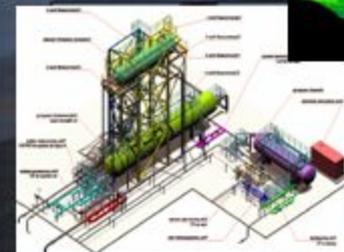
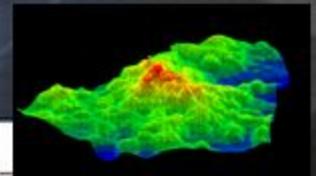
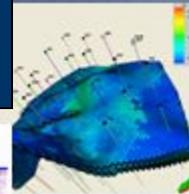
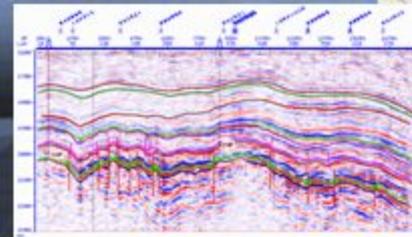
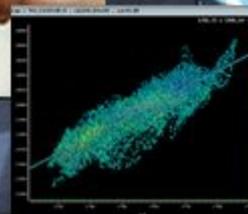
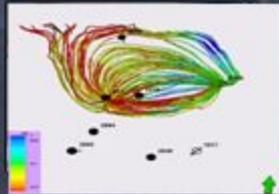


ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА  
ТОМСКНИПНЕФТЬ

# Тагайское месторождение нефти

оптимизация программы лабораторных исследований для недонасыщенного коллектора

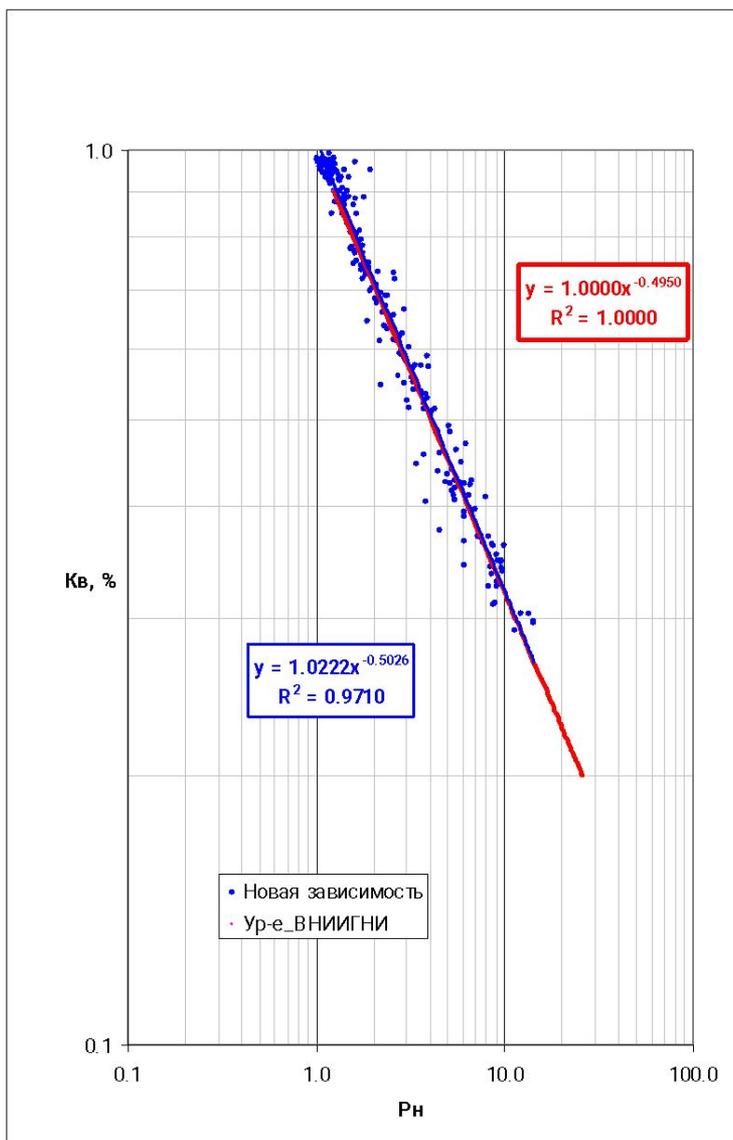


- Лабораторные определение начальной нефтенасыщенности косвенным методом (полупроницаемой мембраны) **существенно отличаются** в большую сторону от результатов интерпретации каротажей ГИС (0,53 и 0,37 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> соответственно)

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

\* 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

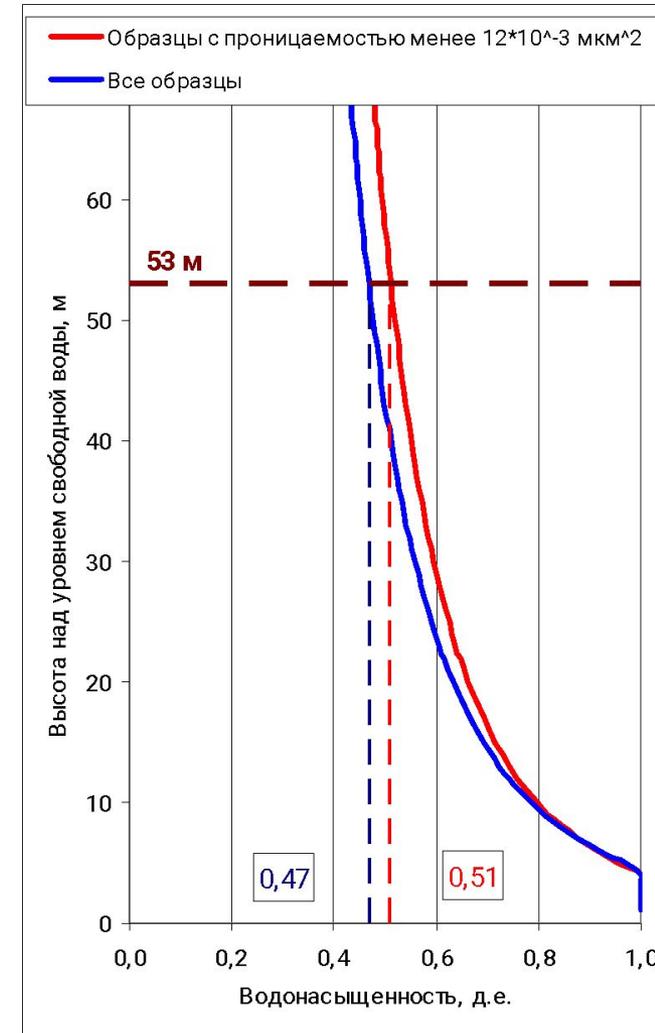
# Недонасыщенный характер залежей

- 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 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	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
<b>Среднее</b>		<b>16,0</b>	<b>19,9</b>	<b>0,462</b>	<b>0,538</b>	<b>0,239</b>	<b>0,546</b>

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

# Корректировка программы лабораторных исследований

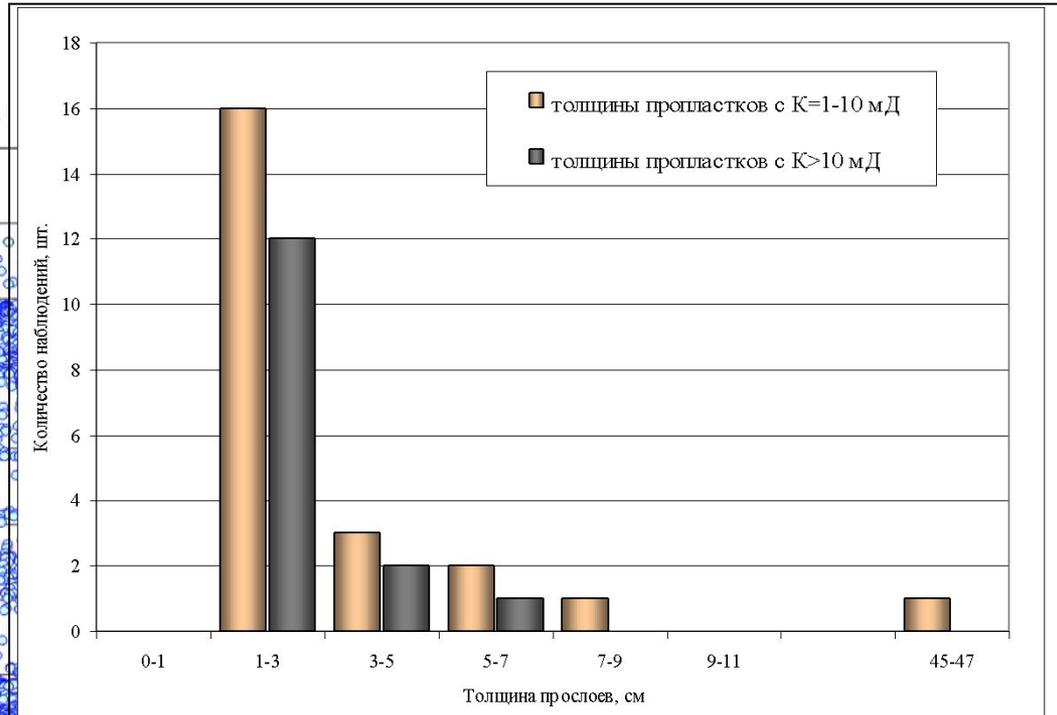
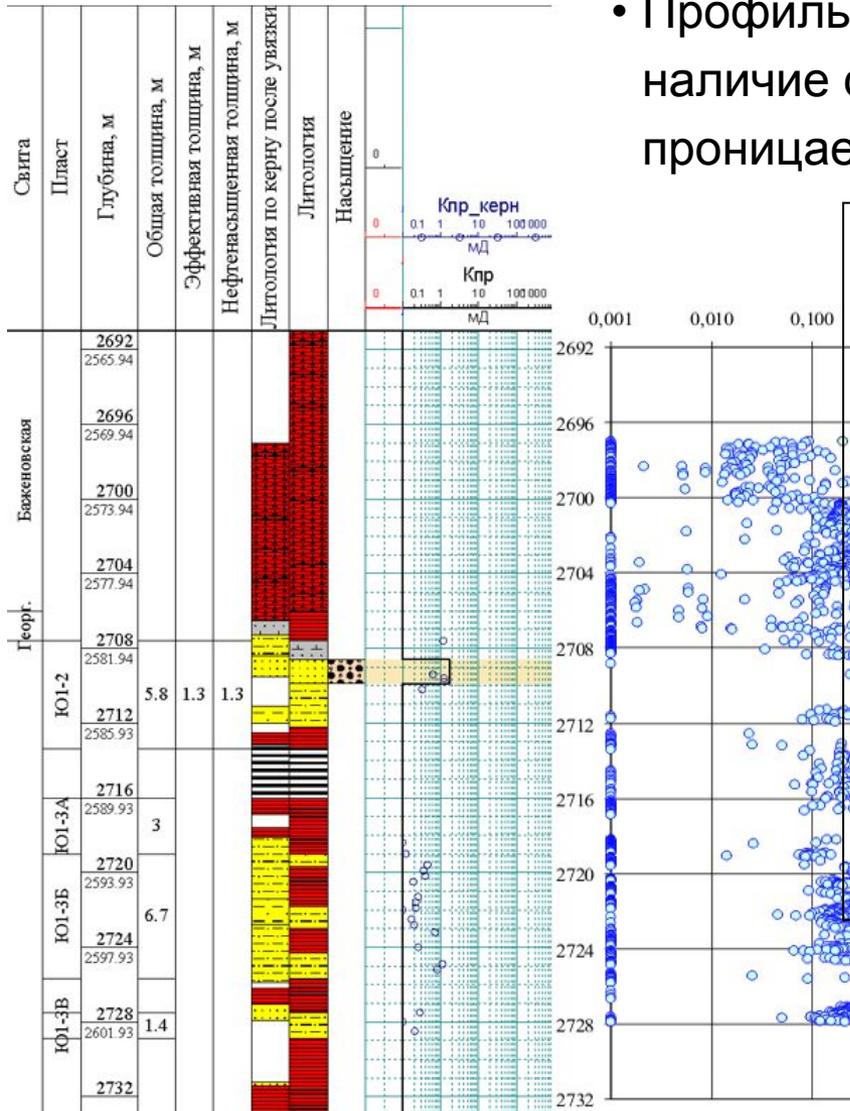
- Проведение серии тестов ( $K_{\text{ВЫТ}}$ ) № 2 с насыщенностью, соответствующей установленной по ГИС ( $K_{\text{Н.Н}}=0,3-0,4$ )

Номер образца		Открытая пористость, %	Проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Начальная водонасыщенность, д.е.	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	Остаточная нефтенасыщенность, д.е.	Коэффициент вытеснения нефти водой, д.е.
<b>Серия тестов № 1</b>							
<b>Среднее</b>		<b>16,0</b>	<b>19,9</b>	<b>0,462</b>	<b>0,538</b>	<b>0,239</b>	<b>0,546</b>
<b>Серия тестов № 2</b>							
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
<b>Среднее</b>		<b>16,1</b>	<b>4,6</b>	<b>0,654</b>	<b>0,346</b>	<b>0,212</b>	<b>0,383</b>

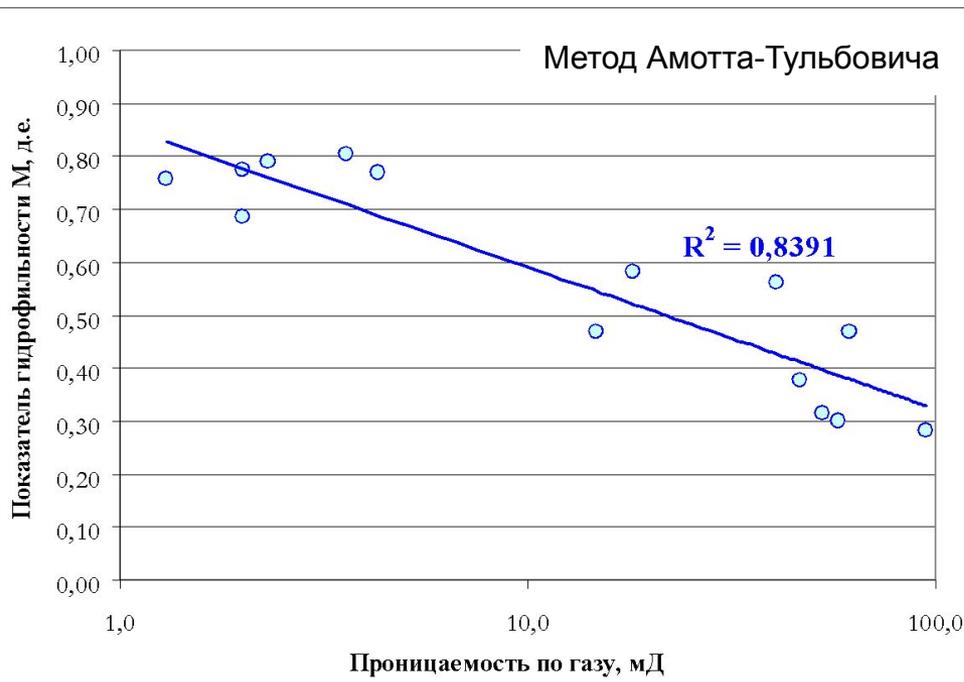
- **Вывод:** применение адаптированной программы лабораторных исследований позволило уточнить значения коэффициента вытеснения ( $K_{\text{ВЫТ}}=0,383$ )

# 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (скв. № 14) менее 5 %



- Установлена взаимосвязь между проницаемостью и степенью гидрофильности:

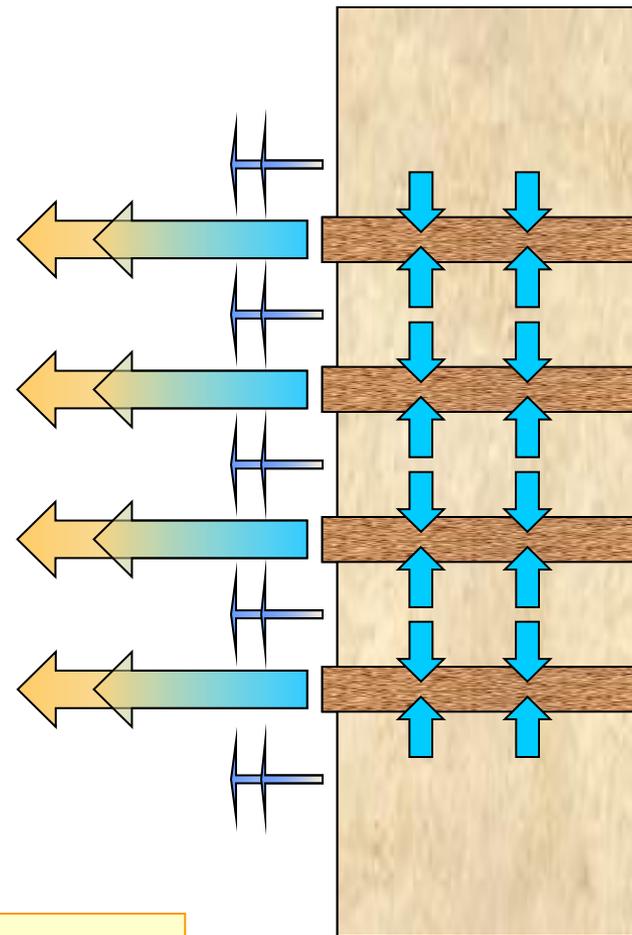
- низкопроницаемые образцы преимущественно гидрофильны, высокопроницаемые – преимущественно гидрофобны
- гидрофобность высокопроницаемых прослоев обусловлена более высокой начальной нефтенасыщенностью

## • Вывод

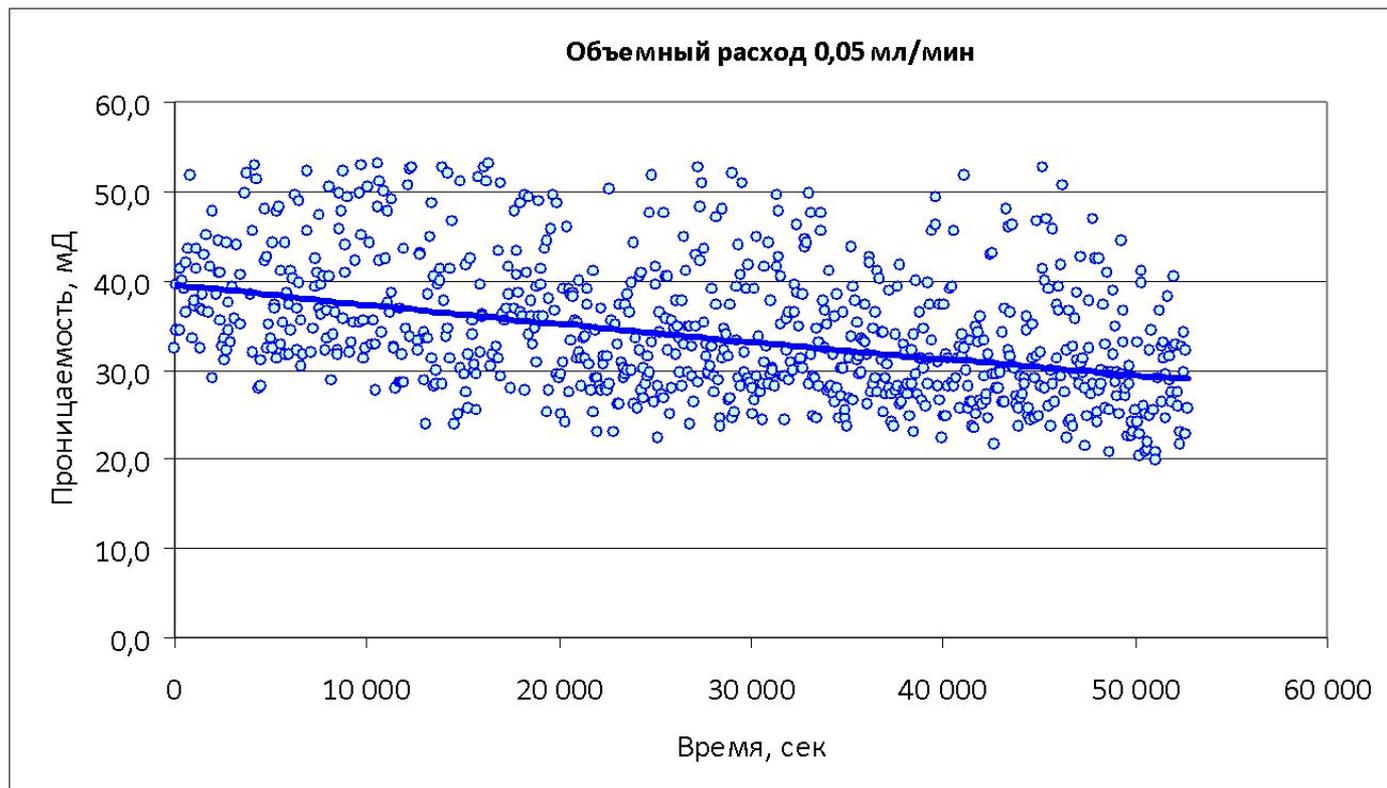
- нефть содержится, главным образом, в более проницаемых прослоях, составляющих менее 5 % общей толщины коллектора

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)