

**«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

$$\chi = K / \mu m_A \beta_{ж}$$

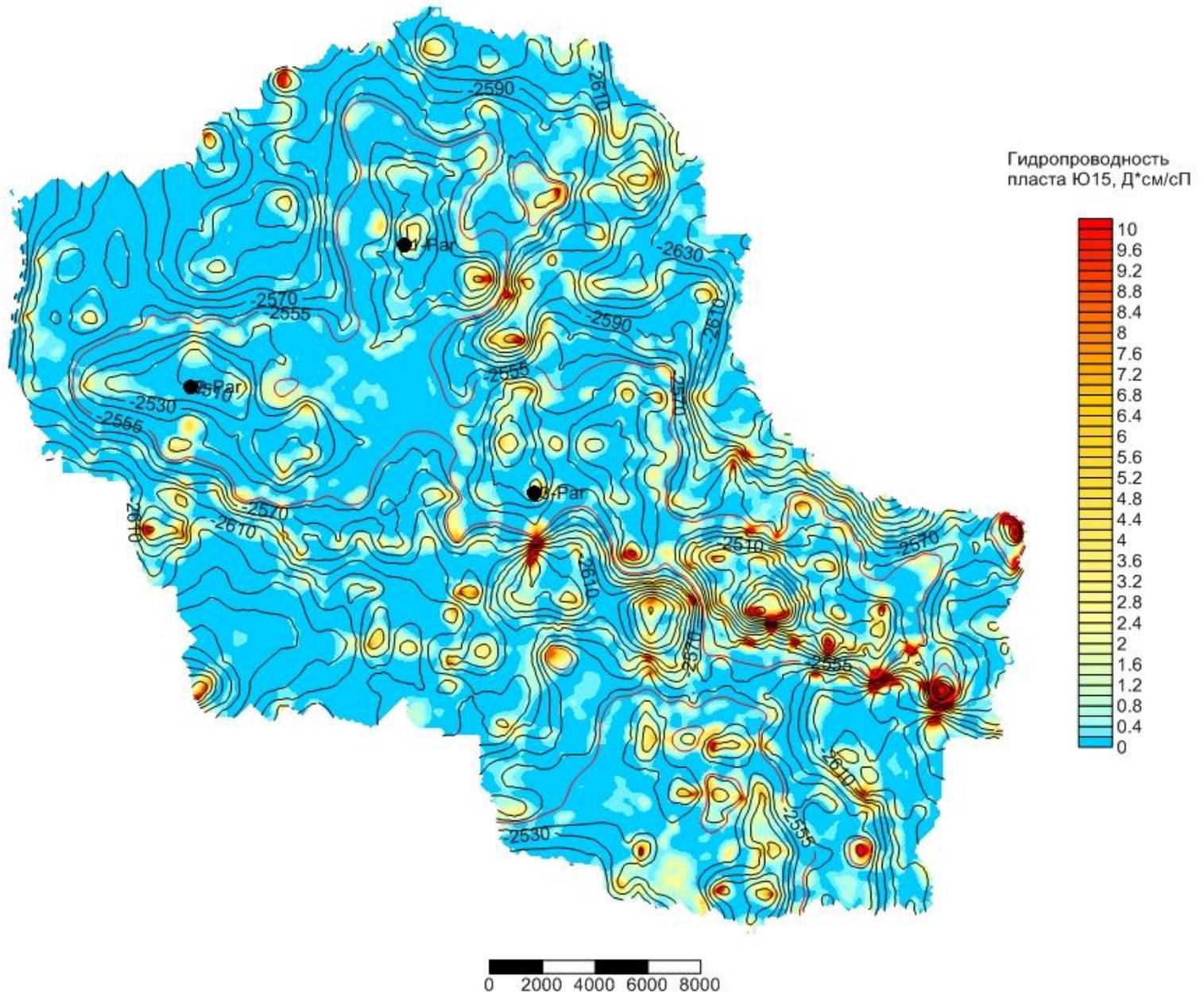
$$\frac{\varepsilon}{\chi} = \frac{K h \mu m_A \beta_{ж}}{\mu K \beta_{ж}} = m_A h$$

- $\Pi_3 = m_A h$, 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.

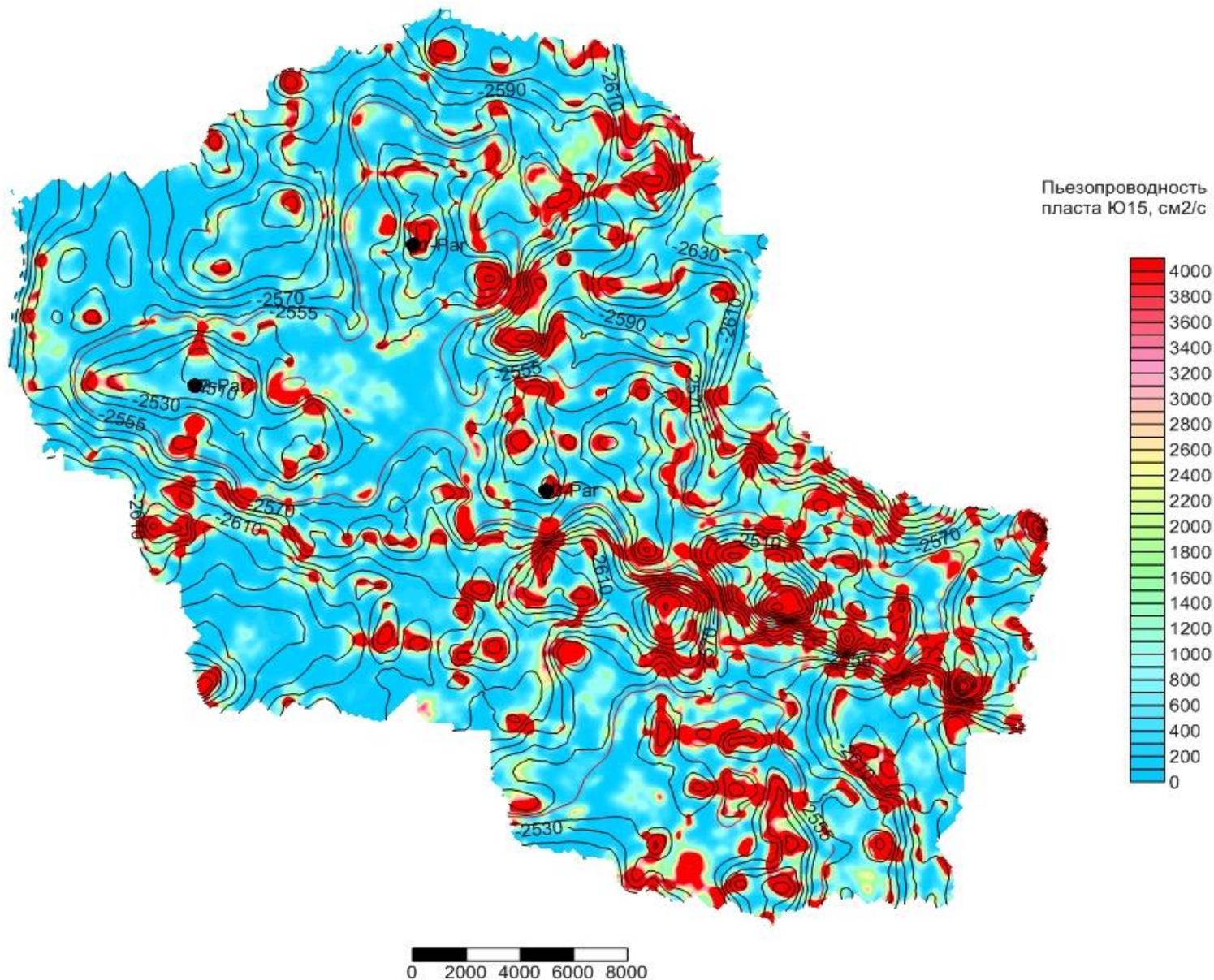
Сопоставление результатов подсчёта геологических запасов, определённых объёмным методом и по гидродинамическим параметрам ДП ТО «СНИИГГиМС»

| 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 |
| | | C ₂ | | 6700 | 7600 | -0,285 |
| 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 |

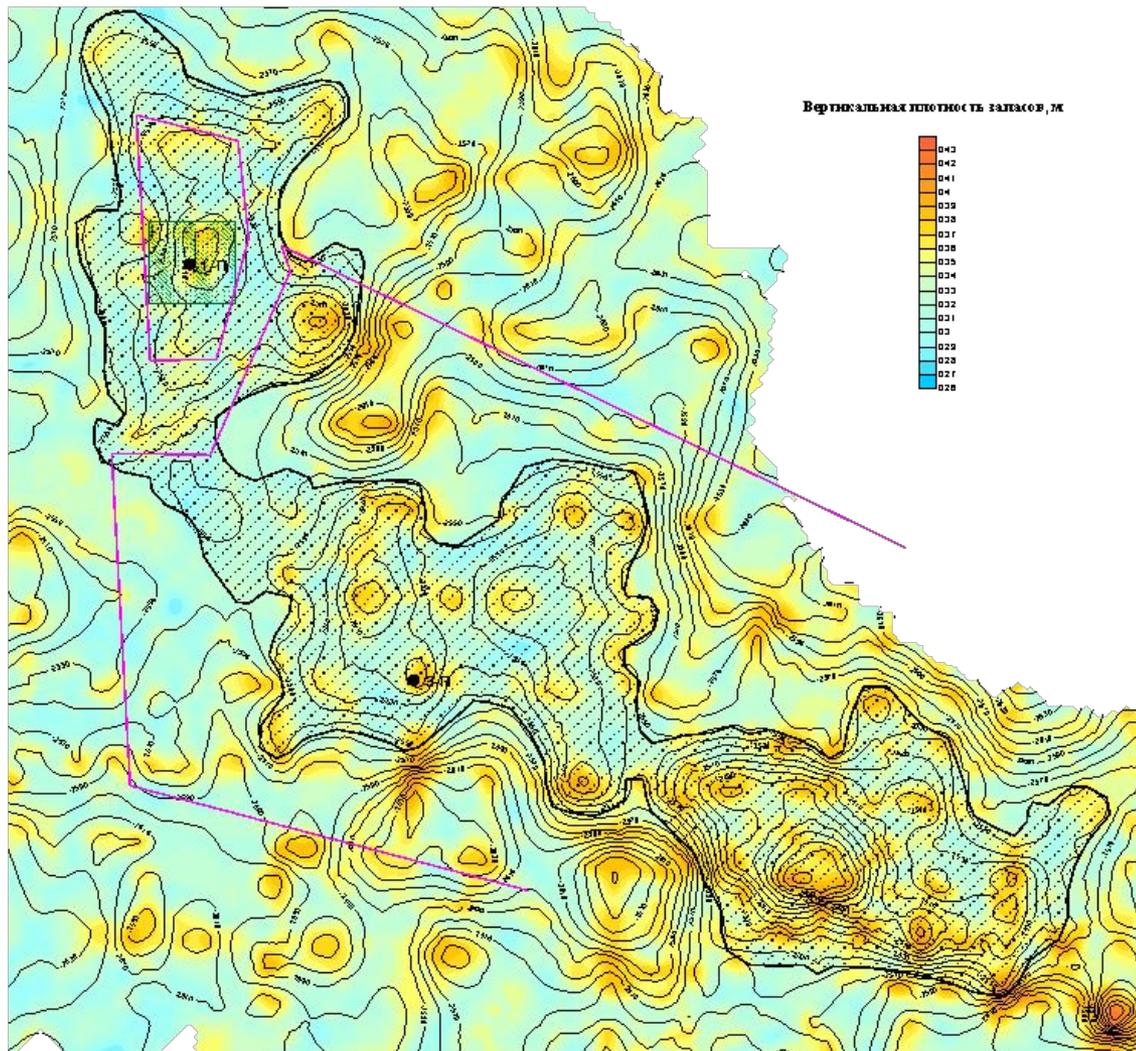
Гидропроводность пласта Ю₁₅



Пьезопроводность пласта Ю₁₅



Вертикальная плотность запасов пласта Ю₁₅



Условные обозначения:

- 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