

**«Гидродинамическое
моделирование распределения
запасов УВС по продуктивному
пласту по результатам ГДИС»**

Докладчик: Заслуженный геолог, к.г-м.н.

Пешков В.Е.

Гидродинамическое обоснование определения ёмкостных параметров нефтенасыщенного пласта на месторождениях Западной Сибири.

- Гидродинамической особенностью нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири является их гидрофильность.
- Отличие гидрофильного пласта в том, что надо учесть тот факт, что классическая гидродинамика создана для гидрофобного пласта.
- В гидрофильном пласте пьезопроводность выражается следующей формулой (Пешков В.Е.)

$$\chi = \frac{K}{\mu m_A \beta_{ж}} \quad (1)$$

- m_A – активная пористость которая меньше общей и исключает использование коэффициентов $K_{НГ}$ и $K_{изв}$;
- то есть в отличие от гидрофобного пласта $m_A = m K_{НГ} K_{изв}$
- Для определения плотности запасов необходимо определить гидропроводность пласта $\varepsilon = K h / \mu$ и пьезопроводность $\chi = K / \mu m_A \beta_{ж}$ и тогда

$$\varepsilon / \chi = m_A h \beta_{ж} \quad (2)$$

- то есть кроме гидродинамических исследований нужно отобрать глубинные пробы и определить сжимаемость нефти с растворённым в ней газом - $\beta_{ж}$.

- Комплекс гидродинамических исследований должен включать следующие работы.
- 1. Отработка на первом режиме фонтанирования или эффективном отборе.
- При работе на первом режиме замерить забойное давление P_c , дебит Q_0 , что позволит определить коэффициент продуктивности

$$\eta = Q_0 / \Delta P_c$$

$$\Delta P_c = P_{пл} - P_c$$

- При установившемся отборе расчётная формула гидропроводности $\varepsilon = K h / \mu$ имеет следующий вид:

$$\varepsilon = 1,84 b \eta \ln (R_k / r_c) \quad (3)$$

- где b – коэффициент усадки нефти (1,1 -1,2)

$$R_k = \sqrt{1/ \pi \chi t} \quad (4)$$

- r_c – радиус скважины в зоне пласта имеется ввиду, что он увеличивается за счёт перфорации, то есть его для начала можно применять как радиус долота, а по результатам исследования уточнять.

$$\chi t = \pi R^2$$

- таким образом в формуле (3) кроме ε ещё неизвестны R_k и r_c ; b – определяется по глубинной пробе. Коэффициент продуктивности определён по результатам исследования, как $\eta = Q_0 / \Delta P_c$
- то есть в формуле (3) три неизвестных.

- Следующим этапом обрабатывается кривая восстановления давления (КВД) снятая после работы на установившемся режиме и обрабатывается по методу Хорнера

$$\Delta P_c(t) = \frac{Q_0 \mu}{4\pi K h} \times \ln \frac{T+t}{t} \quad (5)$$

- уклон $i = \frac{Q_0 \mu}{4\pi K h}$ (6)

- И его определяем по двум точкам: первая

$$\Delta P_c = P_{пл} - P_c \quad t = 1 \text{ сек}$$

- Таким образом координаты первой точки $P_0 - \ln T$

- вторая точка $P_{пл}$; при $t = T \ln 2$

- в скважине первооткрывательнице поисковой и разведочной $P_{пл} = P_{г.ст}$

- учитывая, что время T – это время закрытия пласта, а мы закрываем его на устье, то его можно уменьшить на водяных скважинах и ввести коэффициент - 0,8 на нефтяных – 0,6 , а на газовых – 0,4.

- После определения уклона i , при $i = \frac{Q_0 \mu}{4\pi K h}$ (7)

- Определим гидропроводность $\varepsilon = K h / \mu = \frac{Q_0}{4\pi i}$

- Другое уравнение описывающее восстановление давления имеет вид:

$$\Delta P_c(t) = \frac{Q_0 \mu}{4\pi K h} \times \ln \frac{2,25 \chi t}{r_c} \quad (8)$$

- Зная значения $\Delta P_c = P_{пл} - P_c$ и время работы на режиме $t = T$

- Определим значение χ_t при $r_c = r_d$

- где r_d - радиус долота, но так как при вторичном вскрытии r_c изменяется за счёт перфорации, гидроразрыва и пескоструйного щелевого вскрытия уточним его значение по формуле установившегося режима

$$\varepsilon = 1,84 b \eta \ln (R_k / r_c) \quad (9)$$

- ε – определён по формуле (3)

- χ_1 - по формуле (4)

$$R = \sqrt{1 / \pi \chi t}$$

$$\ln r_c^{\Pi} = \ln R_k - \ln(R_k / r_c) \quad (10)$$

- с r_c определённым по формуле (9) определим $\chi_{пл}$ по формуле (10) при r_c пласта равном r_c^{Π} таким образом у нас определены гидропроводность $\varepsilon = K h / \mu$ и

$$\chi = K / \mu m_A \beta_{ж}$$

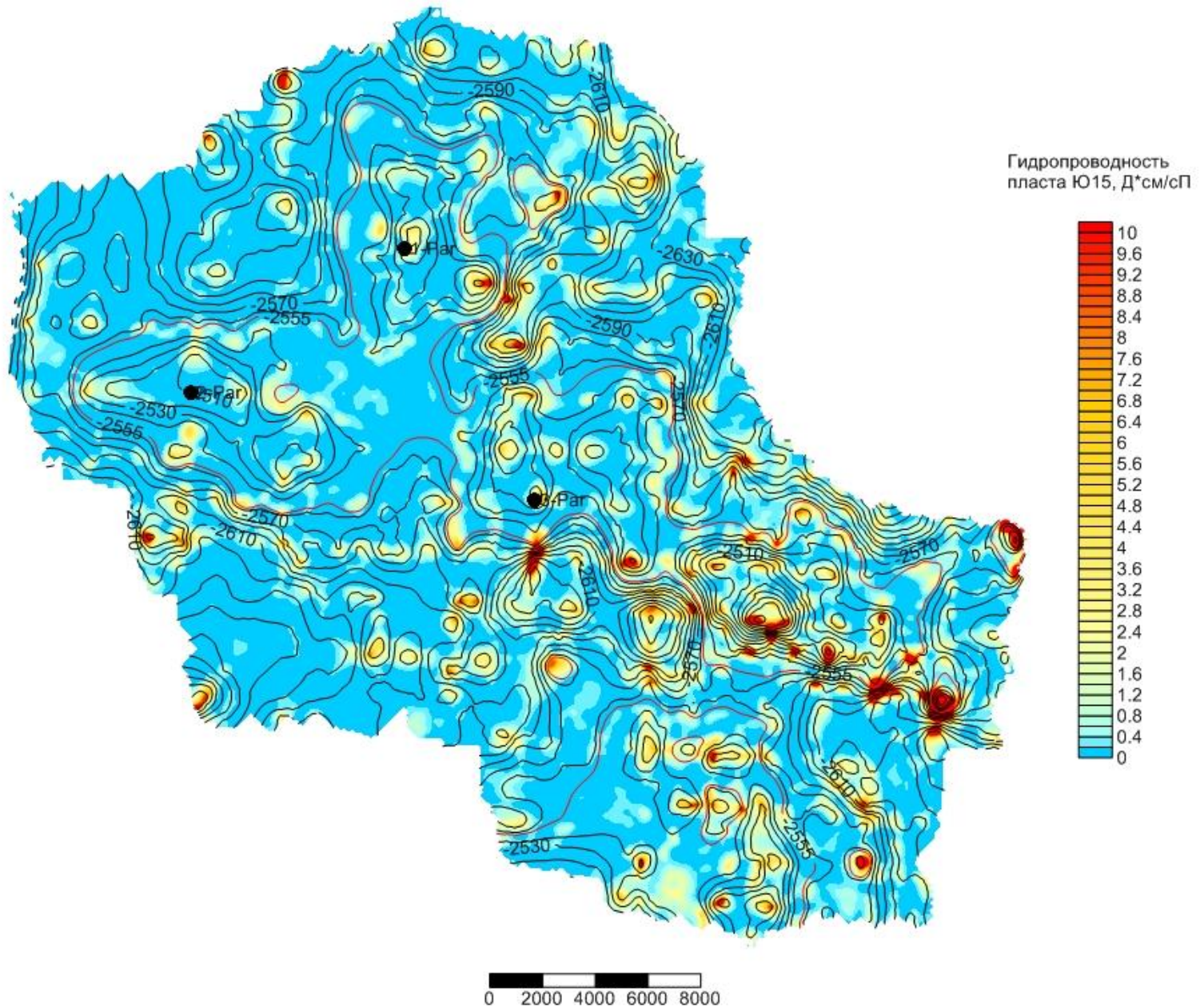
$$\frac{\varepsilon}{\chi} = \frac{K h \mu m_A \beta_{ж}}{\mu K \beta_{ж}} = m_A h$$

- $\Pi_3 = m_A h$, что соответствует плотности запасов $m h K_{НГ} K_{изв}$, при этом все параметры определяются по промысловым исследованиям.
- Гидродинамические свойства зависят от изгиба пласта, на различных частях залежи, и определяются уравнением зависимости напряженности $N_{пл}$ от ε и имеет вид уравнения прямой, в разных пластах с одинаковым уклоном. Зная значение одной точки и уравнение зависимости N от ε и Π_3 , строим карты гидропроводности и плотности запасов, а затем по этим картам планируем мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта и оптимизируем сетку скважин меняя местами нагнетательные и добывающие скважины.

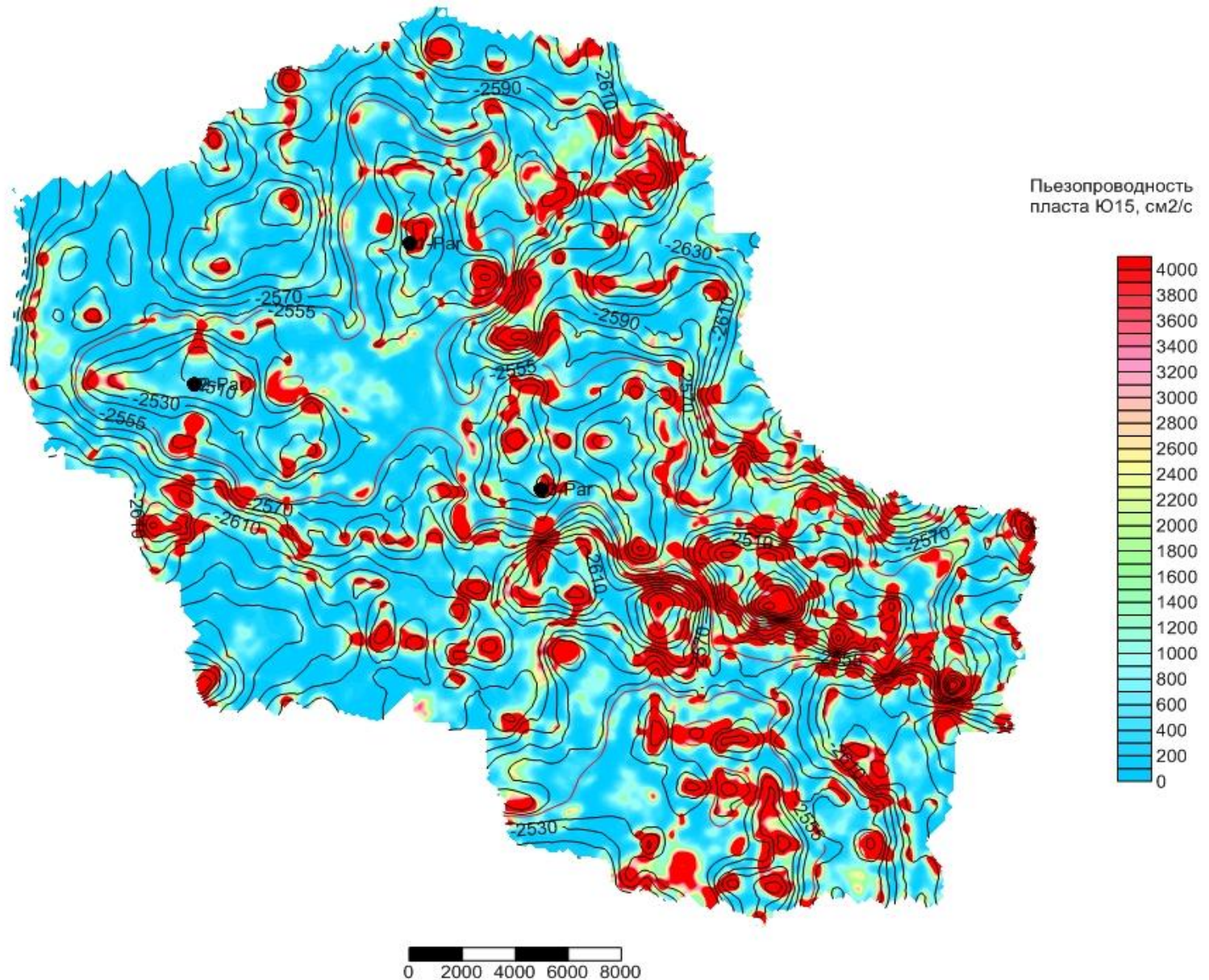
Сопоставление результатов подсчёта геологических запасов, определённых объёмным методом и по гидродинамическим параметрам ДП ТО «СНИИГГиМС»

Месторождение	Индекс пласта	Категория запасов	Расчёты			
			объёмным методом		по гидродинамической плотности	
			Предприятие исполнитель	Запасы нефти, Q ₁ , тыс.т.	Запасы нефти, Q ₂ , тыс.т.	Погрешность, дол.ед
1	2	3	4	5	6	7
Мохтиковское I участок II участок Всего по категории Всего по пласту	Ю ₁₋₁		АО «Томск-нефть»			
		C ₁		7416	8044	-0,04
		C ₁		780	1174	-0,20
		C ₁		8246	9218	-0,05
		C ₂		2237	1399	0,23
Итого		C ₁ + C ₂	18679	19835	0,062	
Верхнеколикъёганское (варынская залежь)	БВ ₁₃₋₁	C ₁	ГПП «Мегионнефтегазгеология»	36100	53400	-0,38
		C ₂		1900	7000	-1,146
Верхнеколикъёганское Всего по пластам	Ю ₁₋₂₊₃	C ₁	(оперативный подсчёт)	104400	87400	0,177
		C ₂		4800	600	1,55
		C ₁		140500	140800	-0,002
Итого		C ₁ + C ₂	294400	296800	-0,008	
Южное	Ю ₁₋₁	C ₁	ГПП «Мегионнефтегазгеология» (данные А.М.Соколова)	36590	30700	0,17
Восточная залежь		C ₂		8123	9210	-0,12
Южное		C ₁		22098	22000	0,0044
Западная залежь		C ₂		4673	3500	0,28
Всего по пласту		C ₁		58688	52700	0,107
		C ₂		12796	12620	0,002
Итого		C ₁ + C ₂	142878	130730	0,09	
Герасимовское	М (кора выветривания)	C ₁	АО «Томск-нефть»	7864	6813	0,14
		C ₂		2682	1561	0,52
Итого		C ₁ + C ₂	10546	8374	0,22	
Аригольское	Ю ₁₋₁	C ₁	АООТ «Мегионнефтегазгеология»	13010	20732	-0,45
		C ₂		11224	34665	-1,02
		C ₁ + C ₂		24234	55397	-0,78
Федошкинское	Ю ₁₋₁	C ₁	ПГО «Томскнефтегазгеология»	9491	10658	-0,12
		C ₂		1335	4209	-1,04
		C ₁ + C ₂		10826	14867	-0,31
Район скважины № 7	Баж.	C ₁		246	281	-0,13
		C ₂		307	358	-0,15
		C ₁ + C ₂		553	639	-0,14
Южно-Охтеурское	Ю ₁₋₁	C ₁	ПГО «Томскнефтегазгеология»	5616	4431	0,23
		C ₂		3003	2282	0,27
		C ₁ + C ₂		8619	6713	0,28

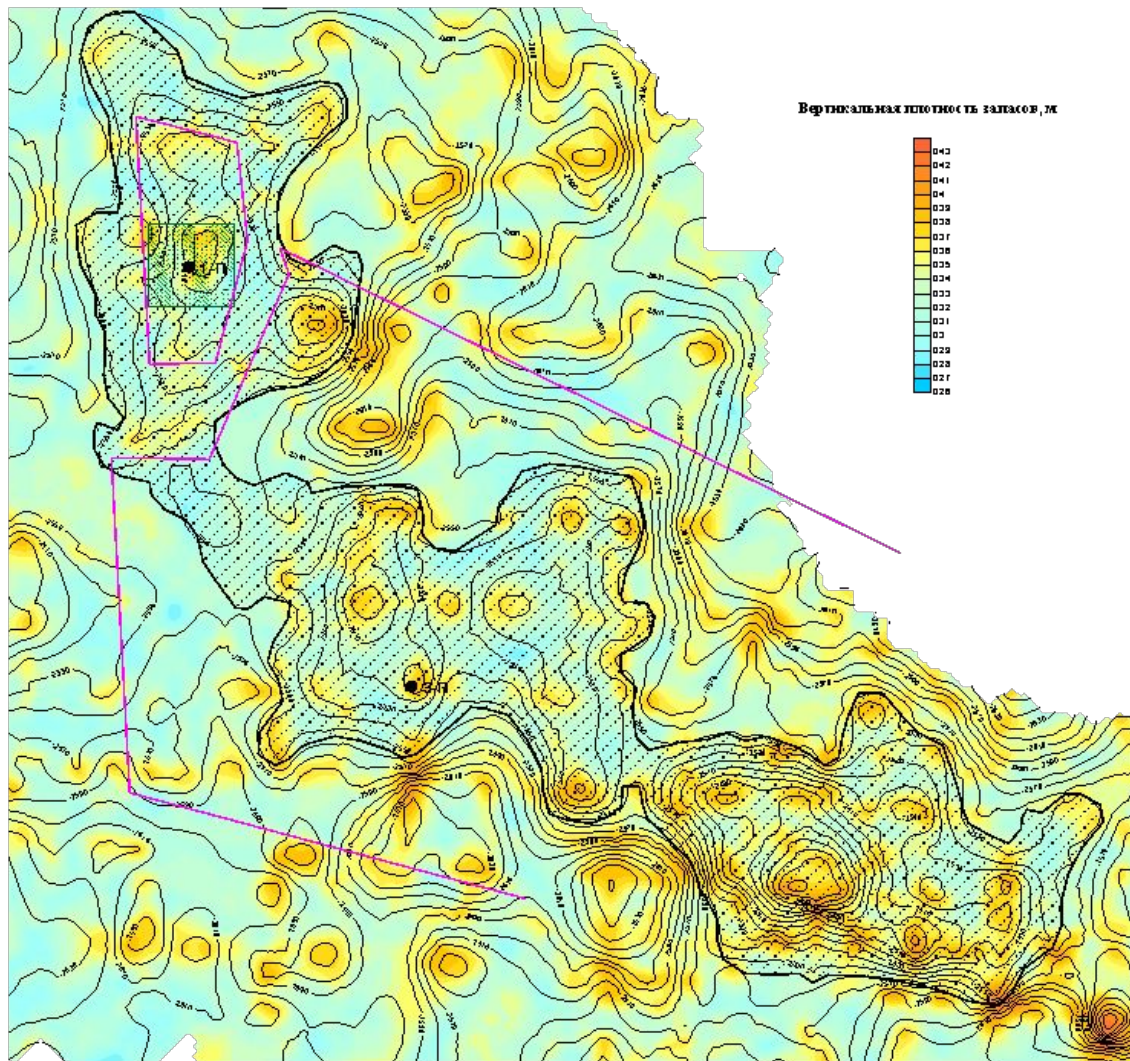
Гидропроводность пласта Ю₁₅



Пьезопроводность пласта Ю₁₅



Вертикальная плотность запасов пласта Ю₁₅



Условные обозначения:

- 220 — изогипсы отражающего горизонта Ф2 (крошля коры выветривания)
- ▨ запасы категории С1
- ▩ запасы категории С2
- границы Парбигского лицензионного участка
- 1-П скважины глубокого бурения

0 1 2 3 4 5 км

Карта вертикальной плотности запасов по пласту Ю15