

**«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  $\varepsilon$  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

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

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

- 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.

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

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

- 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  $\chi_t$  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

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

- $\varepsilon$  – определён по формуле (3)

- $\chi_1$  - 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  $r_c^{\Pi}$  таким образом у нас определены гидропроводность  $\varepsilon = K h / \mu$  и

$$\chi = K / \mu m_A \beta_{ж}$$

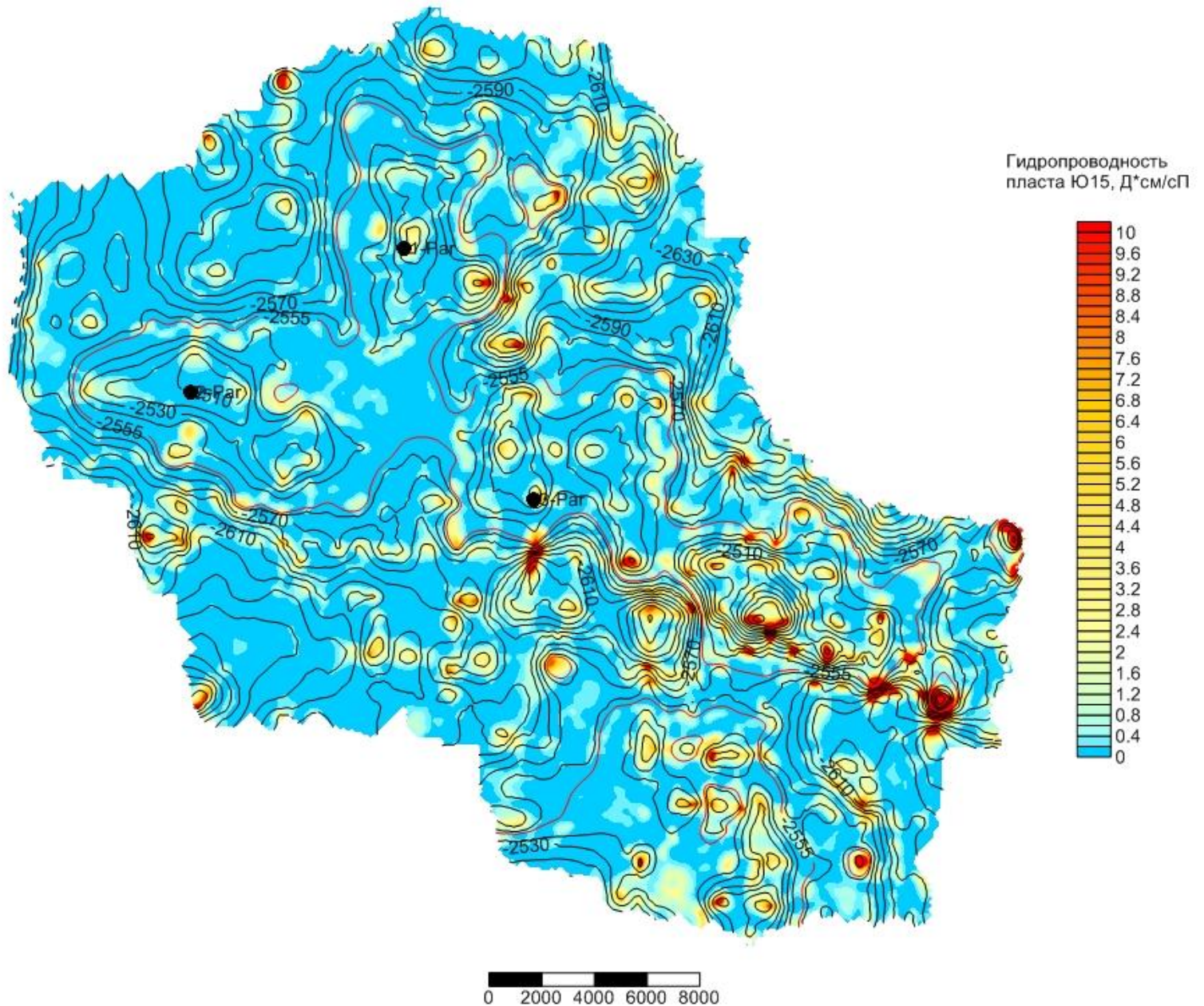
$$\frac{\varepsilon}{\chi} = \frac{K h \mu m_A \beta_{ж}}{\mu K \beta_{ж}} = m_A h$$

- $\Pi_3 = m_A h$ , 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  $\varepsilon$  и имеет вид уравнения прямой, в разных пластах с одинаковым уклоном. Зная значение одной точки и уравнение зависимости  $N$  от  $\varepsilon$  и  $\Pi_3$ , 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»

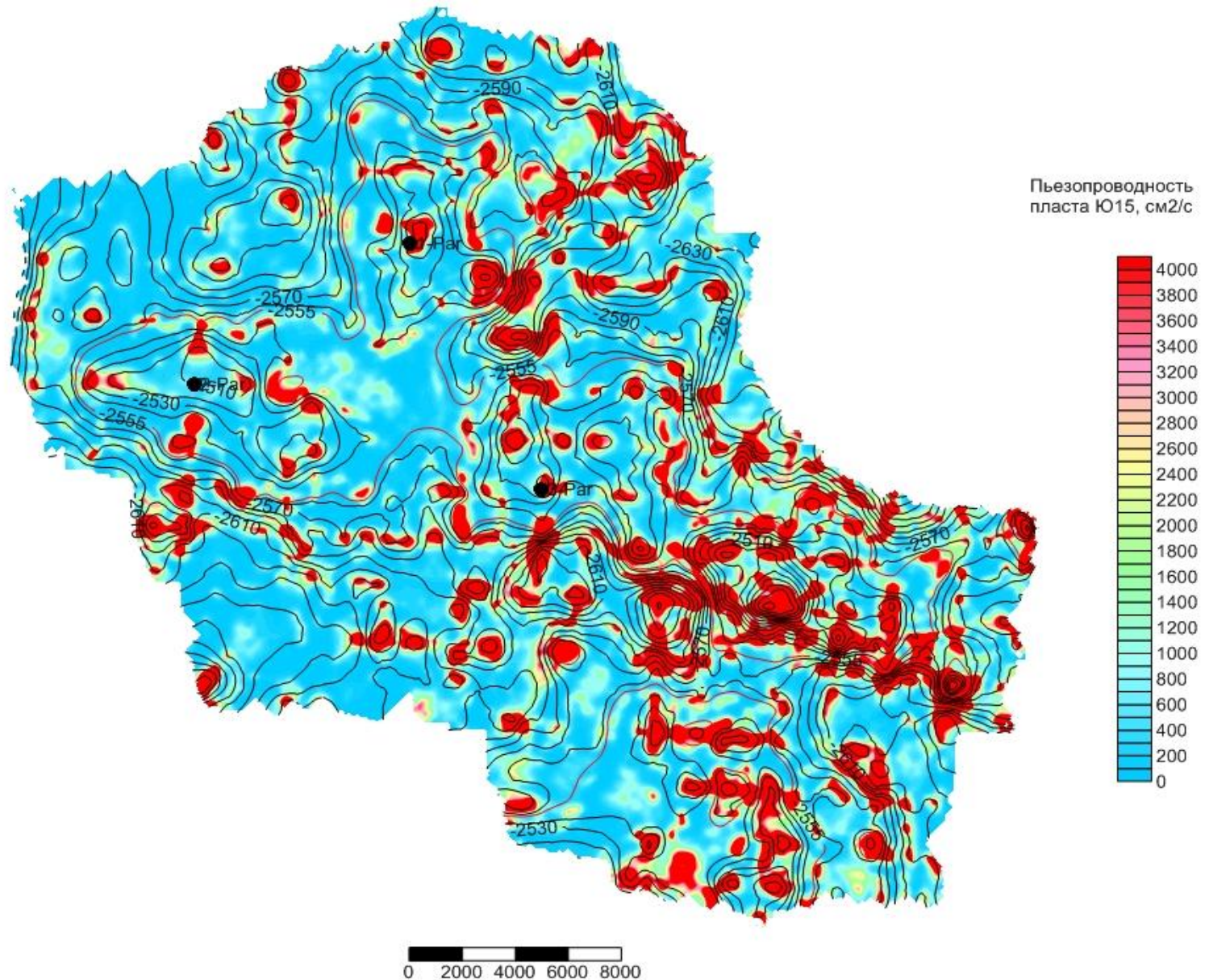
Месторождение	Индекс пласта	Категория запасов	Расчёты			
			объёмным методом		по гидродинамической плотности	
			Предприятие исполнитель	Запасы нефти, Q <sub>1</sub> , тыс.т.	Запасы нефти, Q <sub>2</sub> , тыс.т.	Погрешность, дол.ед
1	2	3	4	5	6	7
Мохтиковское I участок II участок Всего по категории Всего по пласту	Ю <sub>1-1</sub>		АО «Томск-нефть»			
		C <sub>1</sub>		7416	8044	-0,04
		C <sub>1</sub>		780	1174	-0,20
		C <sub>1</sub>		8246	9218	-0,05
		C <sub>2</sub>		2237	1399	0,23
<b>Итого</b>		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>	<b>18679</b>	<b>19835</b>	<b>0,062</b>	
Верхнеколикъёганское (варынская залежь)	БВ <sub>13-1</sub>	C <sub>1</sub>	ГПП «Мегионнефтегазгеология»	36100	53400	-0,38
		C <sub>2</sub>		1900	7000	-1,146
Верхнеколикъёганское  Всего по пластам <b>Итого</b>	Ю <sub>1-2+3</sub>	C <sub>1</sub>	(оперативный подсчёт)	104400	87400	0,177
		C <sub>2</sub>		4800	600	1,55
		C <sub>1</sub>		140500	140800	-0,002
		C <sub>2</sub>		6700	7600	-0,285
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>	<b>294400</b>	<b>296800</b>	<b>-0,008</b>	
Южное	Ю <sub>1-1</sub>	C <sub>1</sub>	ГПП «Мегионнефтегазгеология» (данные А.М.Соколова)	36590	30700	0,17
Восточная залежь		C <sub>2</sub>		8123	9210	-0,12
Южное		C <sub>1</sub>		22098	22000	0,0044
Западная залежь		C <sub>2</sub>		4673	3500	0,28
Всего по пласту <b>Итого</b>		C <sub>1</sub>		58688	52700	0,107
		C <sub>2</sub>		12796	12620	0,002
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>	<b>142878</b>	<b>130730</b>	<b>0,09</b>	
Герасимовское	М (кора выветривания)	C <sub>1</sub>	АО «Томск-нефть»	7864	6813	0,14
		C <sub>2</sub>		2682	1561	0,52
<b>Итого</b>		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>	<b>10546</b>	<b>8374</b>	<b>0,22</b>	
Аригольское	Ю <sub>1-1</sub>	C <sub>1</sub>	АООТ «Мегионнефтегазгеология»	13010	20732	-0,45
		C <sub>2</sub>		11224	34665	-1,02
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		<b>24234</b>	<b>55397</b>	<b>-0,78</b>
Федошкинское	Ю <sub>1-1</sub>	C <sub>1</sub>	ПГО «Томскнефтегазгеология»	9491	10658	-0,12
		C <sub>2</sub>		1335	4209	-1,04
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		<b>10826</b>	<b>14867</b>	<b>-0,31</b>
Район скважины № 7	Баж.	C <sub>1</sub>		246	281	-0,13
		C <sub>2</sub>		307	358	-0,15
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		<b>553</b>	<b>639</b>	<b>-0,14</b>
Южно-Охтеурское	Ю <sub>1-1</sub>	C <sub>1</sub>	ПГО «Томскнефтегазгеология»	5616	4431	0,23
		C <sub>2</sub>		3003	2282	0,27
		C <sub>1</sub> + C <sub>2</sub>		<b>8619</b>	<b>6713</b>	<b>0,28</b>

# Гидропроводность пласта Ю<sub>15</sub>



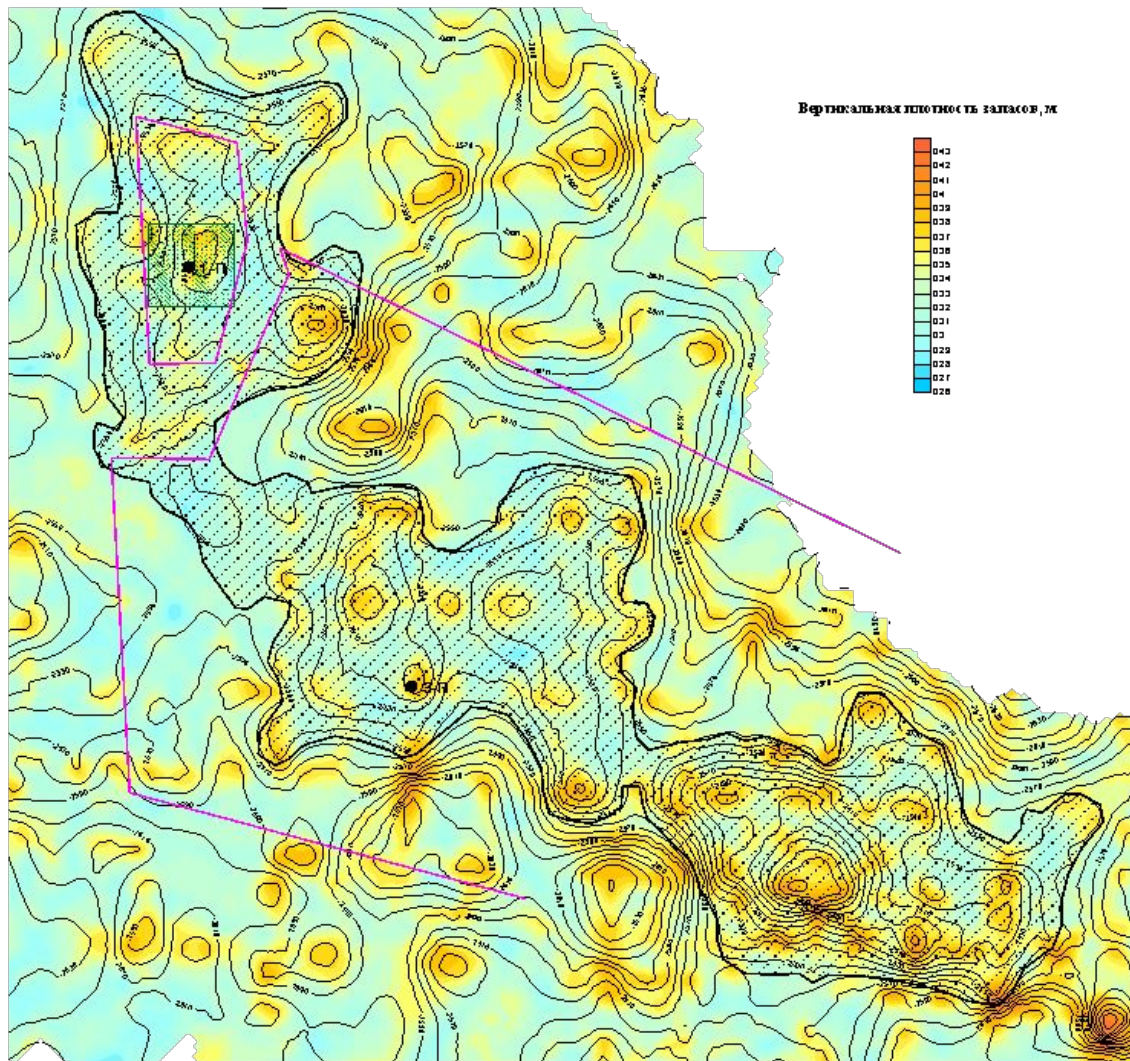


# Пьезопроводность пласта Ю<sub>15</sub>





# Вертикальная плотность запасов пласта Ю<sub>15</sub>



Условные обозначения:

- 270 — 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 6 7 8 9 10 км

Карта вертикальной плотности запасов по пласту Ю15