

Основы газодинамических исследований на установившихся и неустановившихся режимах

Методы определения пластового давления
в ПО «Мониторинг ГДИС»

г. Москва, 2022

ООО «РЕСУРСЫ И ТЕХНОЛОГИИ ГРУПП»

Содержание презентации

- Понятие пластового давления
- Характеристика методов определения текущего пластового давления на разрабатываемых месторождениях
- Демонстрация методов определения пластового давления в ПО «Мониторинг ГДИС»

Материалы презентации включены в программу тестирования, следует их внимательно изучить

Понятие Пластовое давление

Различают начальное и текущее пластовое давление

■ **Начальное пластовое давление** имеет место в нефтегазонасыщенном объеме пласта до начала разработки. Начальные пластовые давления обычно приводят к средней горизонтальной плоскости, проходящей через середину продуктивной толщи

■ **Текущее пластовое давление** формируется в нефгазонасыщенном пласте в процессе извлечения из него нефти или газа системой эксплуатационных скважин. Его распределение по площади отображают на картах изобар изолиниями и в виде депрессионных воронок. Понятие пластового давления играет важную роль в нефтегазодобыче, так как является мерой энергетического состояния пласта. Согласно большинству определений, под пластовым давлением подразумевается давление на условном контуре питания скважины

■ **На практике пластовое давление** определяется, как правило, **в остановленных или простаивающих скважинах**. Однако фактическое определение пластового давления в остановленной скважине осложняется недостаточным для стабилизации временем остановки скважин и влиянием соседних работающих скважин, что выражается в отсутствии установившегося давления в остановленной скважине. Поэтому для определения пластового давления на разрабатываемых месторождениях применяются косвенные методы, основанные на различных аппроксимациях.

Методы определения пластового давления

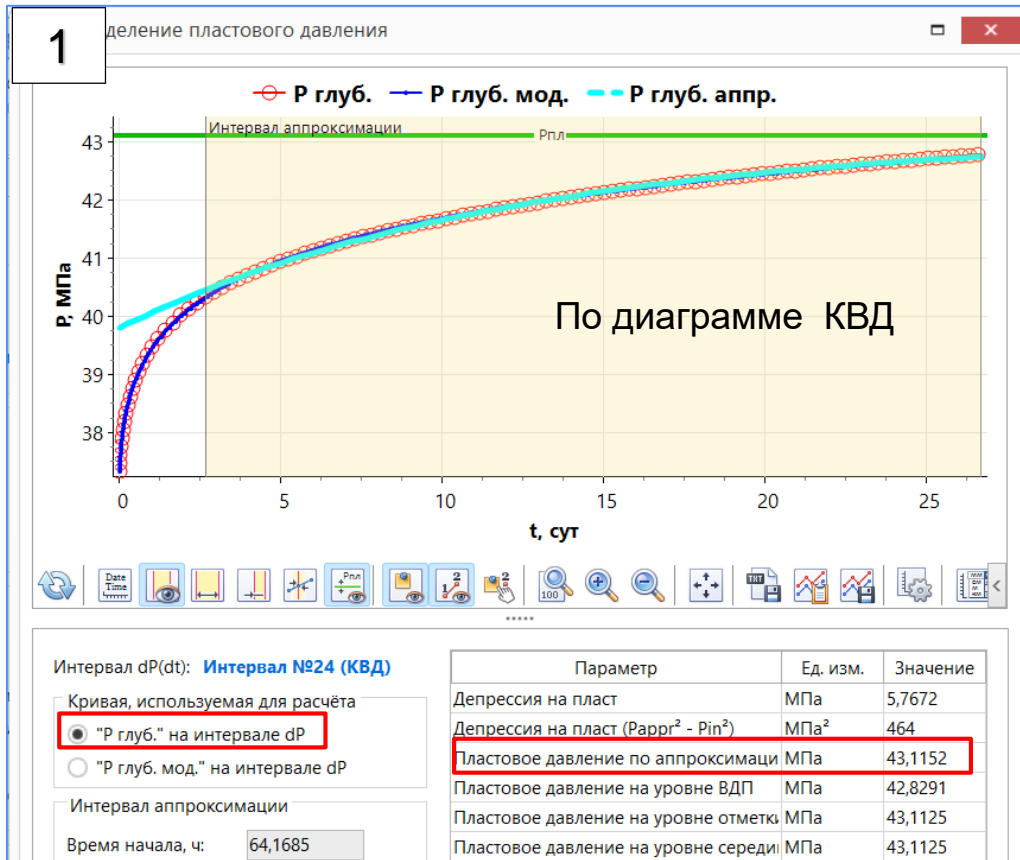
- В ПО «Мониторинг ГДИС» реализованы несколько методов определения пластового давления, в том числе начального и текущего среднего пластового давления. Выбор наиболее корректного метода зависит от многих факторов – конструкции заканчивания скважины (вертикальная, горизонтальная, с ГРП и др.), фильтрационных свойств пласта и геолого-промысловых условий разработки месторождения.

Реализованные методы:

- Методы аппроксимации последнего участка КВД или модельной кривой давления
- Метод P_i - генерации модельного графика давления к началу истории работы скважины по данным интерпретации КВД
- Метод Хорнера
- Метод PSS (метод псевдоустановившегося состояния)
- Метод Матбаланса
- Метод среднего пластового давления по кривой P_{av}

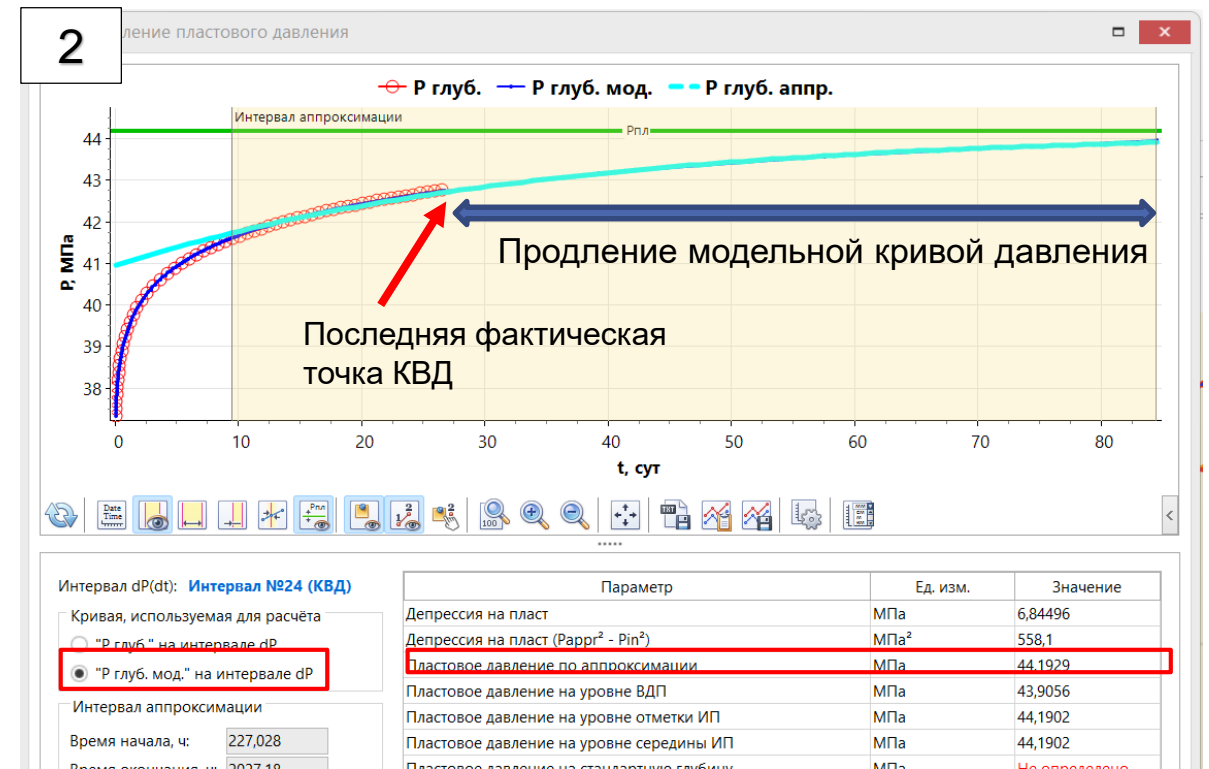
Методы аппроксимации последнего участка КВД (1) и модельной кривой давления (2) Пример 9

Методы аппроксимации позволяют получить более точное расчетное значение пластового давления по недовосстановленной КВД по сравнению с последней точкой диаграммы давления



Ограничения Варианта 1: сильно недовосстановленные КВД

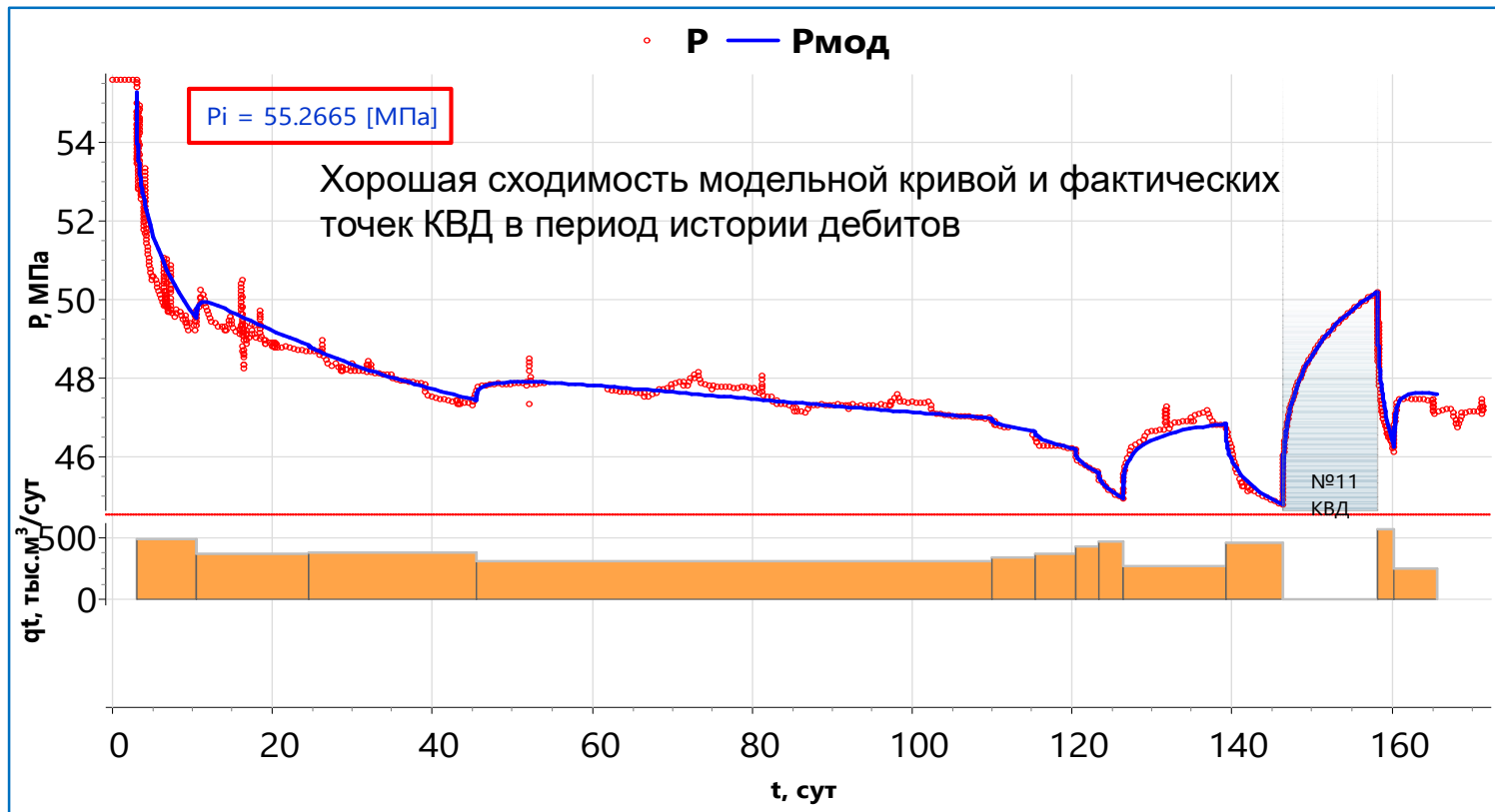
Формула аппроксимации $y(t) = P_{pl} - C \cdot \exp(-mt)$



Вариант 2 имеет преимущества для недовосстановленных КВД и реализуем в двух вариантах: с построением модели по интервалу фактической КВД и с продлением модельной кривой до полного восстановления давления

Начальное/текущее пластовое давление по модельной кривой давления в начальной точке истории работы скважины (метод P_i) Пример Дополнительный 1

Метод P_i основан на совмещении нелинейной регрессией данных замера и модельной кривой на интервале КВД путем продолжения модельной кривой давления $P_{\text{мод}}$ до первой точки истории дебитов, которая по смыслу и является начальным $P_{\text{пл}}$, а при запуске скважины после длительной остановки и короткой историей работы перед КВД - текущим $P_{\text{пл}}$.

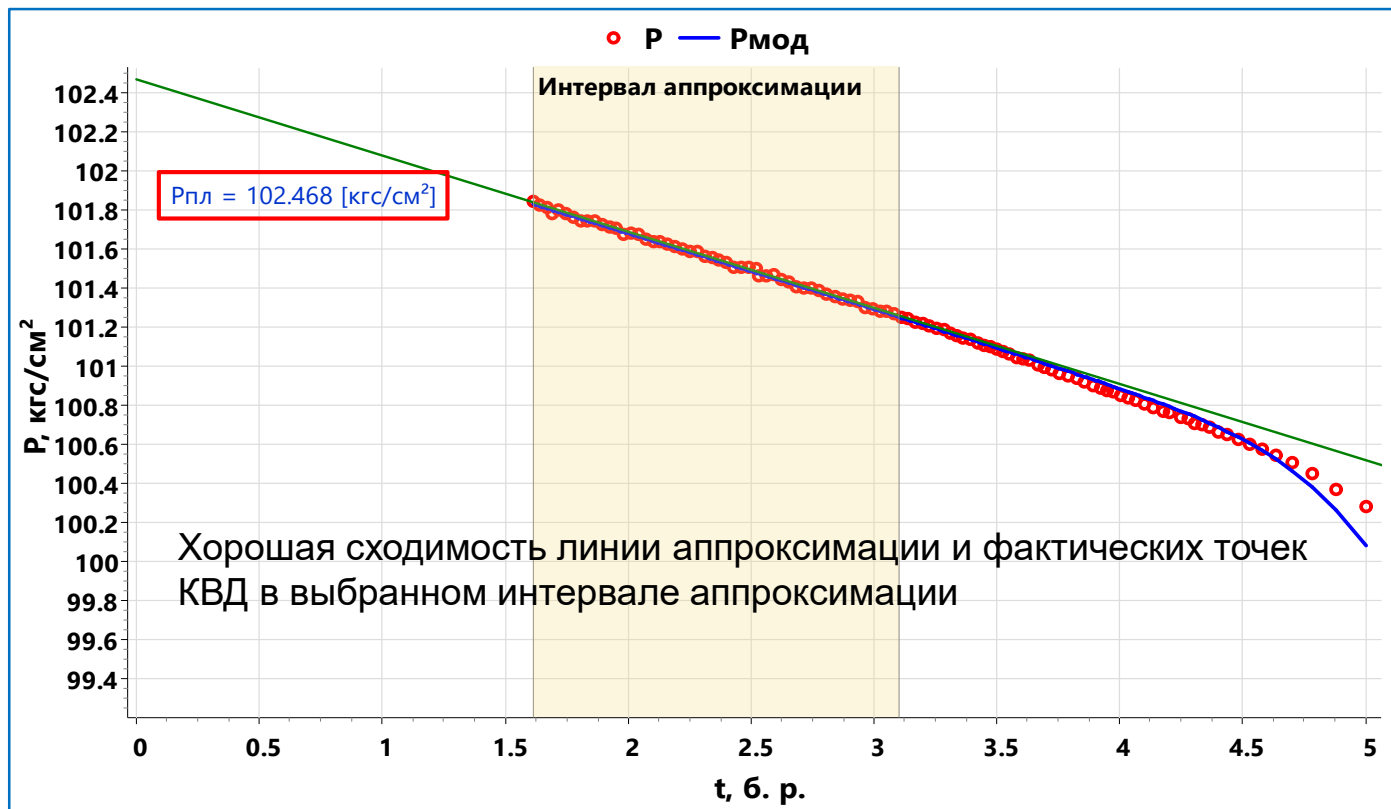


Особенности применения метода: зависимость результата от полноты и корректности задания истории работы скважины

Метод Хорнера Пример 6

Метод Хорнера основан на аппроксимации зависимости давления после остановки скважины на КВД формулой

$$P(X) = p_{in} - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \ln X \quad \text{где } X = \frac{\Delta t + T_{\text{раб}}}{\Delta t}$$



Особенность метода

При больших значениях времени КВД по сравнению со временем работы скважины переменная X (безразмерное время) стремится к 1, а давление $p(X)$ — к начальному давлению в пласте P_{in} , которое принимается за пластовое давление P_{pl} .

Ограничение метода

Неприменимость при сложной истории работы скважины и не учёт падения давления в пласте в процессе разработки

Метод PSS (метод псевдоустановившегося состояния) Пример 6

Метод псевдоустановившегося режима (состояния) основан на приближенном решении задачи о запуске в работу вертикальной скважины в пласте, ограниченном непроницаемым контуром площадью A . Согласно решению давление на скважине, запущенной в работу с постоянным дебитом на поверхности q через время t определяется соотношением

Расчёт среднего давления

Метод расчёта

Метод PSS Метод мат. баланса Метод мат. баланса по Q_{cum}









Параметры для расчёта

Эффективная толщина пласта:	26	м	
Объёмный коэффициент:	0.01019	м ³ /м ³	
Площадь дренирования:	12.57	км ²	=
Радиус скважины:	0.12	м	
Эффективная вязкость:	0.0146	мПа-сек	
Форм-фактор зоны дренирования:	31.62	б. р.	Запомнить
Коэффициент проницаемости:	239.7	мДарси	
Общий скин-фактор:	2.65	б. р.	
Давление в точке начала КВД:	98.237	кгс/см ²	
Эффективный расход перед КВД:	735.3	тыс.м ³ /сут	

Очистить Получить значения **Рассчитать**

Расчётные параметры

Среднее давление: 102.172 кгс/см²

Форма	Фактор
Свое значение	31.62
	31.62
	31.6
	27.1
	27.6
	21.9
	0.098
	30.8028
	12.9851

$$P_{cp} = P_{wf} + \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{10.06A}{C_A R_w^2} \right) + S - 0.75 \right]$$

где R_w – радиус скважины, A – площадь зоны дренирования, R_e – условный радиус контура питания, а C_A - коэффициент формы зоны дренирования. В частности, для круговой границы $C_A=31.62$.

Особенность метода

Физический смысл определяемого давления соответствует начальному давлению P_i , а не текущему пластовому давлению

Ограничение метода

Отсутствие учета истории работы скважины

Метод Материального баланса Пример 6

Расчет среднего давления может осуществляться двумя методами расчета: методом материального баланса и методом материального баланса по Q_{sum} , т.е. с учетом совокупного расхода (отбора) флюида перед КВД. Метод материального баланса основан на законе сохранения массы для замкнутого коллектора и позволяет провести оценку текущего пластового давления для условий ограниченной области дренирования скважин, например в зоне дренирования скважины

Расчёт среднего давления

Метод расчёта

Метод PSS Метод мат. баланса Метод мат. баланса по Q_{sum}

Параметры для расчёта

Эффективная толщина пласта:	26	м	▼
Объёмный коэффициент:	0.01019	м³/м³	▼
Площадь дренирования:	12.57	км²	▼ =
Пористость:	0.22	доли ед.	▼
Общий коэфф. сжимаемости:	1080	10 ⁻⁴ /МПа	▼
Начальное давление:	102.447	кгс/см²	▼
Совокупный расход перед КВД:	25.736	млн.м³	▼

Очистить Получить значения Рассчитать

Расчётные параметры

Среднее давление:	102.275	кгс/см²	▼
-------------------	---------	---------	---

$$P_i - P_{cp} = \frac{\Delta V_p}{C_t V_p} = \frac{qBt}{C_t m h A}$$

где P_{cp} - текущее среднее давление, V_p – объем поровой части коллектора, t – время работы скважины, $Q=qt$ – накопленная добыча, A – площадь коллектора.

Особенность метода

Физический смысл определяемого давления соответствует начальному давлению P_i , а не текущему пластовому давлению

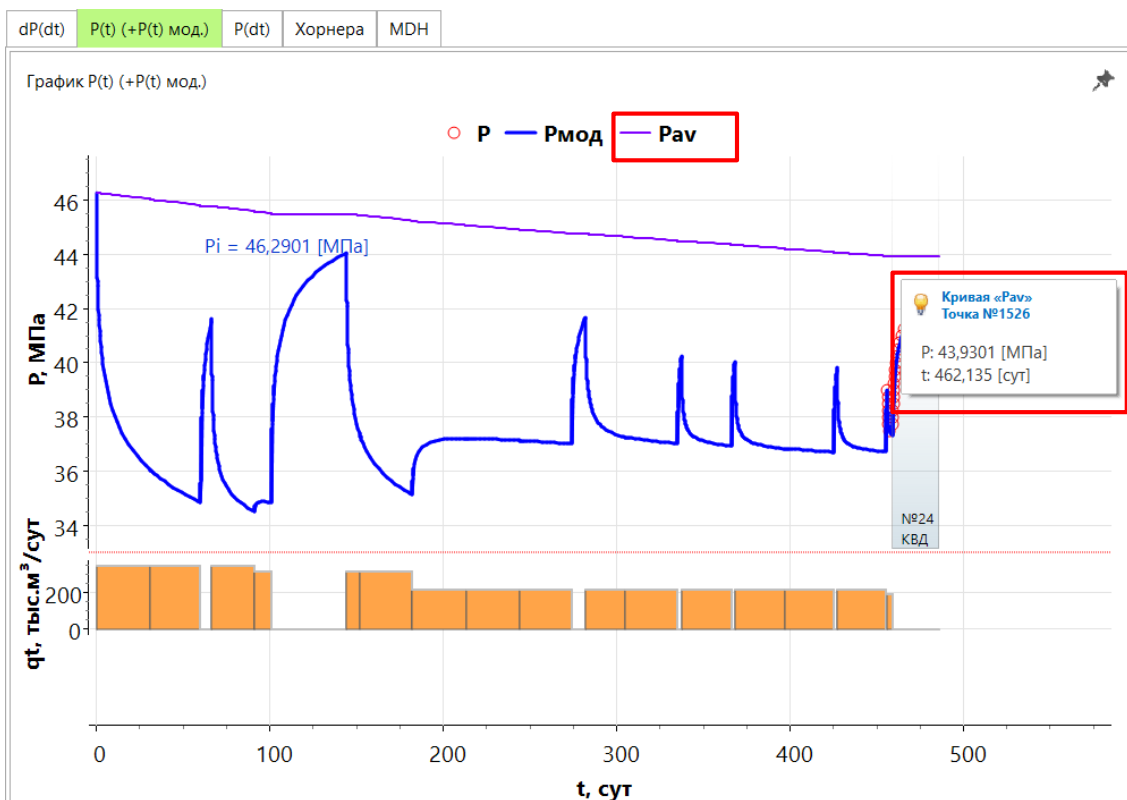
Ограничение метода

Отсутствие учета истории работы скважины

Метод среднего пластового давления по кривой P_{av} Пример 9

Расчет кривой среднего пластового давления в зоне дренирования (P_{av}) методом материального баланса с учетом всей истории работы скважины осуществляется на вкладке интерпретации КВД. Давление, определенное методом P_i , является начальной точкой (давлением) для построения кривой P_{av}

Результат расчета кривой среднего пластового давления P_{av} отображается на графике $P(t)(+P(t) \text{ мод.})$



Параметры версии

- Учёт соседних скважин
- Кривая P_{av} по мат. балансу Площадь дренирования...
- Быстрая генерация модельной кривой

Особенность и ограничения метода

Результат зависит от значения начального давления P_i , полученного по Методу P_i , а также от полноты и корректности задания истории работы скважины

Контактная информация

Возникающие вопросы, связанные с материалом настоящей презентации, просим направлять на адрес электронной почты:

kursmgdis@res-tech.ru

Подробная информация о компании ООО «Ресурсы и технологии групп» и о программе «Мониторинг МГДИС» размещена на сайте:

res-tech.ru

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!