



**Фазовые превращения в углеводородных флюидах:
теория и эксперимент (Москва, 15 сентября 2015)**

ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.

ЦЕЛЬ

- 1. Доказательство, что формирование нефтяных месторождений происходит в результате конденсации при достижении углеводородным потоком области пониженных температур и давлений**
- 2. Разработан метода расчета фазовых превращений восходящего потока, позволяющий достичь высокой точности**

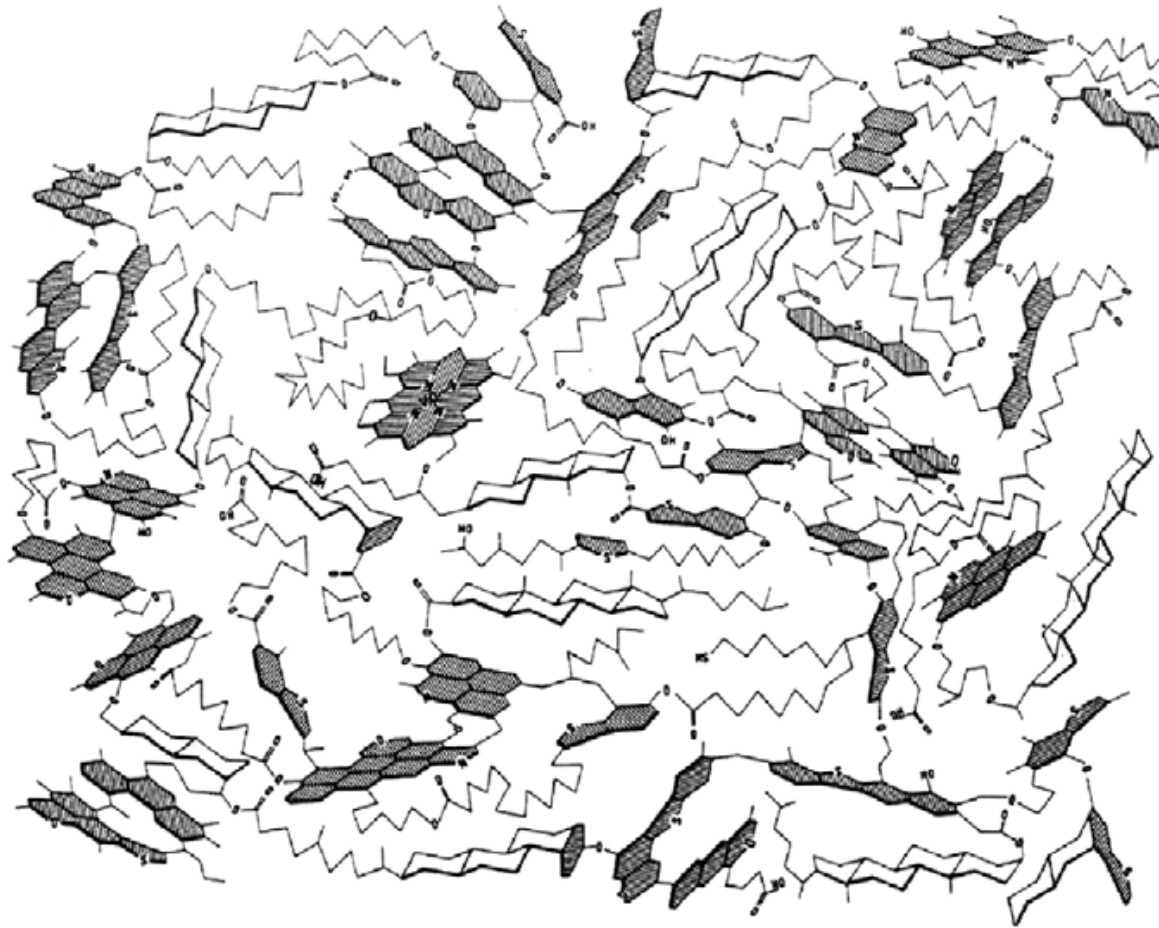
ЦЕЛЬ

- 1. Доказательство, что формирование нефтяных месторождений происходит в результате конденсации при достижении углеводородным потоком области пониженных температур и давлений**
- 2. Разработан метода расчета фазовых превращений восходящего потока, позволяющий достичь высокой точности**

***Геология нефти –
как структурные и фазовые превращения
органического вещества***

СТРУКТУРА КЕРОГЕНА

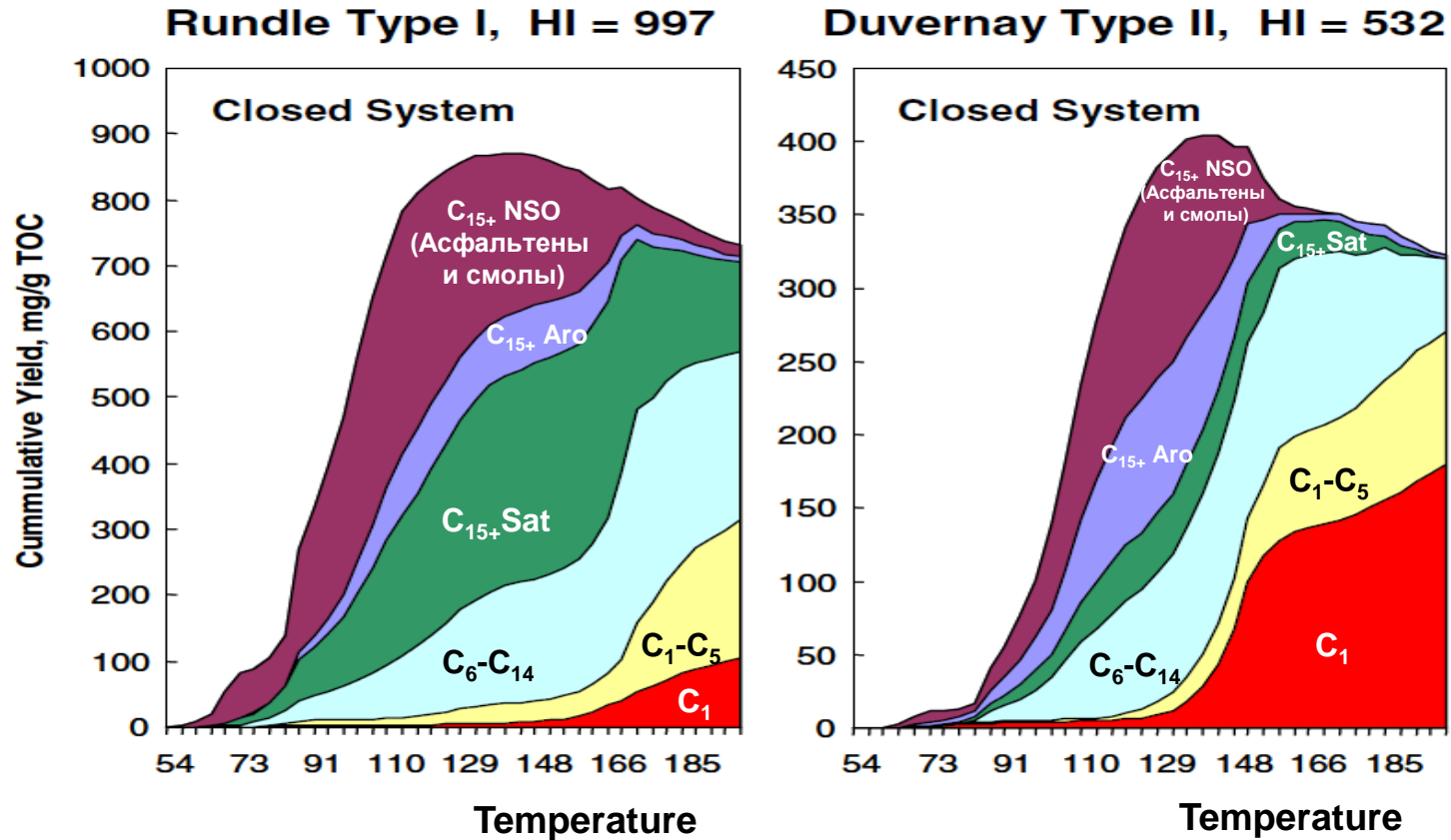
STRUCTURE II-b: H/C = 1,25 O/C = 0,089 MW = 19 860



Type II kerogen (analytical data from Paris Basin Toarcian series)

M. Vandembroucke, C. Largeau / Organic Geochemistry (2007), after 1987 Behar, Vandembroucke

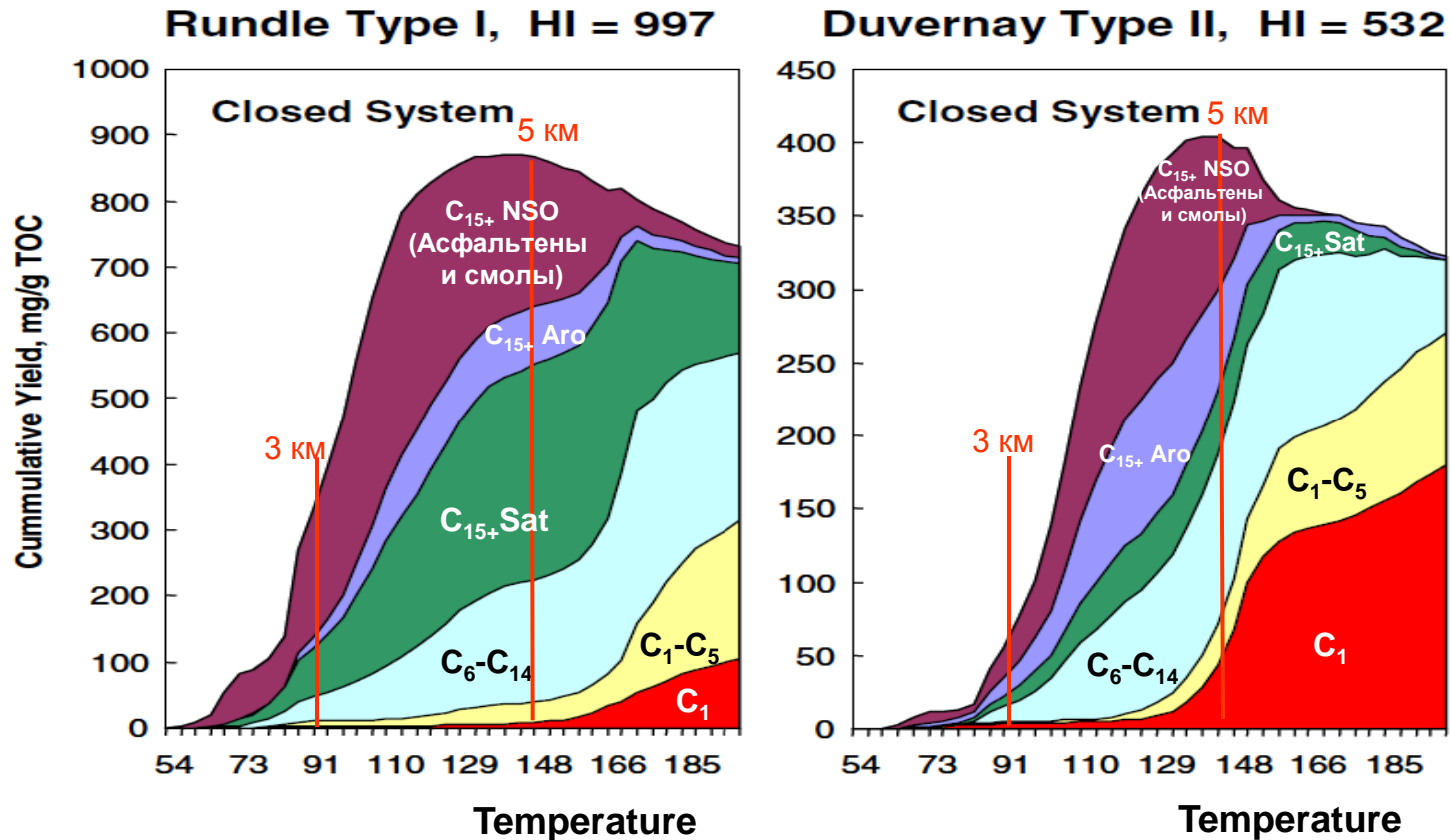
ПРОДУКТЫ ДЕСТРУКЦИИ КЕРОГЕНА



C.C. Walters et al. / Organic Geochemistry 38 (2007) 306–32

Под влиянием температуры кероген последовательно разлагается на асфальтены и смолы → тяжелые → легкие углеводороды → газы - метан

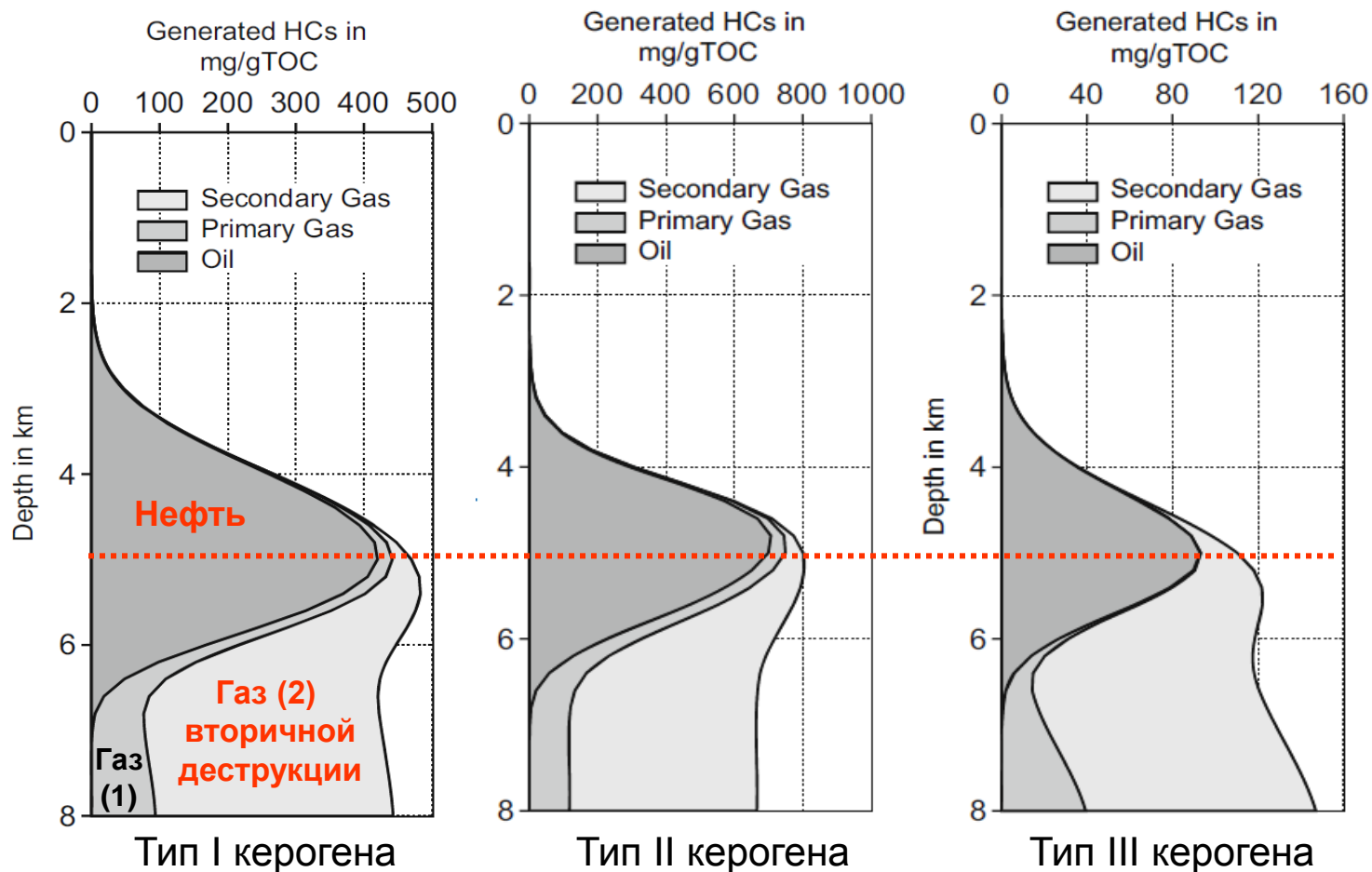
ПРОДУКТЫ ДЕСТРУКЦИИ КЕРОГЕНА



C.C. Walters et al. / Organic Geochemistry 38 (2007) 306–32

- На 3 км тяжелая асфальтосмолистая жидкость – выйти из породы не может.
- Газы (вторичная деструкция) быстро образуются после ~5 км

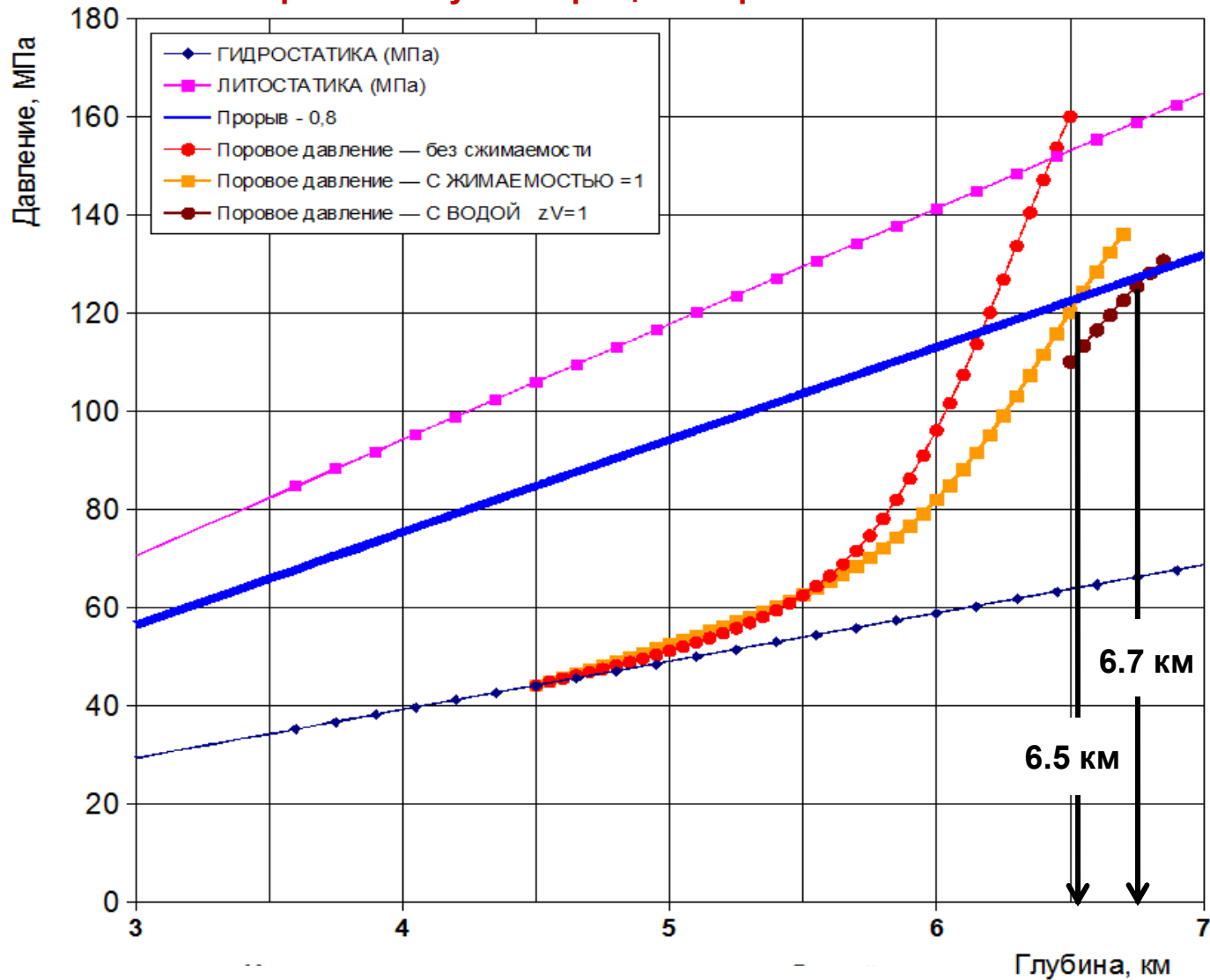
Последовательность преобразование кероген → нефть → газ



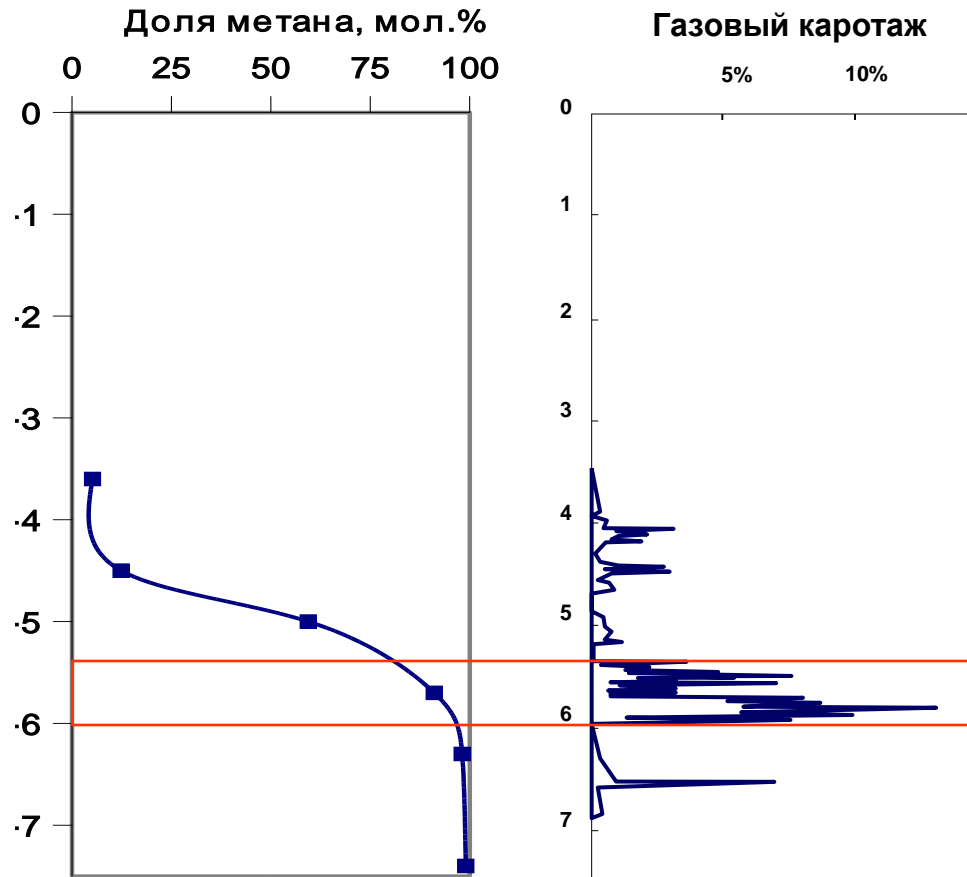
Скорость погружения пород 100 м / М у

ИЗМЕНЕНИЕ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ГЛУБИНОЙ, ДАВЛЕНИЕ ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ

По расчета глубина трещинообразования 6.3 - 6.7 км



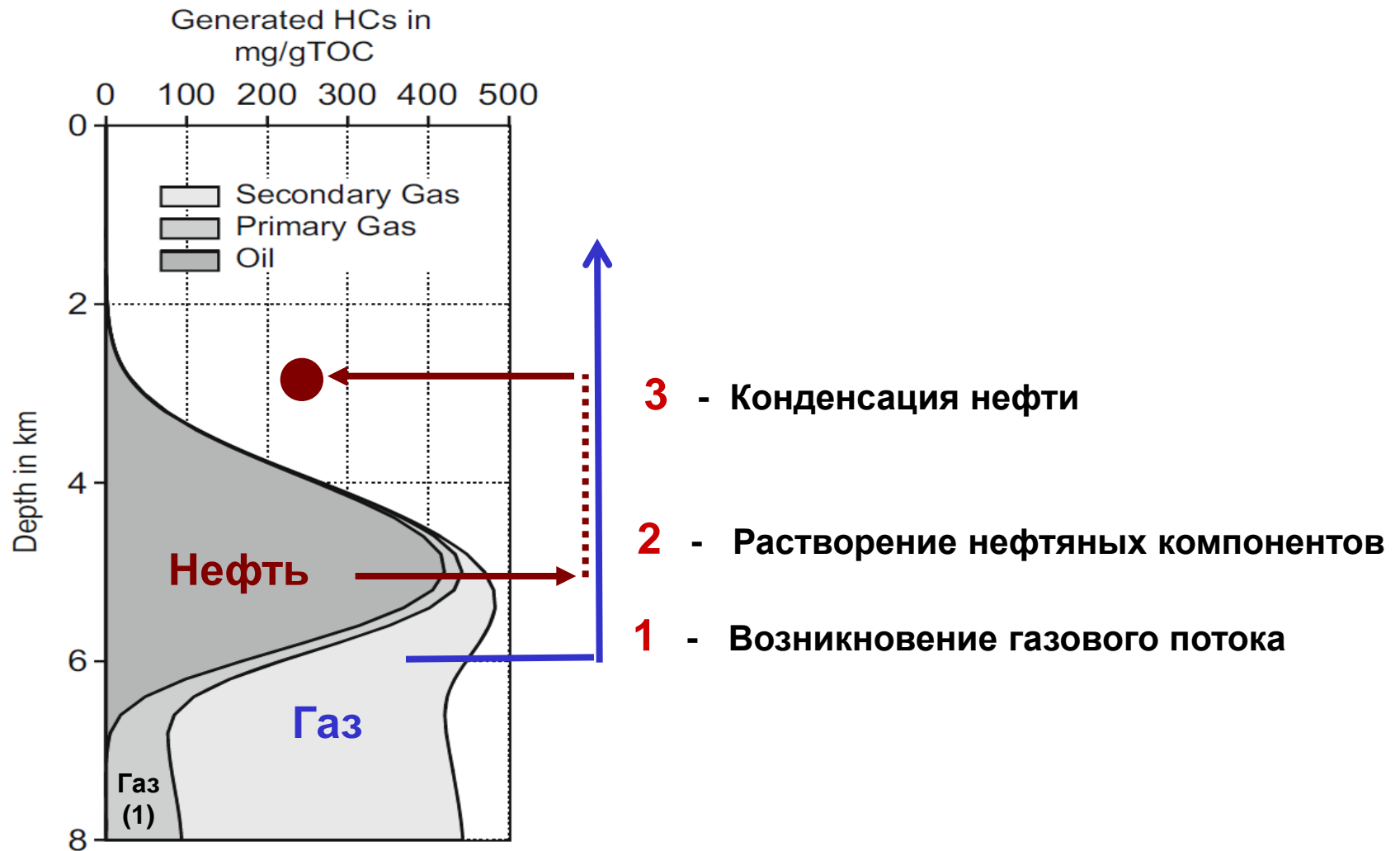
ГЛУБИНА ОБРАЗОВАНИЯ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА по Тюменской и Ен-Яхинской сверхглубоким скважинам



По Фрик, 2009

Газовый поток образуется на глубине 5.5 - 6 км

СХЕМА ЗАХВАТА НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ и ОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ



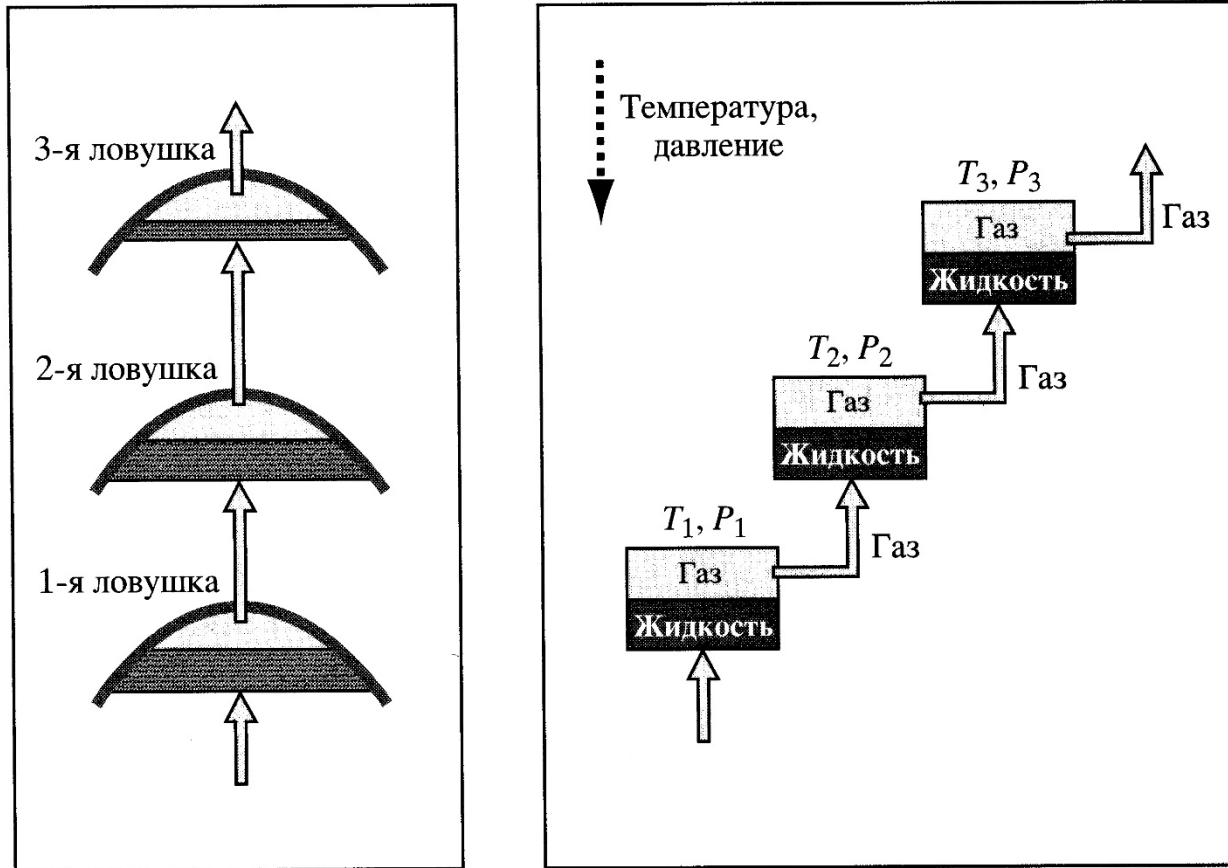
СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ УРЕНГОЯ

<u>Резервуар</u>	<u>Залежь</u>	<u>Тип флюида залежи</u>	<u>Содержание C₅₊ в газе, г/м³</u>	<u>Плотность конденсата, г/см³</u>	<u>Температура конца кипения конденсата, С</u>	<u>Глубина, м</u>	<u>Температура С</u>	<u>Давление МПа</u>
G₁	ПК 21	ГК	56	0.7422	-	1780	48	17.8
G₂	АУ 9	ГК	-	0.7236	268	2200	64	22.2
	БУ1-2	ГК	74	0.7201	-			
G₃	БУ5-6	ГК	95	0.7351	285	2450	69	24.0
G₄	БУ 8 ⁰	ГК+Н	154-161	-	315	2620	76	27.5
	БУ 8	ГК+Н	123	0.7340-0.7370	297			
	БУ 9	ГК+Н	129-134	0.7299-0.7440	330			
G₅	БУ10	ГК+Н	158, 246	0.7300-0.7404	338	2750	79	28.3
	БУ10 ⁰	ГК+Н	147	0.7407	297			
	БУ11	ГК+Н	161	0.7430-0.7509	360			
G₆	БУ12	ГК+Н	100-142	0.7410-7460	-	2850	80	29.5
G₇	БУ13	ГК+Н	300,226	0.7404	295, 335	3000	85	32.0
	БУ14	ГК+Н	254, 296	0.7364-0.7420	310			
G₈	<u>Ач 3-4,</u> <u>Ач 5</u>	ГК, Н	340, 372	0.78	365	3650	105	60.5

Содержание группы **C₅₊** уменьшается в несколько раз к менее погруженным залежам.

В группе C₅₊ уменьшается содержание наиболее тяжелых компонентов (по уменьшению плотности конденсата и понижению температуры конца его кипения).

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ СЕПАРАЦИЯ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА НА ГАЗ И ЖИДКОСТЬ



Выделившаяся из потока жидкость остается неподвижной в пласте, а газ через покрывку продолжает движение вверх до следующей ловушки, где процесс повторяется

МЕТОД РАСЧЕТА

1. Определяется **исходный состав G_8** (газовый конденсат). Доли фракций определяется по ДБК с учетом уноса C_{5+} с газами сепарации, дегазации, дебутанизации путем решения обратной задачи.
2. Для расчета фазовых превращений восходящего потока используется УС Пенга – Робинсона. Определяются характеристики **“гибридных” фракций**.
3. Плотности флюидов при стандартных условиях (ДБК и дегазированная нефть) **определяются по Амага** (суммируются объемы фракций).

ВОССТАНОВЛЕНИЯ ИСХОДНОГО СОСТАВА G_8

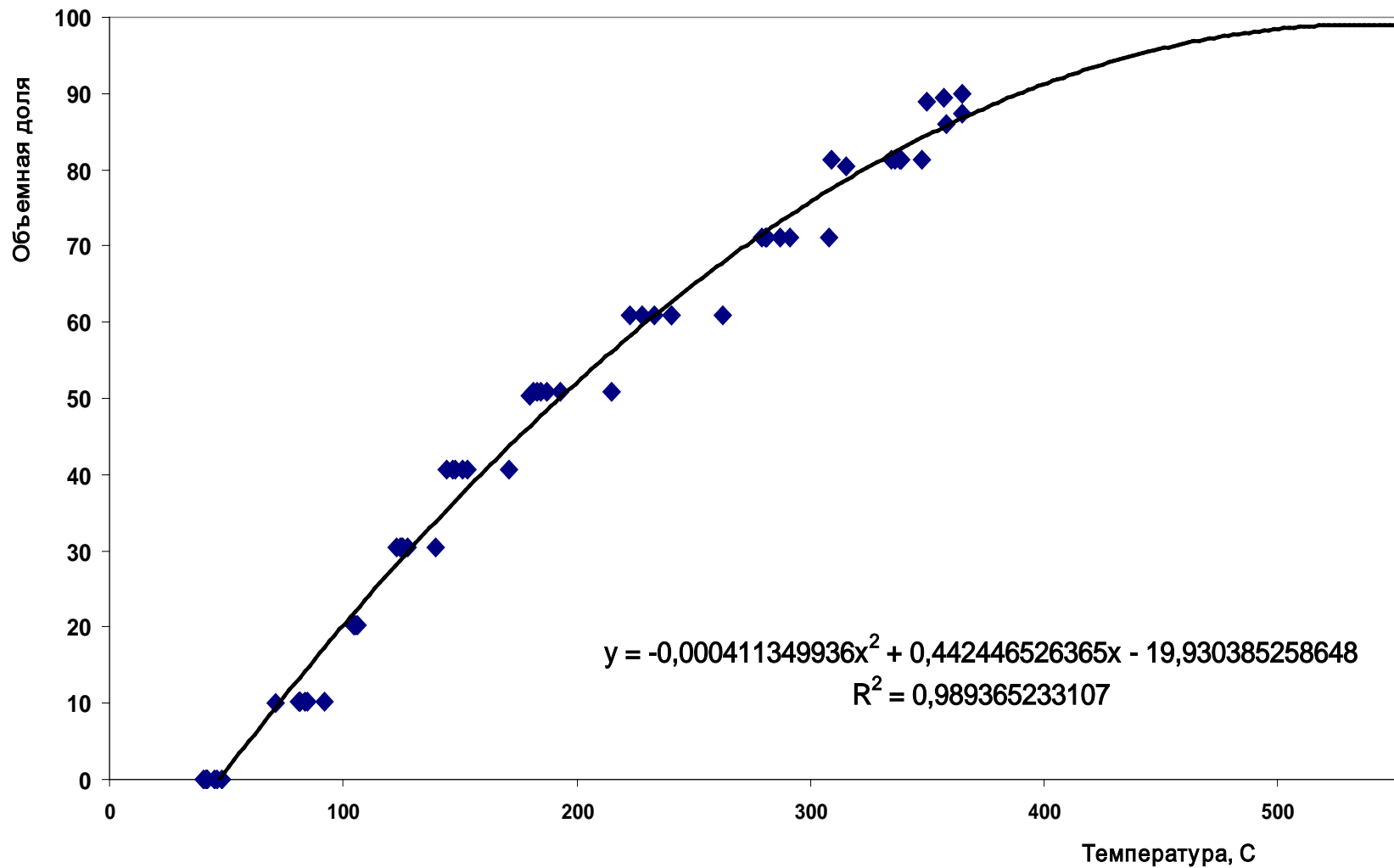
Молярные доли фракций определяется по данным разгонки дебутанизированного конденсата (ДБК).

Состав фракций ДБК отличается от состава фракций газоконденсатного резервуара G_8 , в силу того, что при получении ДБК часть легких фракций уходит с газами сепарации, дегазации и дебутанизации.

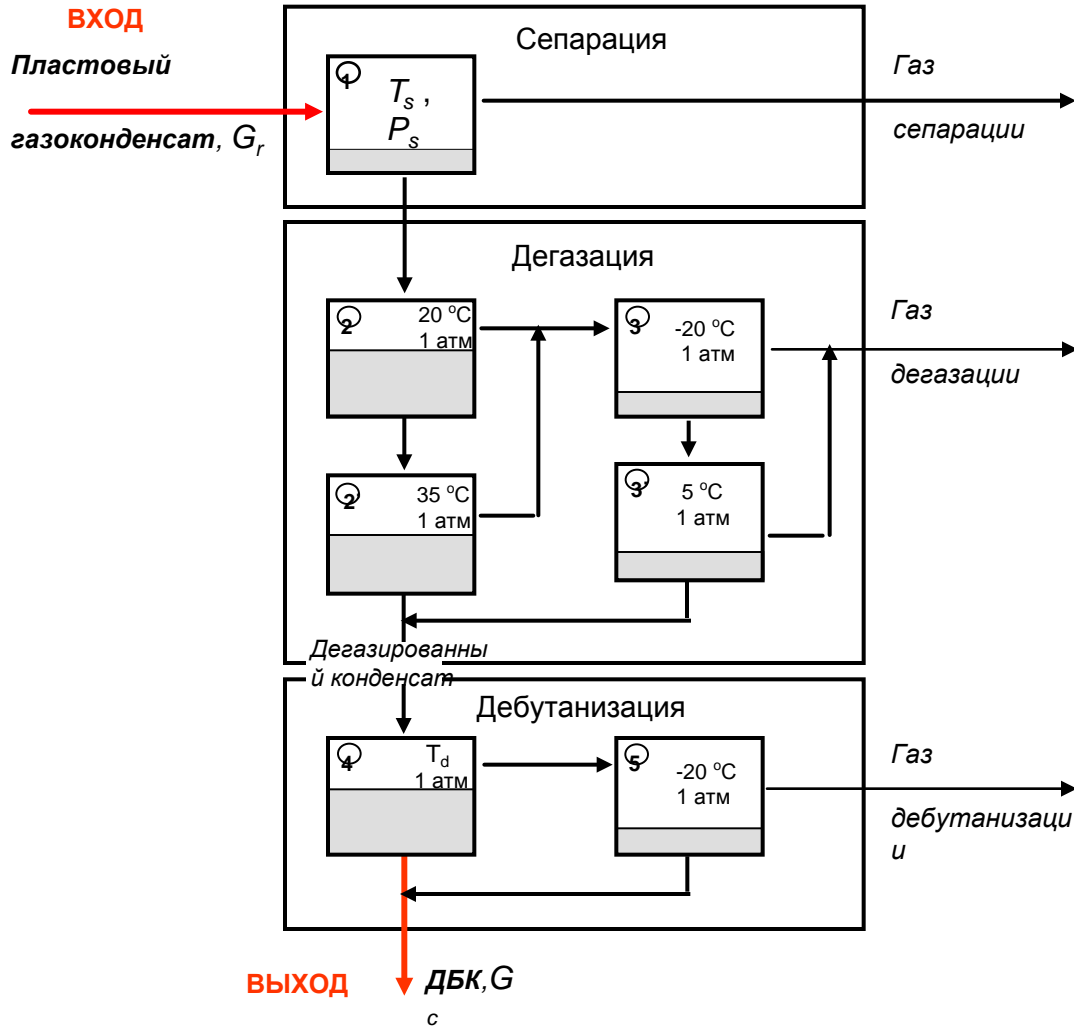
Для корректировки этого расхождения применялась модель симулирующая процесс получения ДБК: газоконденсат залежи → конденсат в сепараторе → дегазированный конденсат → ДБК.

С использованием этой модели по известному составу ДБК, путем решения обратной задачи, восстанавливался исходный состав фракций газоконденсата залежи G_8 .

РАЗГОНКА ДБК АЧИМОВКИ (G₈)



УЧЕТ ПОТЕРЬ C5+



Как известно [Брусилковский А.И, 2002], состав фракций конденсата (ДБК) не соответствует составу фракций пластового газоконденсата.

Причина в том, что часть легких фракций уносится с газами сепарации, дегазации и дебутанизации.

Чтобы скорректировать состав фракций газоконденсата была смоделирована процедура получения ДБУ (все этапы процесса).

Состав фракций газоконденсата определяется на основе фракций конденсата (ДБК) путем решения обратной задачи.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ “ГИБРИДНЫХ ФРАКЦИЙ”

В рассматриваемой задаче большое разнообразие флюидов (газ, конденсат и нефть в пласте, в сепараторе, в поверхностных условиях).

Чтобы учесть специфику задачи, характеристики фракций задавались специальным образом - были определены **“гибридные” фракции**.

- Для низких температур выкипания (до 250⁰С) фракции F1-F6 характеристики “гибридных” фракции задаются по **“конденсатным” фракциям**, определенным на основе свойств конденсата.

- Для высоких температур (более 300⁰С), “гибридные” фракции F8-F9 определяются **по “стандартным” фракциям** (определяются общепринятым образом).

ХАРАКТЕРИСТИКИ ФРАКЦИЙ

Фракция	Интервал °C	Средняя темпер. °C	Конденсатные фракции		Стандартные фракции		Гибридные фракции	
			Плотность, г/см ³	Молекулярная масса	Плотность г/см ³	Молекулярная масса	Плотность, г/см ³	Молекулярная масса
F ₁	26-60	43	0.6213	68.71	0.6608	78.41	0.6213	68.71
F ₂	60-95	77.5	0.7072	98.98	0.7083	91.57	0.7072	98.98
F ₃	95-122	108.5	0.7336	111.89	0.7374	103.36	0.7336	111.89
F ₄	122-150	136	0.7539	123.44	0.7594	117.60	0.7539	123.44
F ₅	150-200	175	0.7729	135.96	0.7827	139.59	0.7729	135.96
F ₆	200-250	225	0.7895	148.52	0.8097	173.37	0.7895	148.52
F ₇	250-300	275	0.8015	158.75	0.8357	214.47	0.8186	186.61
F ₈	300-350	325	0.8106	167.26	0.8570	263.00	0.8570	263.00
F ₉	350-400	375	0.8180	174.73	0.8770	318.00	0.8770	318.00
F ₁₀	400-...	450	0.8248	182.07	0.975	500	0.975	500

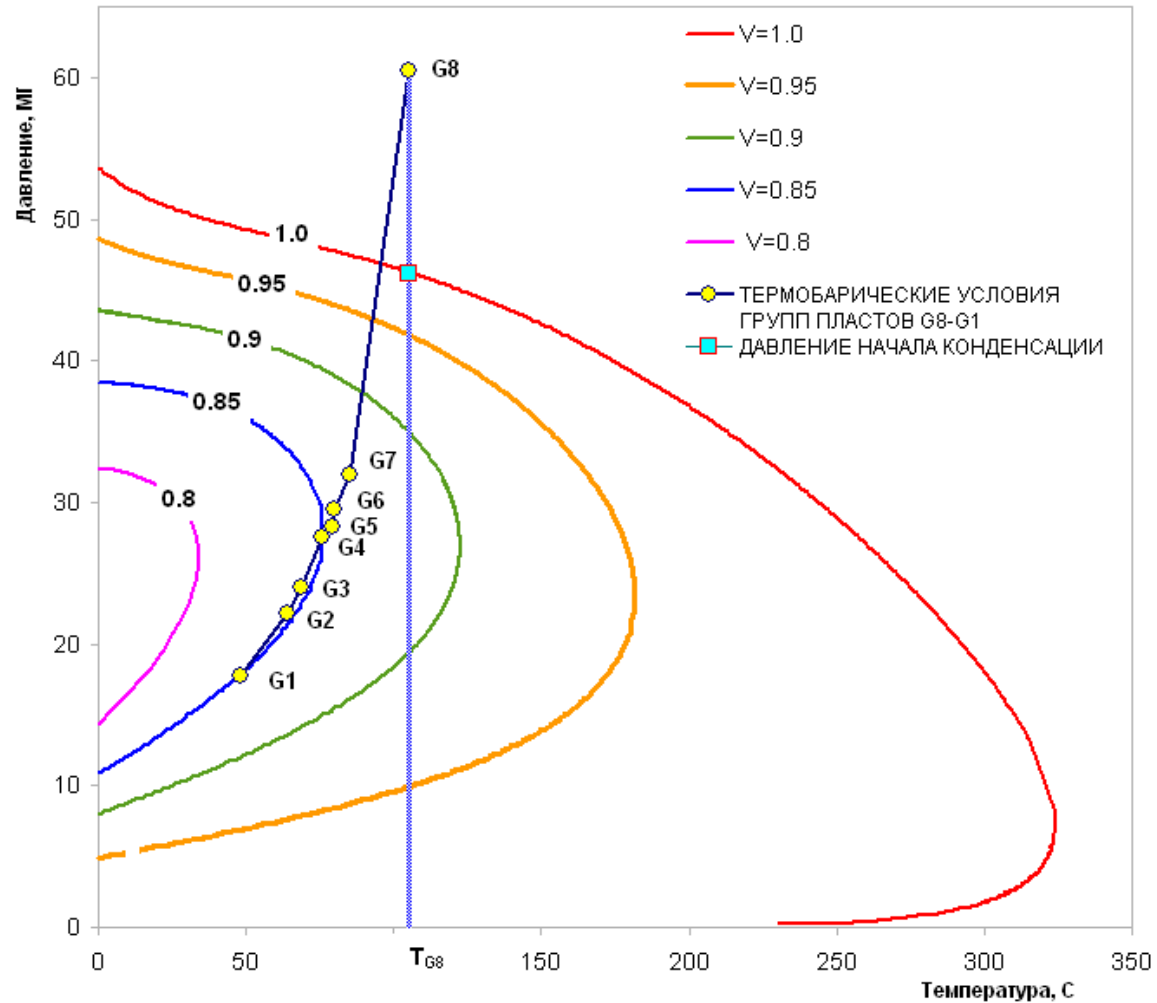
СОСТАВ G₈ (АЧИМОВКИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТ)

Индивидуальные компоненты:

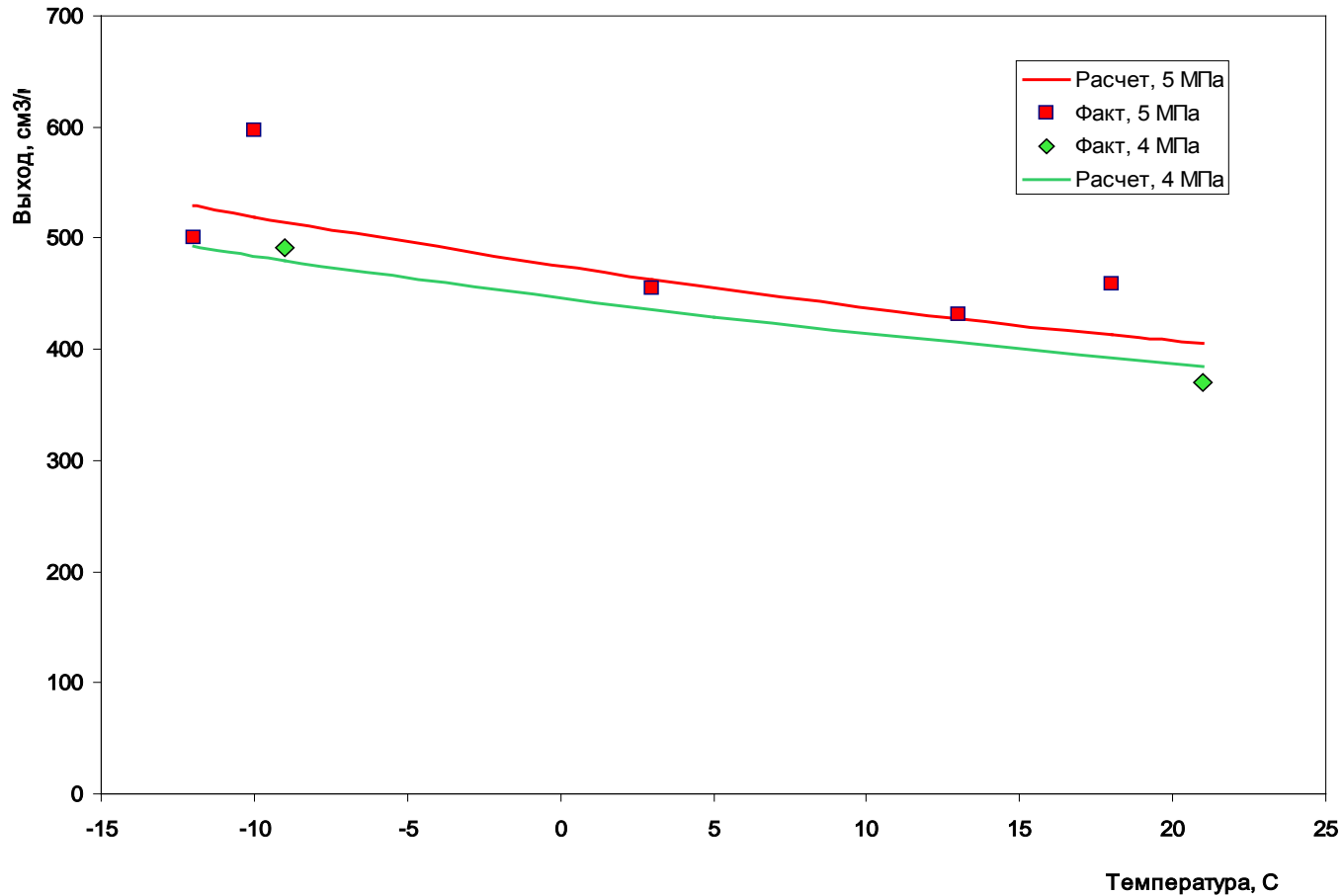
C₁=78.35, C₂=8.6, C₃=3.8, C₄=1.68, CO₂ =0.1, N₂=0.81,
C₅₊ (фракции) = 6.66 (мол.%)

Фракция	Интервал, °C	Средняя температура, °C	Доли фракций, мол. %
F ₁	26-60	43	0.7612
F ₂	60-95	77.5	1.2116
F ₃	95-122	108.5	0.7695
F ₄	122-150	136	0.6908
F ₅	150-200	175	1.0344
F ₆	200-250	225	0.8335
F ₇	250-300	275	0.5779
F ₈	300-350	325	0.3476
F ₉	350-400	375	0.2251
F ₁₀	400-...	450	0.2083

ФАЗОВАЯ ДИАГРАММА G₈ (АЧИМОВКА)



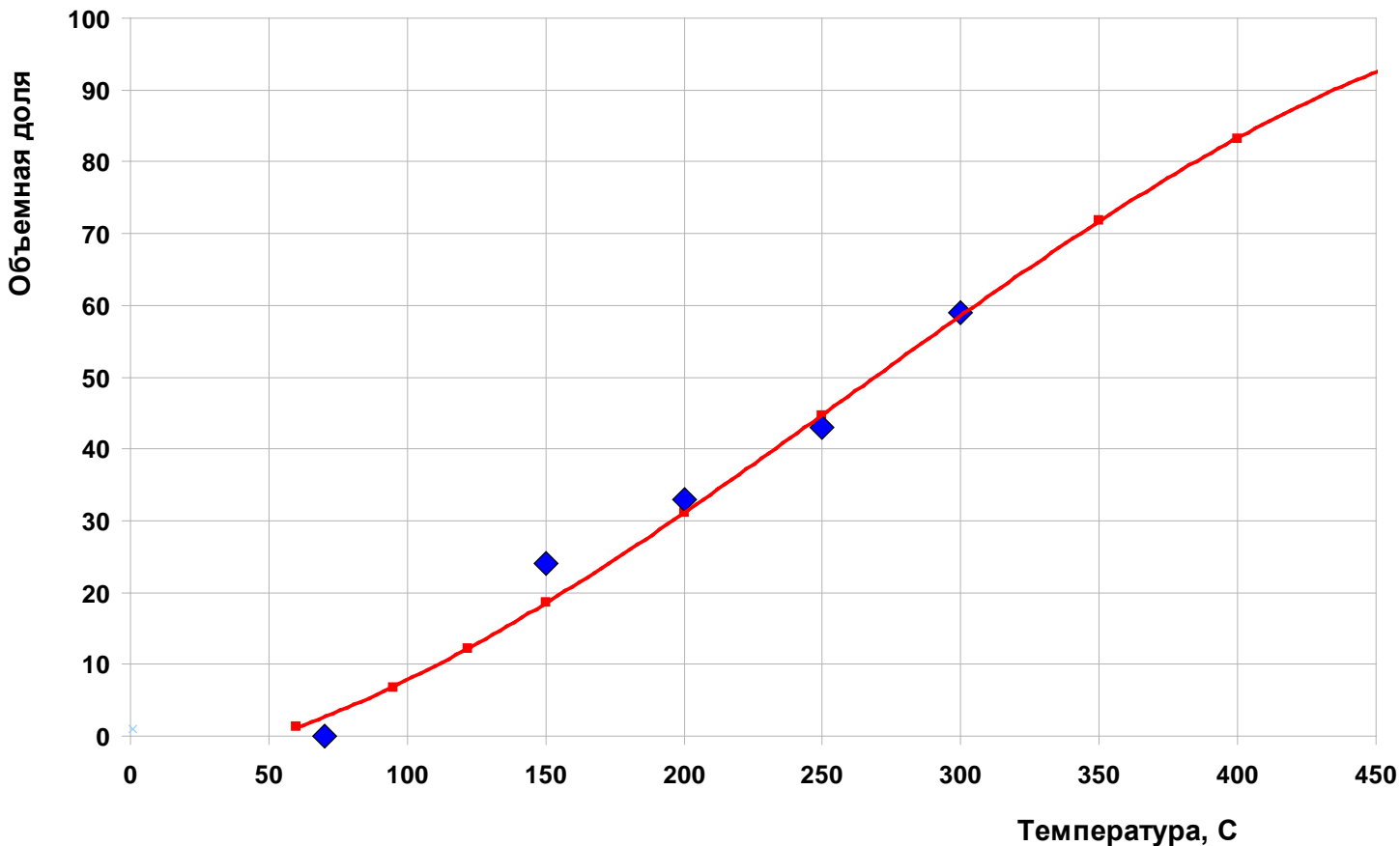
ВЫХОД КОНДЕНСАТА В СЕПАРАТОРЕ G7



Содержание “жидких” при переходе G8 -> G7 существенно уменьшается.

При температуре сепарации -20 С и давлении 4.3 МПа выход конденсата из
- газа G8 составляет 722 см³/м³,
- из газа G7 - 450 - 500 см³/м³.

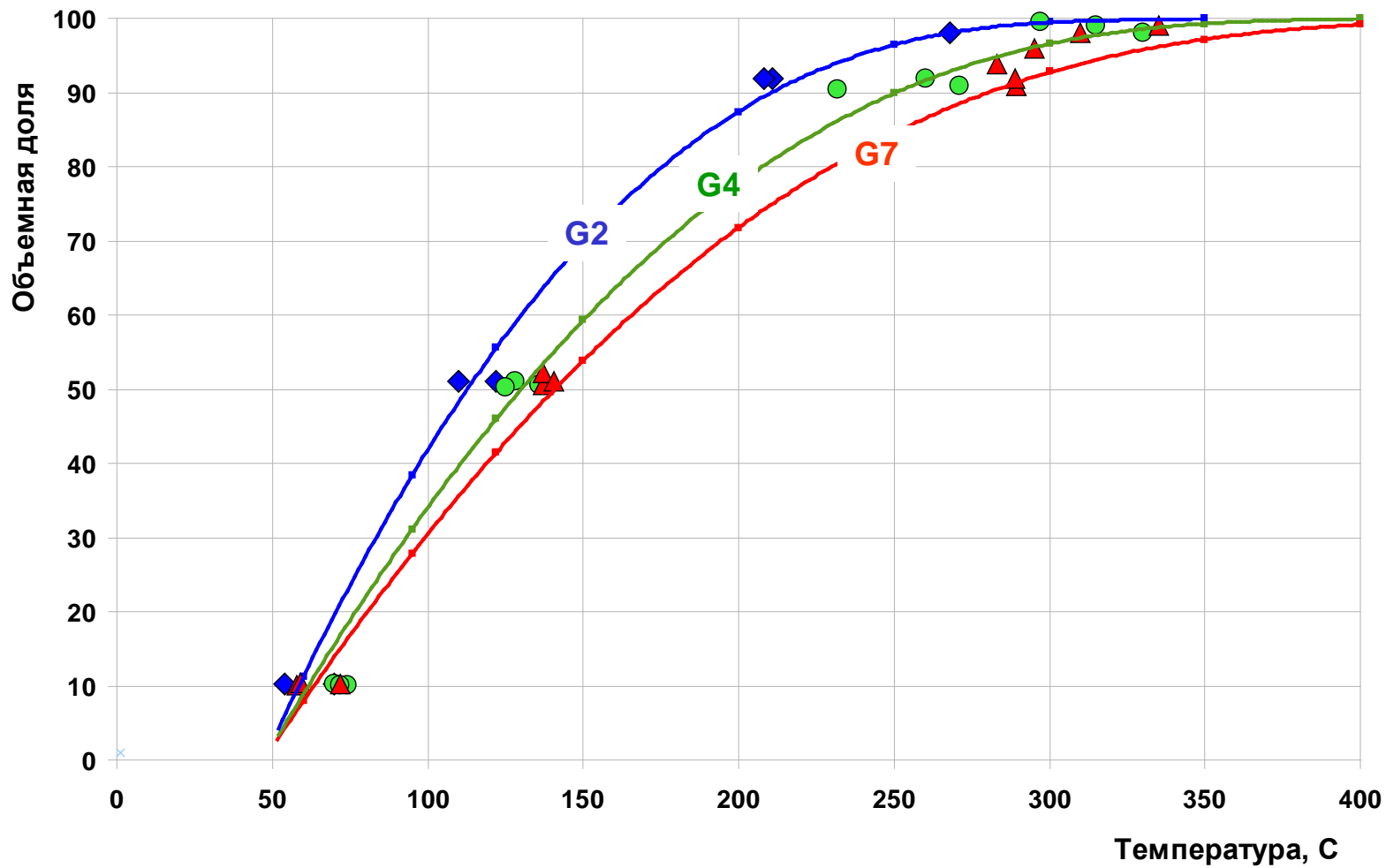
ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ (G7)



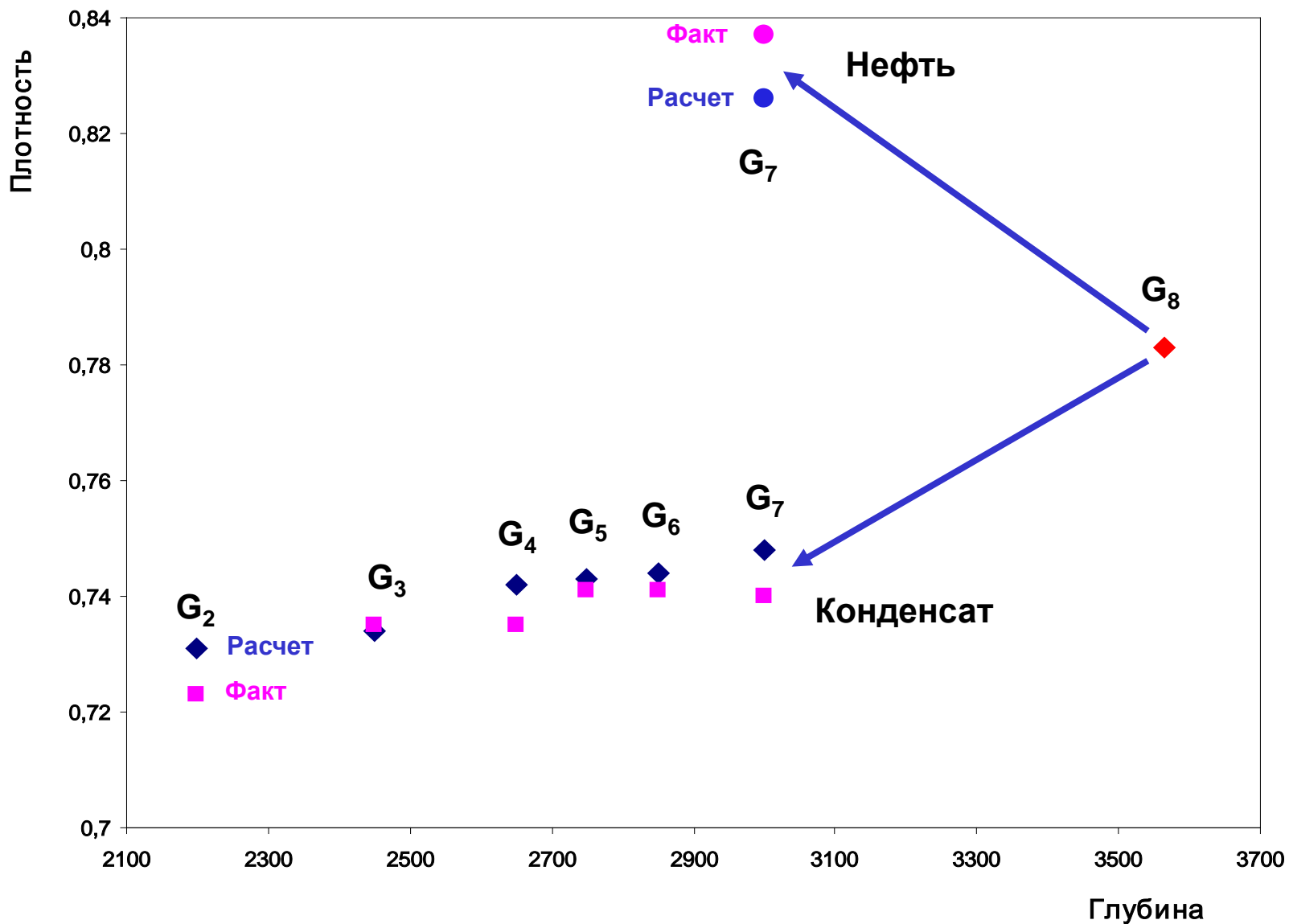
Рассчитанная плотность - 0.826 г/см^3 ,
фактическая для БУ14 - 0.837 г/см^3 .
(Плотность нефтей севера Западной Сибири – $830\text{-}838 \text{ г/см}^3$)

Рассчитанная молекулярная масса – 194,
фактическая - 197.

РАЗГОНКА КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ РАЗНЫХ ГЛУБИН



ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ И КОНДЕНСАТА С ГЛУБИНОЙ



АНАЛОГИЧНЫЙ СЛУЧАЙ (СЕВЕРНОЕ МОРЕ)

R. di Primio / Organic Geochemistry 33 (2002) 643–653

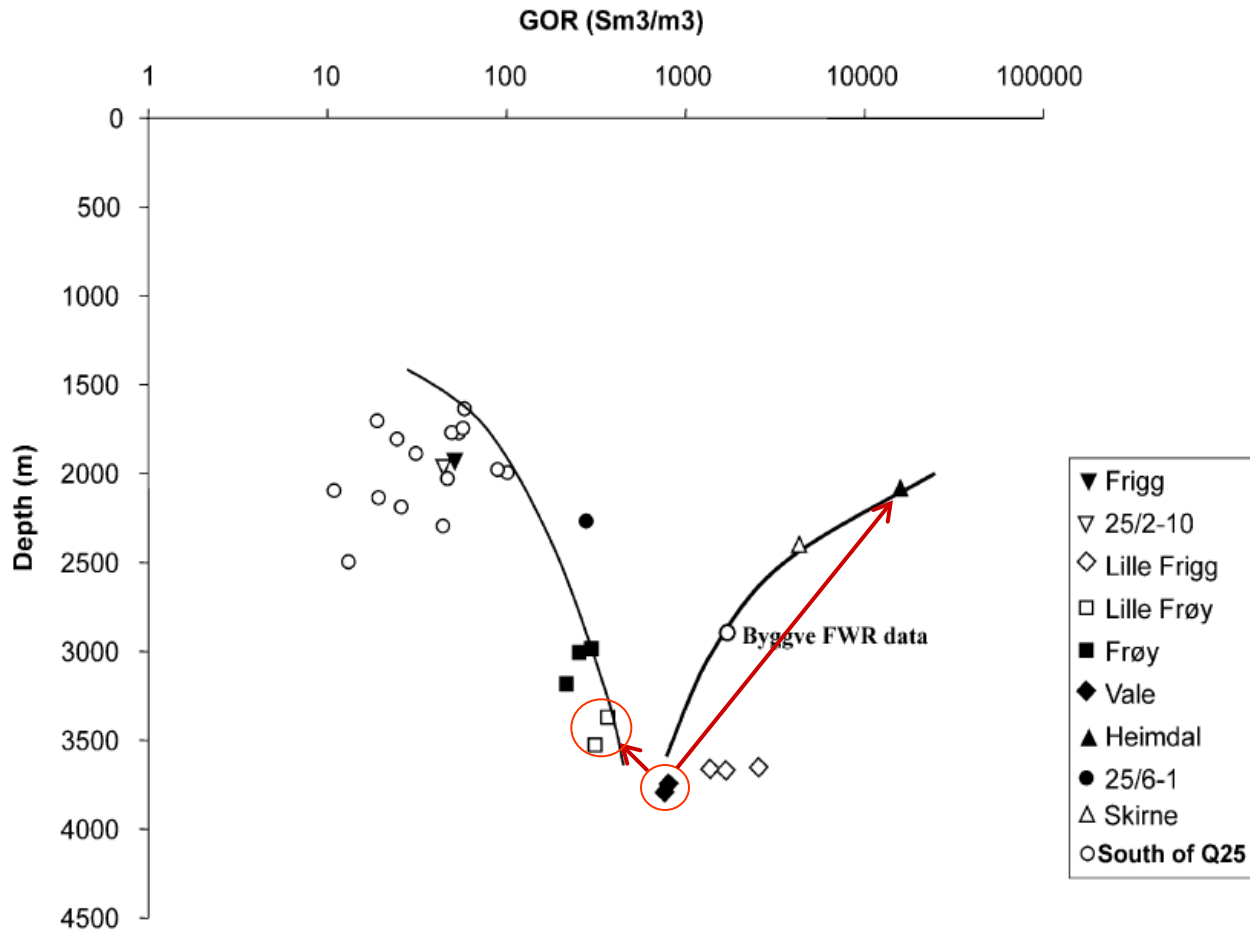


Fig. 3. Gas to oil ratio (*GOR*) of samples studied plotted against sample depth. Lines connect saturated samples (bubble point and dew point lines). Data for Byggve were derived from the final well report (FWR).

ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ и ГАЗА В РЕЗУЛЬТАТЕ СЕПАРАЦИИ (СЕВЕРНОЕ МОРЕ)

R. di Primio / Organic Geochemistry 33 (2002) 643–653

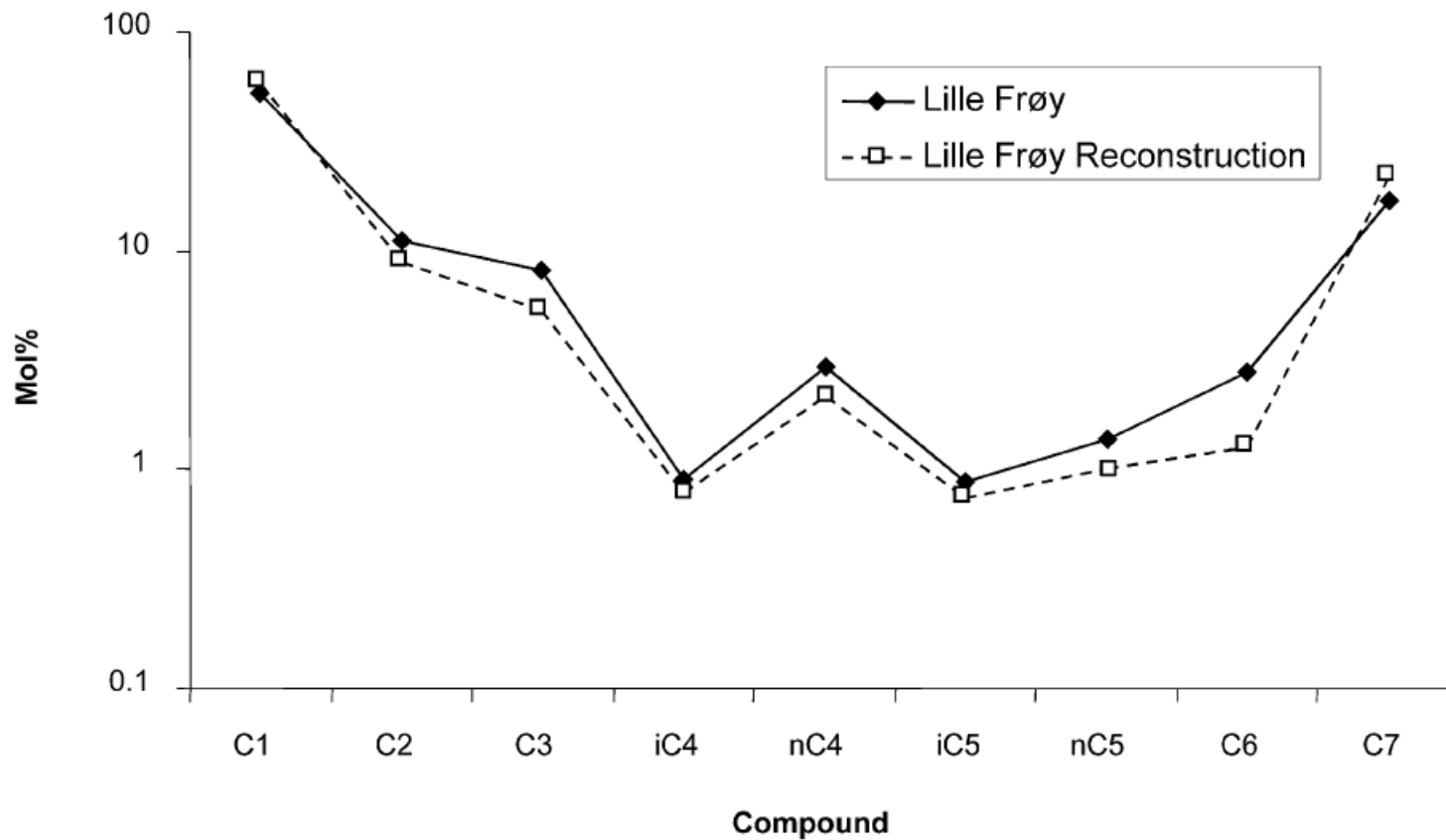


Fig. 6. Reconstruction of the molar composition of Lille Frøy oil. See text for explanation.

ВЫВОДЫ

- 1. Захват нефтяных компонентов газом - единственный реальный способ первичной миграции**
- 2. С уменьшением глубины восходящий поток теряет наиболее тяжелые фракции, что хорошо соответствует изменению свойств конденсата**
- 3. Показано, что жидкость, образовавшаяся в результате конденсации из газоконденсатного потока является нефтью по основным свойствам**

***Конденсационный способ -
универсальным механизмом
образования нефтяных залежей***