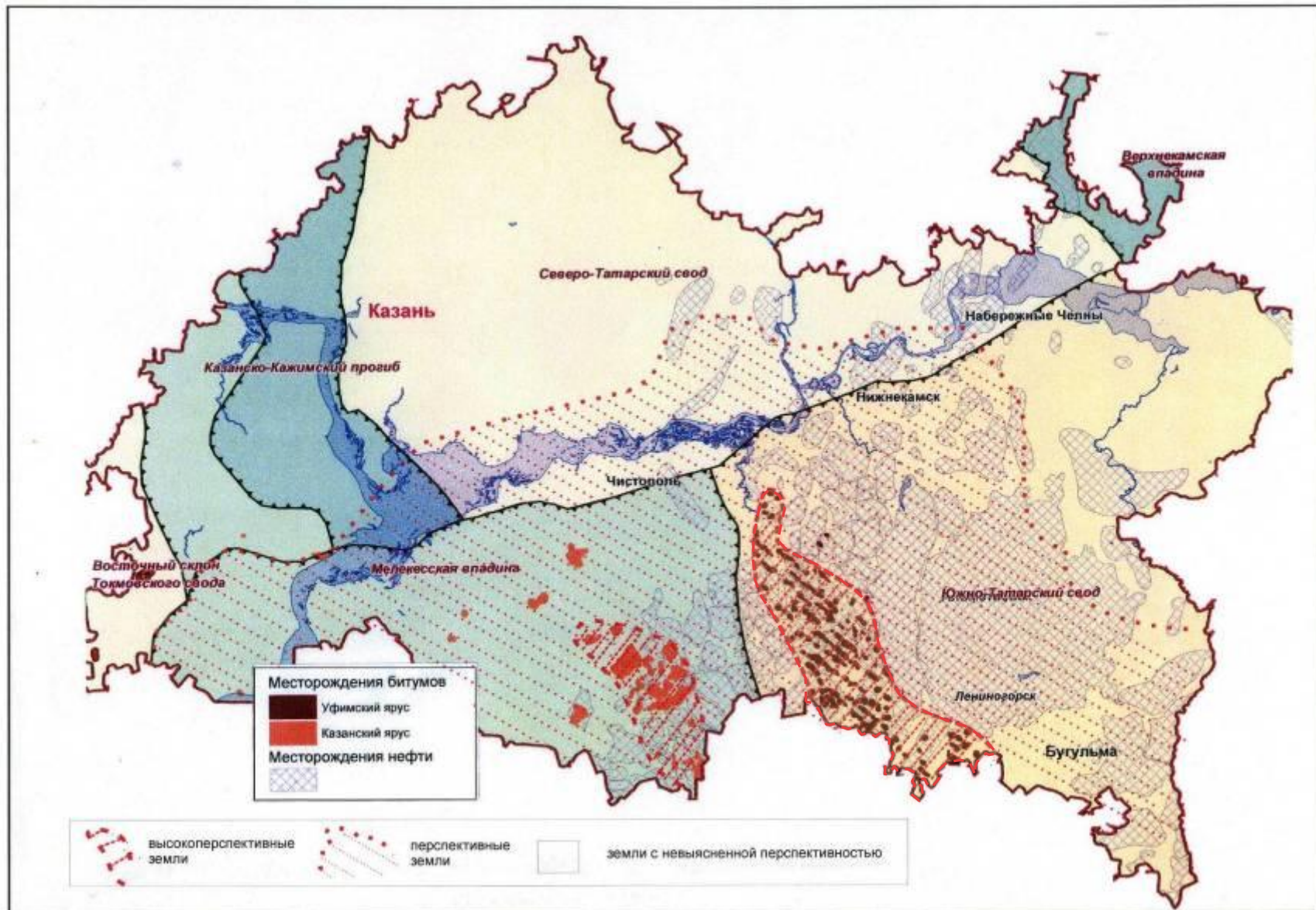


Состояние и перспективы разработки залежей сверхвязких нефтей в Республике Татарстан

Амерханов Марат Инкилапович
Зав. Лабораторией ТатНИПИнефть, к.т.н.



- Средняя глубина залегания **44 – 225 м**
- Средние нефтенасыщенные толщины **3.6 – 15.8 м**
- Плотность нефти **933 – 1000.8 кг/м³**
- Содержание серы в нефти **1.9 – 3.4 %**
- Пластовая температура **8 – 10 °С**
- Средняя вязкость в пластовых условиях **920 – 25696 мПа·с**

Новошешминск



Геологический профиль Ашальчинского месторождения



Пластовая температура	$t^{\circ}\text{C}$	8
Вязкость в пластовых условиях	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	26000
Плотность	$\text{кг}/\text{м}^3$	980



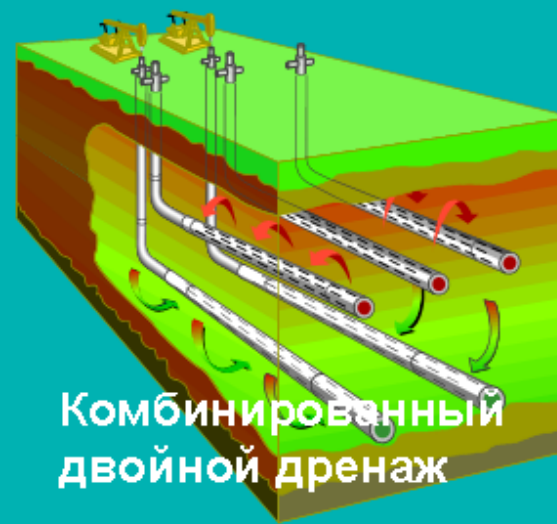
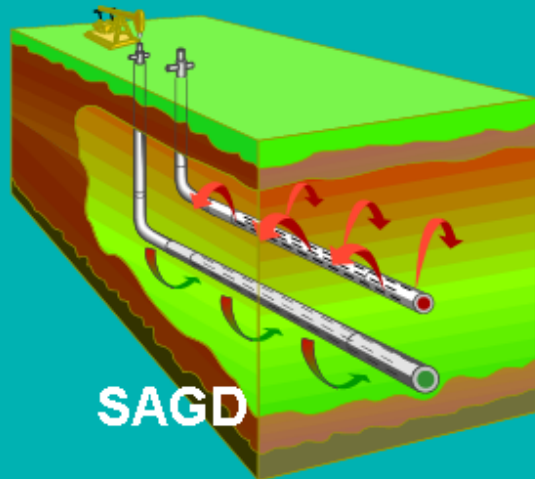
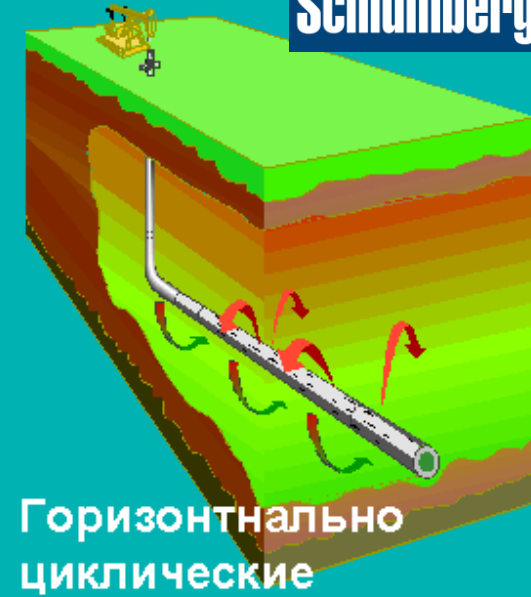
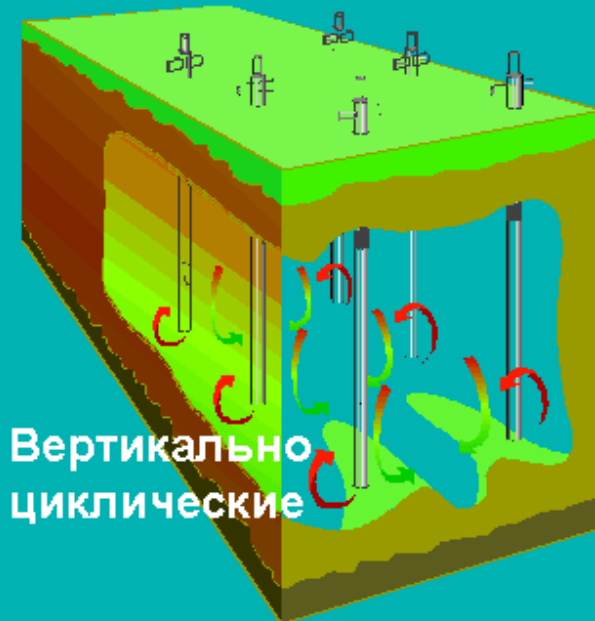
Сравнительная характеристика сверхвязкой, карбоновой и девонской нефтей

Наименование показателя	Значение показателя			
	Месторождения сверхвязких нефтей		Ромашкинское месторождение	
	Ашальчинское	Горское	Карбоновая нефть	Девонская нефть
Вязкость, мПа*с - при 20 °С -в пластовых условиях	3000 – 4100 до 44 000	36000 – 105000 до 634 000	88 – 130 32 – 45	12 – 17 2,5 – 6,5
Плотность, кг/м³ - при 20 °С -в пластовых условиях	956 965 – 970	991 – 1021 до 1100	895 – 897 879	865 – 870 787 – 854
Массовая доля серы, %	4,0 – 4,5	5,1 – 5,3	3,2 – 3,6	1,6 – 1,8
Массовая доля смол, %	25 – 28	18 – 60	10 – 12	9 – 10
Массовая доля асфальтенов, %	5 – 6	18 – 19	4 – 5	2 – 4

Характеристики пермских углеводородов в сопоставлении с природными битумами известных месторождений мира

Параметры	Размерность	Jackfish	Firebag	MacKay	Ашальчинское	Мордово-Кармальское
Пластовое давление	кПа	2500	800	н.д.	440	440
Пластовая температура	°С	12	8	7	8	8
Вязкость в пластовых условиях	ср	1,000,000	10,000,000	1,000,000	44000	6825
Плотность нефти	API	9	8	н.д.	16	16
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	+30	35-40	н.д.	15,8	9,5
Пористость	%	33	32	34	31,6	30,6
Проницаемость	Дарси	2-5	6-10	5-10	2,6	1,1
Нефтенасыщенность	%	80	85	+70	70	70,4
Глубина продуктивного пласта	м	400	320	110-140	81	88,5

Schlumberger

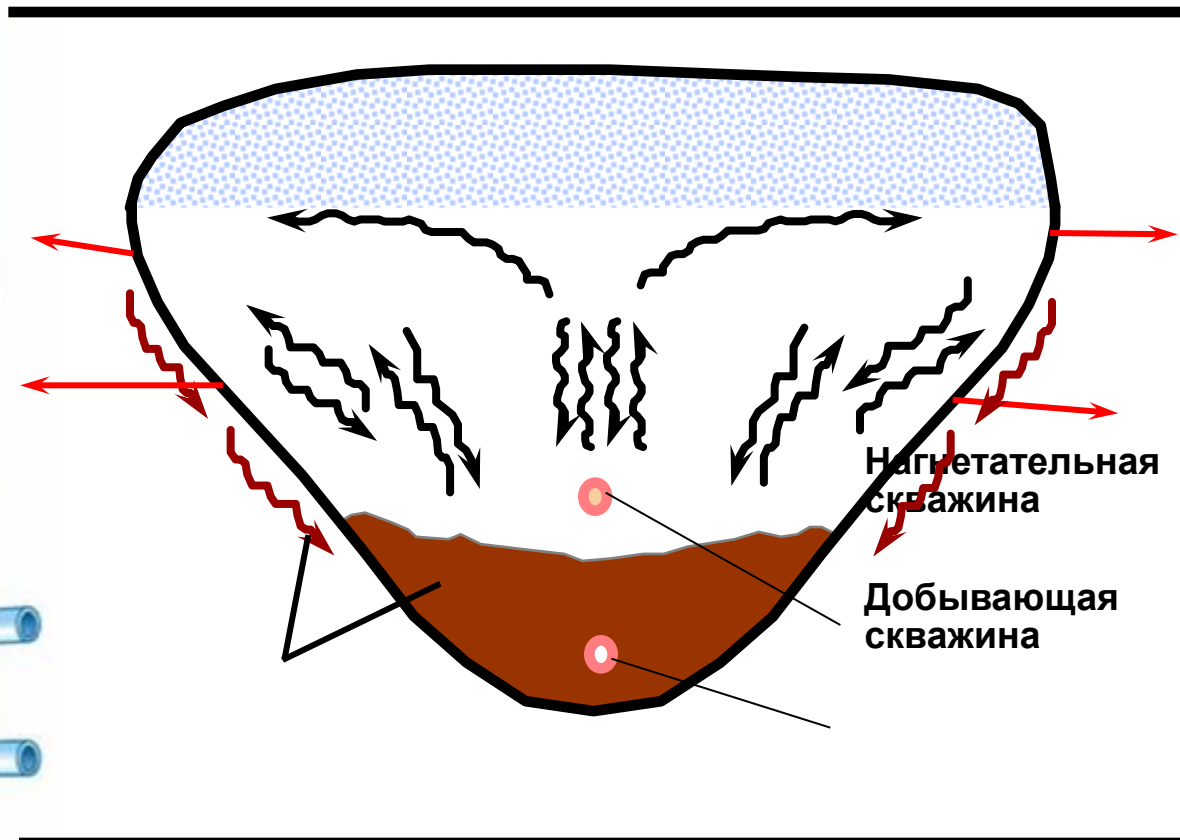
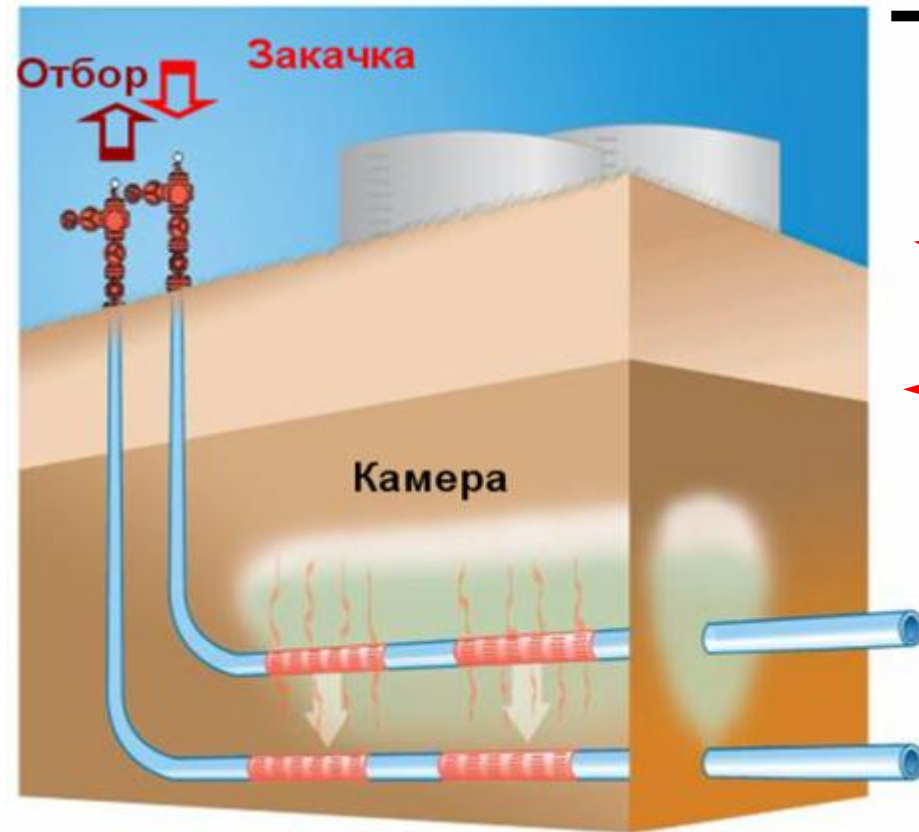


Ранее применяемые:

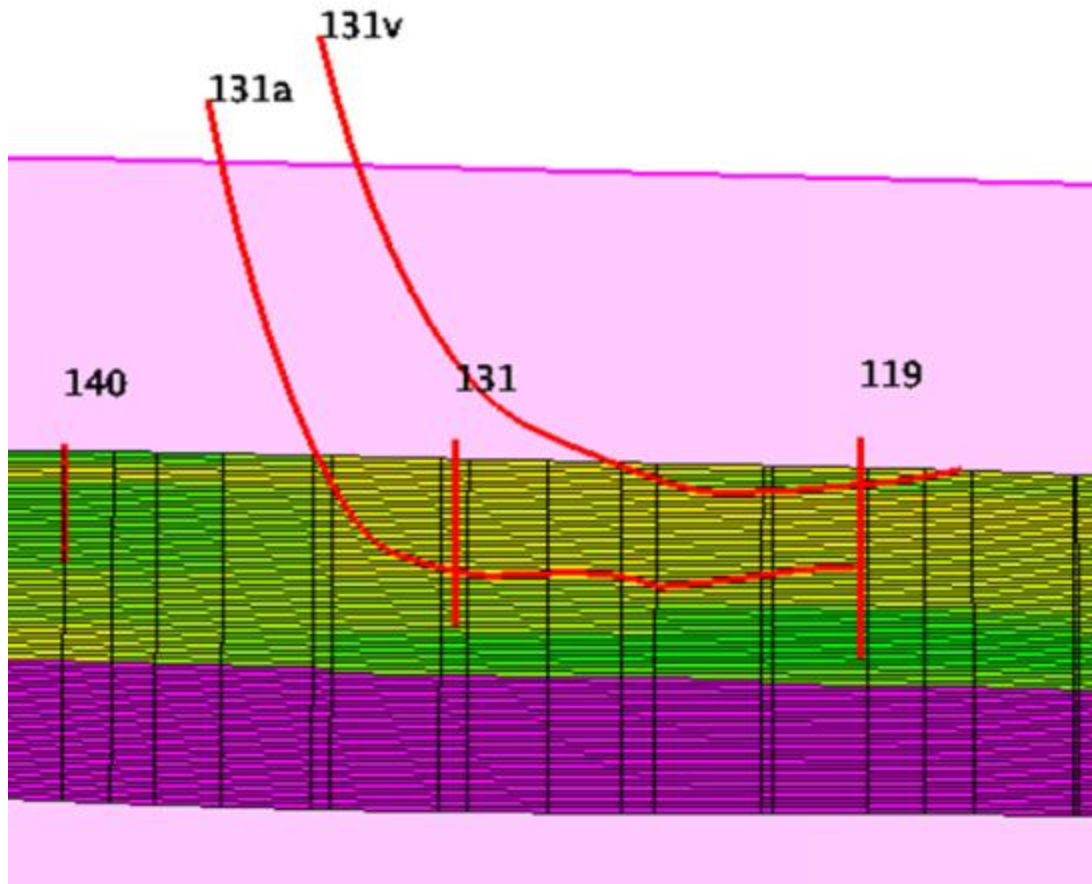
- Паротепловое воздействие
- Парогазовое воздействие
- Внутрипластовое горение

Перспективные:

- Парогравитационное вытеснение
- Паротепловое воздействие и внутрипластовое горение в горизонтальных скважинах
- Закачка растворителей

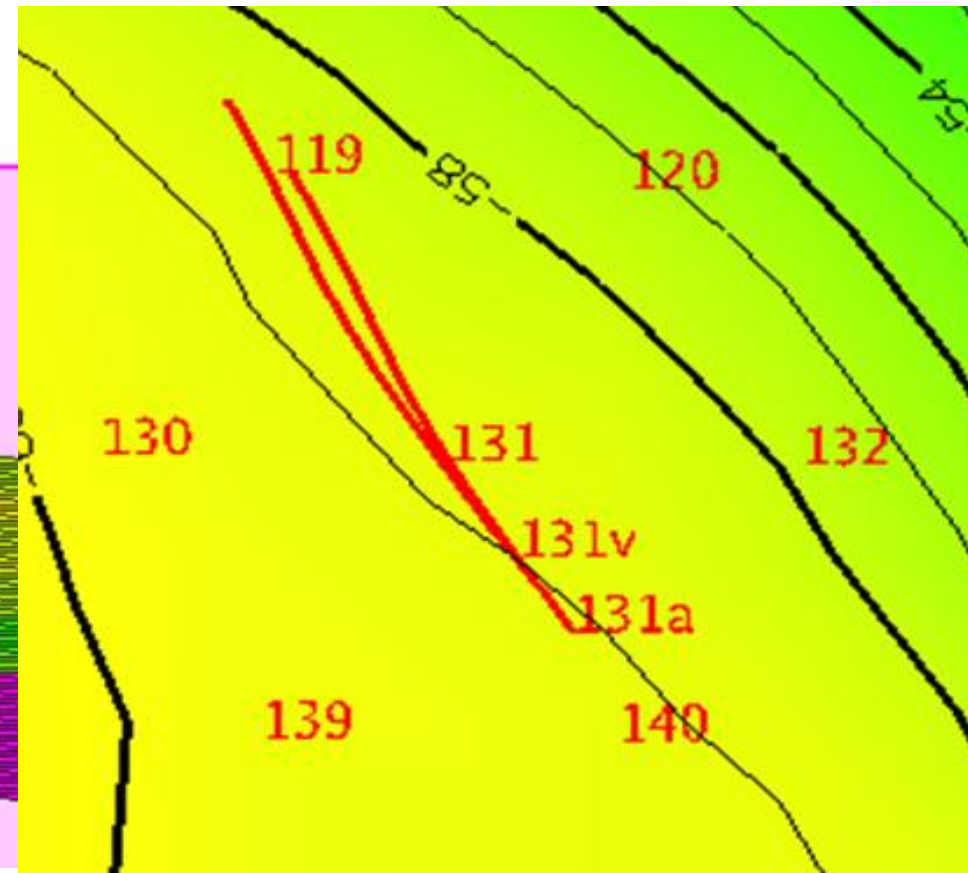


Проекции горизонтальных скважин 131а и 131в Мордово-Кармальского месторождения



Профиль

Параметр - нефтенасыщенность

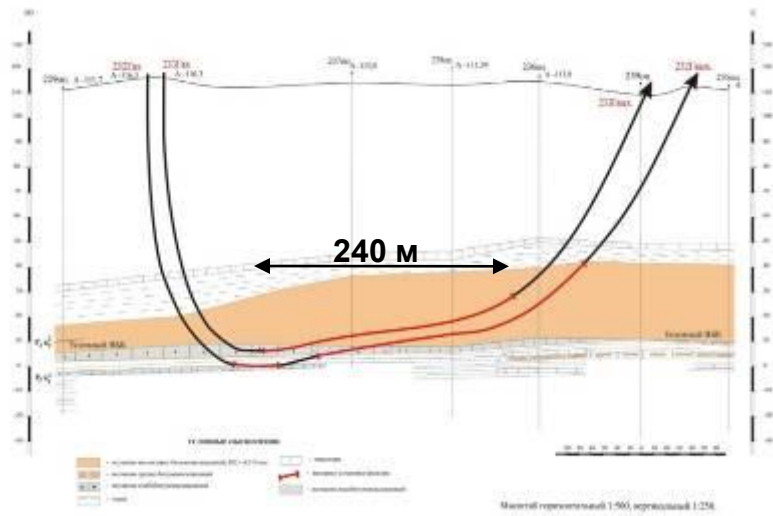


Вид сверху

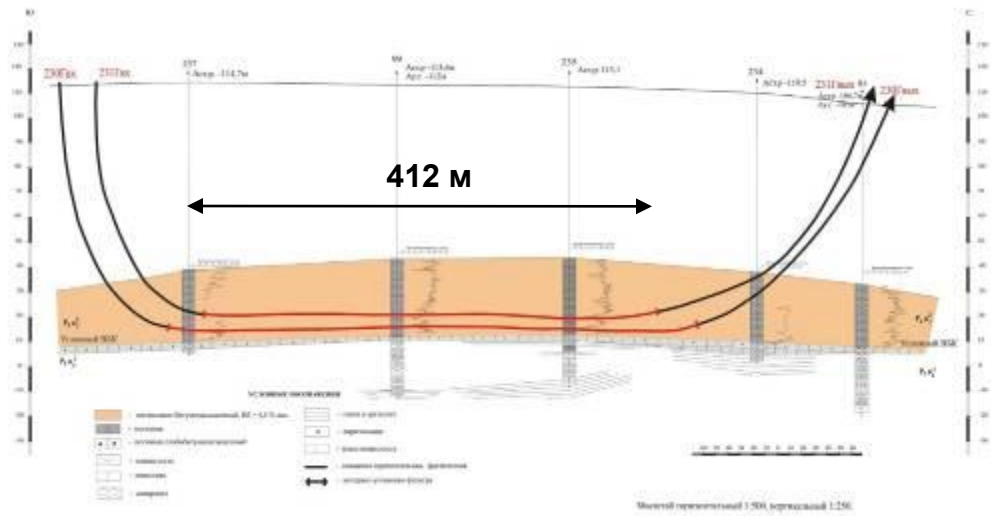
Структурная карта

Прогрев пласта паром

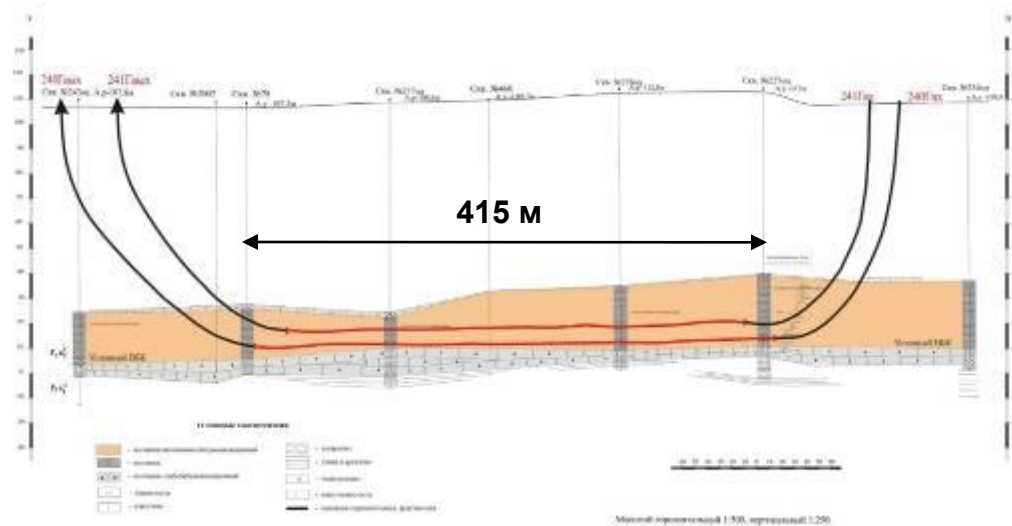




а) Профили скважин №№ 232, 233



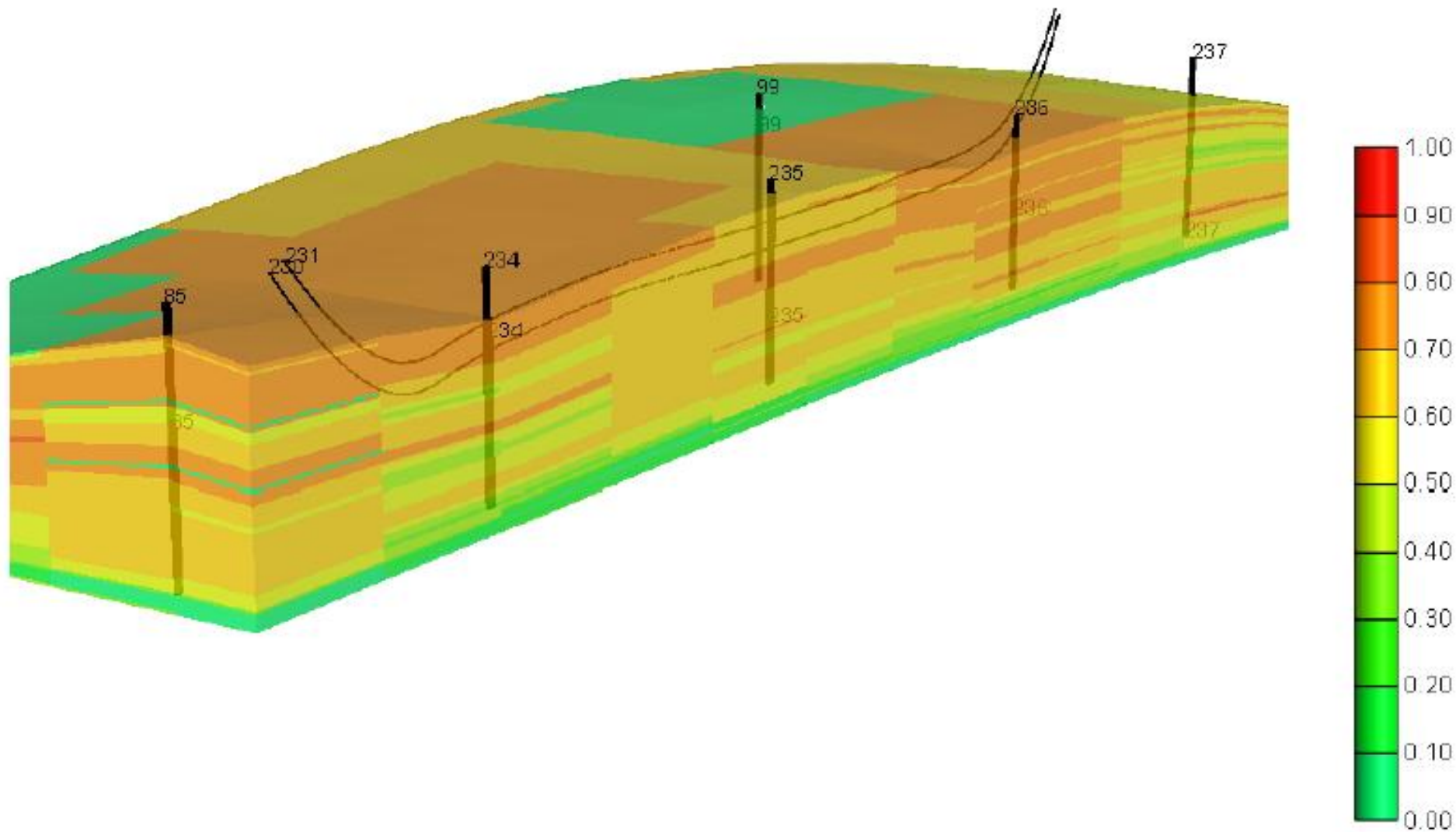
б) Профили скважин №230 и №231



в) Профили скважин №240 и №241

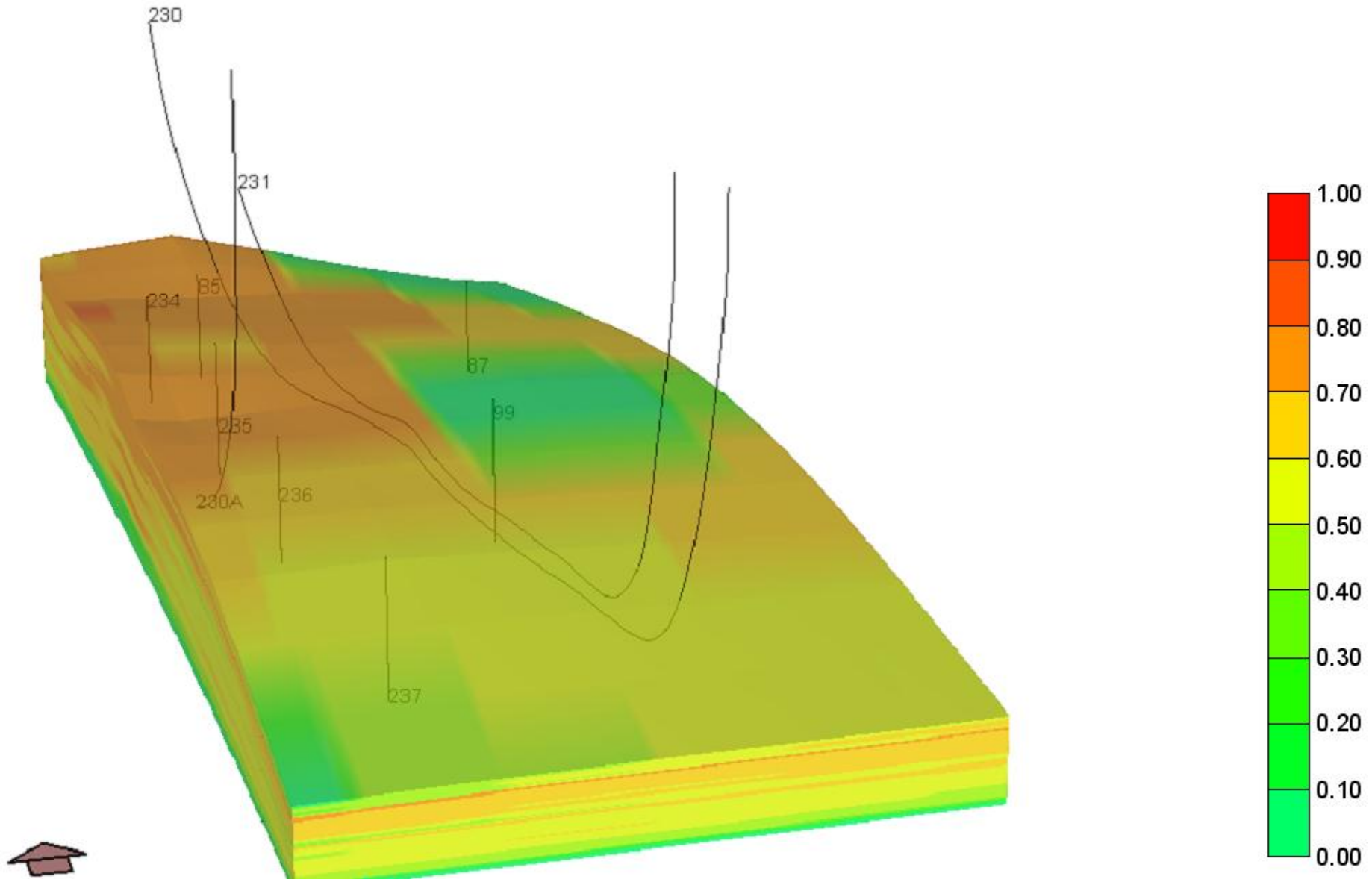
Профиль второй пары горизонтальных скважин в 3D

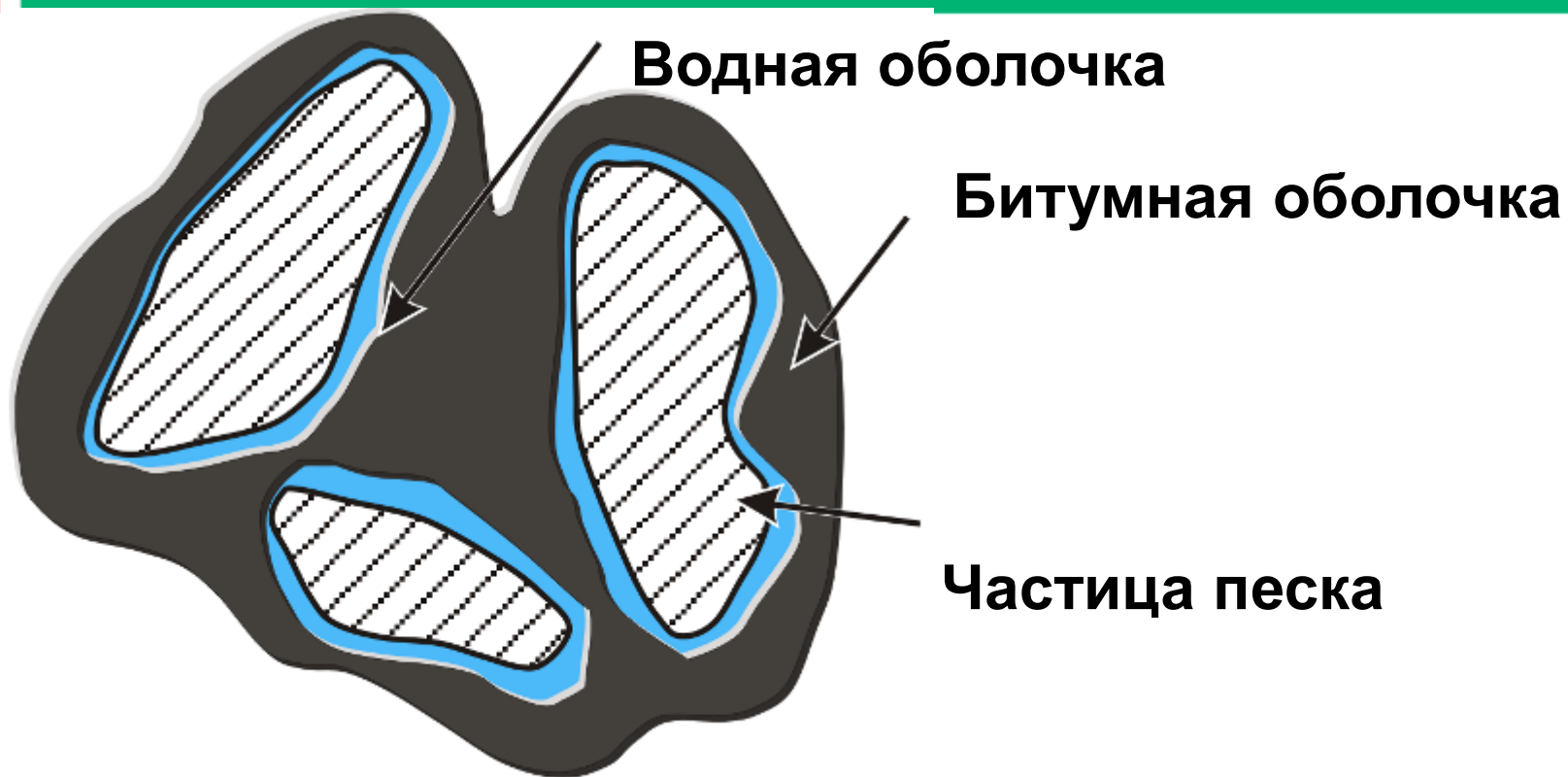
Параметр – нефтенасыщенность



Профиль второй пары горизонтальных скважин в 3D

Параметр – нефтенасыщенность

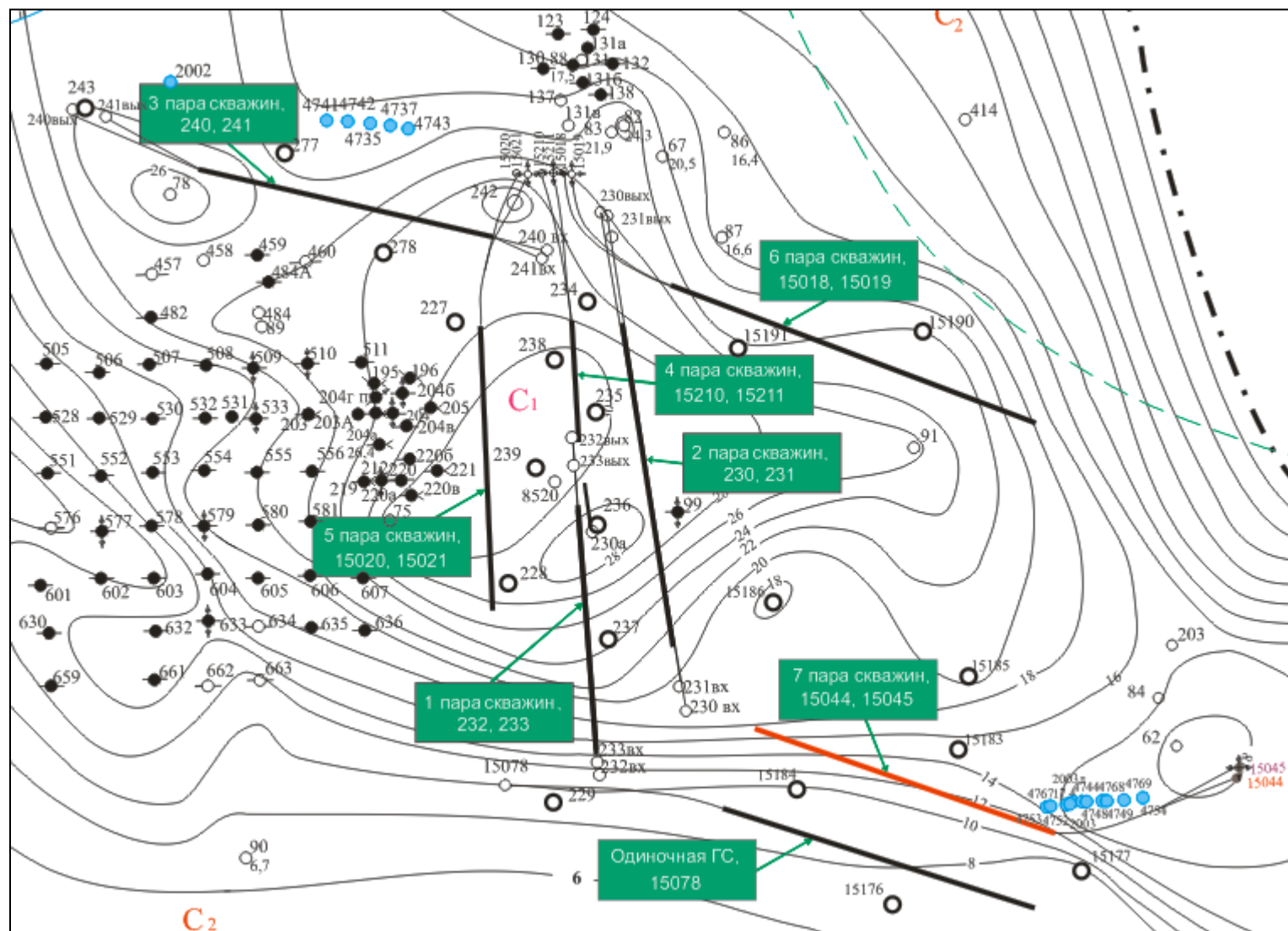






Фильтр применяется с целью увеличения срока эксплуатации скважины

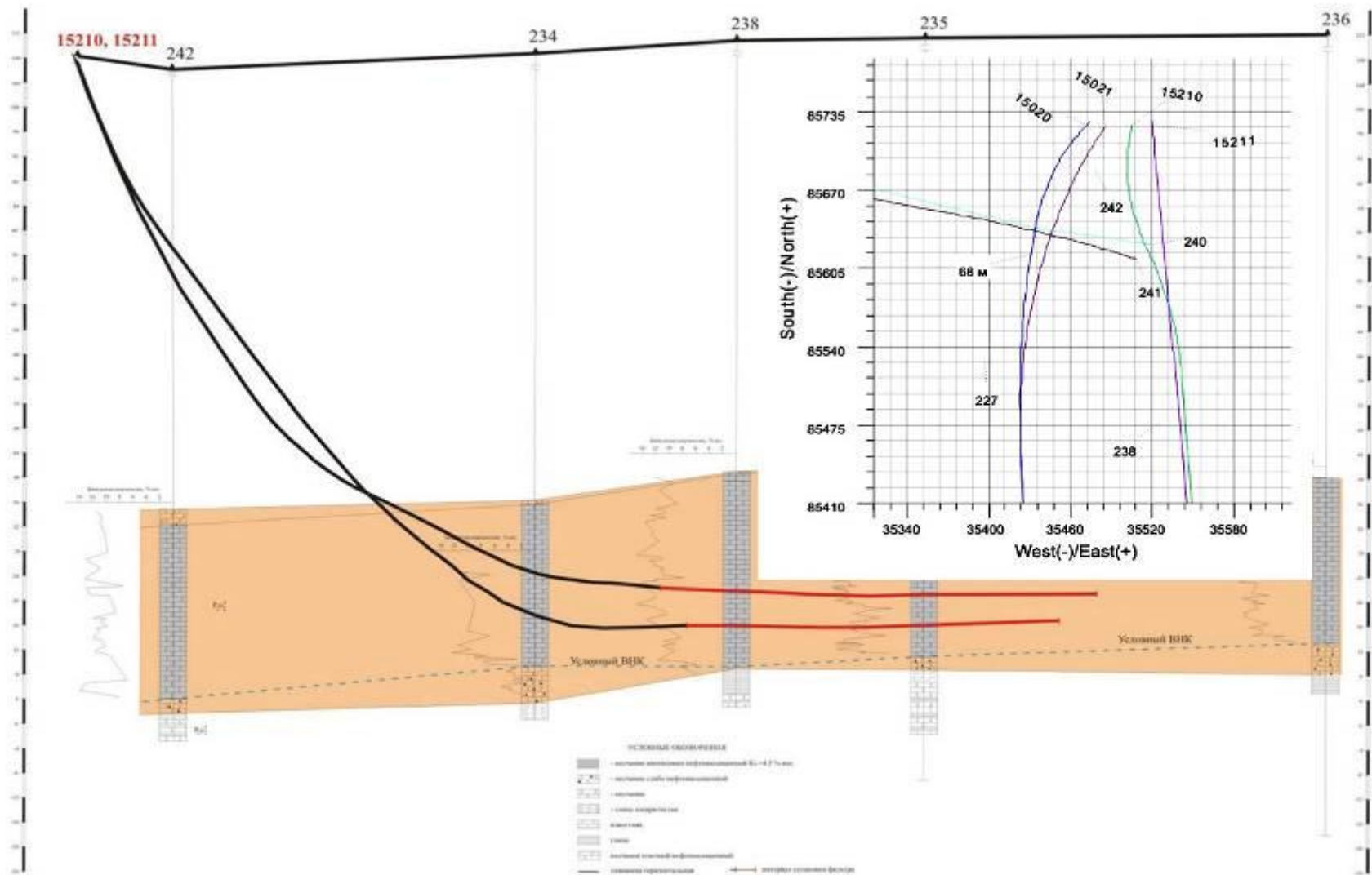
Схема опытного участка





Глубина залегания залежей сверхвязких нефтей – 50-250 м

Профили скважин №15210 и №15211

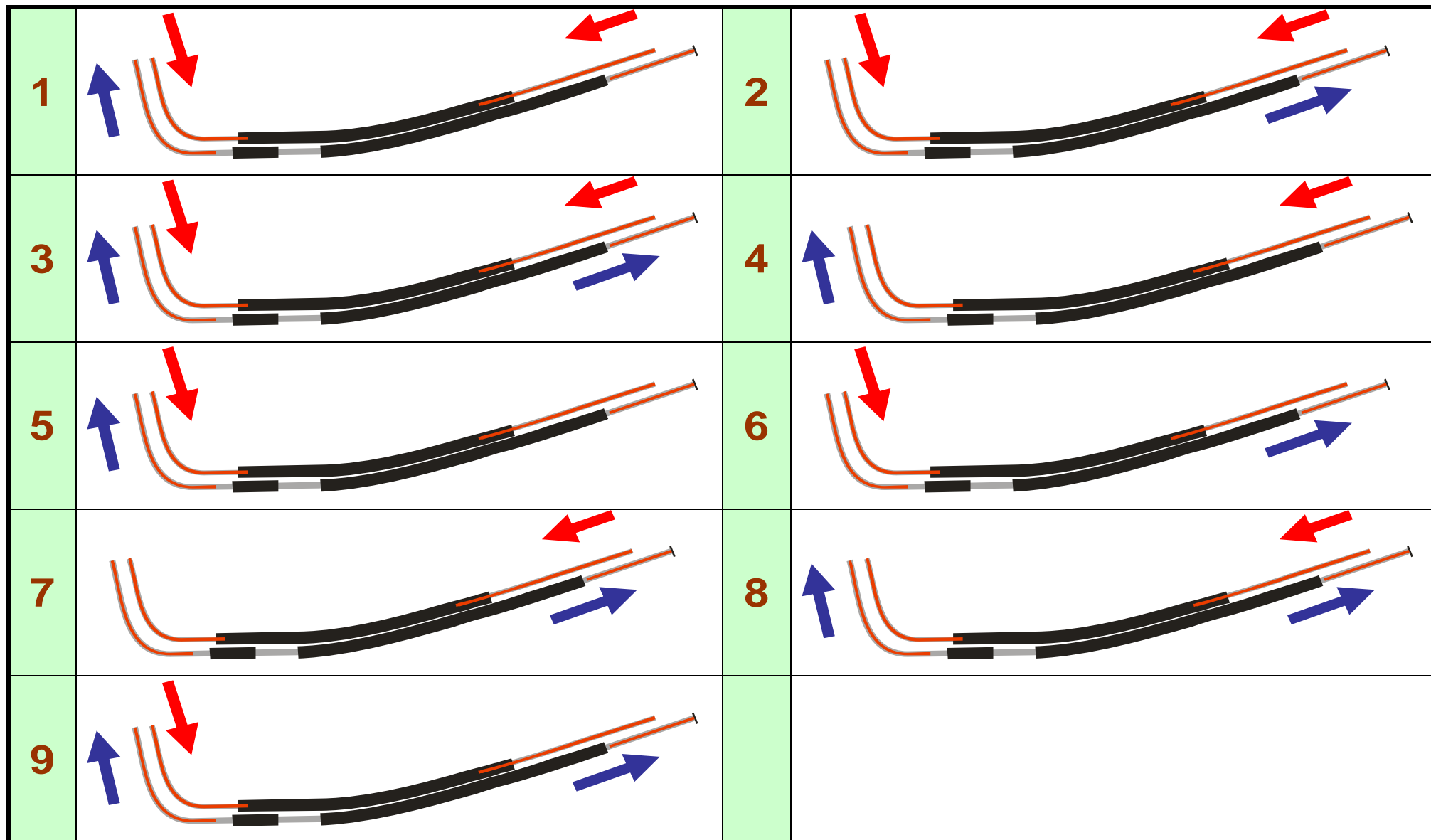




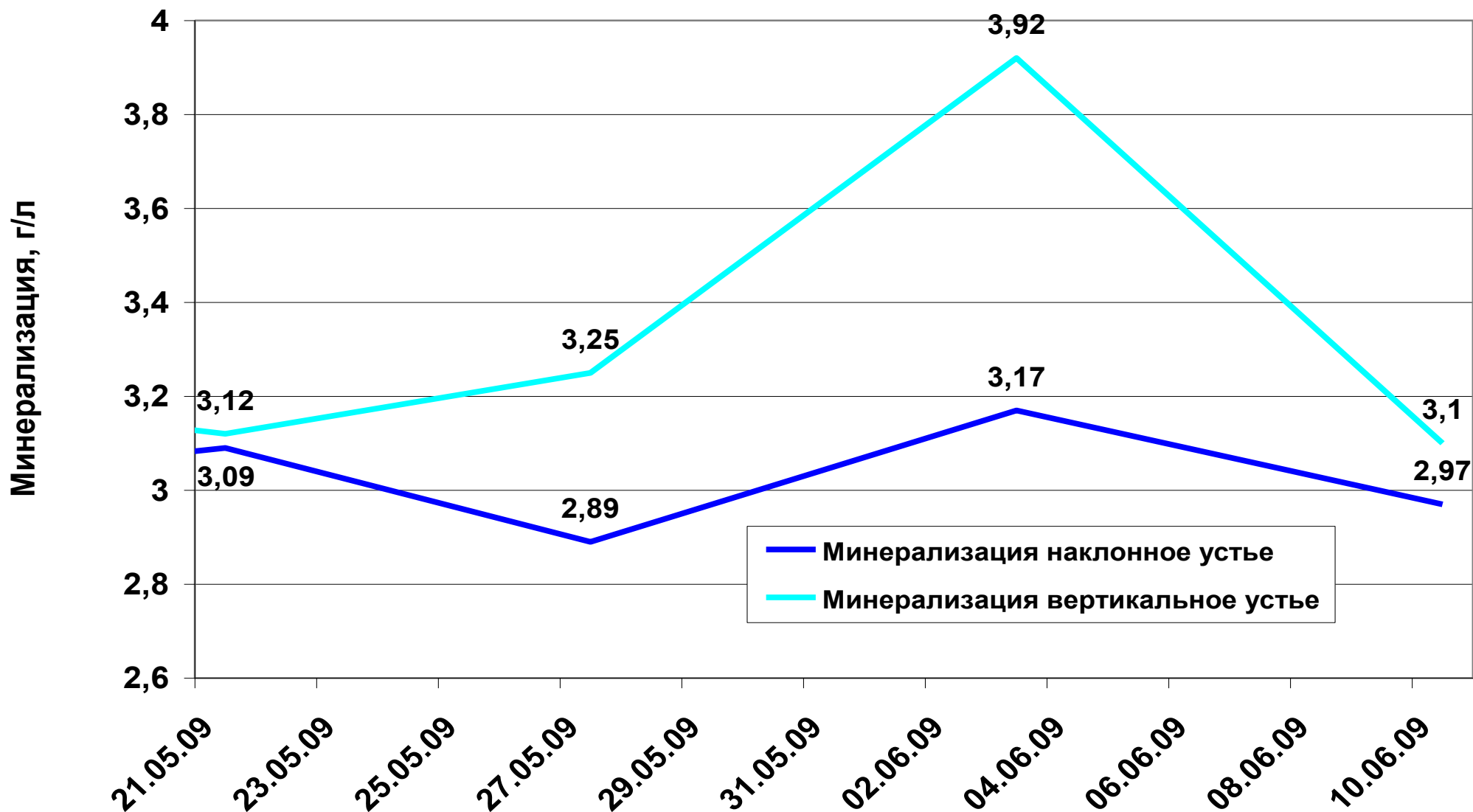
Устья скважин расположены
под углом до 45°



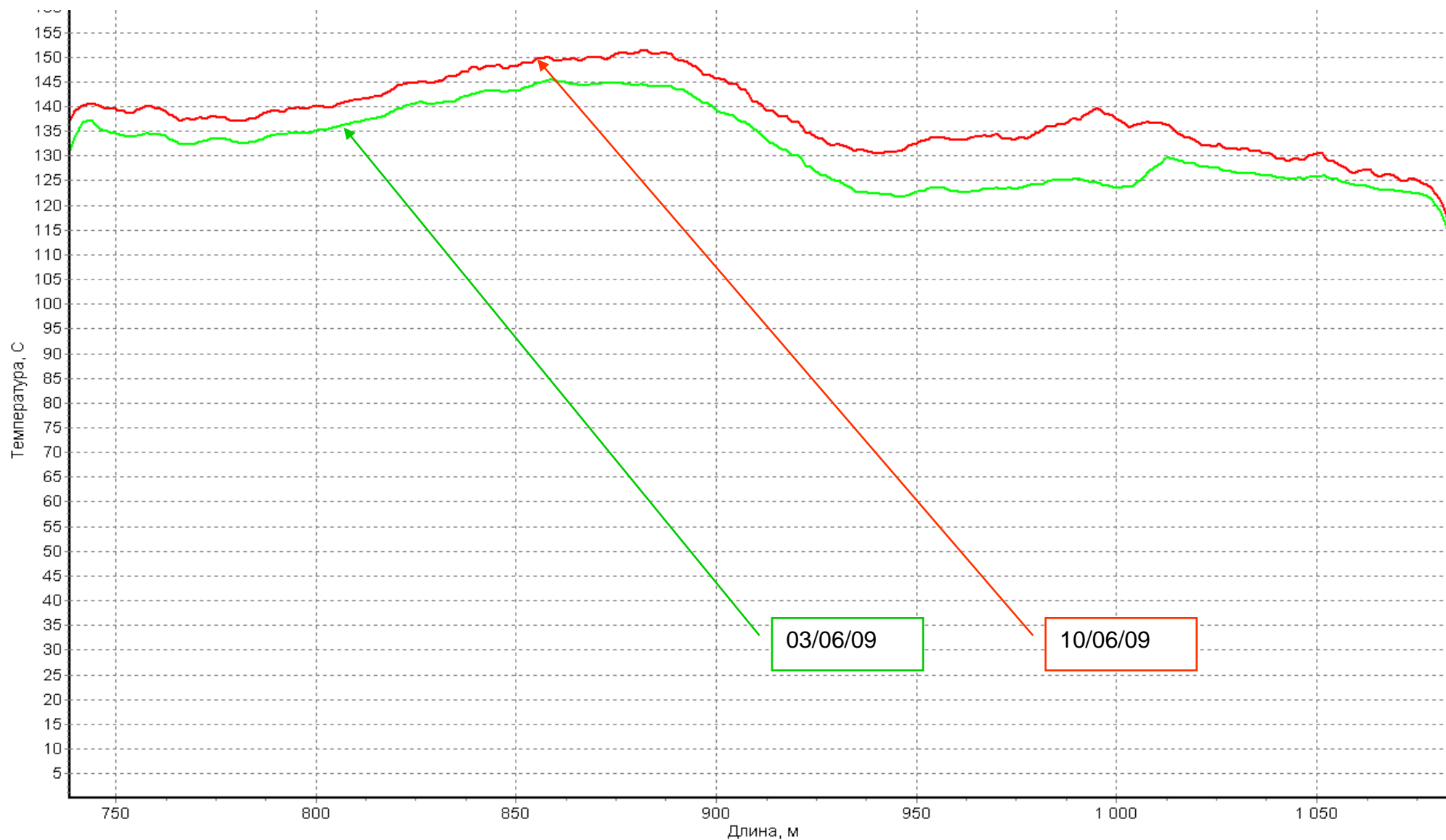
Варианты воздействия на пласт с применением двухустьевых скважин

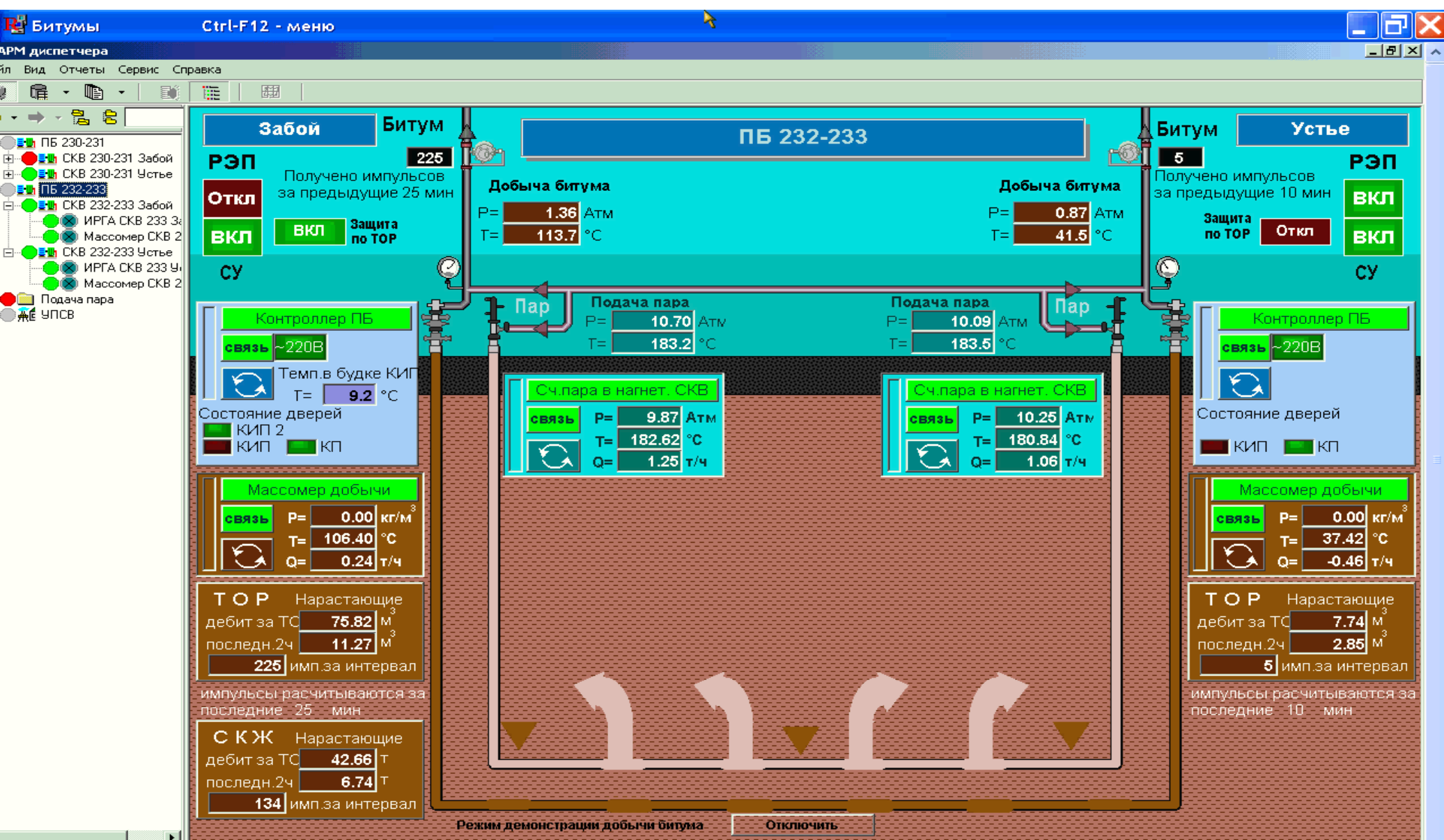


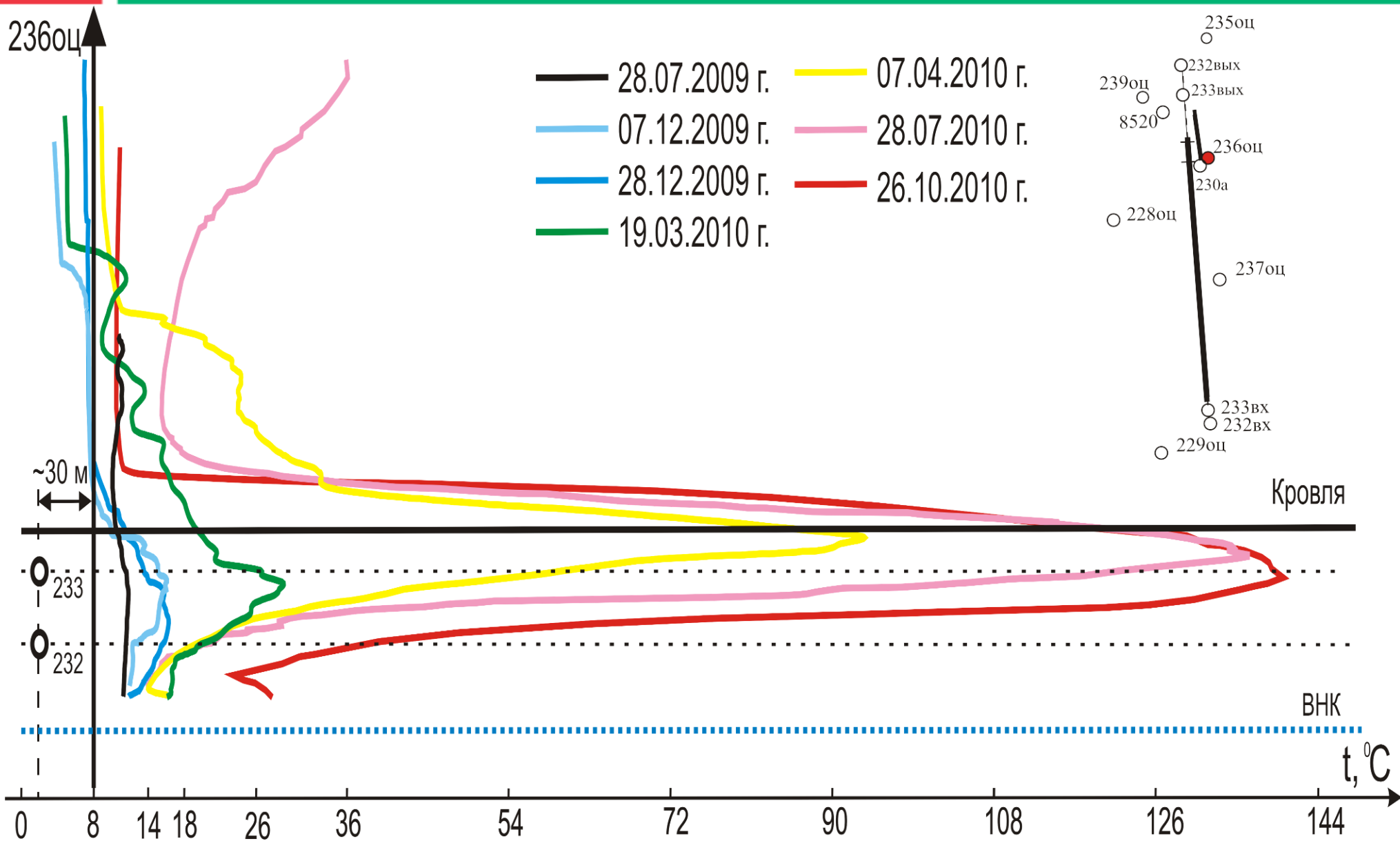
Динамика изменения минерализации и добычи жидкости за период 20.05.09-11.06.09 (скв. №230)

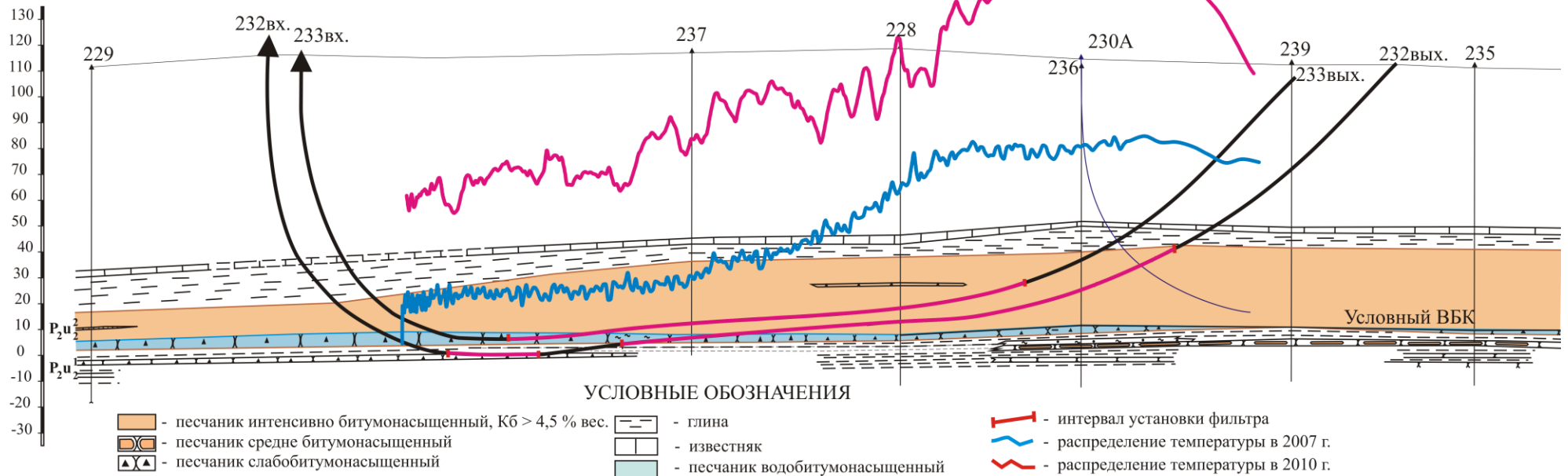


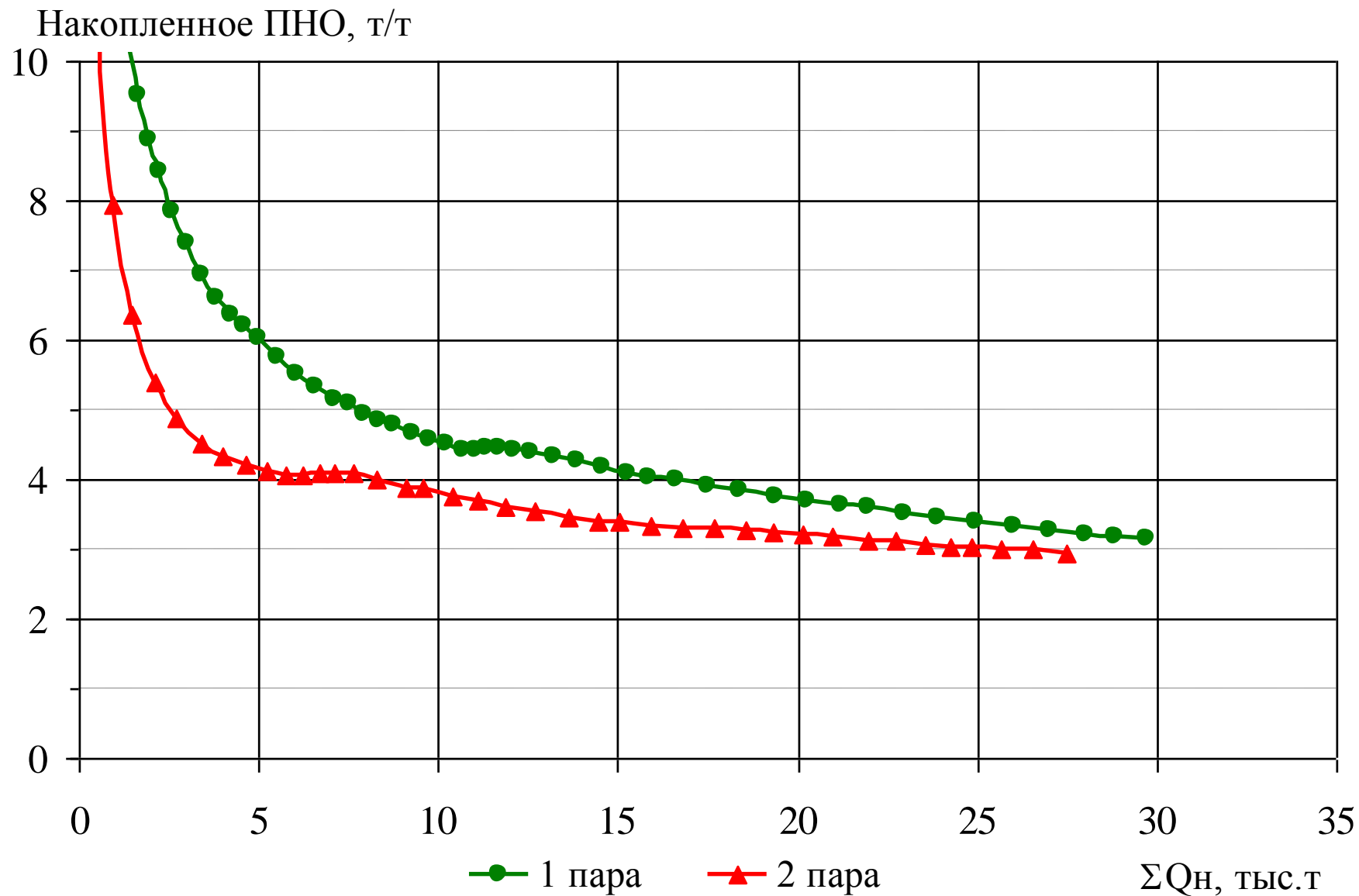
Динамика изменения температуры за период 03.06.09 –10.06.09 (скв. №230)



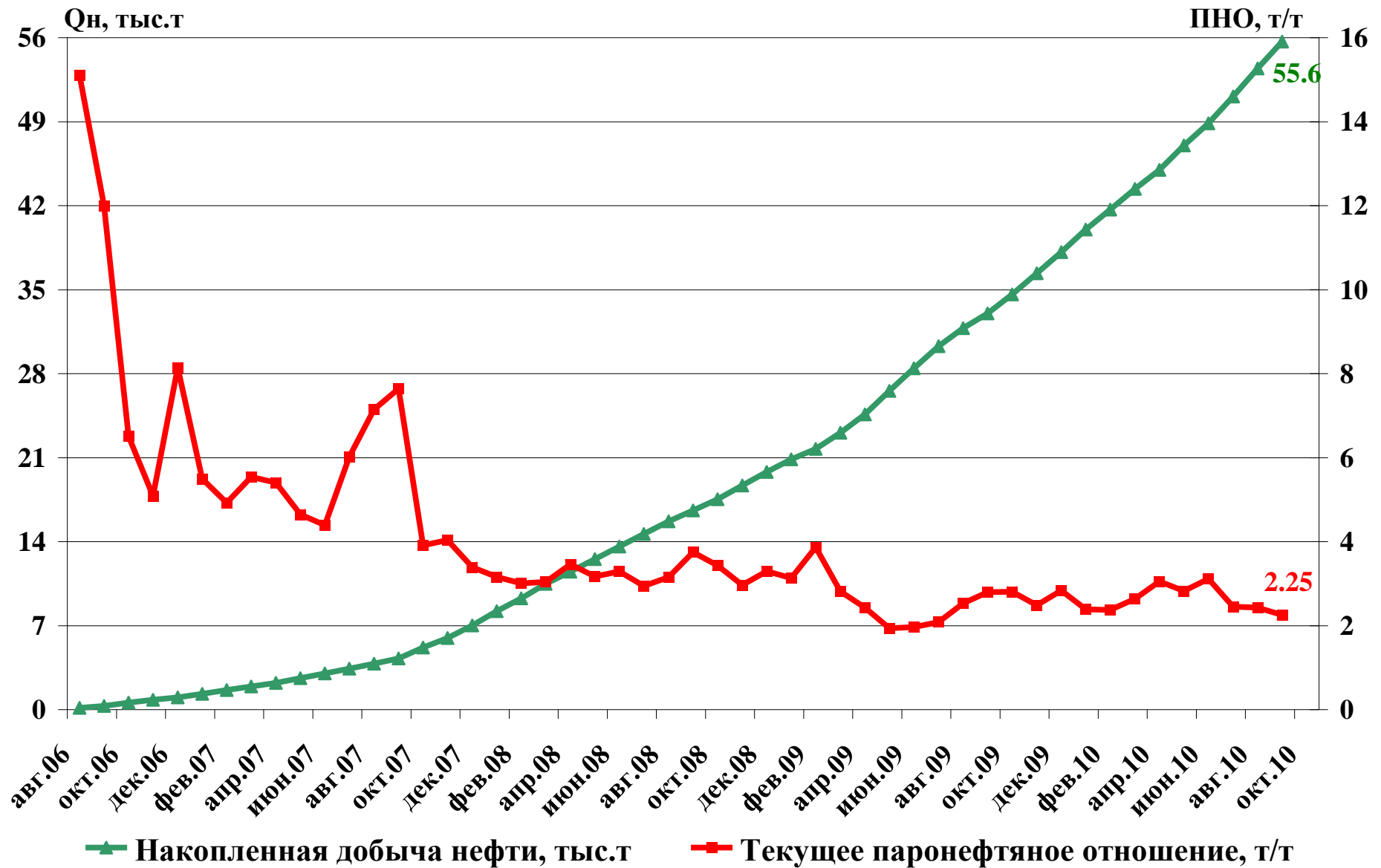








Технологические показатели опытного участка Ашальчинского месторождения



Динамика накопленного ПНО по проектам, где реализуется технология

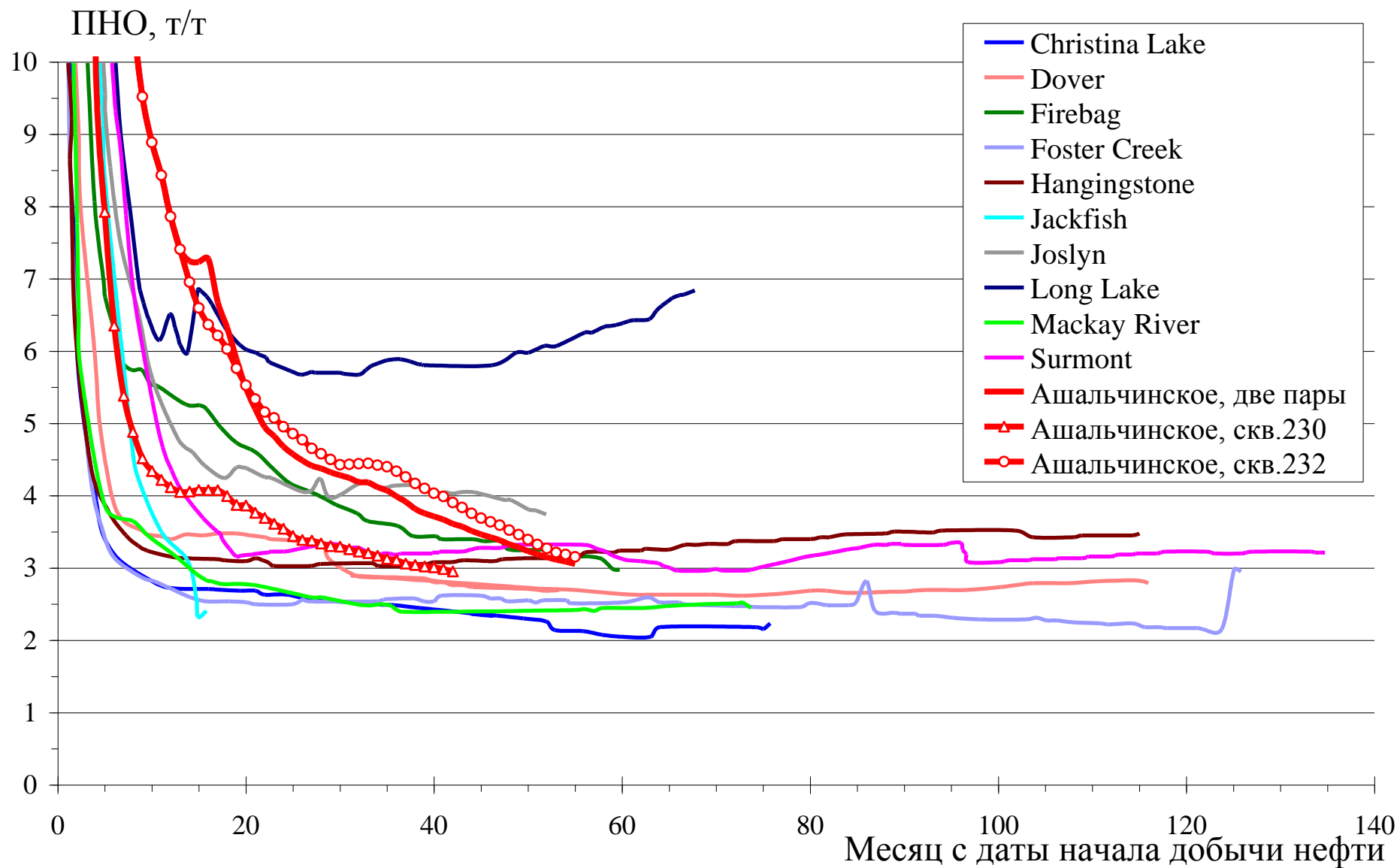
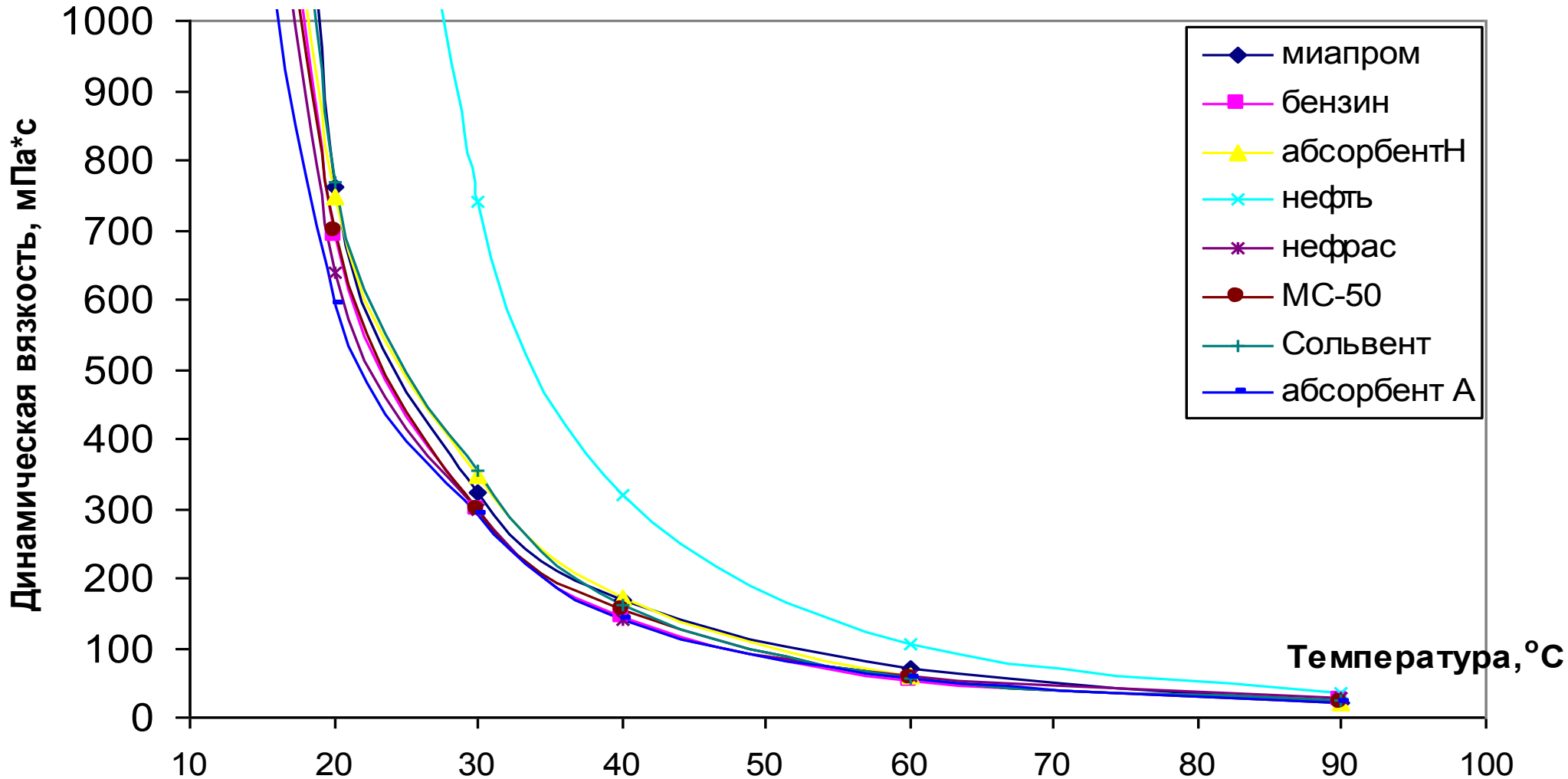
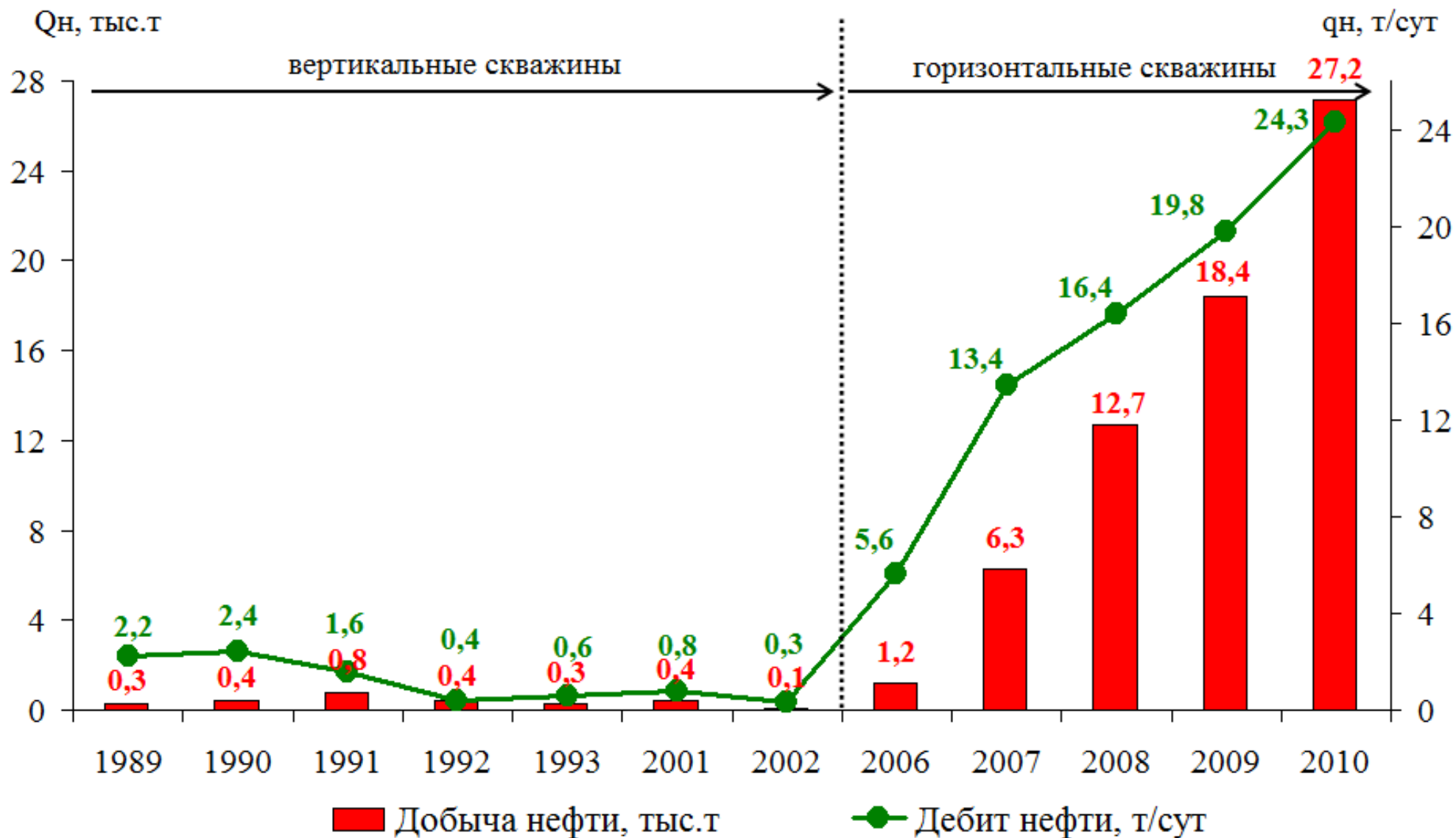


Схема размещения скважин Ашальчинского месторождения

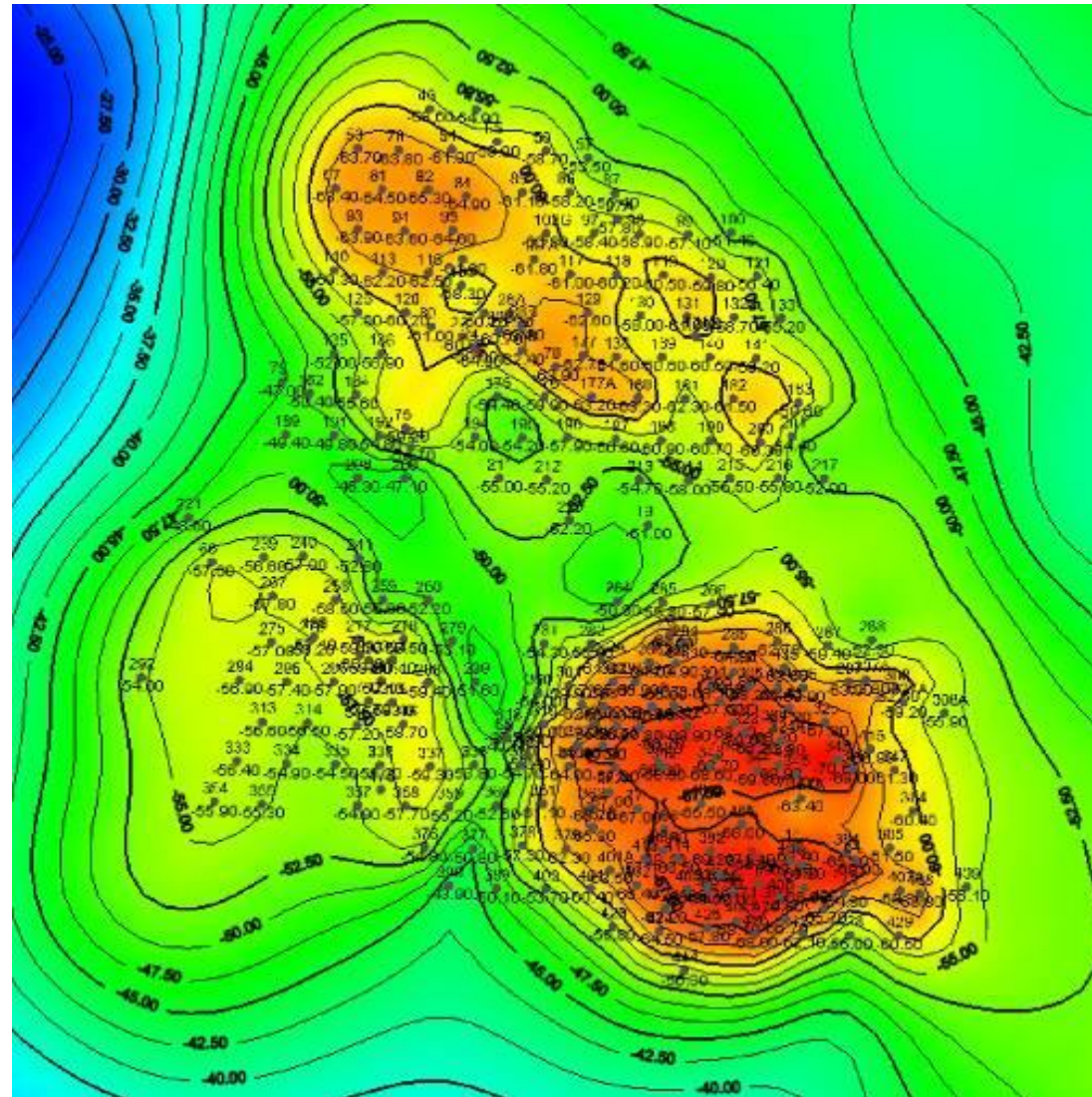


Зависимость вязкости Ашальчинской высоковязкой нефти и смесей ее, содержащих 10% растворителя

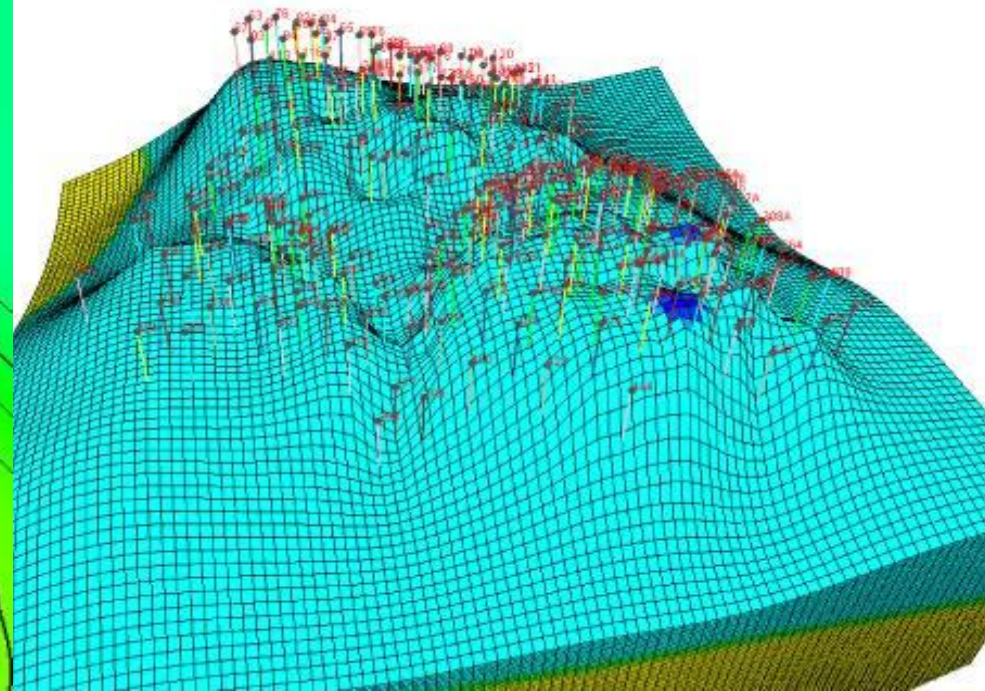


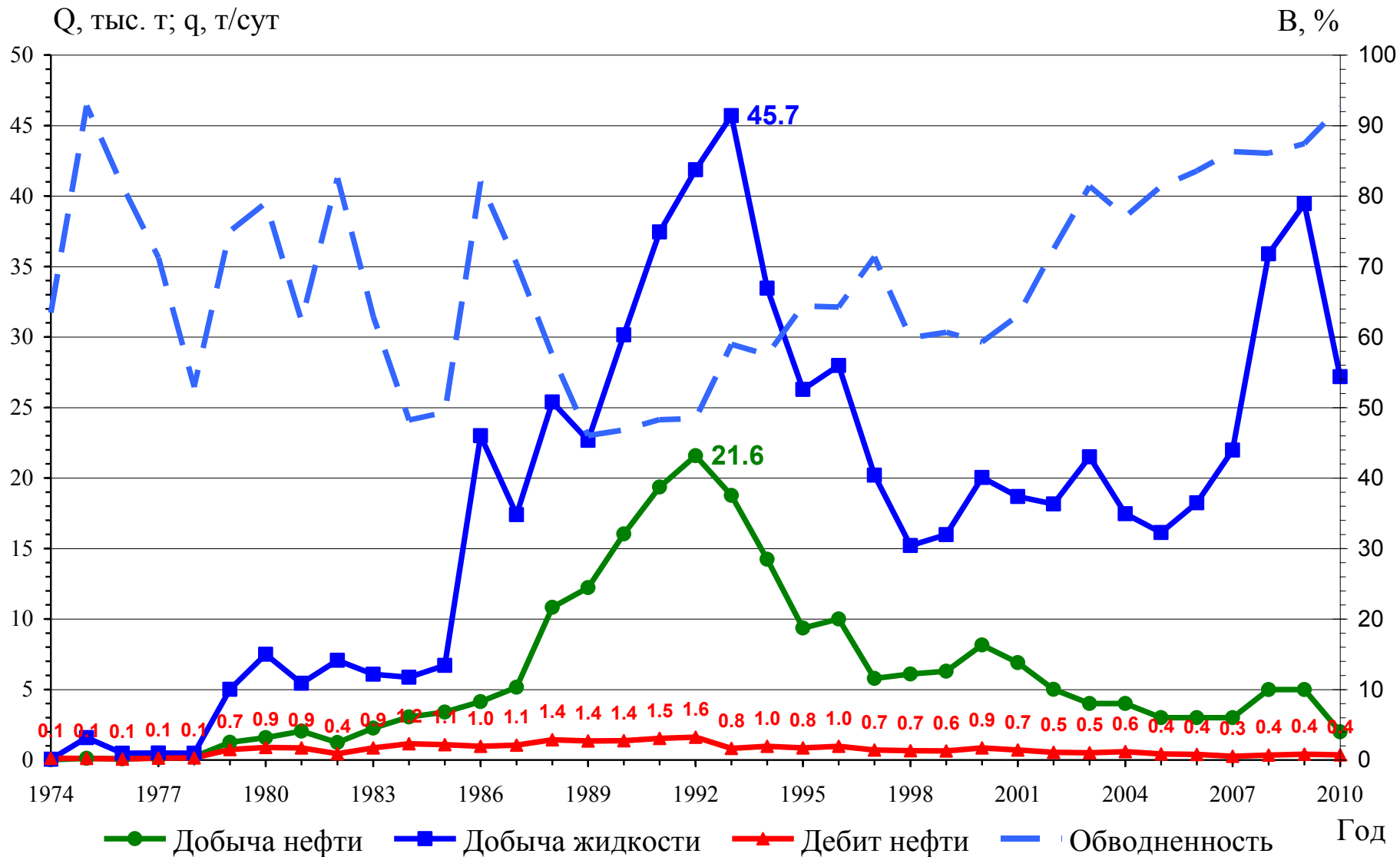


Структурная карта по кровле уфимского яруса



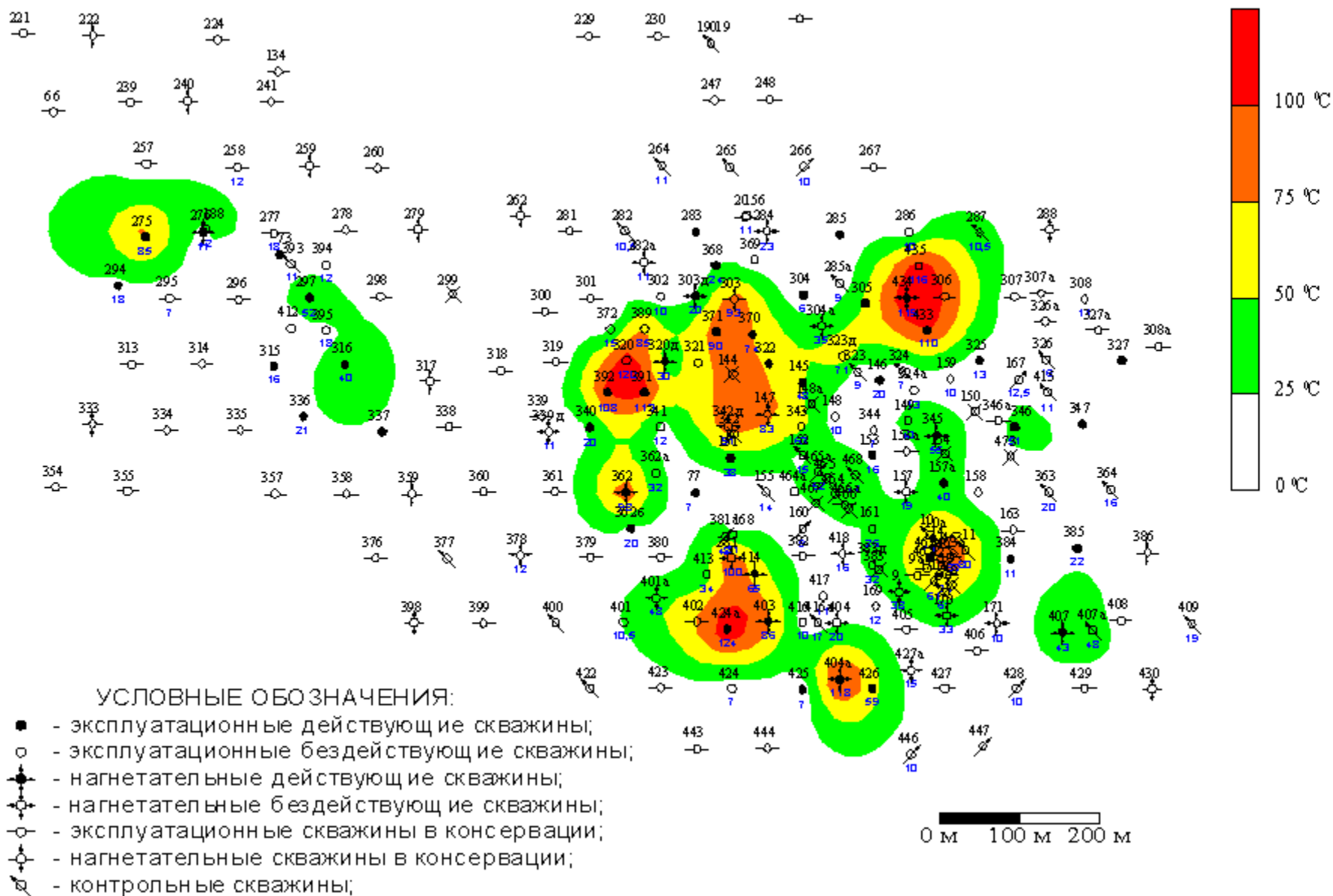
Общий вид 3D модели



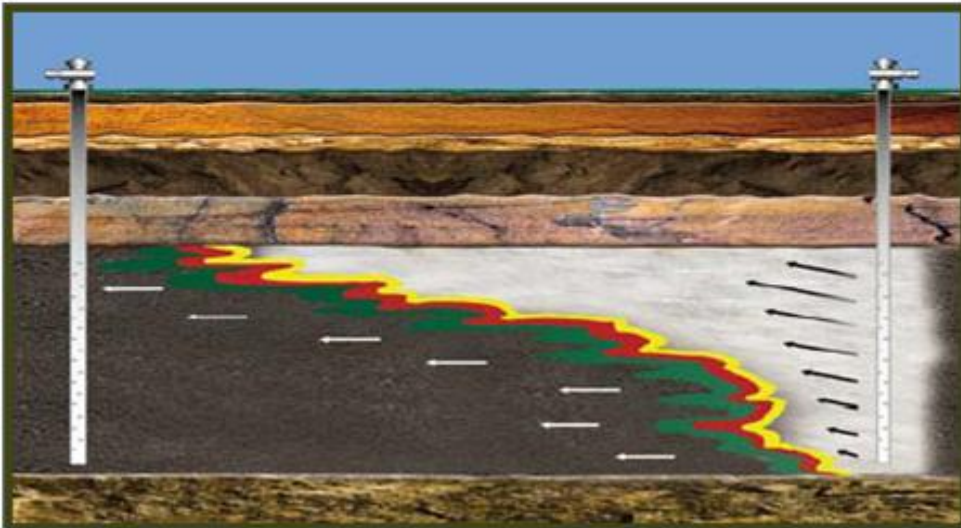


- Начало добычи **1978 год**;
- Способ добычи – **фонтанный**;
- Средний дебит **2,3 м³/сут** по жидкости, **0,5 м³/сут** по нефти;
- Средняя обводненность продукции **79,8%**;
- Удельный расход воздуха **4,4 тыс. м³/т**;

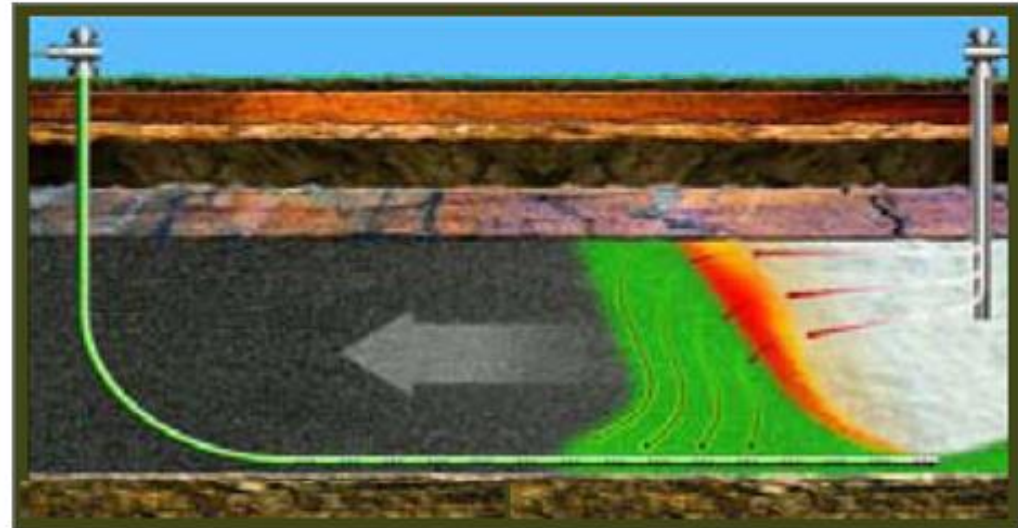
Южный и Юго-Западный участки ОПР по внутрипластовому горению (карта изотерм)



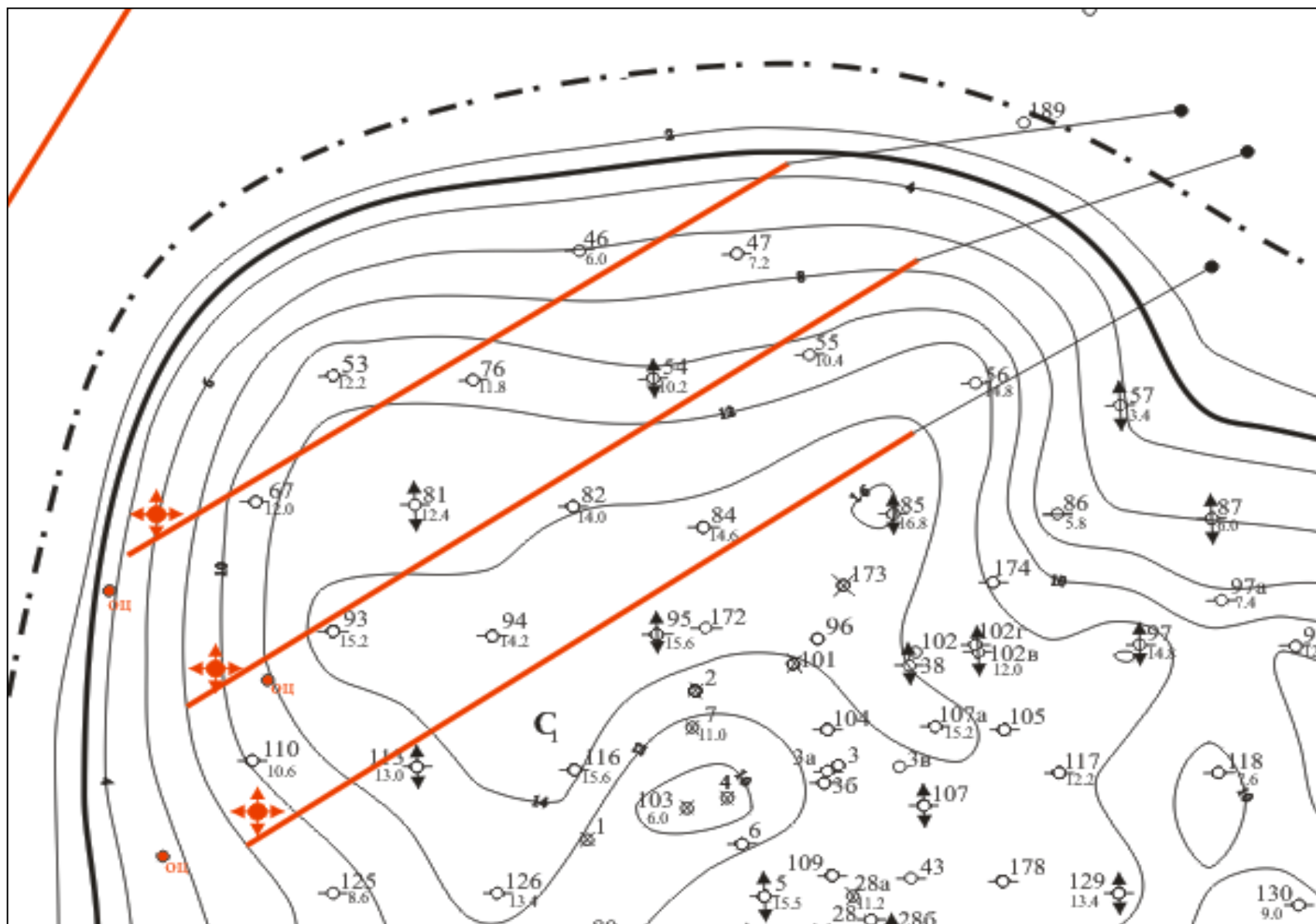
Воздействие на
большом расстоянии



Воздействие на
малом расстоянии

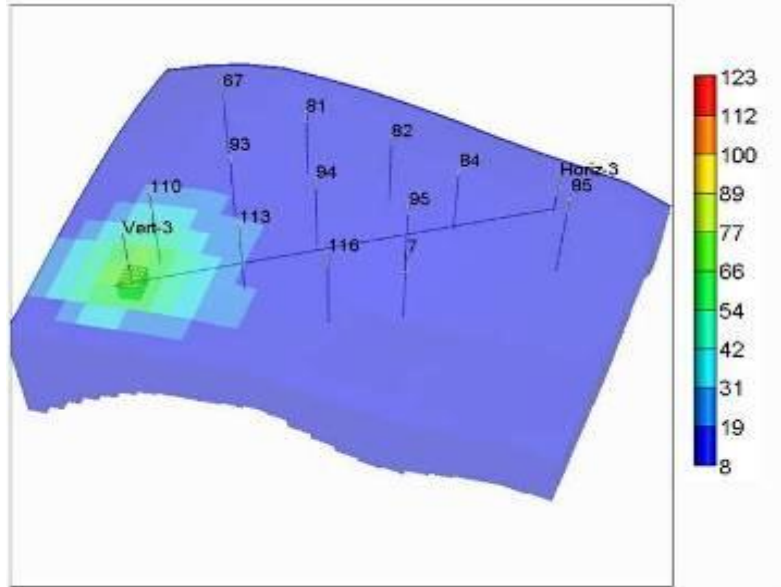


Опытный участок Мордово-Кармальского месторождения по внутрипластовому горению

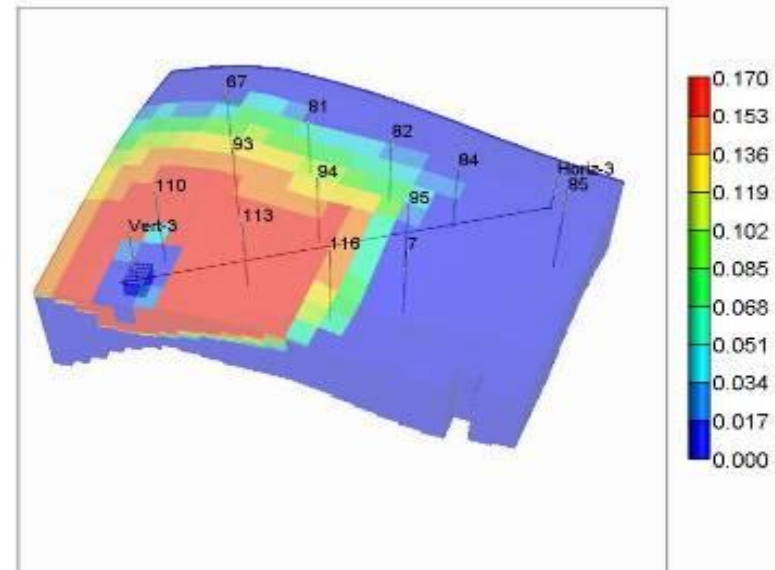
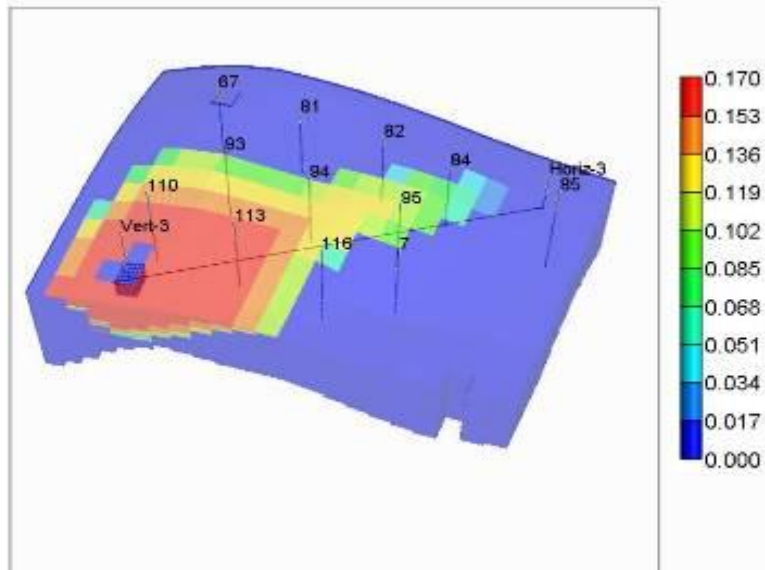
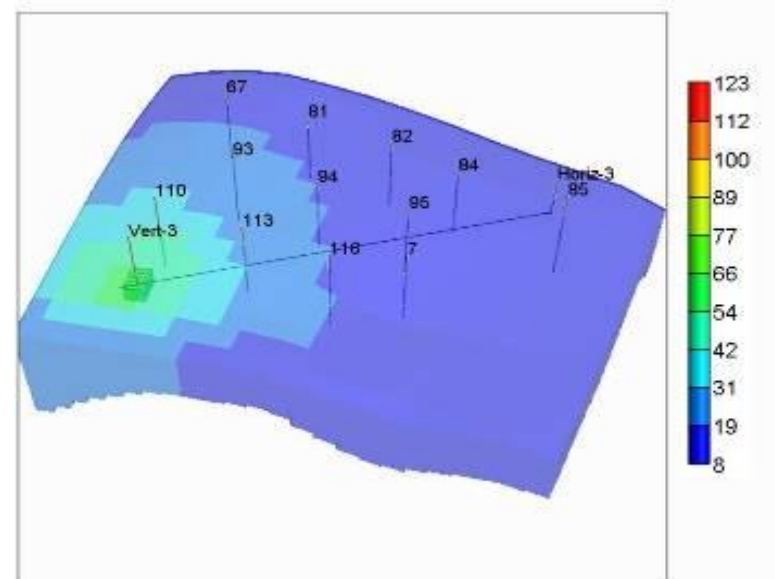


Динамика изменения температуры (сверху) и содержания газов горения (снизу)

на 1.01.2010 г.



на 1.01.2020 г.



БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ.