

1. Что такое зона АВПД и за счёт чего она образуется?

2. Что такое зона АНПД и за счёт чего она образуется?



Тема 3 . Газовый каротаж

1. Состав поровых флюидов

В поровом пространстве горных пород ► УВ

+вода

Нефт

ь

- природная смесь преимущественно углеводородных соединений метановой $C_n H_{2n+2}$, нафтеновой $C_n H_{2n}$ и ароматической $C_n H_{2n-2}$ групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе.

Га

з

- природная смесь преимущественно углеводородных соединений метановой $C_n H_{2n+2}$ группы (метан, пропан и др.), которые в пластовых и стандартных условиях находятся в газовой фазе.

Конденса

т

природная смесь преимущественно легких углеводородов. В пластовых условиях находятся в газе в растворенном состоянии, в стандартных – в жидком состоянии и не содержит

Пластова

я

газообразных УВ. содержит растворенные соли, коллоиды и газы (минерализация)

вода

ГАЗ горных пород

газообразный,



В газовых залежах

растворенный,



в нефти и воде
(вода наследует
газовый
состав залежи)

сорбированный



в глинах
(газ обогащен
тяжелыми
компонентами)

Зависимость от фазового состава

залежи

Углеводородный газ	Фазовый состав залежи и содержание УВ, %		
	Газовая	Газоконденсатная	Нефтяная
CH ₄ , метан (C1)	93,5	82,0	48,0
C ₂ H ₆ , этан (C2)	3,0	4,5	3,0
C ₃ H ₈ , пропан (C3)	2,0	3,5	2,5
C ₄ H ₁₀ , бутан (C4)	1,0	4,5	2,5
C ₅ H ₁₂ , пентан (C5)	1,0	1,5	2,0
C ₆ H ₁₄ , гексан (C6)	0,002	1,0	2,0



Средний состав газов (по методу Муравьева)

Зависимость от

глубины

Глубина залежи, м	Состав газов, %					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂
500-1000	96,73	0,51	0,17	0,09	0,10	0,28
1000-1500	94,23	1,33	0,41	0,19	0,27	0,27
1500-2000	93,6	2,44	0,68	0,28	0,51	3,31
>2000	89,17	4,35	1,19	0,42	1,06	2,65



1. Наиболее закономерно залежи разного фазового состава (газ, газоконденсат, нефть) различаются по содержанию метана (C1), пентана (C5) и гексана (C6).
2. На глубину в составе газа относительные содержания метана понижаются, а остальных компонентов – увеличиваются (газ утяжеляется)

2. Технология проведения газового каротажа

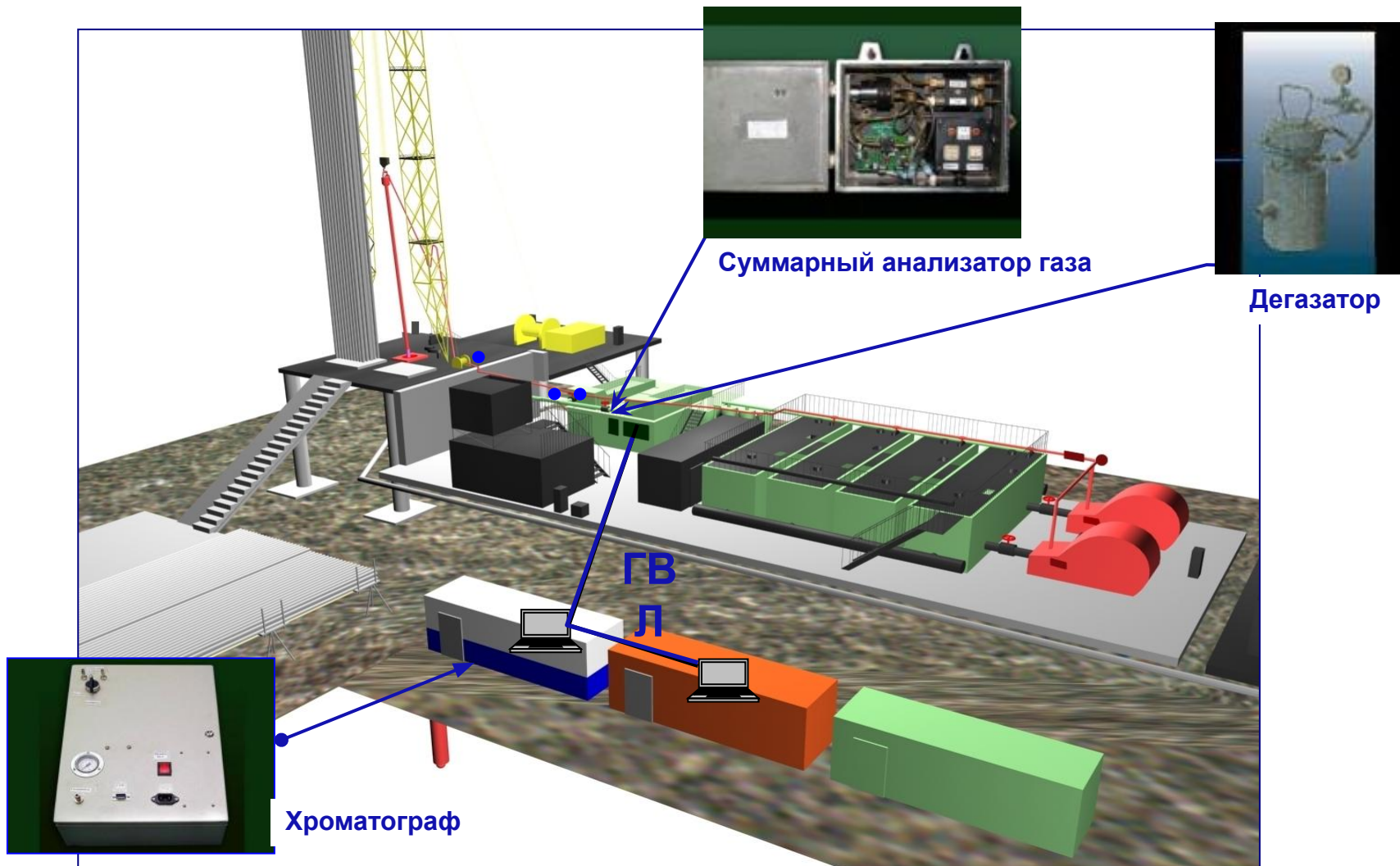
Основная задача – изучение количественного и качественного состава углеводородного газа в ПЖ, попавшую в нее в процессе разбуривания горных пород при проводке скважин.

Цель – контроль режима бурения и обнаружение нефтегазовых залежей

Определяемые газы – предельные углеводороды от метана до гексана (C1-C6).
Источник информации

Содержание газа в породе ► поступление газа в ПЖ при разбуривании ► транспорт ПЖ к устью циркуляцией ► дегазация ПЖ на устье ► осушение газово-воздушной смеси (ГВС) ► анализ газа в ГВС

Схема расположения блоков газового каротажа



Газоаналитический комплекс «РУБИН-С»

Назначение:

Экспрессный анализ газовых смесей предельных углеводородов, регистрация суммарного газосодержания УВ-газов в буровом растворе.

Область применения:

ГТИ скважин в процессе бурения, газовый каротаж

Описание:

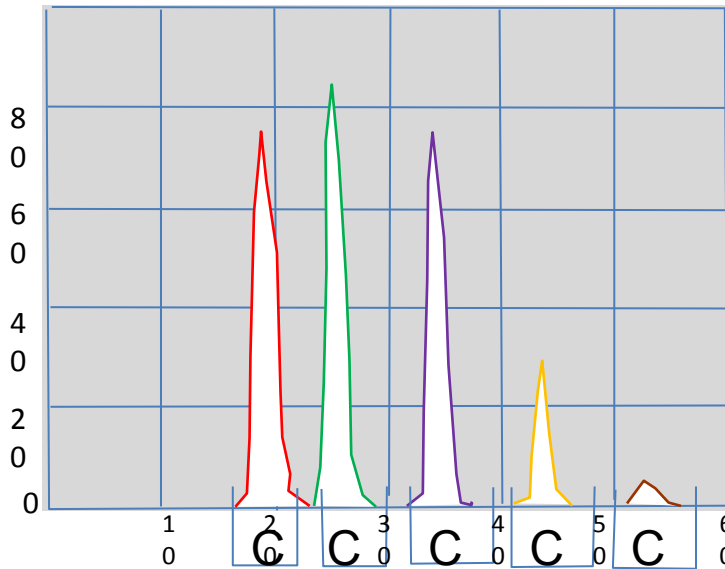


«РУБИН-С» – это хроматограф «РУБИН», совмещенный с суммарным газоанализатором высокой чувствительности. Суммарный газоанализатор обеспечивает непрерывное измерение суммарной концентрации газов в газозо-воздушной смеси, извлекаемой из бурового раствора на выходе из скважины.

Анализируемые УВ-компоненты	СН ₄ ...С ₆ Н ₁₄ и более
Чувствительность по пропану	1*10 ⁻⁵
Верхний предел измеряемых концентраций, %	100
Продолжительность цикла анализа, с	Не более 100
Газ-носитель	воздух

Газовая хроматография –

основана на различной энергии сгорания или ионизации каждого газового компонента



При хроматографическом анализе газо-воздушной смеси:

Измеряется

- абсолютное содержание УВ-компонентов;

Вычисляются

- суммарное содержание УВ-газов ($\Gamma_{\text{сум}}$);

- объемное относительное содержание УВ-компонентов в пробе газа (%);

- флюидные коэффициенты (отношения между компонентами).

Влияние режима бурения:
Газосодержание ПЖ $\frac{\text{Скорость проходки}}{\text{Расход ПЖ}}$

Положение пика на временной оси – компонент газа

Величина пика – его концентрация

Сопровождающее исследование – **Люминесцентно- битуминологический анализ (ЛБА)**

основан на способности битумов и битуминозных веществ люминесцировать после воздействия ультрафиолетового облучения.

Объект исследования – жидкая вытяжка, извлеченная из шлама или ПЖ с помощью растворителя.



Интенсивность свечения хлороформных вытяжек из пород разреза в ультрафиолетовых лучах оценивается в баллах: 5-ровное пятно 4-толстое кольцо 3-тонкое кольцо 2-тонкое «рваное» кольцо 1-точки

Группа	Цвет люминесценции капиллярных вытяжек	Состав битумоида	Тип битумоида
1	БГ-беловато-голубой	УВ флюиды, не содержащие смол и асфальтенов	ЛБ – легкий битумоид
2	Б – белый ГЖ – голубовато-желтый ЗЖ- зеленовато-желтый	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол. Асфальтенов нет	МБ – маслянистый битумоид
3	Ж – желтый ОЖ – оранжево-желтый О – оранжевый	Нефть и битумоиды, содержащие масел >60%, Асфальтенов 1-2 %	МСБА – маслянисто-смолистый битумоид
4	ОК – оранжево-коричневый СК – светло-коричневый К - коричневый	Нефть и битумоиды. Асфальтенов 3-20%	СБА – смолистый битумоид
5	ТК – темно-коричневый ЗК – зеленовато-коричневый ЧЗ – черно-зеленый КК – красновато-коричневый Ч - черный	Битумоид с содержанием асфальтенов > 20%	САБА – смолисто-асфальтеновый битумоид

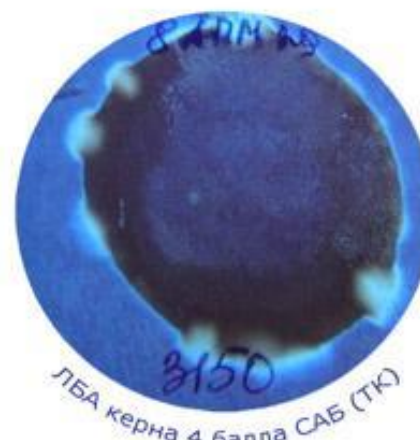
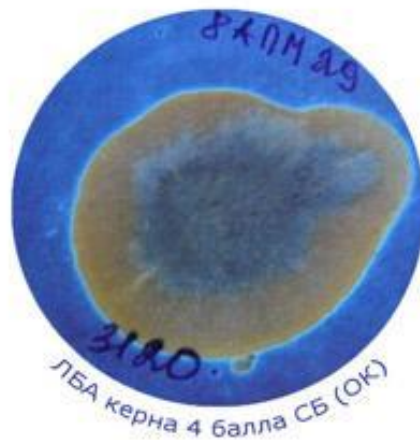
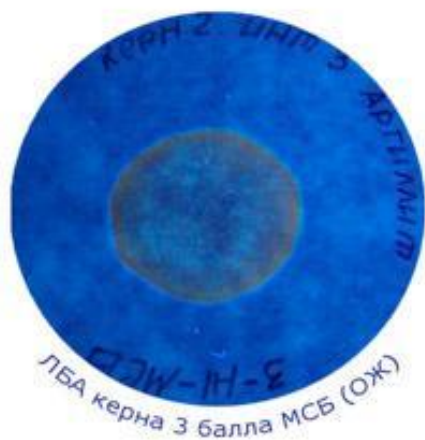
ЛБ	Лёгкий битумоид
МБ	Маслянистый битумоид
МСБ	Маслянисто-смолистый битумоид
СБ	Смолистый битумоид
САБ	Смолисто-асфальтеновый битумоид

Цвет ВЫТЯЖКИ - тип
битума

Интенсивность свечения - количество битумов (в баллах)

ЛБ	Лёгкий битумоид
МБ	Масленистый битумоид
МСБ	Масленисто-смолистый битумоид
СБ	Смолистый битумоид
САБ	Смолисто-асфальтовый битумоид

ФОТОГРАФИИ КАПИЛЛЯРНЫХ

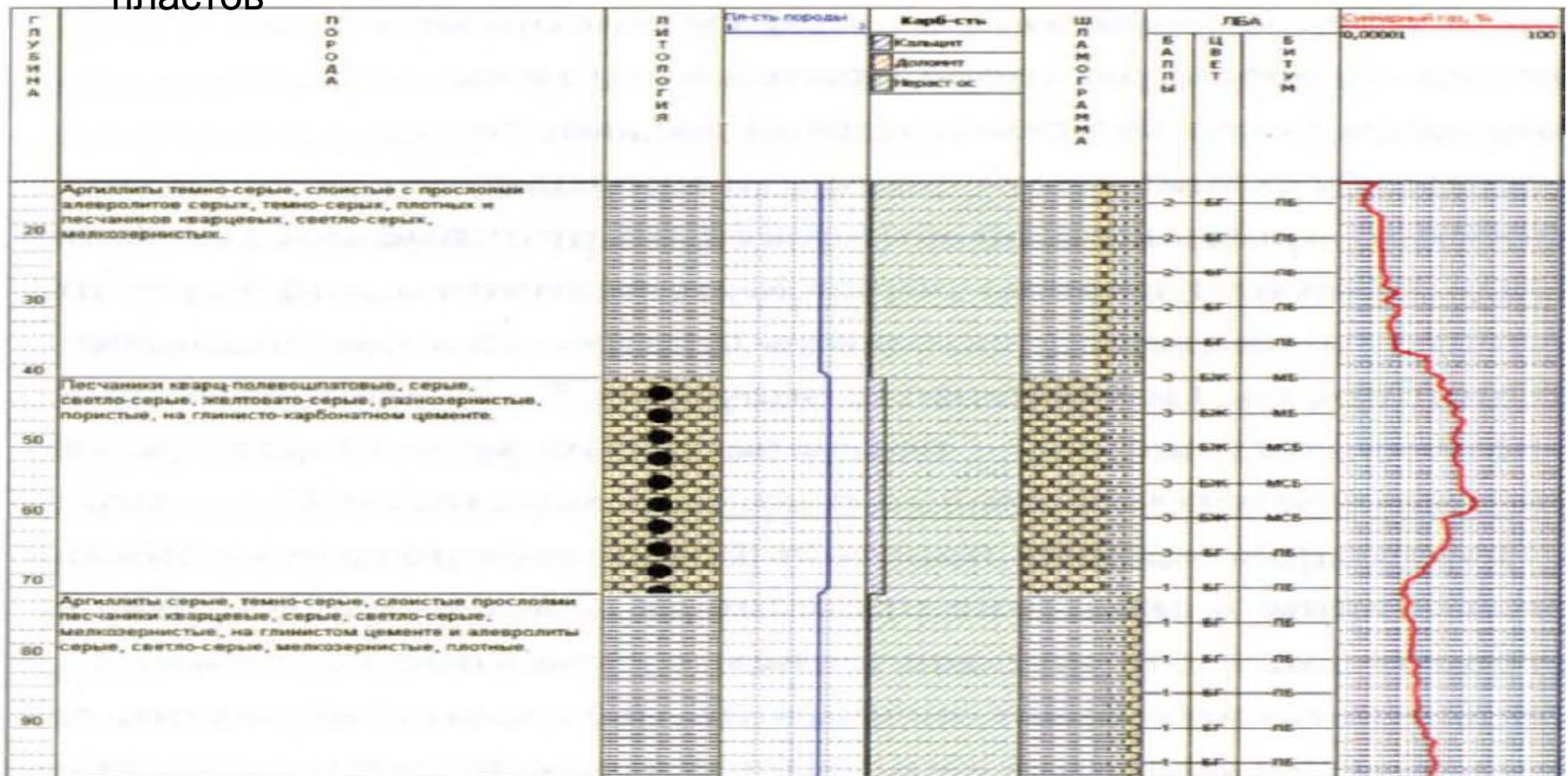


3. Задачи газового

каротажа

А. Измерение суммарного газосодержания ПЖ

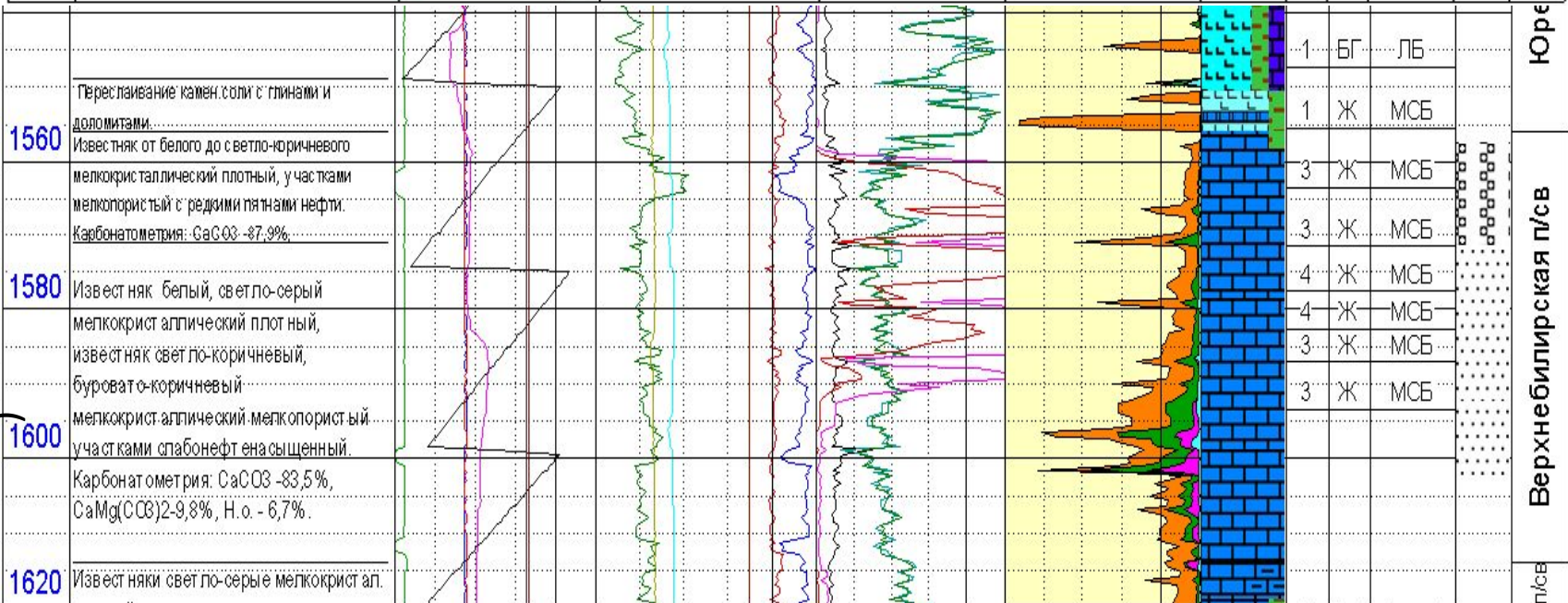
1. Прогноз и выделение продуктивных пластов



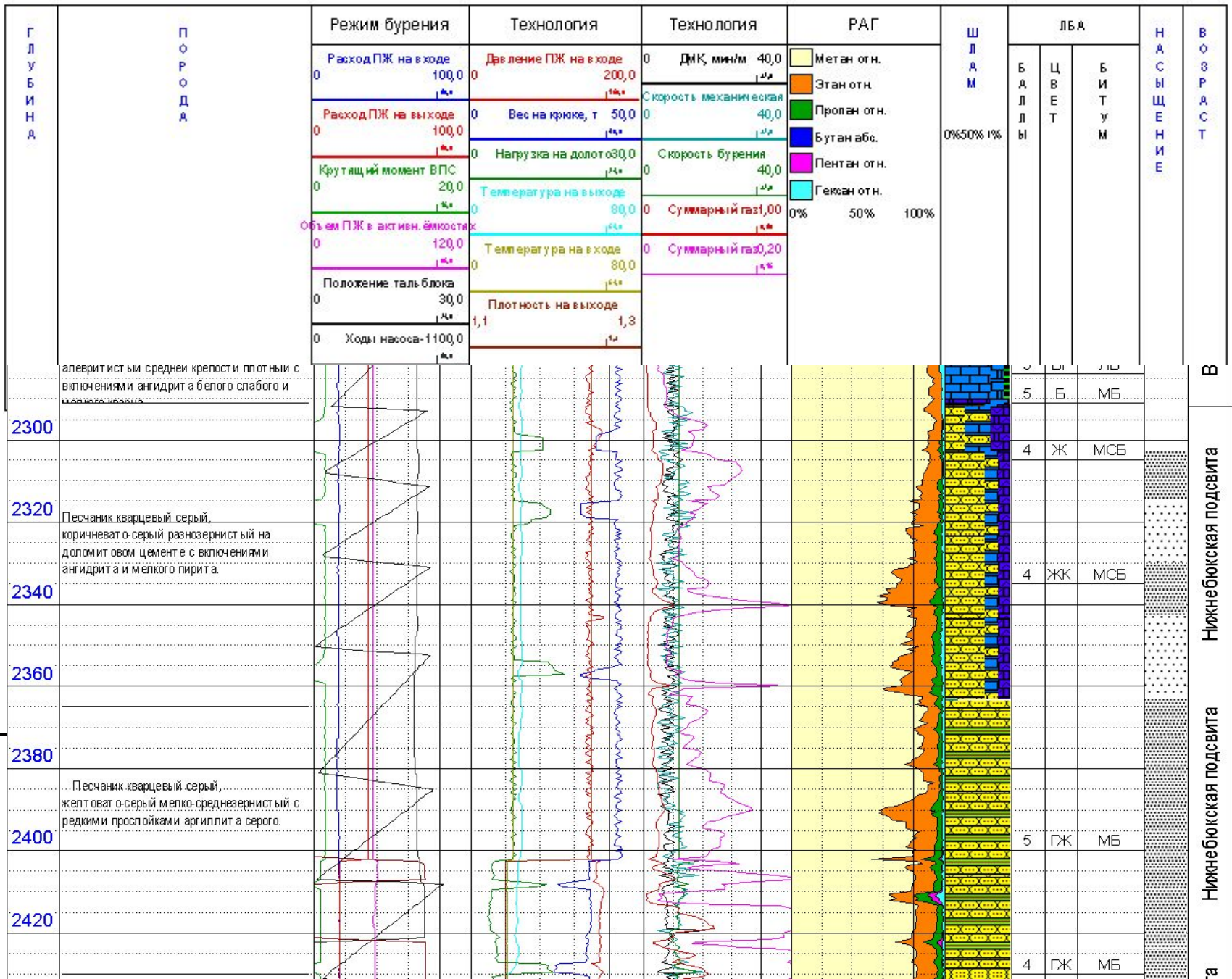
скв.126 пл. СРЕДНЕБОТУОБИНСКАЯ

ГЛУБИНА	ПОРОДА	Режим бурения	Технология	Технология	РАГ	ШЛАМ	ЛБА			НАСЫЩЕНИЕ	ВОЗРАСТ	
		Расход ПЖ на входе 0 100,0	Давление ПЖ на входе 0 200,0	ДМК, мин/м 0 40,0	Метан отн.		0% 50% 100%	БАЛЛЫ	ЦВЕТ			БИТУМ
		Расход ПЖ на выходе 0 100,0	Вес на криво, т 0 50,0	Скорость механическая 0 40,0	Этан отн.							
		Крутящий момент ВПС 0 20,0	Нагрузка на долото 0 30,0	Скорость бурения 0 40,0	Пропан отн.							
		Объем ПЖ в актив. ёмкости 0 120,0	Температура на входе 0 80,0	Суммарный газ 0 1,00	Бутан абс.							
			Температура на выходе 0 80,0	Суммарный газ 0 0,20	Пентан отн.							
		Положение таль-блока 0 30,0	Плотность на выходе 1,1 1,3		Гексан отн.							
		Ходы насоса-1 0 1100,0										
		Ходы насоса-2 0 2100,0										

(карбонаты)

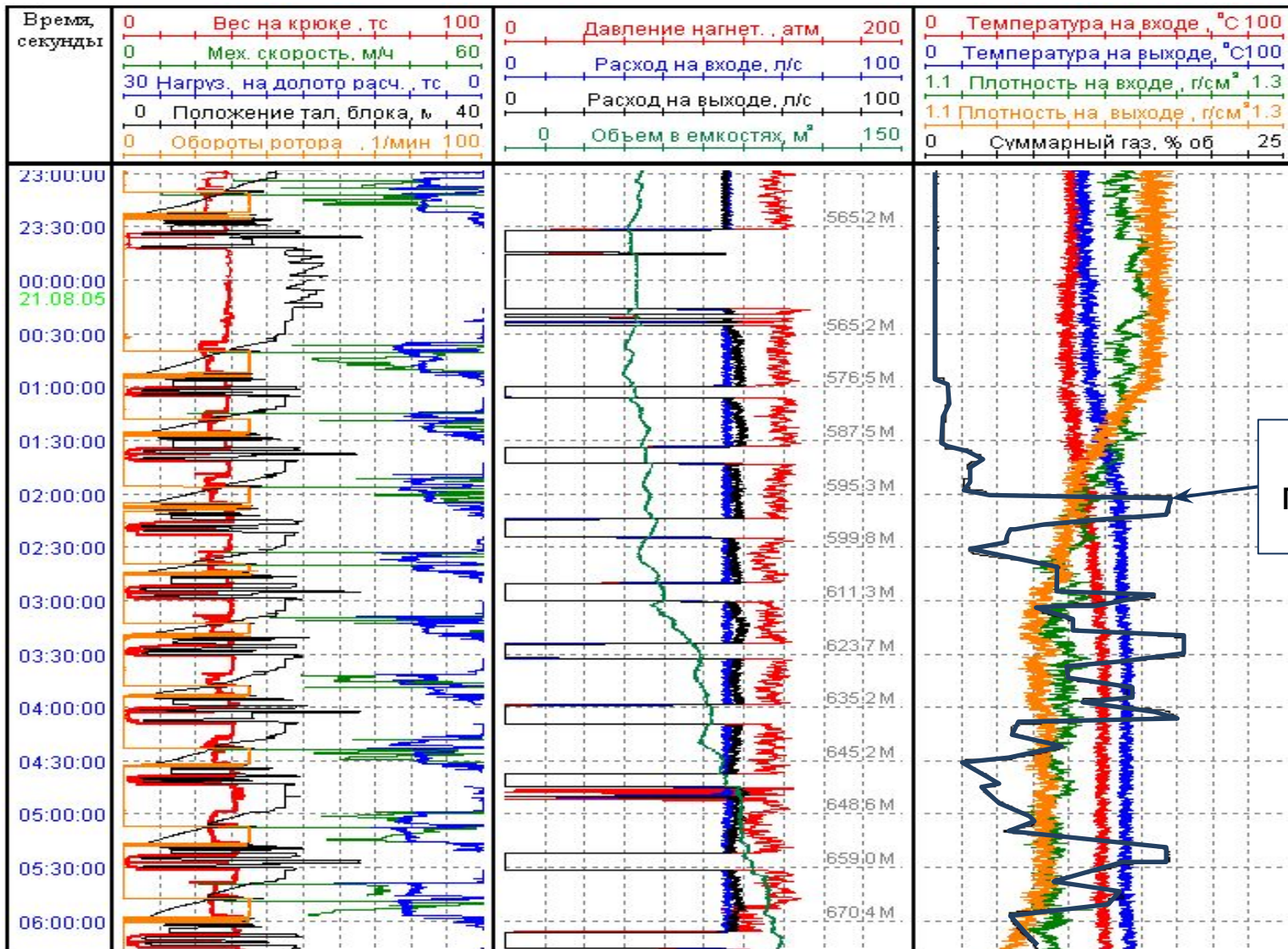


скв.126 пл. СРЕДНЕБОТУОБИНСКАЯ



карбонаты

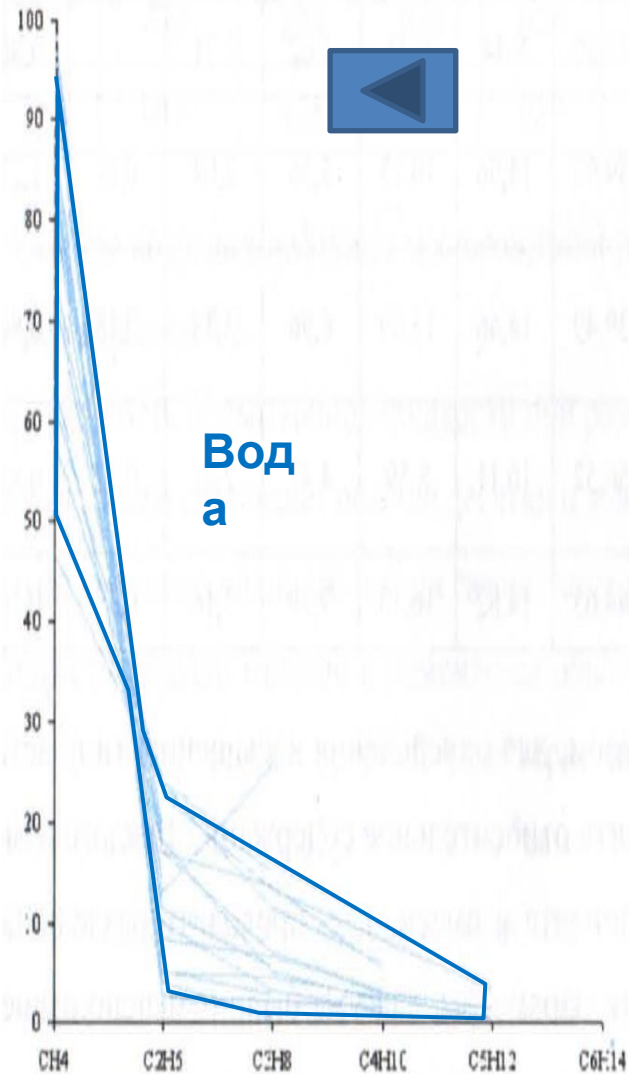
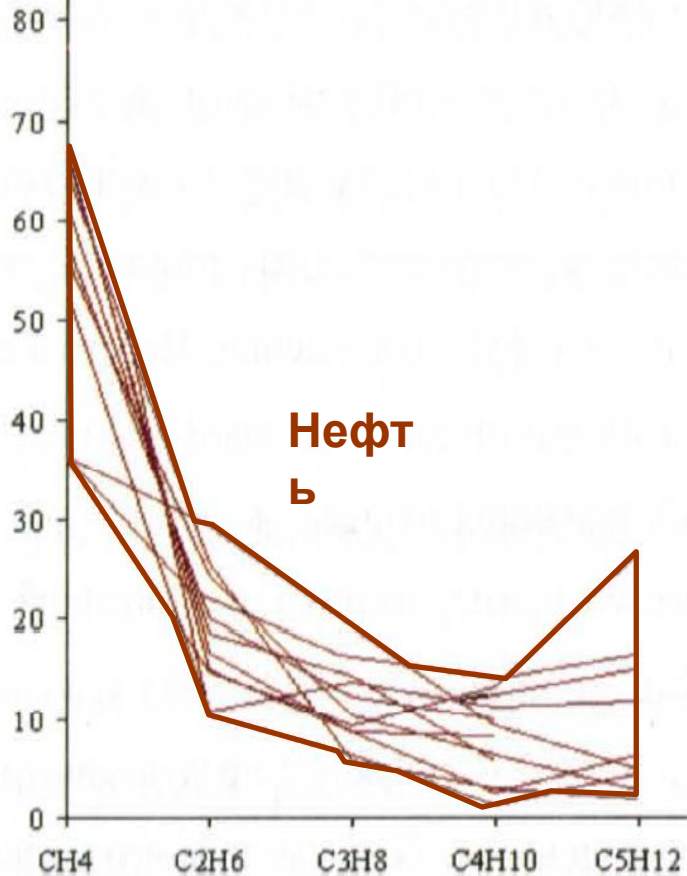
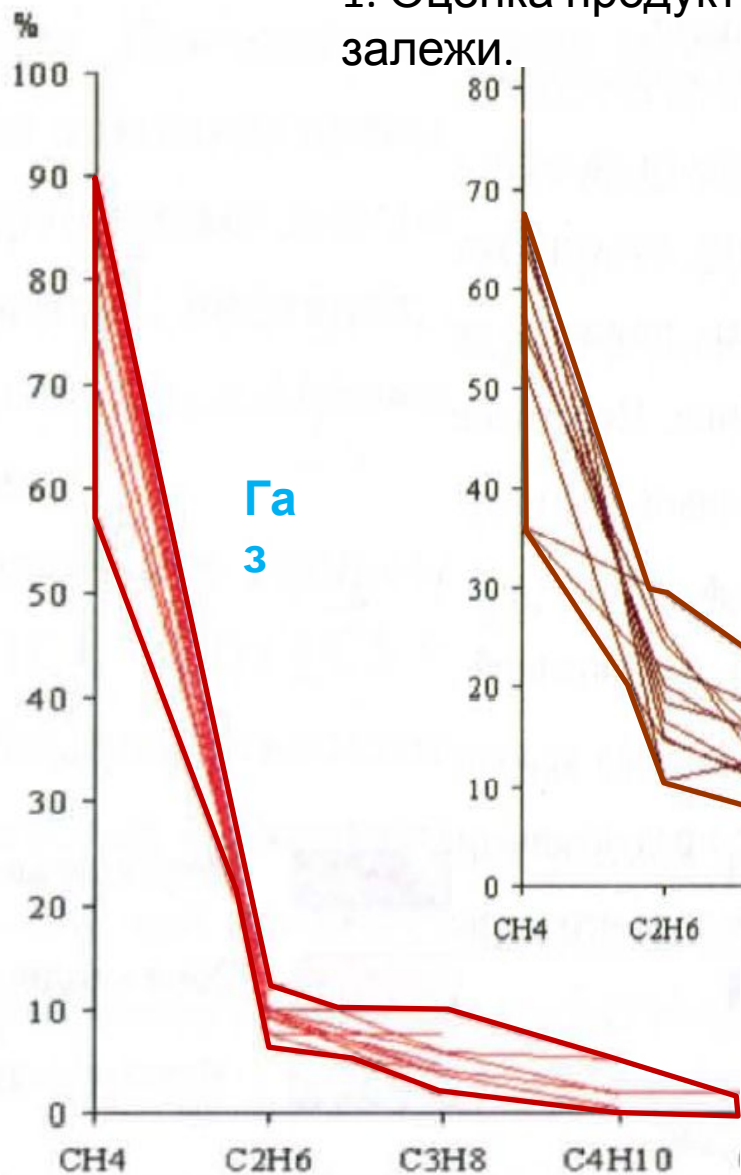
2. Контроль режима бурения
 3. Прогноз зон АВПД,



Суммарное газосодержание ПЖ

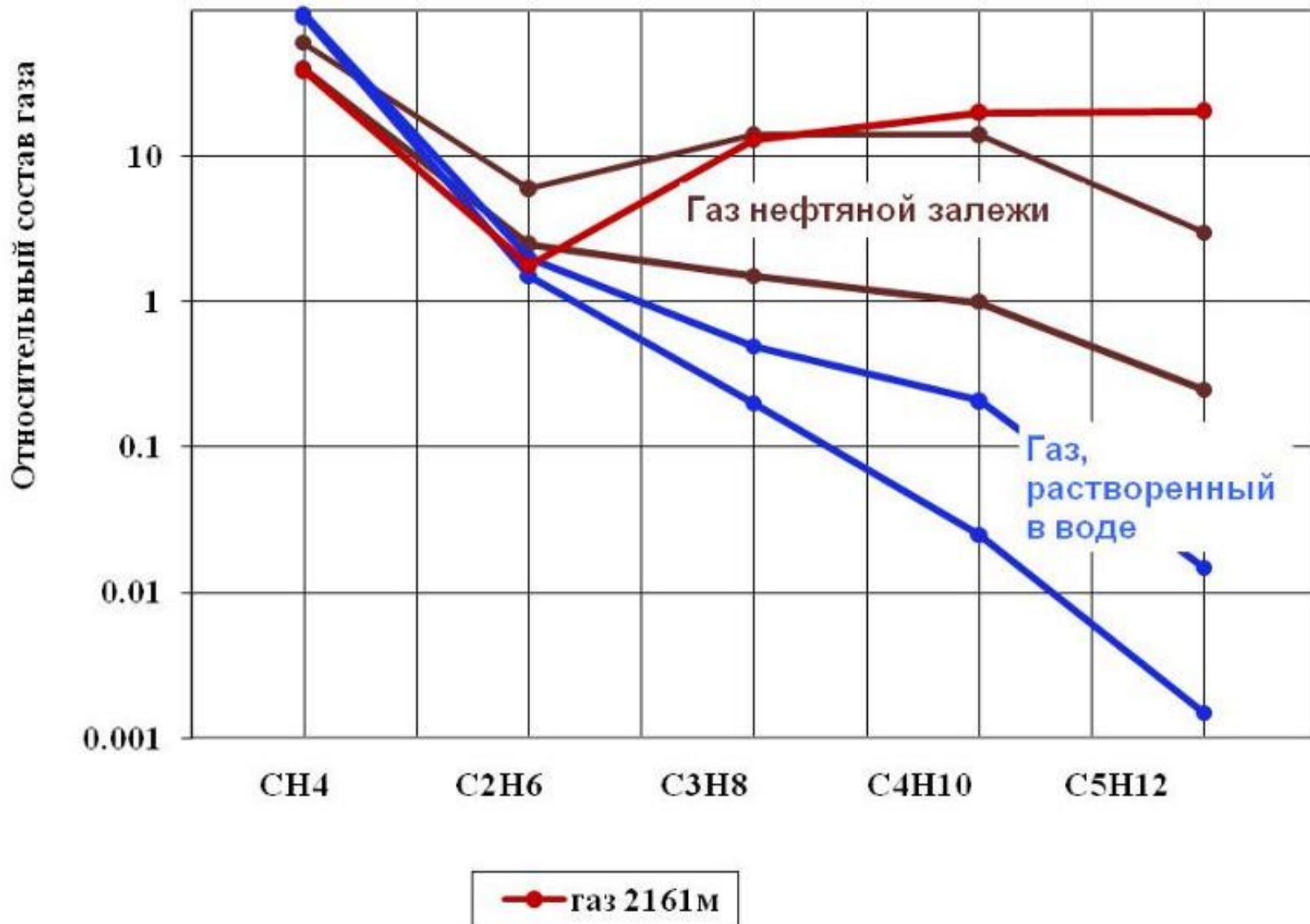
Б. Раздельный (компонентный) анализ газосодержания (РАГ)

1. Оценка продуктивности коллекторов и фазового состава залежи.



Палетки
РАГ

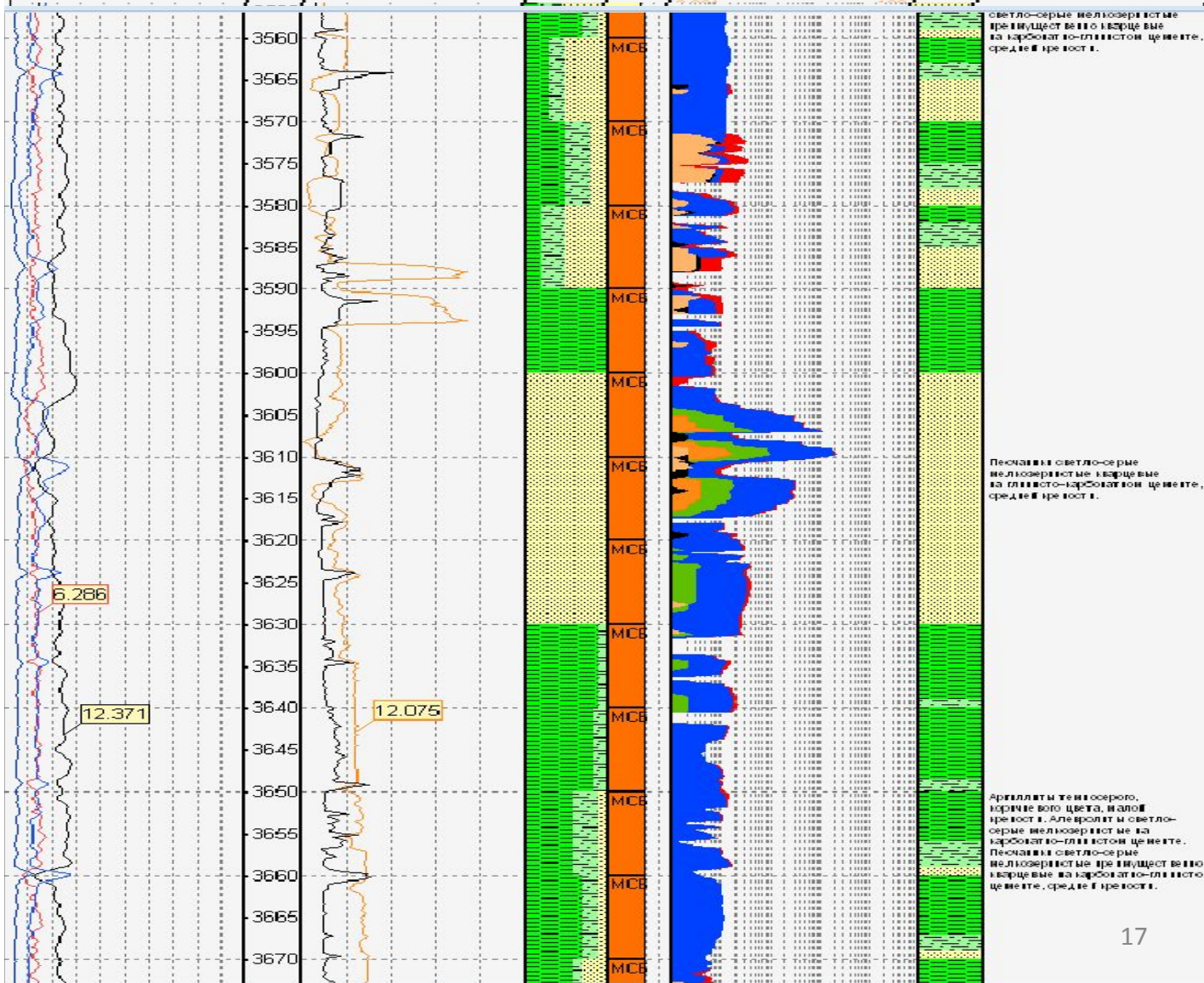
Палетка РАГ



Скв.
U-1901

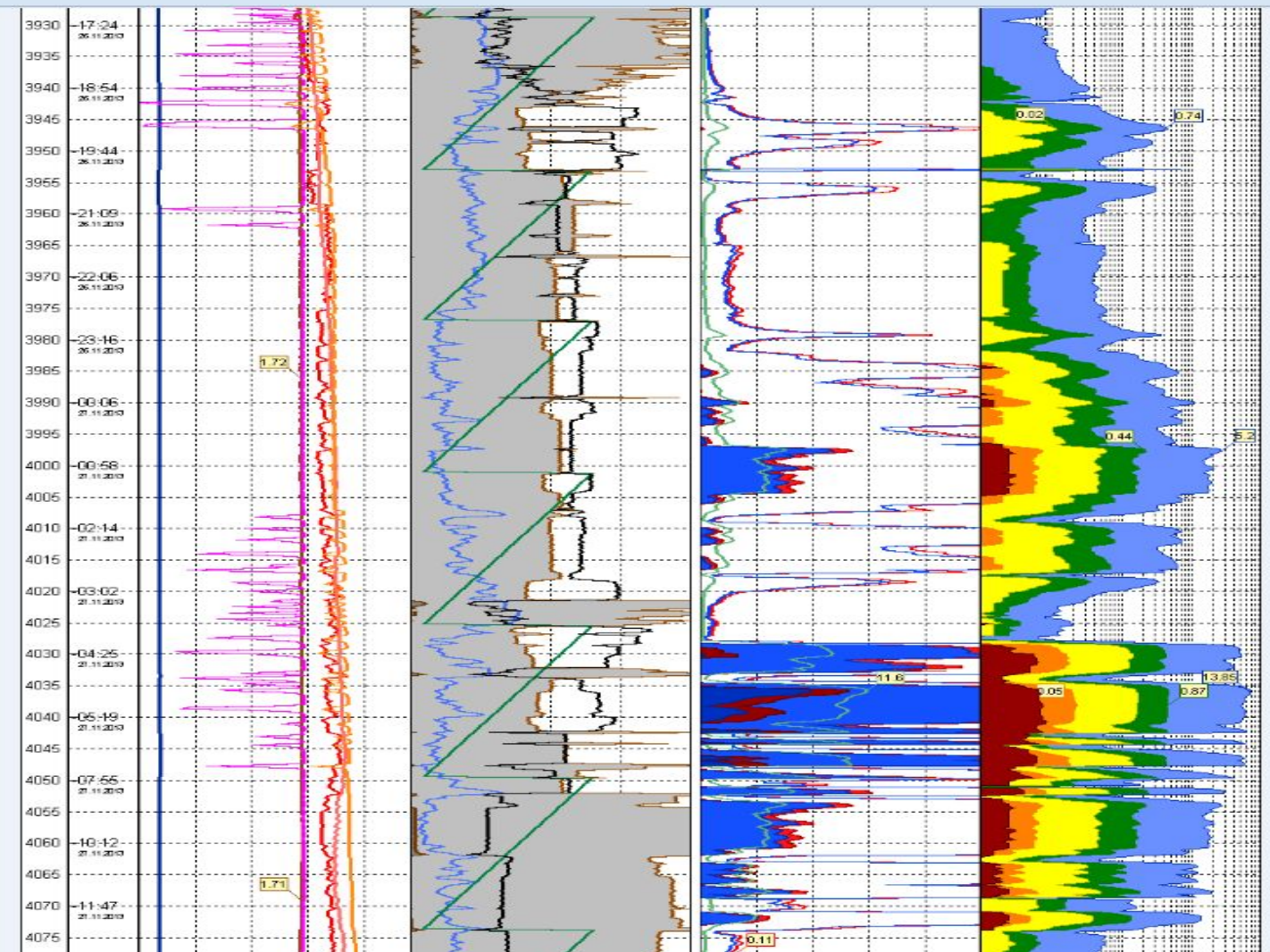
ТомскГАЗПРОМгеофиз
ика

ГК (время записи 17/11) (uR/h)	Г	Нагрузка на дол (т.)	Ш	ЛБА	Сумма газов(ув.яз.) (%)	Л	Описание породы
0 50	л	0 50	ла	0 5	0.001 100	л	
ГК (время записи 23/12) (uR/h)	у	ДМК (мин/мл)	м		0.001 C1(ув.яз.) (%) 100	и	
0 50	б	0 30	о		0.001 C2(ув.яз.) (%) 100	т	
ПС (mV)	и		г		0.001 C3(ув.яз.) (%) 100	о	
100 300	н		р		0.001 C4(ув.яз.) (%) 100	л	
ННКг (время записи 1 (УБ))	а		а		0.001 C5(ув.яз.) (%) 100	о	
0 40	м		м		0.001 iC4(ув.яз.) (%) 100	г	
ННКг (время записи 2 (УБ))					0.001 iC5(ув.яз.) (%) 100	я	
0 40						Ф	
IR5A (Ohmm)							
0 50							



Г П У Б И Н А / П Р Е А М С Т	Д А Б А И Н А / В Р Е М Я	ТЕХНОЛОГИЯ	ДЕТАЛЬНЫЙ МЕХ. КАРОТАЖ	ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ	ХРОМАТОГРАФ
		Давление на манифольде (кгс/см ²)	ДМК (мм)	Сумма газов C1+...C5 в ГВС (%)	Содержание метана в ГВС (%)
0 70 140 210 280 350	3 5 8 10	0 0.2 0.4 0.6 0.8 1	0.00 0.02 0.2 2 20		
Расход на входе (пр. КН) (л/с)	ДМК (мм)	Содержание метана в ГВС (%)	Содержание этана в ГВС (%)		
0 40 80 120 160 200	33 55 78 100	0 0.2 0.4 0.6 0.8 1	0.00 0.02 0.2 2 20		
Плотность раствора на входе (г/см ³)	Нагрузка на долото (т)	Сумма газов C1+...C5 в ГВС (%)	Содержание пропана в ГВС (%)		
0 0.8 1.2 1.8 2.4	5 10 15 20	1 2.8 4.6 6.4 8.2 10	0.00 0.02 0.2 2 20		
Плотность раствора на выходе (г/см ³)	Положение тальблока (м)	Содержание метана в ГВС (%)	Содержание бутана в ГВС (%)		
0 0.8 1.2 1.8 2.4	10 20 30 40	1 2.8 4.6 6.4 8.2 10	0.00 0.02 0.2 2 20		
Температура раствора на входе (°C)	Скорость бурения (м/ч)	Сумма газов C1+...C5 в ГВС (%)	Содержание пентана в ГВС (%)		
0 10 20 30 40 50	5 10 15 20	10 12 14 16 18 20	0.00 0.02 0.2 2 20		
Температура раствора на выходе (°C)	Скорость бурения (м/ч)	Содержание метана в ГВС (%)			
0 10 20 30 40 50	40 60 80 100	10 12 14 16 18 20			
		Сум. сод. горючих газов в ГВС (%)			
		0 4 8 12 16 20			

Скв.
U-1901



Добавка нефти в ПЖ на глубине 1860 м

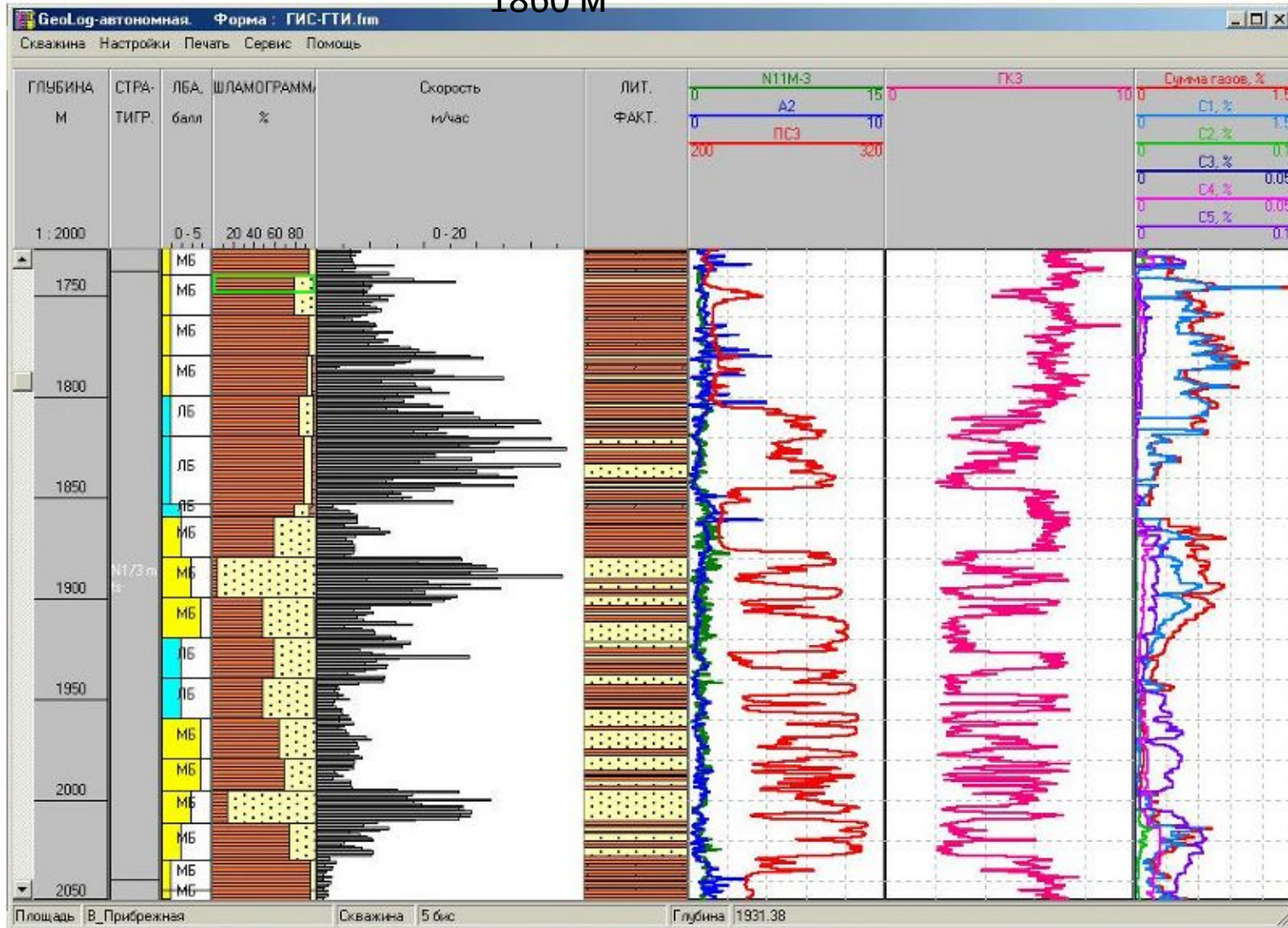


Рис. 1 Водонасыщенный коллектор. Увеличение содержания тяжелых углеводородов и содержание масляных битумоидов до 4 баллов связано с вводом нефти в буровой раствор

Добавка нефти в ПЖ на глубине

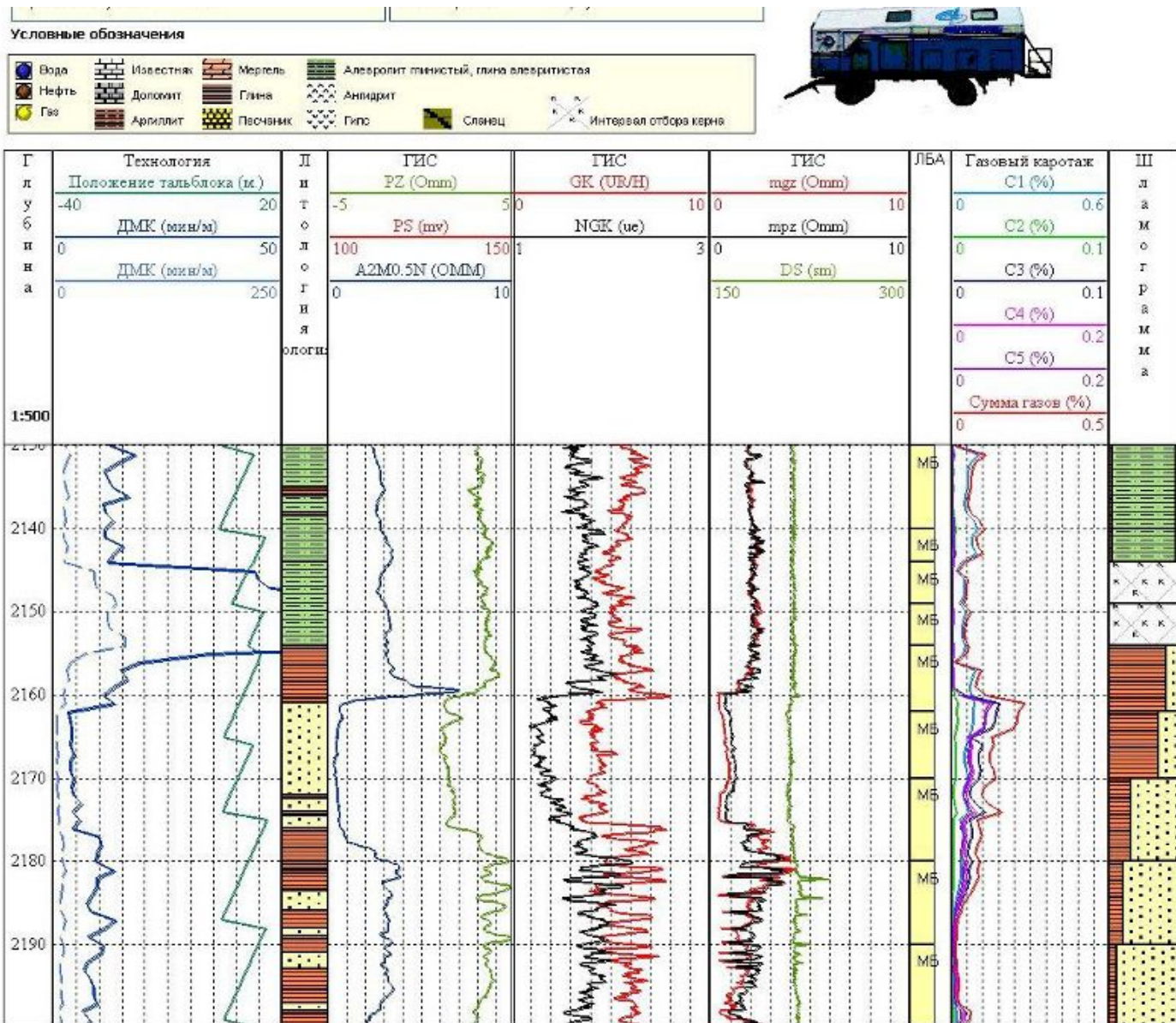


Рис.2 Неясное насыщение. Добавки нефти искажают результаты геохимических исследований

По данным таблицы, составьте формулу флюидного коэффициента для оценки фазового состава залежи по газовому каротажу.

Для чего: 1. Выбрать три наиболее информативных для этой цели газа;

2. Составить из них комбинацию, используя операции деления

и умножения.

Углеводородный газ	Фазовый состав залежи и содержание УВ, %		
	Газовая	Газоконденсатная	Нефтяная
СН ₄ , метан (С1)	93,5	82,0	48,0
С ₂ Н ₆ , этан (С2)	3,0	4,5	3,0
С ₃ Н ₈ , пропан (С3)	2,0	3,5	2,5
С ₄ Н ₁₀ , бутан (С4)	1,0	4,5	2,5
С ₅ Н ₁₂ , пентан (С5)	1,0	1,5	2,0
С ₆ Н ₁₄ , гексан (С6)	0,002	1,0	2,0

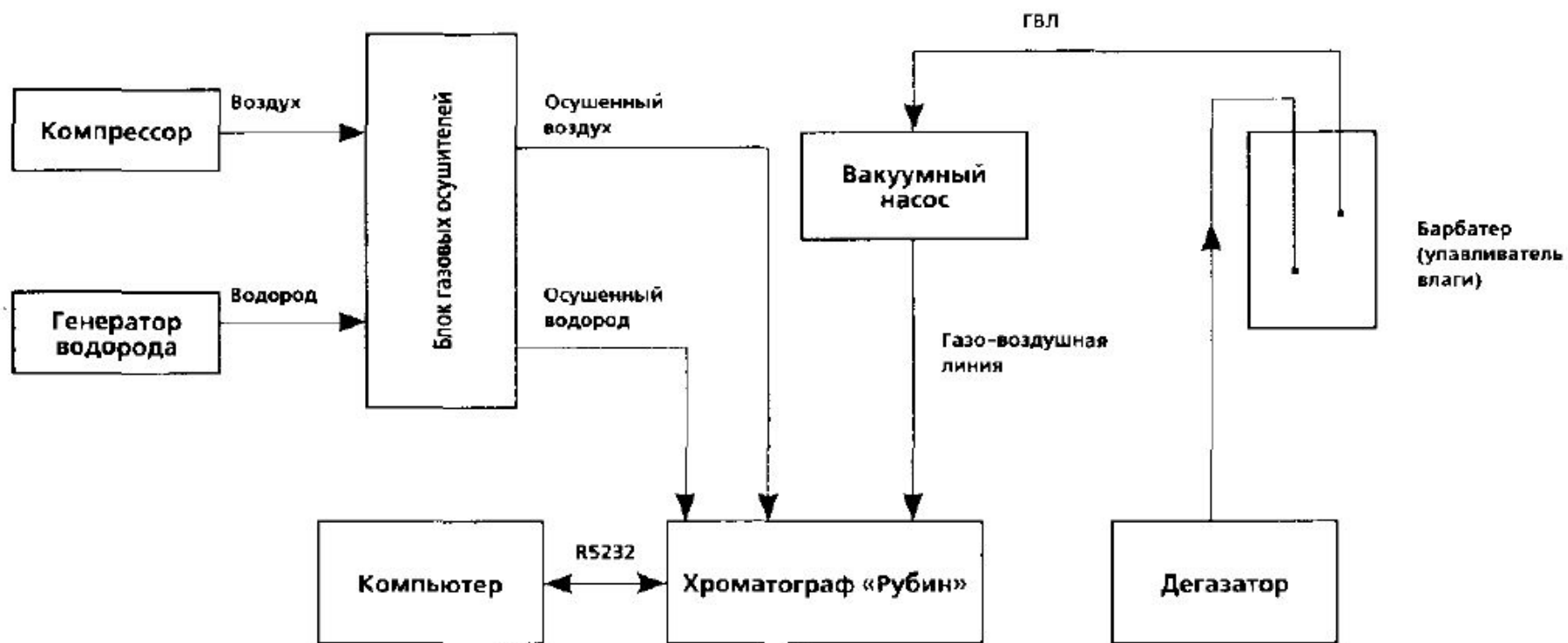


Рис. 4.2. Схема газового каротажа

Время отстаивания рассчитывается по формуле:

$$t_{от} = \frac{3,14 \cdot 10^{-3} (D^2 - d_H^2) \cdot H}{4Q_{вых.газ}},$$

где: D – диаметр скважины, мм;

d_H – наружный диаметр буровых труб, мм;

$Q_{вых.газ}$ – расход на выходе с учетом газосодержания, л/с.

$$Q_{вых.газ} = (1 - K_{газ}) \cdot Q_{вых},$$

где: $Q_{вых}$ – расход на выходе (средний за время отстаивания);

$K_{газ}$ – коэффициент газонасыщенности промывочной жидкости.

$$K_{газ} = 10^{-3} \frac{V_{г}}{V_{р}},$$

где: $V_{г}$ – объем газа, выделившегося при дегазации пробы раствора, с

$V_{р}$ – объем пробы раствора.

Для учета влияния вариаций режимных параметров используют приведенное значение суммарного газосодержания:

$$\Gamma_{\text{пр}} = 10^{-3} \cdot K_{\text{дег}} \cdot E \cdot \Gamma_{\text{сум}}, \quad (4.8)$$

где $K_{\text{дег}}$ – коэффициент дегазации ПЖ; $\Gamma_{\text{сум}}$ – суммарное газосодержание; E – коэффициент разбавления.

$$E = \frac{7.2 \cdot 10^3 \cdot Q}{D^2 \cdot v_{\text{мех}}}, \quad (4.9)$$

где D – номинальный диаметр скважины, мм; $v_{\text{мех}}$ – скорость проходки, м/ч; Q – расход ПЖ, л/с.

Как следует из анализа выражения (4.9), коэффициент разбавления E характеризует объем промывочной жидкости, в котором разбавляется единица объема выбуренной породы.