{\pi \cdot d_B^2}{4}; \quad V_{r ст.} = V_r \cdot \frac{p_2 \cdot T_{ст.}}{T_{пл} \cdot z}; \quad q = \frac{V_{r ст.}}{t},$$

где p_2, p_1 – давление в трубах, через выбранный для расчетов период времени, Па;
 ρ_r – плотность пластового газа, кг/м³;

$T_{пл}$ – пластовая температура, К;

z – коэффициент сжимаемости газа;

$T_{ст.}$ – температура при стандартных условиях, К;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

d_B – внутренний диаметр труб СБТ, м;

t – время между точками давлений p_2, p_1 , с.

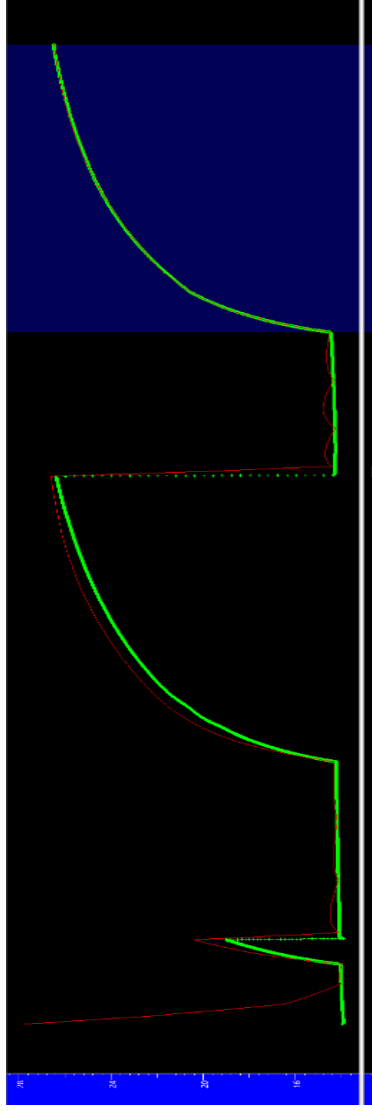
Дебиты открытых периодов при предполагаемом времени (около 5-10 минут) течения газа пробковой структурой соответственно равны:

$$q_1 = 21.242 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad q_2 = 6.241 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}; \quad q_3 = 17.321 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$





РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ИШТ-1 ПЛАСТА $V_{ch}(1-2)$ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ САФИР



Standard Model	
Vertical, Changing Storage (Hegeman)	
Homogeneous	
Infinite	32.3 [hr] ⁻¹
TMatch	2.49E-4 [MPa ² /cp] ⁻¹
PMatch	0.0245 m ³ /MPa
C	4.19
Total Skin	9.6E-16 m ³
k.h, total	0.0472 md
k, average	27.8278 MPa
Pi	0.0245 m ³ /MPa
C	1.36
Cr/Cf	128
Alpha	4.19
Skin	27.8278 MPa
Pi	9.6E-16 m ³
k.h	0.0472 md
k	4.49 m
Rinv	1.03166E-4 MMm ³
Test. Vol.	7.4464 MPa
Delta P (Total Skin)	0.622277 Fraction
Delta P Ratio (Total Skin)	



РЕЗУЛЬТАТЫ ПЛАСТОИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ

Параметр	Размерность	ИПТ-1 (пласт Vch(1-2))	ИПТ-2 (пласт Є1us(os))
Полученный флюид	флюид	газ	пластовая вода
Средний дебит	м ³ /сут	14404	43.0
Средняя депрессия	МПа ² / МПа	5931.496	15.58
Коэф. фильтрационных сопротивлений (пласт Vch(1-2))	МПа ² /(м ³ /сут)	2.429	
Коэф. продуктивности (пласт Є1us(os))	(м ³ /сут)/МПа		2.76
Конечное давление на КВД	МПа	26.51	29.90
Пластовое давление по результату обработки КВД	МПа	27.83	34.29
Градиент пластового давления	МПа/10м	0.095	0.12
Коэф. проницаемости	мД	0.047	0.101
Скин-эффект	безр.	+4.2	-3.7
Радиус исследования	м	11	20
Температура	°C	45	44



Газпром

А.Н. Волков

с расчетом фактического содержания по ГОСТ 31169-2008 Главный уполномоченный Агент 6890N, заяв. № 10521015 (поверен до 22.09.21 г.)			
Специалист:	№ 31 Апрель-Лето-сезон	Дата отбора:	03.12.2020
Место отбора:	высшая лига и Платиновое кольцо при ИИТ, 2021-6-30-15%	Дата анализа:	22.12.2020
Номер проб(ы):(СЗ)	29391/62-20	Давление отбора, МПа:	
Композитер:	инет	Температура отбора, °С:	
Компонентный состав	Объемная доля компонента, %	Молярная доля компонента, %	Массовая доля компонента, %
Метан	92,1500	92,8894	84,5646
Этан	4,2334	4,2566	7,9155
Пропан	1,1965	1,2136	3,0715
н-Бутан	0,1805	0,1854	0,6182
и-Бутан	0,2864	0,2950	0,9837
н-Пентан	0,0053	0,0055	0,0229
и-Пентан	0,0749	0,0784	0,3247
Диспропан	0,0546	0,0576	0,2388
и-Гексан	0,0005	0,0005	0,0021
С-изопеланы	0,0373	0,0402	0,1984
С-изопеланы	0,0245	0,0264	0,1306
С-изопеланы	0,0023	0,0024	0,0118
С-изопеланы (бензин)	0,0003	0,0003	0,0012
С-изопеланы (бензин)	0,0103	0,0111	0,0549
сумма С2 и т. ч.:	0,0067	0,0077	0,0439
С7-изопеланы	0,0046	0,0051	0,0293
С7-изопеланы	0,0012	0,0014	0,0079
С7-арены (газолин)	0,0009	0,0009	0,0000
н-Гептан	0,0010	0,0012	0,0068
сумма С8 и т. ч.:	0,0005	0,0006	0,0034
С8-изопеланы	0,0004	0,0005	0,0024
С8-изопеланы	0,0001	0,0001	0,0007
С8-арены (ЭВ+испаряма)	0,0000	0,0000	0,0000
и-Октан	0,0000	0,0000	0,0000
сумма С9	0,0000	0,0000	0,0000
сумма С10+высшие УВ	0,0000	0,0000	0,0000
Гелий	0,1500	0,1606	0,0344
Воздух	0,0403	0,0492	0,0056
Азот	1,5636	1,5601	2,5071
Углекислый газ	0,0104	0,0105	0,0264
Сумма	100,0000	100,0000	100,0000
Воздух в пробе			
содержание для летнего (Л) зимнего арктического методов при температуре при 20 °С, г/м³			727,3
коэффициент пересчета коэффициент пересчета, (МПа)			1742
летние+высшие УВ, % молярный летние+высшие УВ, % объемный			0,191
летние+высшие УВ, г/ср м³ летние+высшие УВ, г/ср м³			0,180
летние+высшие УВ, г/ср м³ летние+высшие УВ, г/ср м³			6,007
летние+высшие УВ, г/ср м³ летние+высшие УВ, г/ср м³			35,13
летние+высшие УВ, г/ср м³ летние+высшие УВ, г/ср м³			45,30



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выводы:

1. Проведение ИПТ с применением якорного оборудования позволяет проводить гидродинамические исследования экспресс методом без рисков прилипания хвостовика (в равнении с технологией ИПТ с опорой на забой);
2. Проба, полученная при данном методе, является герметичной (кондиционной), что подтверждается лабораторными исследованиями;
3. С учетом оперативности выдаваемых данных и получаемых результатов метод ИПТ остается эффективным способом изучения залежей нефти и газа, полученные данные успешно принимаются ГКЗ;
4. Испытание (получение гидродинамических параметров) двух и более объектов за один спуск, применяя большой, наработанный десятилетиями опыт и надежное проверенное оборудование, можно по праву считать основным экспресс методом исследований скважин в процессе бурения.

К сожалению, данный метод – метод ИПТ, как обязательный, исключен из некоторых регламентов больших нефтяных и газовых компаний, что приводит к уменьшению объема работ и потери полевого опыта специалистов, который



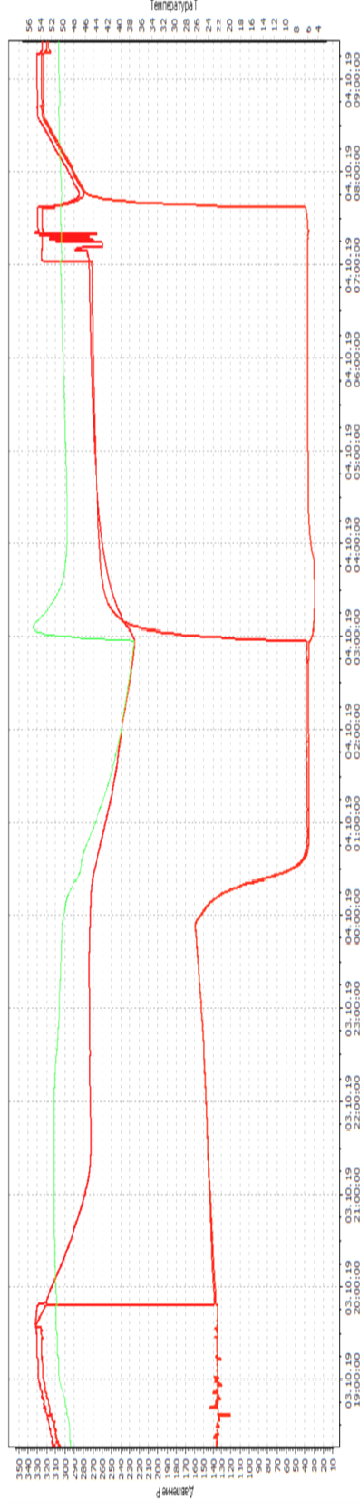
Спасибо за внимание!

Контактная информация:
e-mail: andrey.irbakhtin@mail.ru,
тел.: +7 (963) 555-49-77,
www.alend.org.



ИПТ в открытом стволе скв. 28 Иркутской области с применением якорного оборудования и двухпакерной компоновки. 03-05.10.2019 года

Эскиз	Наименование
	СБТ-114
	Переводник
	КЦПМ-155
	УБТС-165 (4св), ТБТ 127 (2св)
	патрубок- переводник
	ЭПНМ-127 (установлен штуцер 10 мм)
	ЯМ-127
	ПРО-127 резиновый элемент пакера 195 мм
	Ф-127 (установлены манометры)
	переводник
	СБТ-127 (3тр) + Патрубок 3м
	переводник
	глухой переводник
	ПРО-127 резиновый элемент пакера 195 мм
	переводник
	ЯК-190/240 Якорь
	переводник
	СБТ-127 (1св)



Для создания депрессии на пласт. бурильные трубы были заполнены 111 м буровым раствором и 1250 м тех. водой.

Получен фонтанный приток газа.

Согласно Р Газпром 086-2010 оценочный дебит газа при фонтанировании скважины составил **59936.3 м³/сут.**

Конечное значение давления на КВД закрытого периода. за 245 минут восстановления. составило 271.1 кгс/см² на глубине 3082 м.

КВД обработана в п/к Сапфир методом наилучшего совмещения; пластовое давление составило 276.8 кгс/см² на глубине 3082 м. Для обработки. дебит газа перед КВД подобран по совмещению фактических и модельных кривых давления.

Коэффициент проницаемости. определенный по КВД. составил 0.213 мД. при радиусе исследования 10.6 м. Значение скин-эффекта (+9.5) свидетельствует о наличии



Сравнение определенной продуктивной характеристики пласта $V_{ch}(1-2)$ при ИПТ в открытом стволе и при ГДИС после вторичного вскрытия Скв. №28 Иркутской области*. 2019 год

Дебит газа, определенный при ГДИС в
мулациональной колонне. проведенных
с 31.12.2019 по 03.01.2020 года.

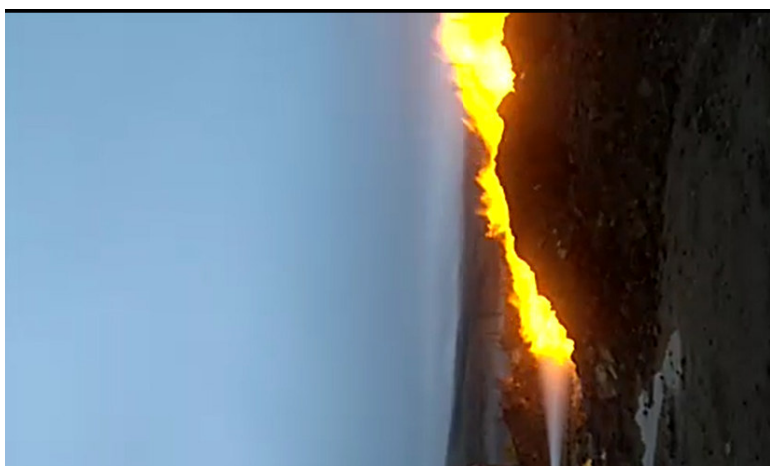
Дебит газа, определенный при ИПТ в открытом
стволе, проведенного 03-05.10.2019 года.

Интервал перфорации: 3042.0-3102.0 м

Интервал испытания: 3080.3-3116.0 м

$D_{\text{днаф}}, \text{ мм}$	$Q, \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$
12	34.8
10	33.4
14	45.0
10	51.3

Методика расчета дебита газа	$Q, \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$
По КВД, согласно Р Газпром 086-2010	59.9
По вытеснению газом жидкости на устье, согласно методике, описанной д.т.н., профессором Рязанцевым Н.Ф. (г. Тверь)	24.1
По подъему уровня в трубах СБТ (вытеснению газом технической жидкости)	61.3



ФОТО



