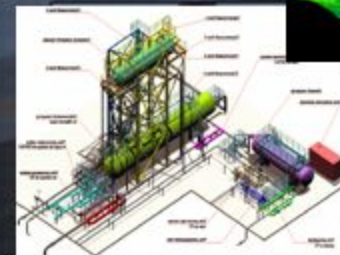
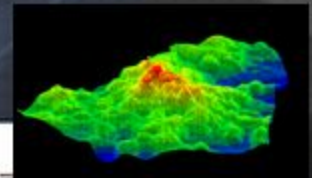
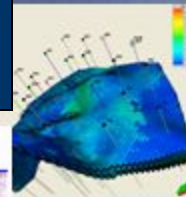
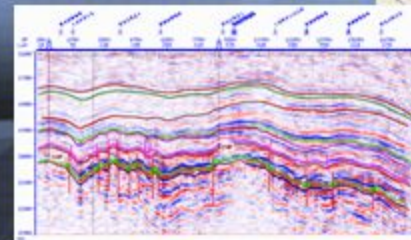
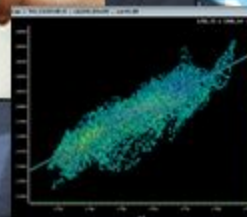
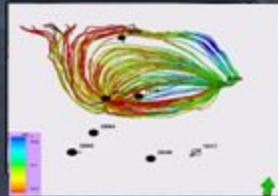


ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ТОМСКНИПНЕФТЬ

Тагайское месторождение нефти

оптимизация программы лабораторных исследований для недонасыщенного коллектора

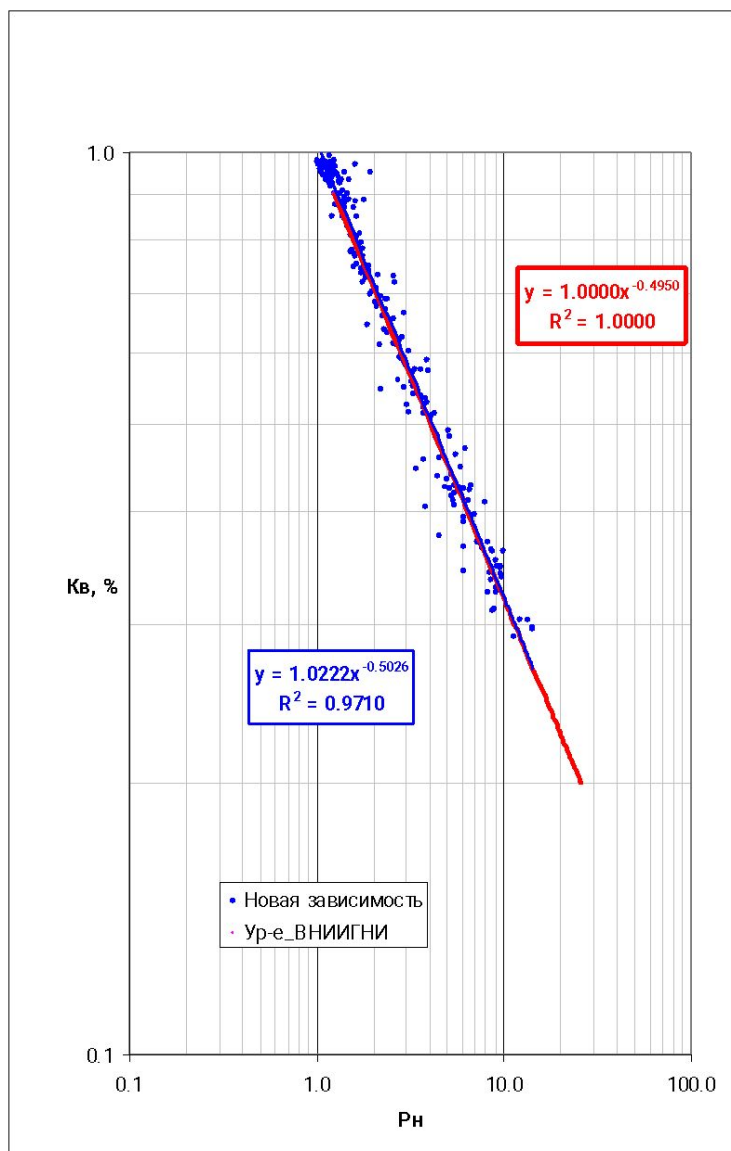


- Лабораторные определение начальной нефтенасыщенности косвенным методом (полупроницаемой мембраны) **существенно отличаются** в большую сторону от результатов интерпретации каротажей ГИС (0,53 и 0,37 для пласта Ю₁³ соответственно)

Пласт	Интерпретация ГИС		Лабораторные исследования керна*		
	интервал значений	средневзвеш. значения	количество определений	интервал значений	среднеарифм. значение
Ю ₁ ²	0,32-0,48	0,42	32	0,27-0,63	0,46
Ю ₁ ³	0,22-0,51	0,37	32	0,18-0,72	0,53

* вычисленные значения ($K_{н.н} = 1 - K_{в.о}$)

Недонасыщенный характер залежей



- Точность определения насыщенности по ГИС подтверждается результатами межлабораторного сравнительного контроля (Лаборатория петрофизики ФГУП «ВНИГНИ»)

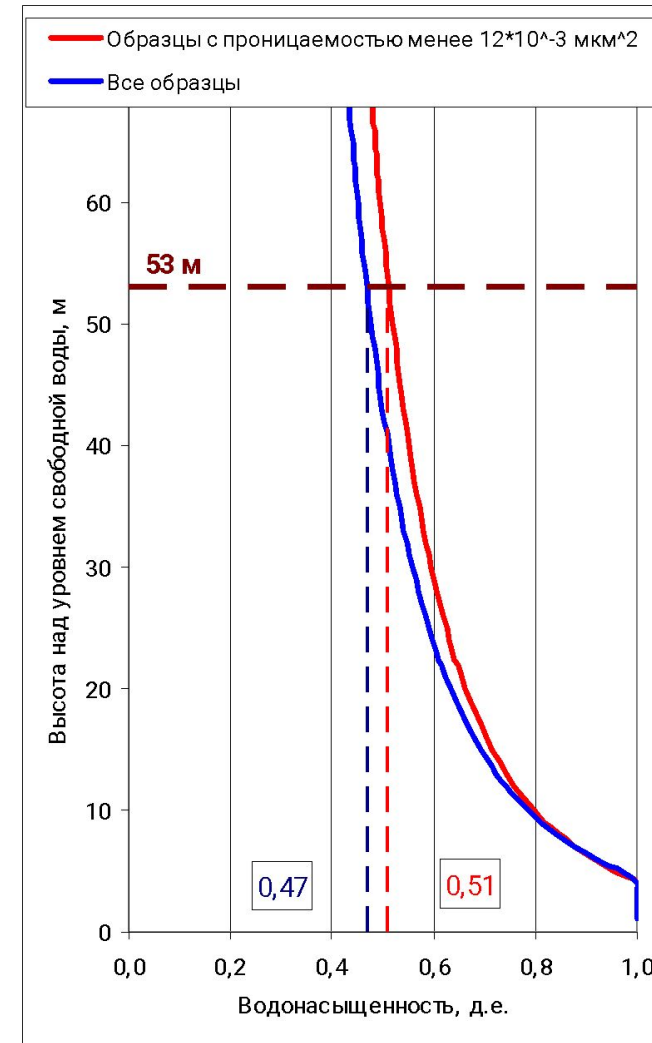
• **Вывод:** интерпретация каротажей корректна

- Проверка гипотеза о недонасыщенном характере коллектора: капиллярно-гравитационная модель (J-функция Леверетта)

$$J = \frac{P_c \sqrt{K / \phi}}{\gamma \cos \theta} \quad P_c = (\rho_v - \rho_n) * 9.8 * h$$

$$K_v = \left[\frac{(\rho_v - \rho_n) * 9.8 * h * \sqrt{K * 10^{-15} / \phi}}{0.0675 * \gamma * \cos \theta} \right] \left(-\frac{1}{3.3998} \right)$$

- **Вывод:** при амплитуде залежи 53 м нефтенасыщенность не превышает 0,53 (что соответствует максимальным значениям насыщенности по ГИС)



Корректировка программы лабораторных исследований

- Традиционный дизайн первоначальной программы исследований: модель пласта с нефтенасыщенностью, соответствующей значению по косвенному методу

Номер образца		Открытая пористость, %	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Начальная водонасыщенность, д.е.	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения нефти водой, д.е.
1	3185-07//	16,2	47,6	0,362	0,638	0,260	0,593
2	3188-07//	16,0	42,8	0,339	0,661	0,240	0,637
3	510-08//	16,7	33,6	0,376	0,624	0,246	0,606
4	520-08//	16,2	24,7	0,402	0,598	0,250	0,581
5	3191-07//	14,7	17,9	0,407	0,593	0,240	0,595
6	3183-07//	16,2	14,7	0,422	0,578	0,294	0,492
7	3175-07//	16,7	6,5	0,550	0,450	0,204	0,547
8	3174-07//	16,7	4,3	0,594	0,406	0,202	0,503
9	3178-07//	15,7	4,0	0,581	0,419	0,233	0,444
10	3177-07//	15,3	3,4	0,590	0,410	0,220	0,462
Среднее		16,0	19,9	0,462	0,538	0,239	0,546

- Вывод:** традиционный дизайн программы лабораторных исследований некорректен для недонасыщенного коллектора ($K_{н.н} = 0,32$)

Корректировка программы лабораторных исследований

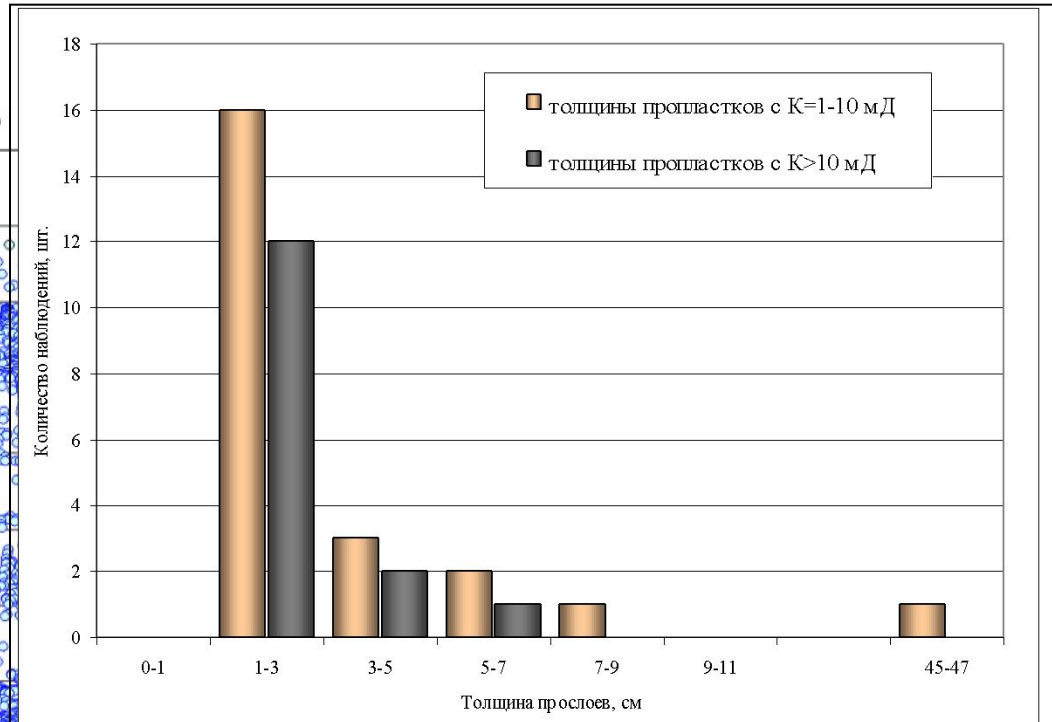
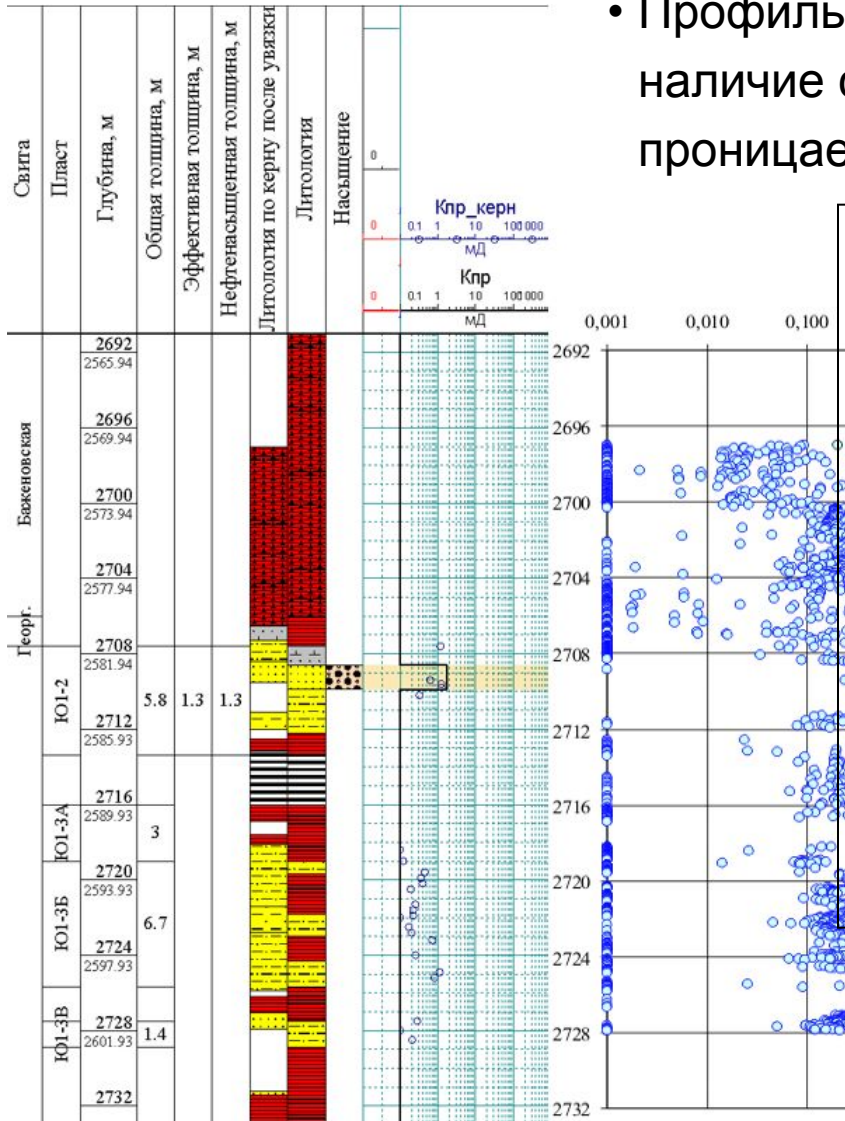
- Проведение серии тестов ($K_{\text{ВЫТ}}$) № 2 с насыщенностью, соответствующей установленной по ГИС ($K_{\text{Н.Н}}=0,3-0,4$)

Номер образца		Открытая пористость, %	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Начальная водонасыщенность, д.е.	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения нефти водой, д.е.
Серия тестов № 1							
Среднее		16,0	19,9	0,462	0,538	0,239	0,546
Серия тестов № 2							
7	3175-07//	16,7	6,5	0,604	0,396	0,218	0,449
8	3174-07//	16,7	4,3	0,656	0,344	0,214	0,377
9	3178-07//	15,7	4,0	0,700	0,300	0,202	0,327
10	3177-07//	15,3	3,4	0,655	0,345	0,215	0,377
Среднее		16,1	4,6	0,654	0,346	0,212	0,383

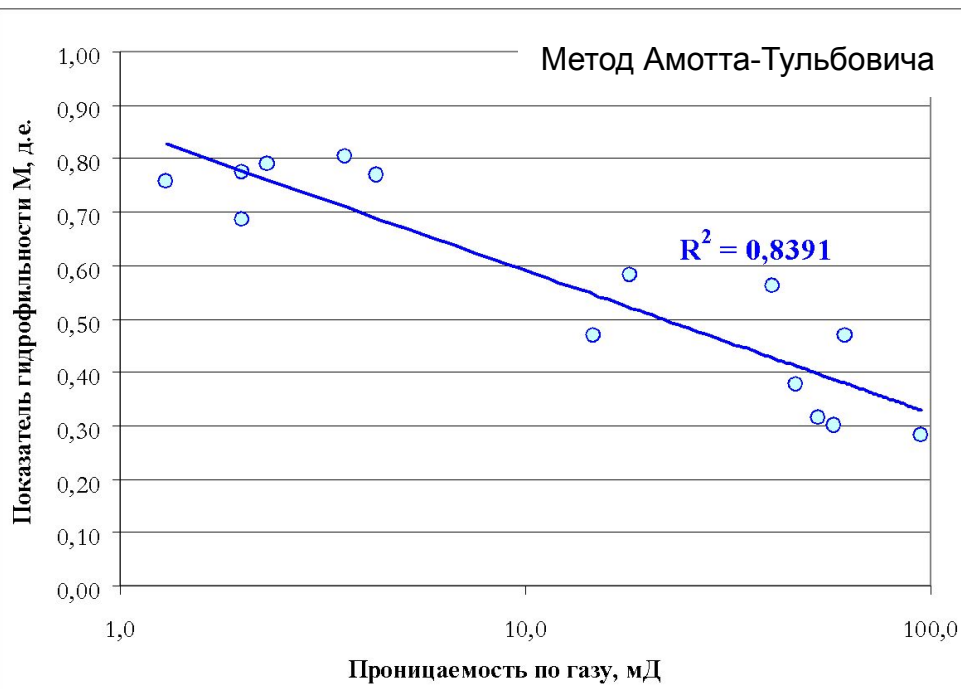
- **Вывод:** применение адаптированной программы лабораторных исследований позволило уточнить значения коэффициента вытеснения ($K_{\text{ВЫТ}}=0,383$)

Уточнение структуры коллектора

- Профильная пермеметрия позволила установить наличие субдециметровых прослоев с повышенной проницаемостью (до 100 мД по газу)



- Доля прослоев с проницаемостью более 10 мД по газу в разрезе пласта Ю₁³ (скв. № 14) менее 5 %



- Установлена взаимосвязь между проницаемостью и степенью гидрофильности:

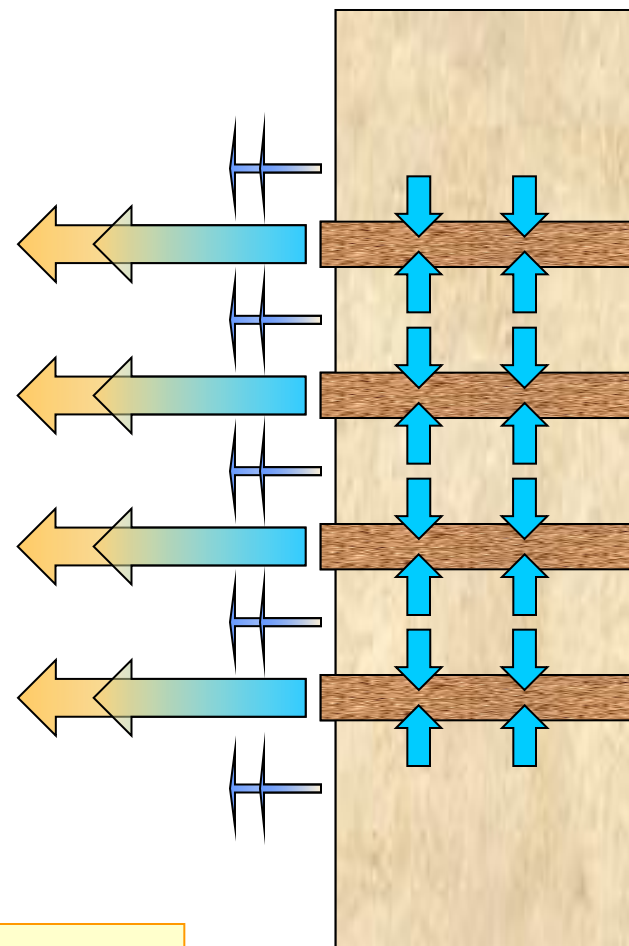
- низкопроницаемые образцы преимущественно гидрофильны, высокопроницаемые – преимущественно гидрофобны
- гидрофобность высокопроницаемых прослоев обусловлена более высокой начальной нефтенасыщенностью

Вывод

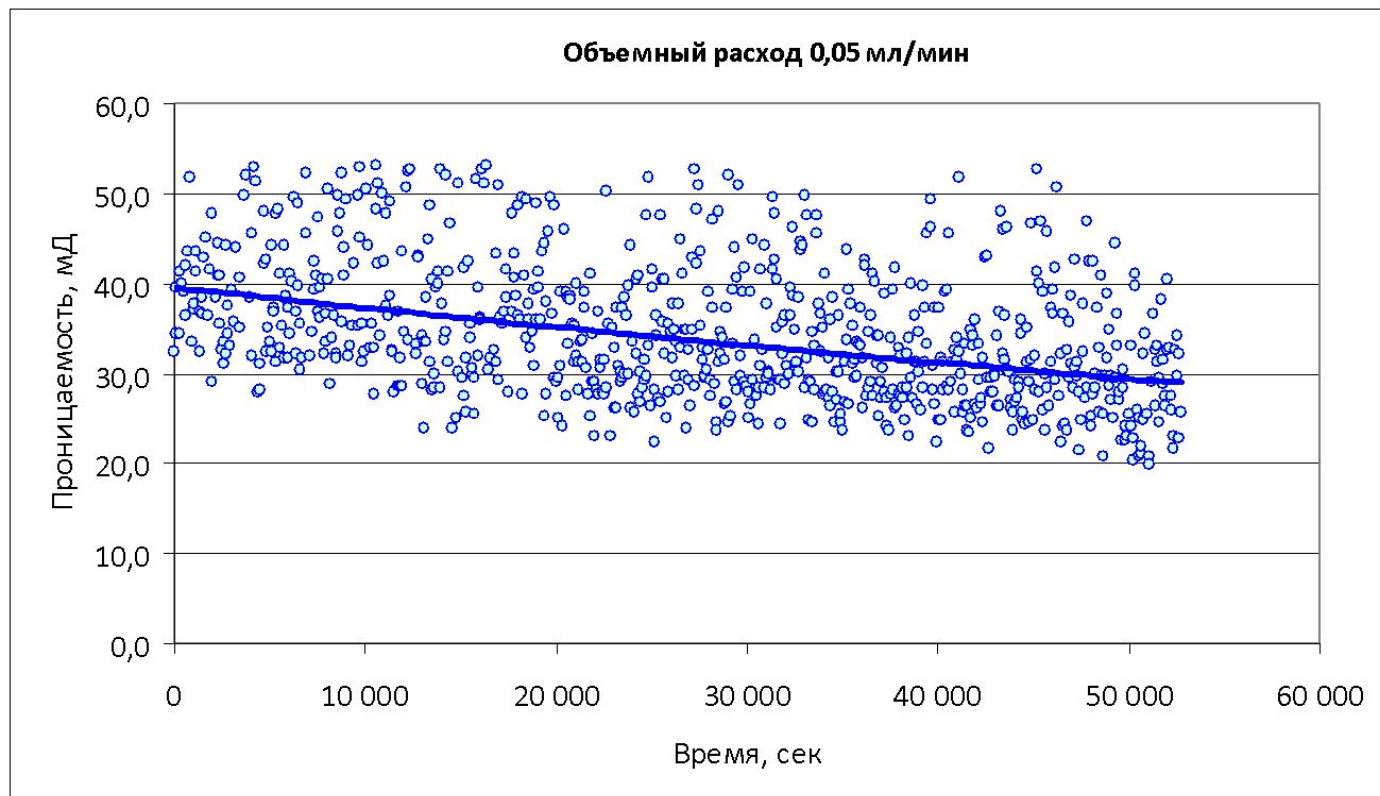
- нефть содержится, главным образом, в более проницаемых прослоях, составляющих менее 5 % общей толщины коллектора

Значения параметра гидрофильности М, д.е.	Характеристика смачиваемости коллектора
0,0 - 0,2	Гидрофобный
0,2 - 0,4	Преимущественно гидрофобный
0,4 - 0,6	Промежуточная смачиваемость
0,6 - 0,8	Преимущественно гидрофильный
0,8 - 1,0	Гидрофильный

- При запуске скважин приток флюида обеспечивается главным образом высокопроницаемыми прослоями, которые фильтруют, главным образом, нефть
- Низкопроницаемая часть коллектора обеспечивает незначительный приток воды
- В дальнейшем скважинная продукция прогрессивно обводняется за счет начала преимущественной фильтрации воды из высокопроницаемых прослоев



- Обводнение продукции скважин месторождения: первый год разработки – 17 %, второй год – 36 %



- Изменение проницаемости образцов керна Зап.-Салымского месторождения во времени (раствор КСІ с минерализацией 50 г/л)