

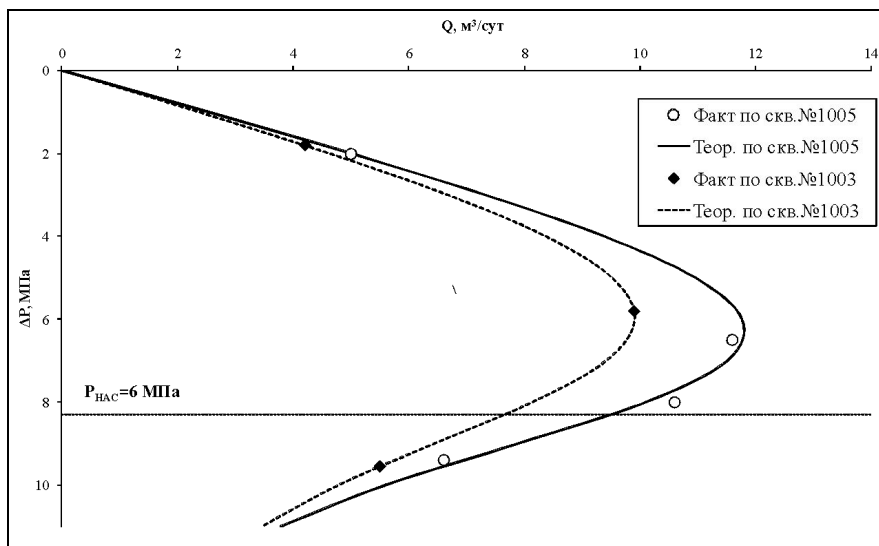
Физические процессы, протекающие в околоскважинных зонах

- 1) проникновение жидкости глушения и промывочной жидкости в процессе подземного ремонта и освоения скважины;
- 2) проникновение механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины;
- 3) деформация пород на забое скважины при бурении;
- 4) снижение проницаемости и пористости при увеличении эффективного напряжения;
- 5) снижение фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом;
- 6) снижение фазовых проницаемостей по нефти от водонасыщенности пласта при разработке месторождения (с использованием заводнения, в случае образования водяных конусов и др.);
- 7) набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- 8) выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;
- 9) Процессы коагуляции и облитерации.

Деформационные процессы

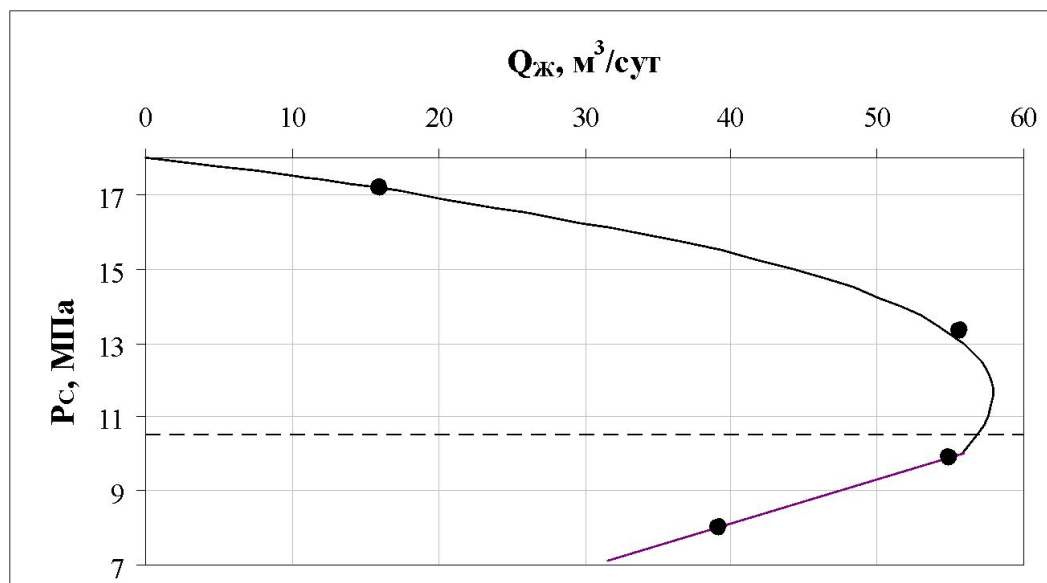
Снижение проницаемости и пористости при увеличении эффективного напряжения

Серпообразные индикаторные кривые

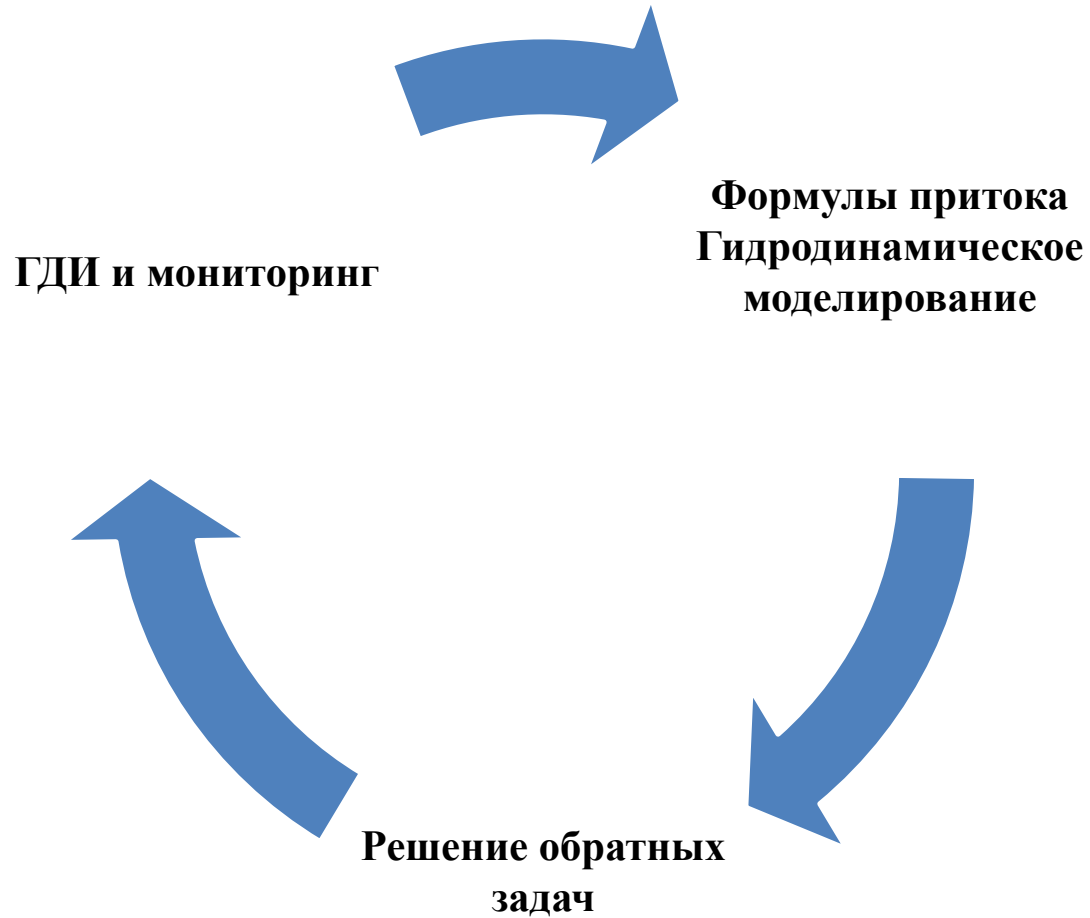


Индикаторные диаграммы скважин
пласта ВК1 Каменной площади
Красноленинского месторождения

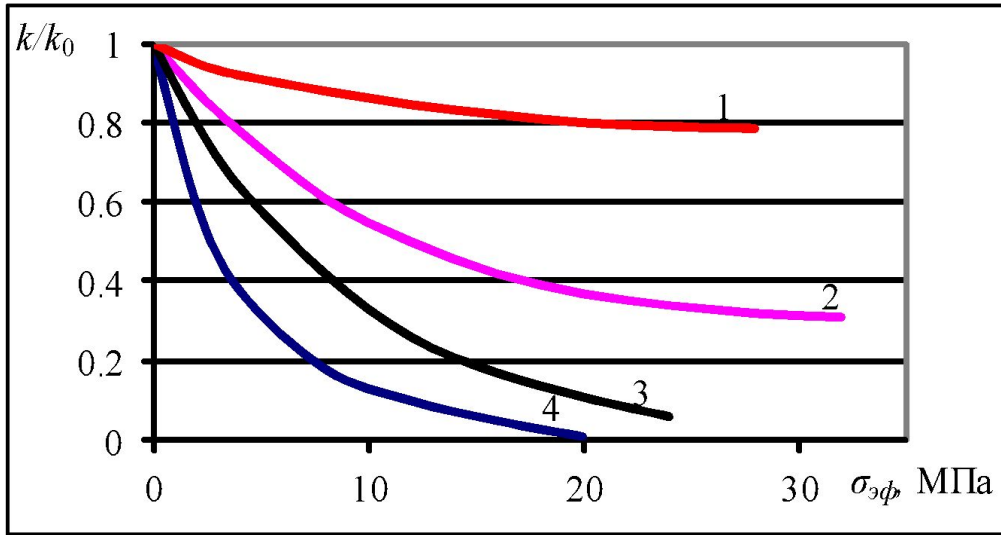
Индикаторная диаграмма
сква. 39 пласта Фм. Озерного
месторождения



Оценка добывных возможностей скважин

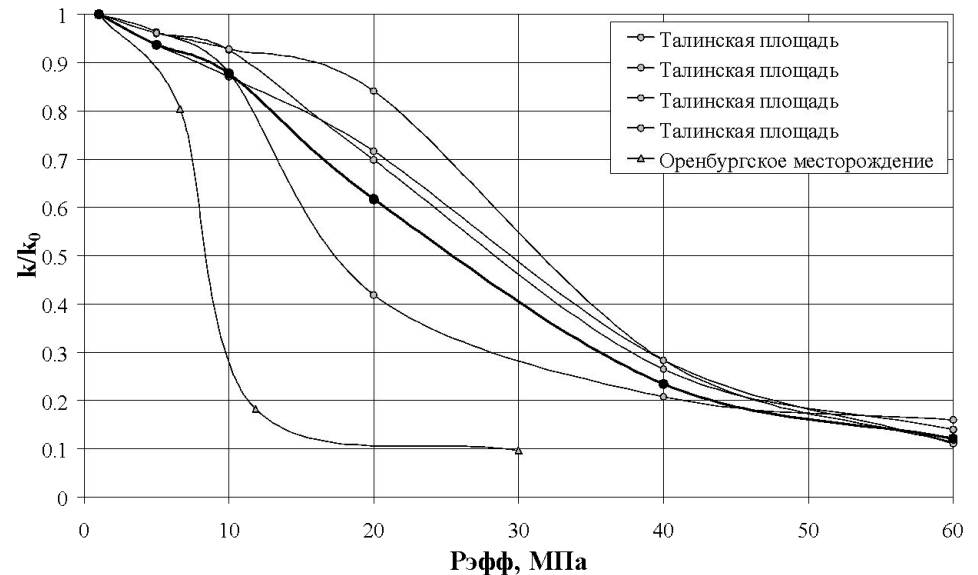


Результаты лабораторных исследований кернового материала



1,2 - экспоненциальная зависимость проницаемости от изменения эффективного давления, $\alpha_k = \text{const}$.

3,4 - двойная экспоненциальная зависимость, $\alpha_k = \text{var}$



Зависимости проницаемости от эффективного давления

1. Степенная зависимость:

$$k = k_0 [1 - \alpha_k (p_0 - p)]^{n-1}$$

где - коэффициент изменения проницаемости;

n - показатель степени равный 2, 3, 4,

2. Полиномиальная:

$$k = k_0 \{ [1 - \alpha_{k1} (p_0 - p)] + [1 - \alpha_{k2} (p_0 - p)]^2 + [1 - \alpha_{k3} (p_0 - p)]^3 + \dots \}$$

где $\alpha_{k1}, \alpha_{k2}, \alpha_{k3}$, - коэффициенты, определяемые из экспериментов.

3. Экспоненциальная:

$$k(p) = k_0 \cdot e^{-\alpha_k (p_0 - p)}$$

где k_0 - проницаемость системы при начальном пластовом давлении, мД;

α_k - коэффициент изменения проницаемости, 1/МПа;

4. «Двойная экспонента»

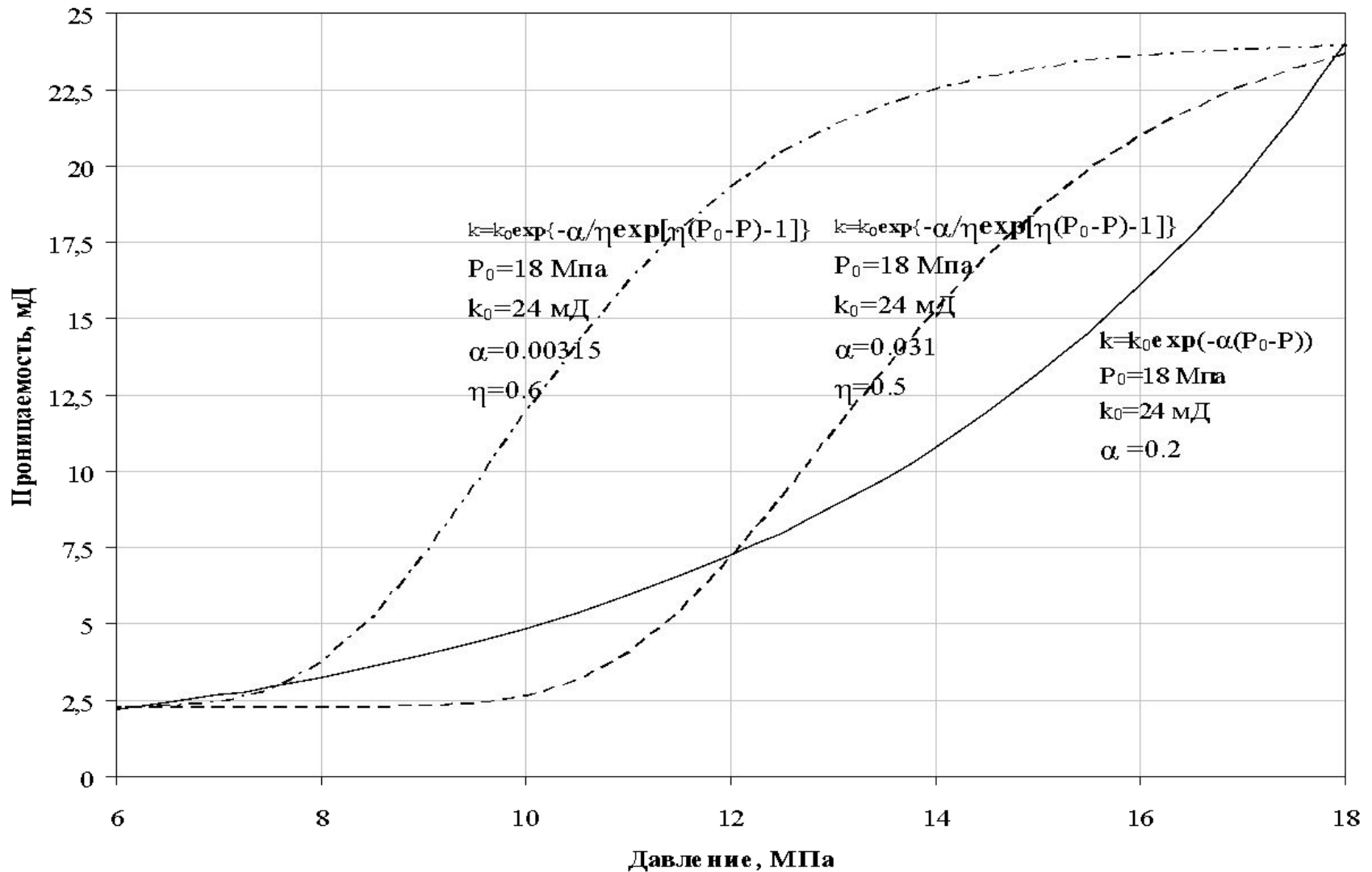
$$k(p) = k_0 \exp \left[\frac{\alpha_0}{\eta} (1 - e^{\eta(p_0 - p)}) \right]$$

где k_0 - проницаемость системы при начальном пластовом давлении;

α_0 - коэффициент изменения проницаемости, 1/МПа;

η - коэффициент необратимого изменения проницаемости, 1/МПа.

Зависимости проницаемости от эффективного давления



Формулы притока

$$\bar{w} = -\frac{k}{\eta} \text{grad} p$$

$$\text{grad} p = -\frac{\eta}{k} \bar{w} - \frac{\beta w}{\sqrt{k}} \rho \bar{w}$$

$$Q = A_0 \Delta p$$

$$\Delta p = \frac{Q}{A_0} + BQ^2$$

$$Q = A_0 \left[\Delta p - \frac{\alpha}{2} \Delta p^2 \right]$$

$$\Delta p - \frac{\alpha}{2} \Delta p^2 = \frac{Q}{A_0} + B_0 Q^2$$

$$Q = \frac{A_0}{\alpha} [1 - \exp(-\alpha \Delta p)]$$

$$\frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha \Delta p}) = \frac{Q}{A_0} + B_0 Q^2$$

$$\int_{P_C}^{P_K} e^{-\alpha_k(p_0-p)} \cdot k_{\mathcal{K}}^*(s_{\mathcal{K}}(p)) dp = \frac{Q}{\left(\ln \frac{R_K}{r_C} + S \right) \cdot \left(\frac{k_H^*(s)}{\mu_H b_H} + \frac{k_B^*(s)}{\mu_B b_B} \right)} + BQ^2$$

Некорректность использования закона Дарси в случае серпообразных индикаторных диаграмм

Закон Дарси:

$$|w| = \frac{k}{\mu} \text{grad} p \quad (1)$$

Радиальный случай:

$$q = \frac{2\pi r h k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \quad (2)$$

Пусть $k=k(p)$, тогда решая (2) с условиями:

$$p|_{r=r_c} = P_c, \quad (3)$$
$$p|_{r=R_k} = P_k.$$

Получим:

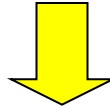
$$q = \frac{2\pi h}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \int_{P_c}^{P_k} k(p) dp \quad (4)$$

что соответствует средней проницаемости (Христианович, Лебединец и др.)

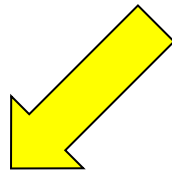
$$\bar{k} = \frac{1}{P_k - P_c} \cdot \int_{P_c}^{P_k} k(p) dp \quad (5)$$

Откуда следует, что $q(\Delta P)$ – неубывающая функция.

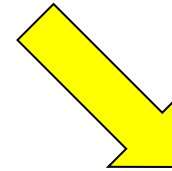
Адаптация гидродинамических моделей



Изменение свойств околоскважинной зоны
при изменении забойного давления



Зависимость
 $S(P_c)$



Зависимость
 $k_{СКВ}(P_c)$

- деформационные процессы в пласте не учитываются
- определяющий фактор – дискретизация модели (размер ячейки)

Вывод формулы притока в случае зависимости приведенного радиуса скважины от депрессии на пласт

Исходная гипотеза:

$$R_{\text{пр}}(\Delta P) = R_c e^{-\alpha(\Delta P)^n}, \quad n > 1, \alpha > 0.$$

Формула притока:

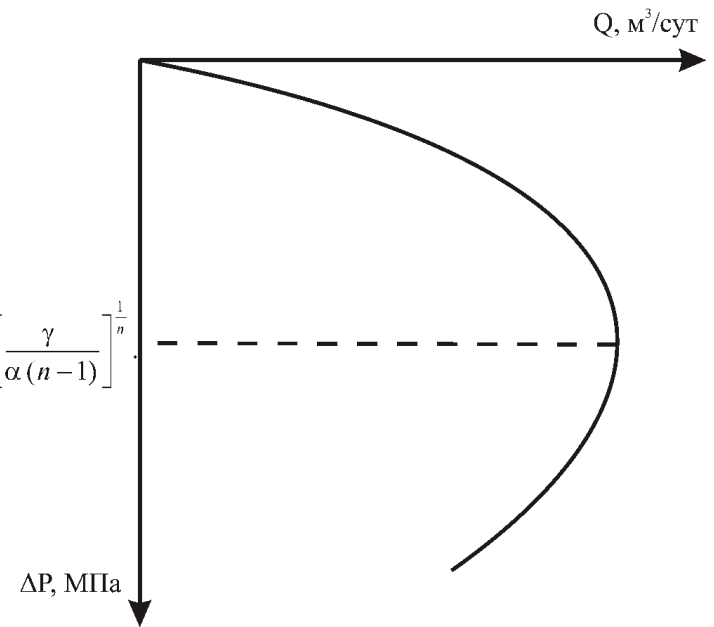
$$q(\Delta P) = \frac{C \Delta P}{\gamma + \alpha(\Delta P)^n},$$

$$C \equiv \frac{2\pi hK}{\mu}, \quad \gamma \equiv \ln(R_k / R_c).$$

Оптимальная
депрессия:

$$\Delta P^* = \left[\frac{\gamma}{\alpha(n-1)} \right]^{\frac{1}{n}}.$$

$$\Delta P^* = \left[\frac{\gamma}{\alpha(n-1)} \right]^{\frac{1}{n}}.$$



$n=0$ - линейная индикаторная кривая

$0 < n < 1$ - неограниченная нелинейная индикаторная кривая

$n=1$ - ограниченная нелинейная индикаторная кривая

$n > 1$ - серпообразная индикаторная кривая

Неединственность решения обратной задачи поиска зависимости проницаемости от давления и влияние размерности гидродинамической сетки вблизи скважины

Параметры «двойной»
экспоненциальной зависимости:

$$\alpha = 0.093$$

$$\bar{\delta} = 4.96\%$$

$$\eta = 0.161$$

$$\alpha = 0.067$$

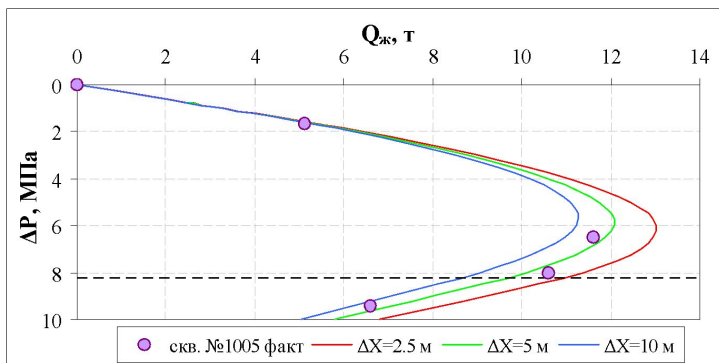
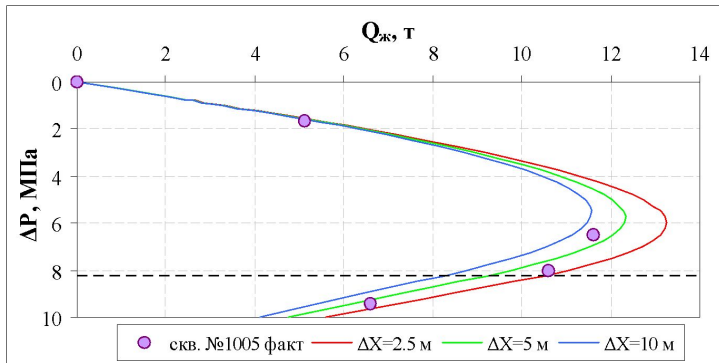
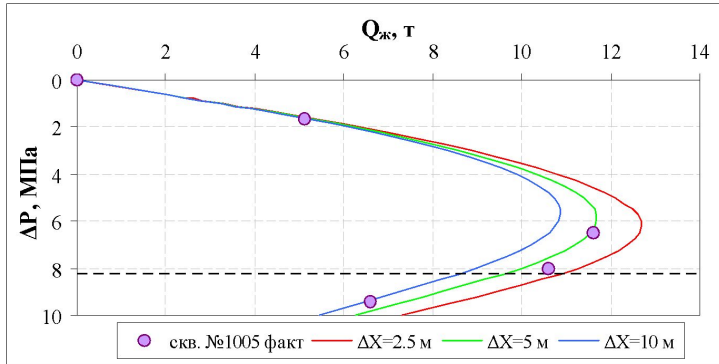
$$\bar{\delta} = 4.61\%$$

$$\eta = 0.230$$

$$\alpha = 0.081$$

$$\bar{\delta} = 3.93\%$$

$$\eta = 0.193$$



Основные характеристики пласта ВК1 Каменной площади Красноленинского свода

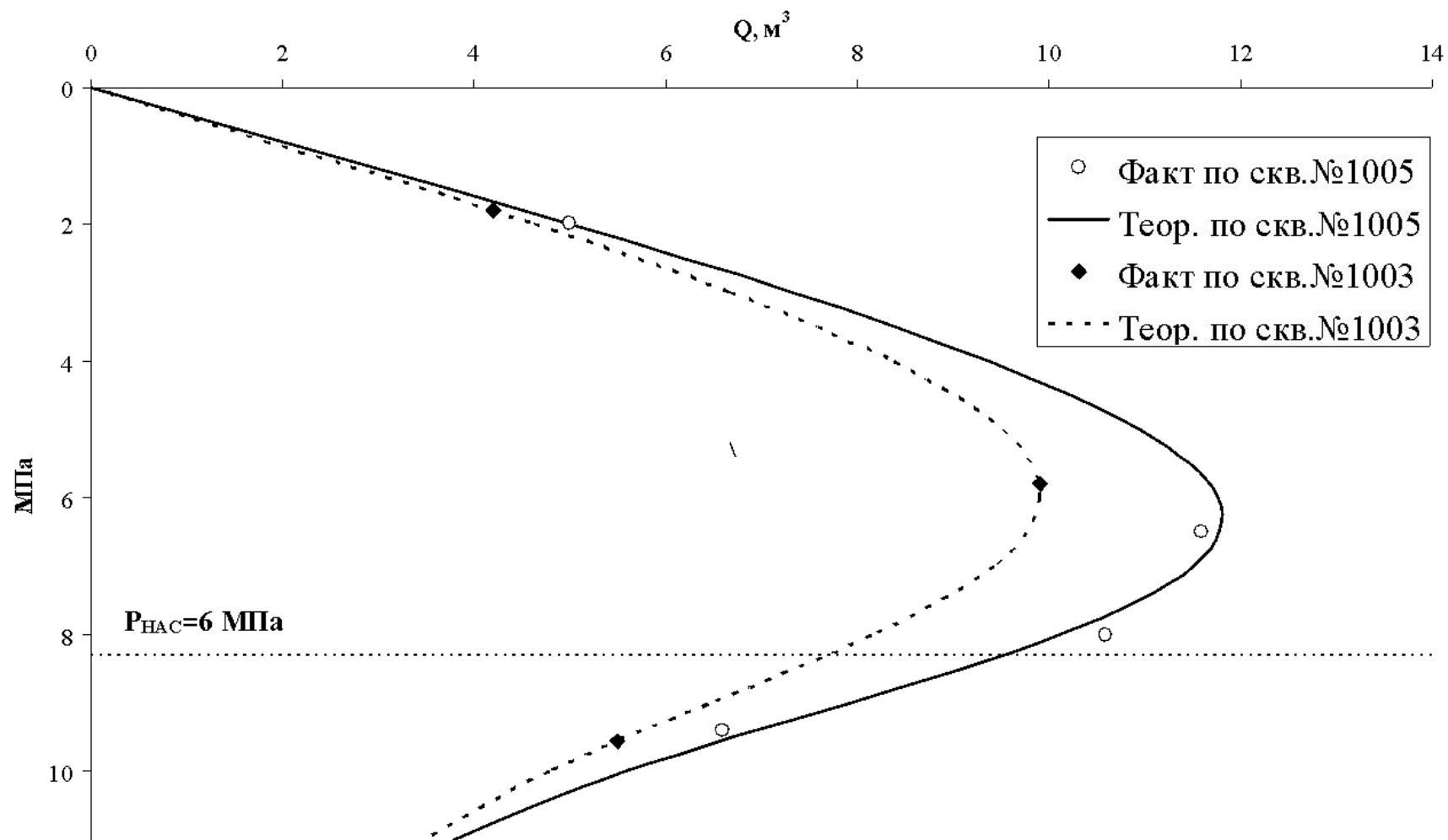
Свойства геологической модели пласта

№ слоя	Коллектор / Неколлектор	Толщина	Нефтенасыщенность	Пористость	Проницаемость горизонтальная	Проницаемость вертикальная
		м	д.е	д.е.	мД	мД
1	Коллектор	0,77	0,26	0,22	2,6	1,82
2	Неколлектор	1,6	0,05	0,01	0,1	0,10
3	Коллектор	1,27	0,33	0,23	4,27	2,99
4	Неколлектор	2,6	0,05	0,01	0,1	0,10
5	Коллектор	2,73	0,51	0,26	23	16,10

Свойства пластовых флюидов

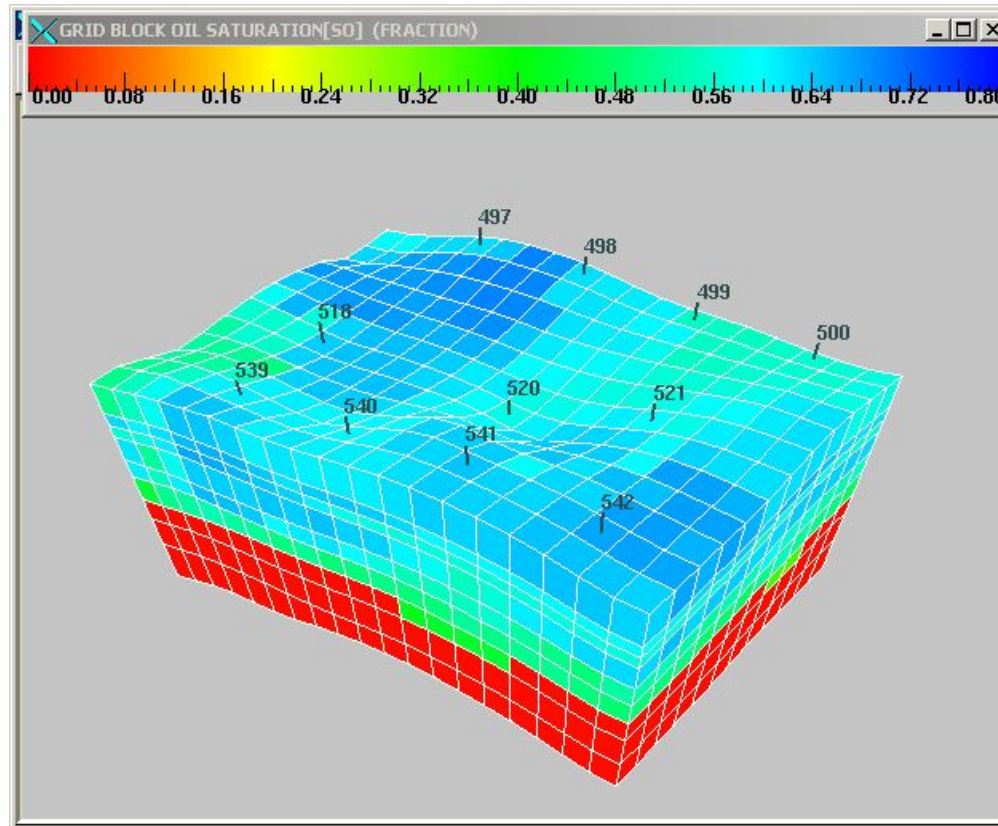
Пластовое давление, МПа	14,5
Давление насыщения, МПа	6
Пластовая температура, С	70
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	790
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	840
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	2,12
Газовый фактор, м ³ /т	36
Объемный коэффициент нефти, д.е.	1,09

Индикаторные диаграммы скважин пласта ВК1 Каменной площади Красноленинского месторождения

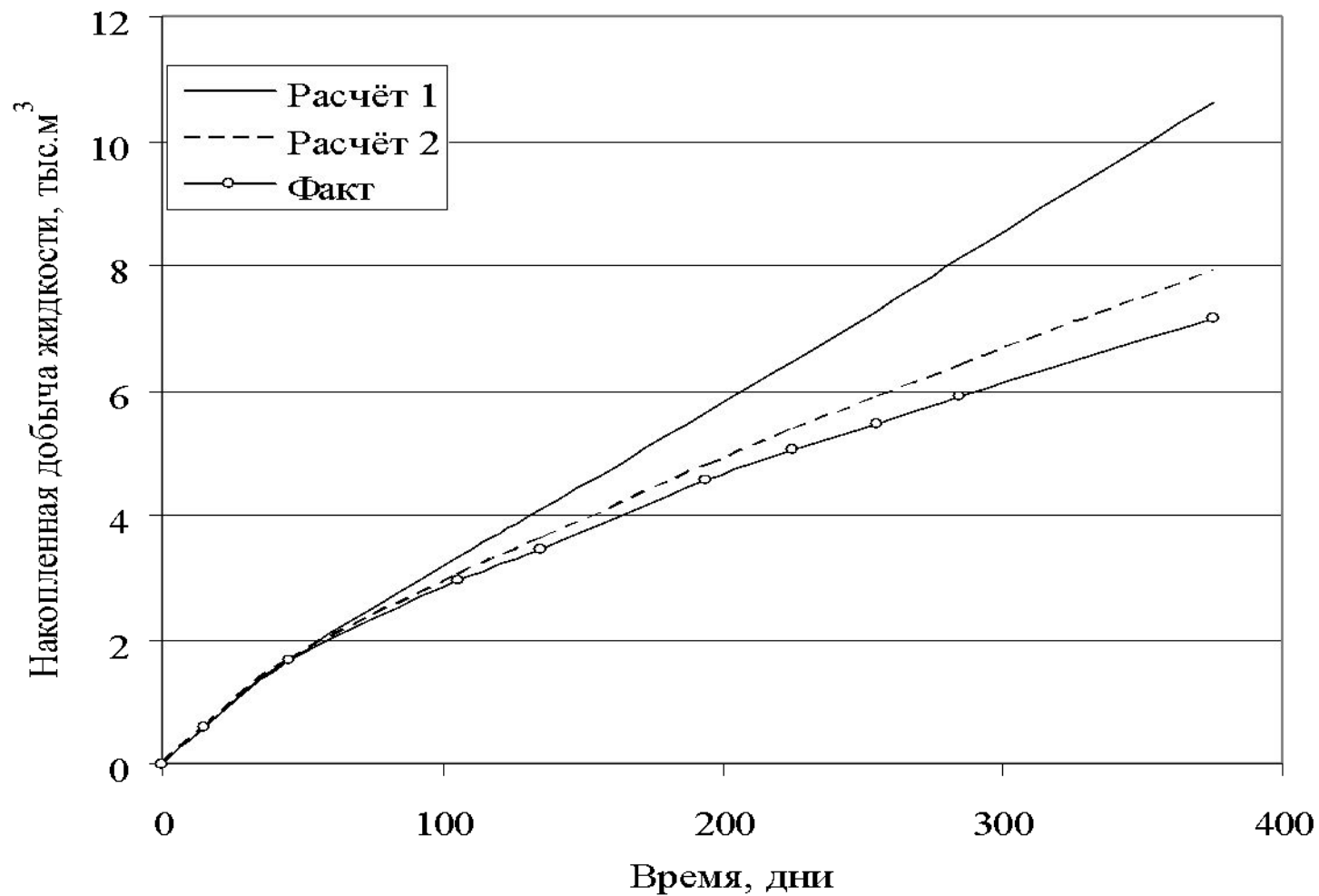


Геолого-гидродинамическая модель участка ГС520 Ем-Еговской площади

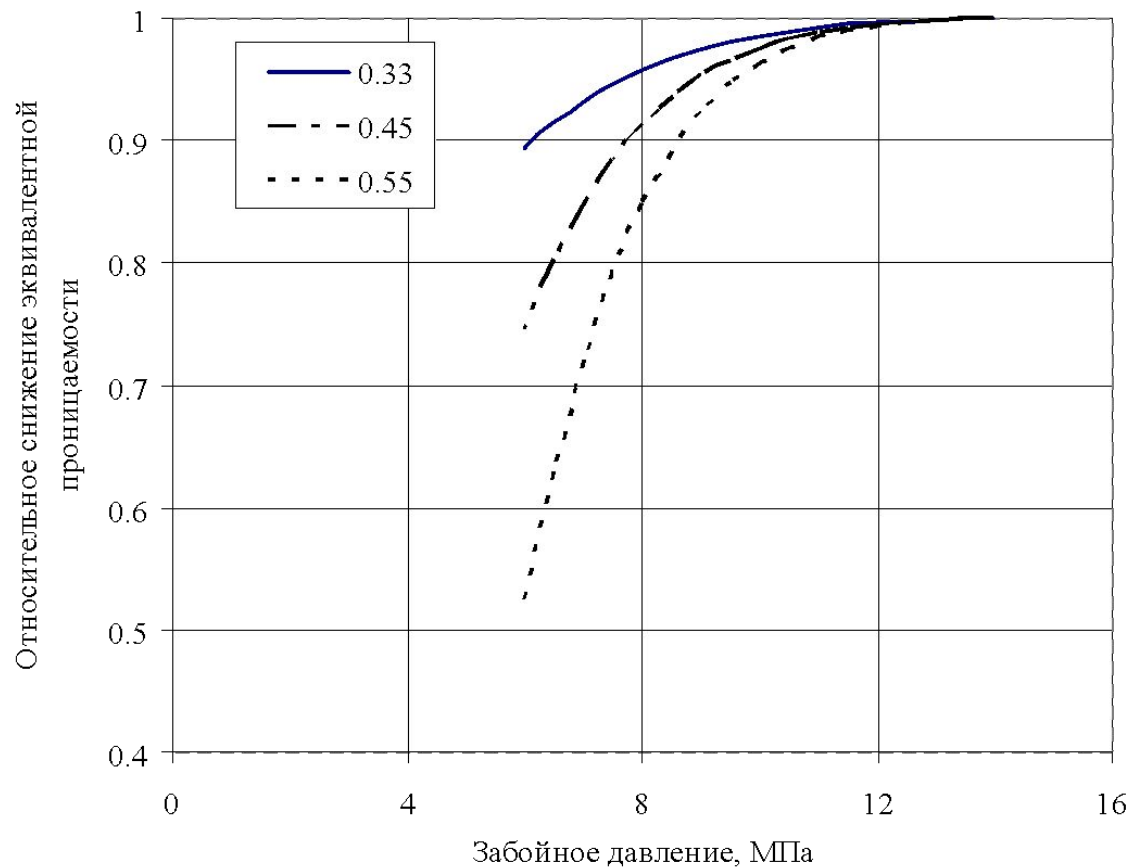
Параметр	Значение
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,2
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0,245
Средняя начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,413
Средняя проницаемость, мкм ²	0,04



Сопоставление расчётной и фактической накопленной добычи жидкости по скважине 520 Ем-Еговского месторождения



Относительное снижение эквивалентной проницаемости для исследуемых скважин Каменного и Ем-Еговского месторождений

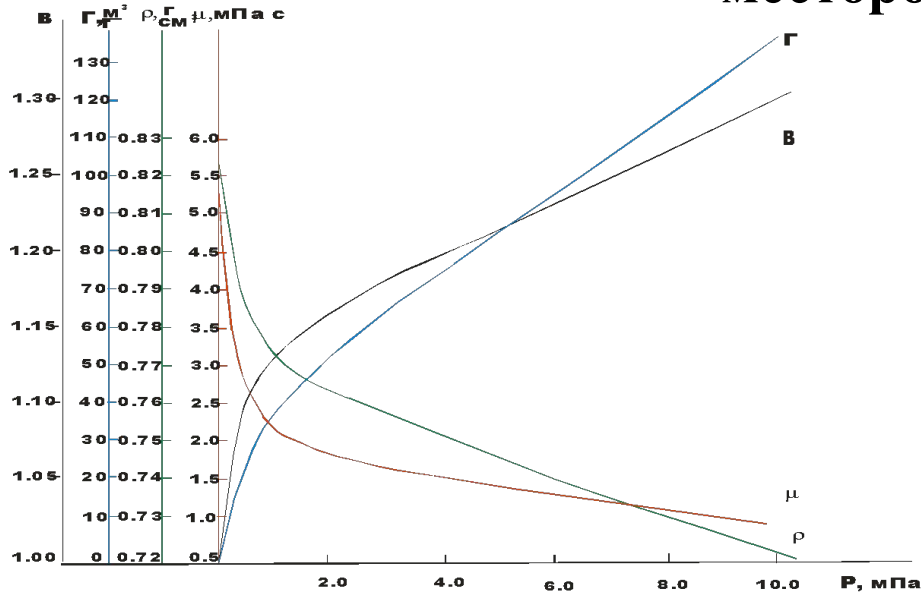


Характеристика пласта Фм Озерного месторождения

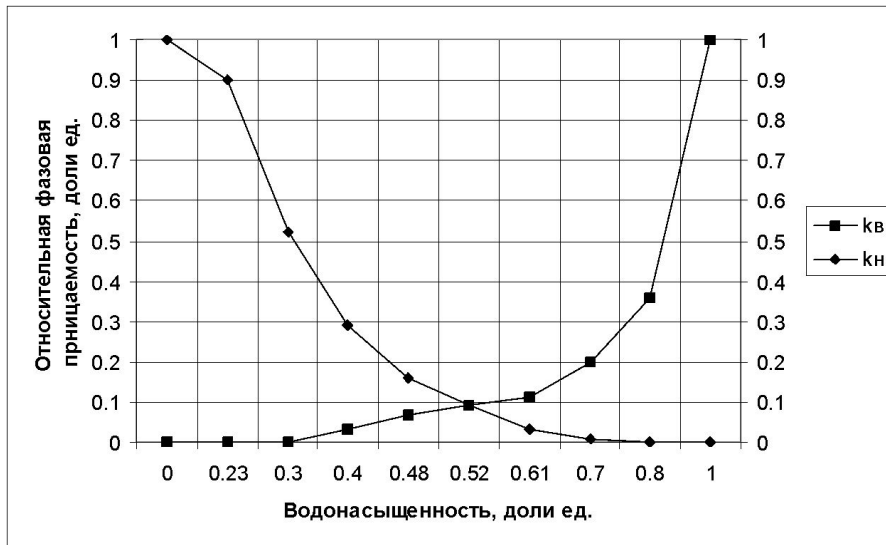
Пласт	Пределы значений нефтенасыщенной толщины по скважинам, м			Абсолютная отметка залегания пласта в своде, м	Абсолютная отметка ВНК, м	Площадь водонефтяной зоны в % от общей	Тип залежи
	от	до	ср.взв.				
Фм	0.6	58.2	12.35	-1576.4	1699	100	Массивная

Наименование	Пласт Фм
Давление насыщения, МПа	10.28
Пластовое давление, МПа	18.2
Газосодержание, м ³ /т	136.7
Пластовая температура, °С	29.8
Плотность нефти, кг/м ³	
- в пластовых условиях	727
- в стандартных условиях	831
Вязкость динамическая, мПа*с	1.02

Геолого-промысловая характеристика пласта ФМ Озерного месторождения



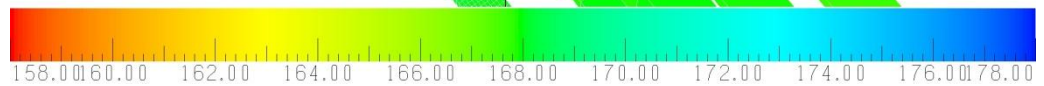
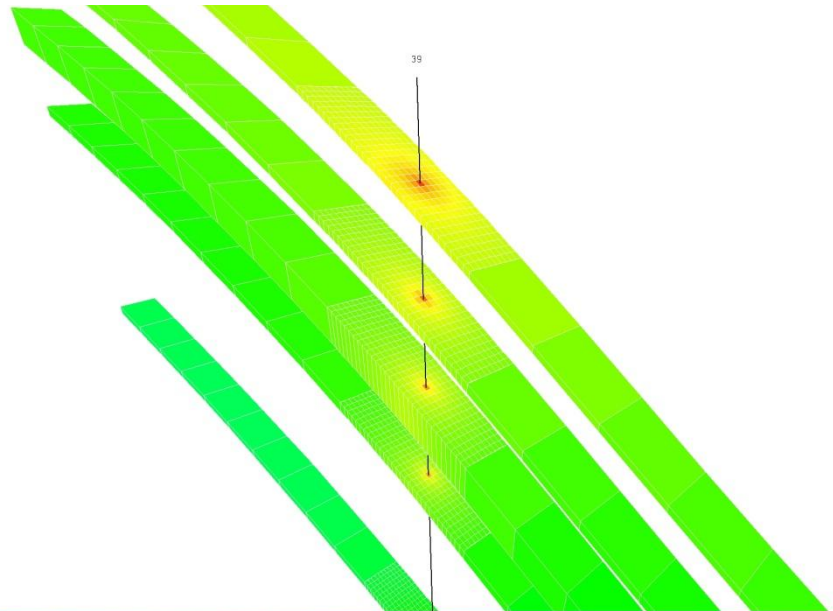
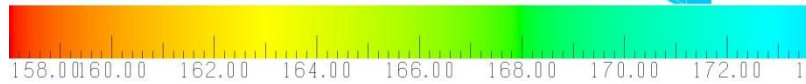
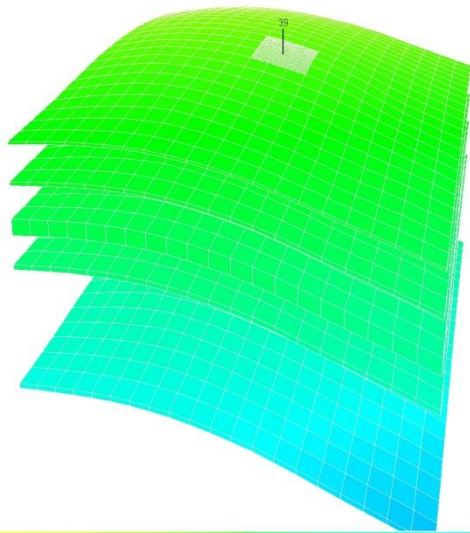
Зависимость свойств пластовой нефти от давления



Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности для пласта ФМ по керновому материалу

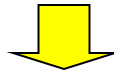
Модель пласта Озерного месторождения скважина 39

Распределение давления



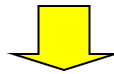
Алгоритм моделирования околоскважинных зон при комплексном влиянии деформационных процессов и изменении газонасыщенности пласта

Зависимость $k(p)$, полученная в результате лабораторных исследований керна или в результате решения обратной задачи закладывается в скважинную ячейку



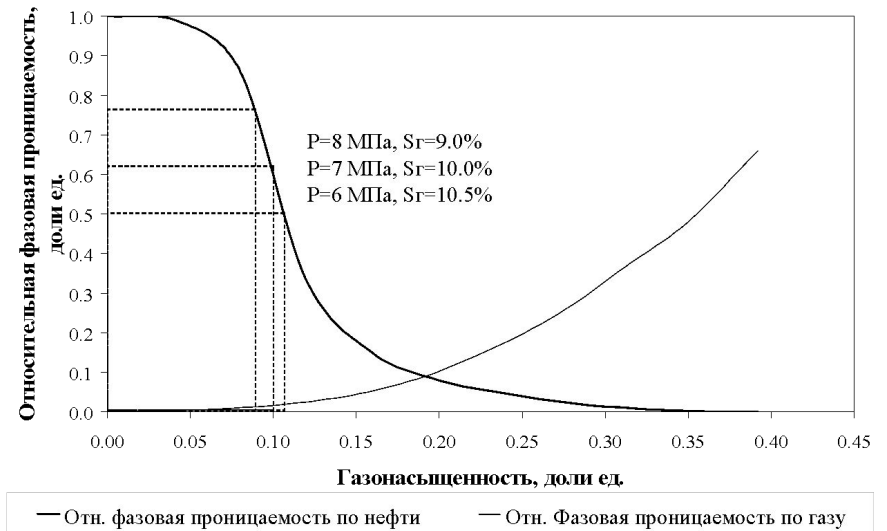
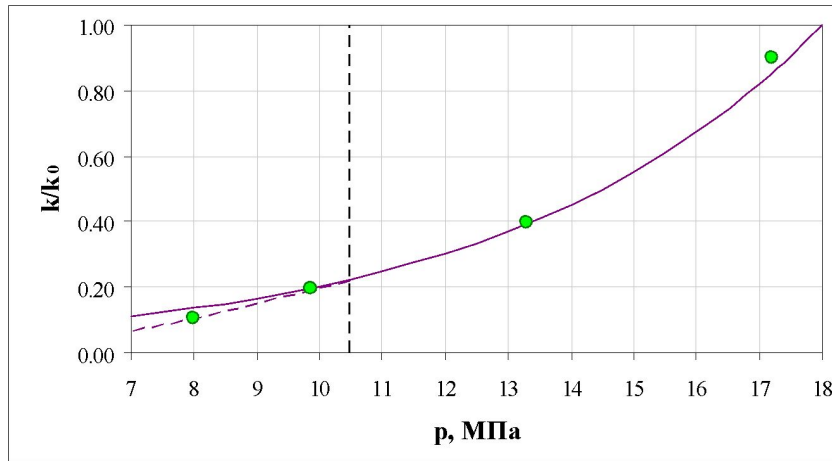
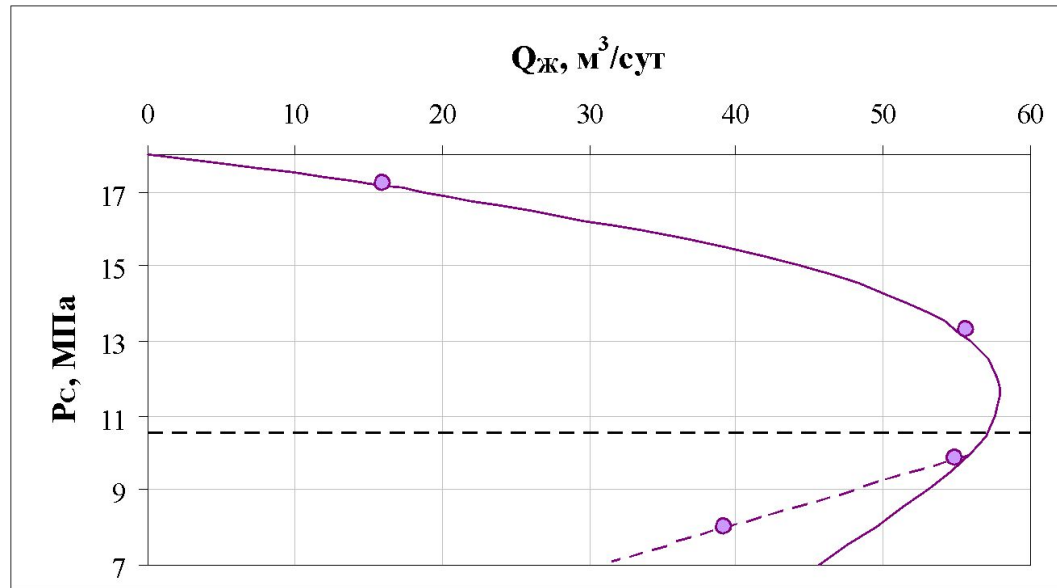
При $P_C < P_{НАС}$ дополнительное снижение дебита моделируется снижением абсолютной проницаемости:

$$k^*(P_C) : Q^P(k^*(P_C)) = Q^Ф(P_C)$$



По отн. фазовым проницаемостям системы нефть-газ по коэффициенту $k(P_C)/k^*(P_C)$ определяется $S_T(P_C)$

Апробация алгоритма для скв. 39 пласта Фм. Озерного месторождения



Оценка добывных возможностей скважин в случае зависимости коэффициента подвижности от градиента давления

