

Основные определения

'Интеллектуальное нефтегазовое месторождение' — система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, предусматривающая непрерывную оптимизацию интегральной модели месторождения и модели управления добычей.

Ввиду сложности и не четкой определенности геологических моделей (как части интегральной модели) построить полностью автоматическое управление нефтедобычей в обозримый период времени представляется невозможным, но при этом возможно использовать данный эталон для формирования целей для программ по снижению человеческого фактора в процессах управления жизненным циклом месторождений.

'Интеллектуальное месторождение' – класс систем управления активами (производственными фондами) нефтедобывающих предприятий, построенных на базе формализованной, интегральной модели актива, обрабатываемой автоматизированной системой управления, гарантирующей оптимальное управление на всех уровнях предприятия при контроле целей задаваемых владельцами актива.

Термин основан на понятии «Интеллектуальное управление/интеллектуального управления». Аналогом данного термина являются «Цифровое нефтяное месторождение (Digital Oil Field), интегрированное управление операциями (Integrated Operation) на месторождении. Частным понятием данного термина является - «интеллектуальная скважина».

Необходимыми условиями существования интеллектуального месторождения является:

- формализованность информационной модели месторождения;
- аппарат управления;
- максимально точные интерфейсы обратной связи (датчики, связь);
- интерфейсы для оптимизации процессов, моделей и критериев.

Для обеспечения целостности управления месторождением, интегральная

информационная модель актива должна включать и объединить все аспекты представления знаний об активе, включая:

- Геологическая модель.
- Географическая модель
- Технологическая модель
- Модель цепочек поставок (напр. SCOR)
- Экономическая модель
- Финансовая модель
- Политическая модель

Основные определения

Внедрение интеллектуального нефтяного месторождения базируется на открытых стандартах ISO 15926, ISA-95, ISA-88 и т.д.

Интеллектуальное месторождение включает в себя несколько контуров управления:

- **Операционный контур обеспечивает контроль над эффективностью процессов управления операциями на месторождении (добыча, контроль и управление режимами работы и состояния оборудования, вспомогательные процессы и т.д.);**
- **Моделирующий контур - обеспечивает динамическое развитие модели управления при изменяющихся внешних и внутренних условиях.**

Определение интеллектуальной системы

(вариант 1)

Интеллектуальные системы – это системы, использующие технологии искусственного интеллекта: экспертных систем, искусственных нейронных сетей, аппарат нечеткой логики и т.п. (все вместе или что-то одно).

В этом случае наличие использования перечисленного выше математического аппарата является основанием для того, чтобы систему считать интеллектуальной. Причем насколько эффективно используется тот или иной математический аппарат не важно.

Системы, имеющие несколько целей функционирования (а может быть умеющие генерировать эти цели!), выбирая самую подходящую цель в зависимости от окружающей среды, умеющие прогнозировать поведение окружающей среды и свое собственное состояние.

Именно последнее определение наиболее содержательно и имеет практическую ценность для разработчиков современных интеллектуальных систем, в том числе и в нефтегазовой области.

Системы, использующие микропроцессоры: например, датчик называется интеллектуальным, если в его составе есть микропроцессорный контроллер, обеспечивающий, например, перевод электрического сигнала в физическую величину, и реализацию допускового контроля и имеет цифровой интерфейс.

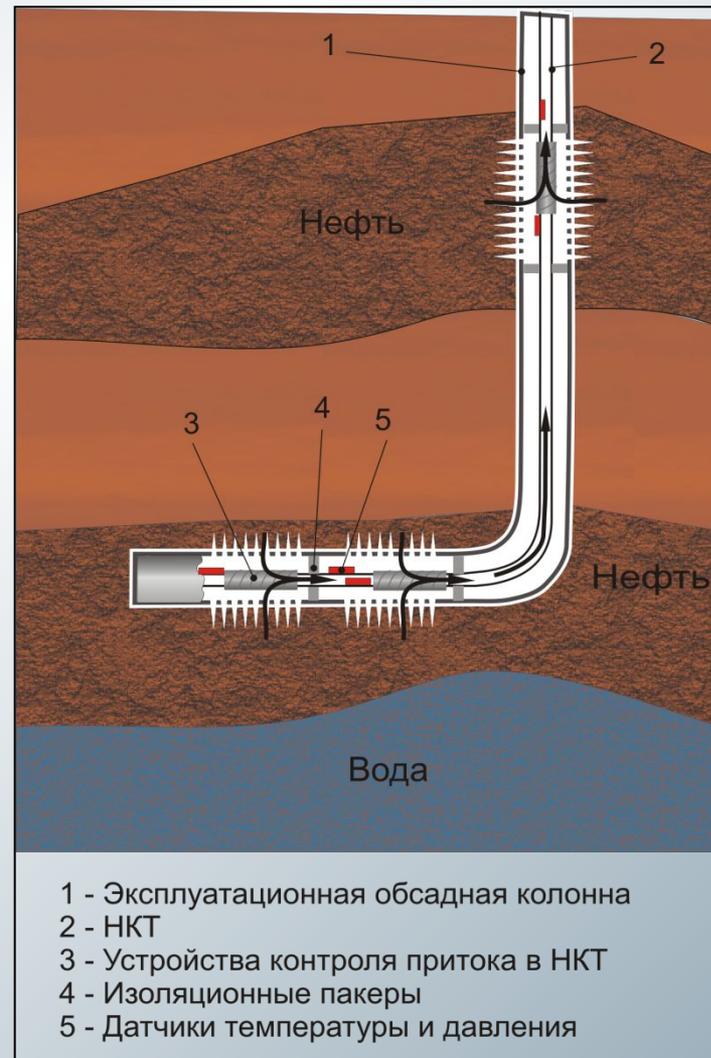
Аппаратное решение в виде наличия микропроцессора определяет принадлежность устройства к интеллектуальным системам!

Что такое «умная» скважина?

«Умная», «интеллектуальная» скважина (smart well, intelligent well) или «скважина с высокотехнологичной компоновкой» - скважина конструктивно объединяющая ряд компонентов для сбора, передачи и анализа данных о добыче и пласте, и способных управлять притоком на отдельных интервалах перфорации в целях оптимизации добычи, без внутрискважинных работ

Основные элементы:

1. Активные устройства контроля притока (Inflow Control Devices – ICV), в отличие от пассивных устройств контроля притока (ICD) управляются с поверхности и позволяют регулировать расход потока, поступающего с интервала перфорации
2. Системы измерения на забое
3. Пакеры, изолирующие отдельные интервалы перфорации



Основные сегменты в цепочке процессов, реализованных в интеллектуальном месторождении.

Центр управления разработкой месторождения.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ.
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТА И СКВАЖИН.
МОНИТОРИНГ АКТИВОВ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ.
МОНИТОРИНГ РАБОТЫ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ОБОРУДОВАНИЯ.
МОНИТОРИНГ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.
ОТСЛЕЖИВАНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПЕРСОНАЛА И ОБОРУДОВАНИЯ.
МОНИТОРИНГ СИСТЕМЫ СБОРА ТРАНСПОРТА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.
МОНИТОРИНГ ДОБЫЧИ НЕФТИ.

Интеллектуальное закачивание скважин
Интеллектуальные скважины.
Интеллектуальный куст скважин.
Интеллектуальная система сбора транспорта и подготовки нефти газа и воды. 3D -4D Сейсмика.
Интеллектуальное оборудование. Интеллектуальный ГПП.
Оптимизация и адаптация сценариев разработки месторождения.

OIS+, Телескоп, DLGA Online, HySYS, TimeZYX, Avocet
Integrated Asset Modeler (Schlumberger) , BP's Field of the Future (IBM) , Smart fields (Shell), I-fields (Chevron) и т.д.

Станции интеллектуального управления. Станции контроля за состоянием исправности оборудования. GPS, GPRS-модули. Инклинометры. Оптоволоконная связь. Спутниковая связь. Станции сбора архивации и хранения данных. Суперкомпьютеры и пр.пр.

Скважинные датчики (контроль температуры, давления, расхода жидкости). Устьевые мультифазные расходомеры и пр.пр.

Визуализация

Автоматизация процессов

Программное обеспечение

Интеграция

Данные



10-25% ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ СОКРАЩЕНИЕ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Снижение себестоимости добычи и повышения отдачи нефтяных месторождений на всех этапах – от геологоразведочных работ до рекультивации земель.
Оптимальная система разработки, добычи и подготовки углеводородов. Оптимизация добычи за счет снижения операционных затрат и увеличения добычи углеводородов.

Организация ЦУРМ. Визуализация: графическое представление информации, моделей, процессов. Моделирование пласта и скважин в режиме постоянного обновления данных. Мониторинг активов.
Мониторинг артезианского оборудования. Удаленный мониторинг буровых работ. Отслеживание местонахождения персонала. Управление производством и пр.

Реализация системы расширенного анализа данных и прогнозирования развития разработки месторождения, мониторинг ключевых показателей разработки месторождения. Автоматизация стандартных «рутинных» и повторяемых процессов.

Реализация системы постоянной связи с аппаратными средствами. Обработка и классификация поверхностных и подземных источников данных, преобразование в удобный вид для работы с ними.

Реализация системы постоянного сбора информации в режиме реального времени. Интеллектуальные скважины, интеллектуальное закачивание и пр.

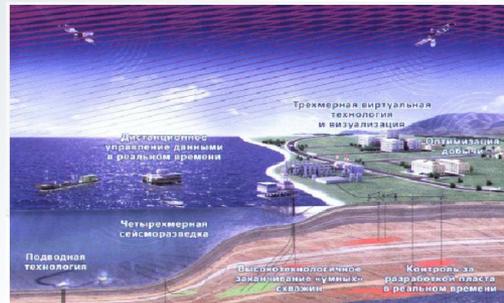
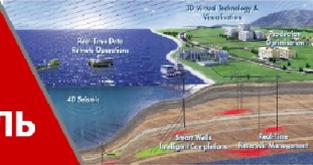
ЦЕЛЬ

Управление событиями

Расширенный анализ и прогнозирование

Сбор данных и интеграция

Высокотехнологичные аппаратные средства



Интеллектуальное месторождение – это система управления автоматическими операциями по добыче углеводородов, которое предусматривает непрерывную оптимизацию производственного процесса и модели управления месторождением.



Эксплуатационный объект

Наилучшим определением эксплуатационного объекта является определение М.М. Ивановой, и др. [1]: "один или несколько продуктивных пластов месторождения, выделенные исходя из геолого-технических и экономических соображений для разбуривания единой системы скважин". Авторы [2] пытаются уточнить приведенную формулировку, дополняют определение следующим: "при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из пластов". Таким образом, наиболее жестким требованием выделения эксплуатационного объекта является "разбуривание единой системой скважин". Иными словами, каждый выделенный объект должен иметь самостоятельную сетку скважин.

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра. – 1985.

2. Хачатуров Р.М., Гудырин М.П., Павлов В.П. Особенности разработки многопластовых залежей углеводородов на примере месторождений ОАО НК "Роснефть". В кн. "Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений". Часть I. – Труды Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений, Альметьевск, 5 – 9 июня 2000г. – Альметьевск. 2000. – с. 276 – 283.

Общая характеристика преимуществ и недостатков применения высокотехнологичных скважинных компоновок

Преимущества:

- Возможность более гибкого по сравнению с обычными скважинами управления разработкой месторождения посредством регулирования добычи или закачки на отдельных интервалах перфорации**
- Повышение коэффициента охвата пласта вытеснением**
- Возможность получения в реальном времени данных о дебитах, забойных давлениях и температурах на отдельных интервалах применения этих данных для управления разработкой месторождения**
- Возможность отдельного освоения и испытания отдельных зон**
- Снижение эксплуатационных затрат за счет сокращения объема внутрискважинных работ (особенно на морских месторождениях)**

Общая характеристика преимуществ и недостатков применения высокотехнологичных скважинных компоновок

Недостатки:

- Высокая стоимость**
- Применение в основном ограничено высокодебитными фонтанирующими скважинами**
- Техническая сложность установки, эксплуатации и, особенно, ремонта. Возможность выхода из строя устройств контроля притока, датчиков из-за неисправностей, дефектов, отложений солей или парафинов**

Преимущества одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов

- 1. Сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного отбора запасов углеводородов разных объектов разработки одной сеткой скважин.**
- 2. Эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей.**
- 3. Повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.**

Двухлифтовая установка для ОРЭ

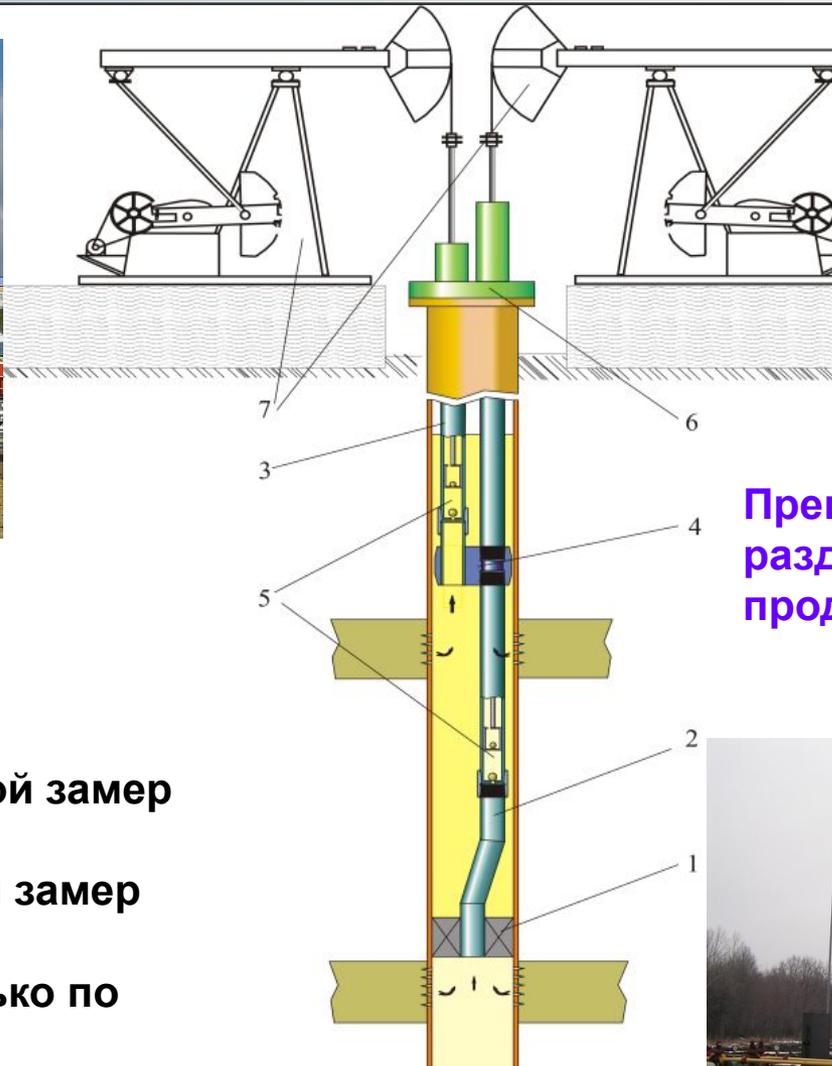


Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – прямой замер

Обводнённости – прямой замер

Забойное давление – только по динамограмме



Установки разработаны для 146 и 168 мм эксплуатационных колонн

Преимущества:
раздельный подъём
продукций пластов



Однолифтовая установка для ОРЭ

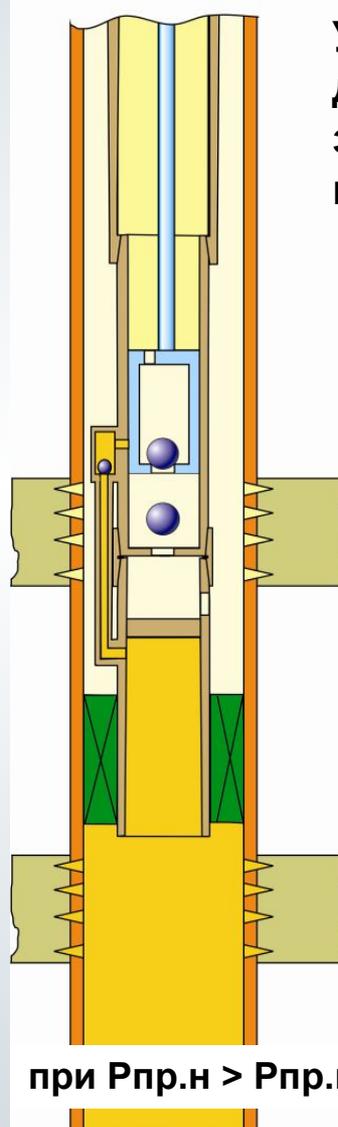
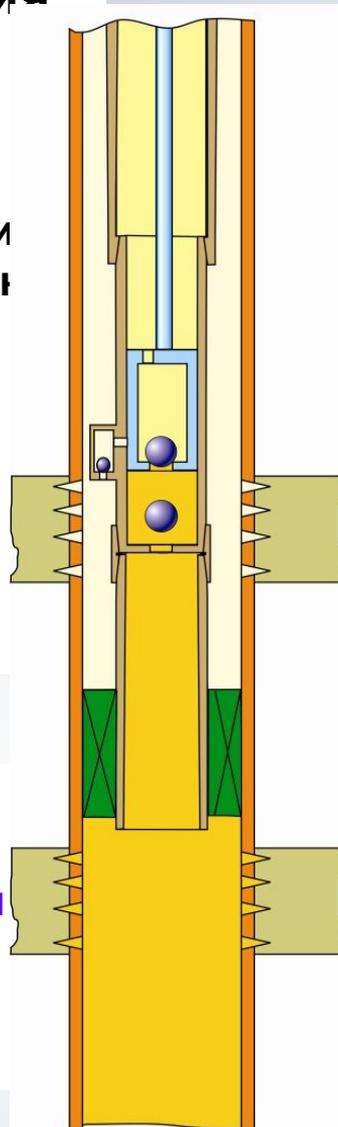
Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – по динамограмме, по КВУ при кратковременной остановке

Обводнённости – переналадкой насоса

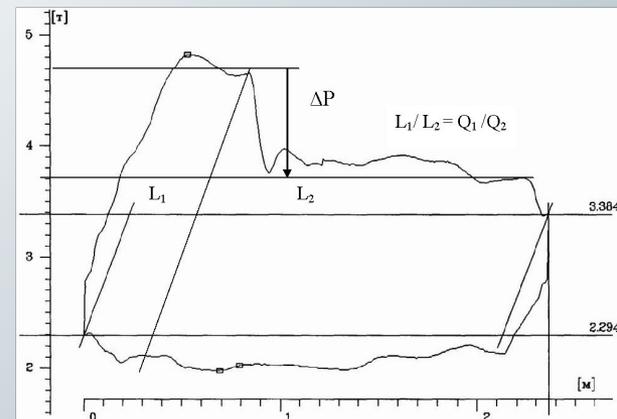
Забойное давление – по динамограмме, спуск прибора

Преимущества: простота, любой размер насоса, регулировка соотношения дебитов пластов, возможность установки глубинного прибора

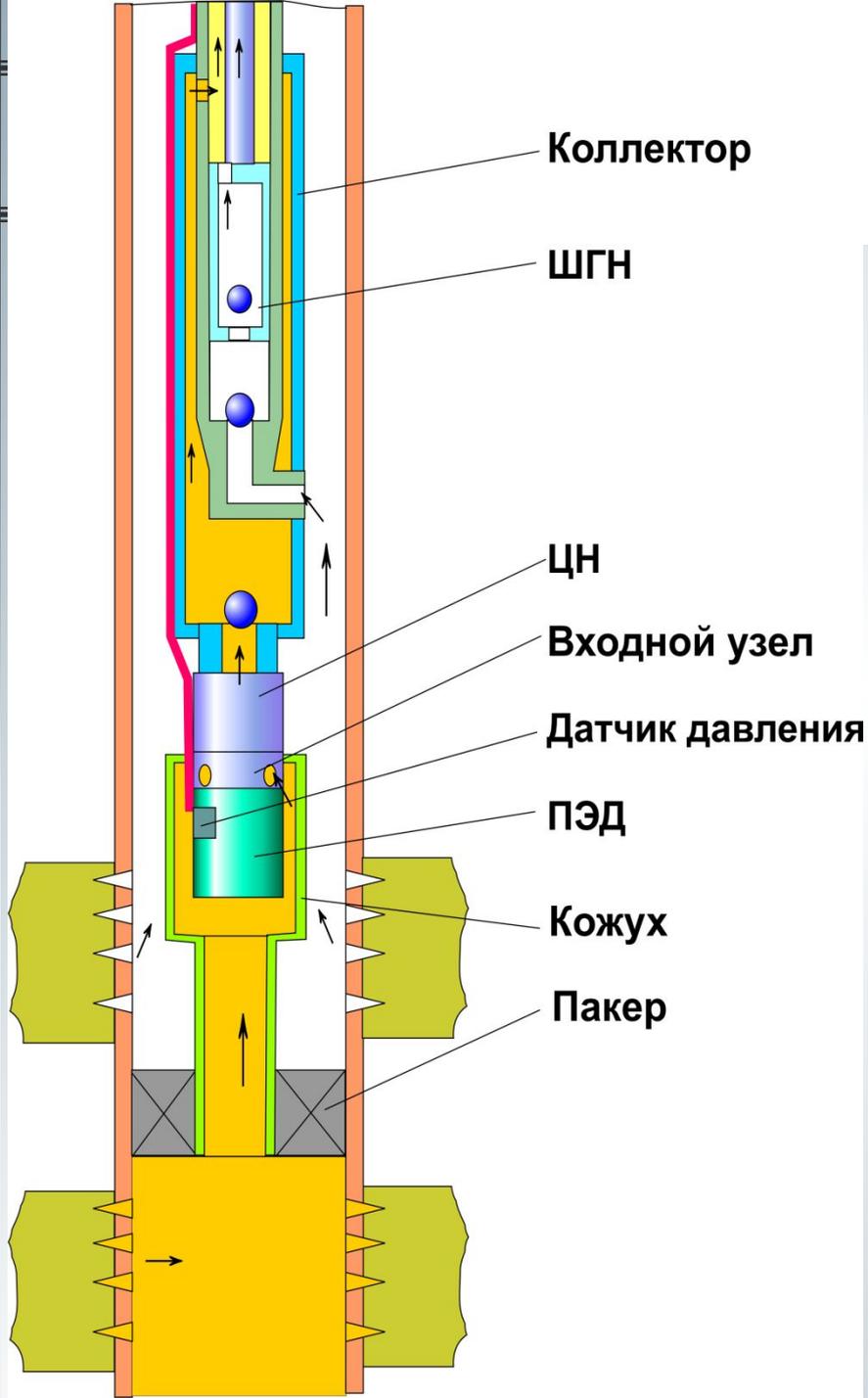


при $P_{пр.н} > P_{пр.в}$

Установки разработаны для 146 и 168 мм эксплуатационных колонн



Установка для ОРЭ с электропогружным насосом



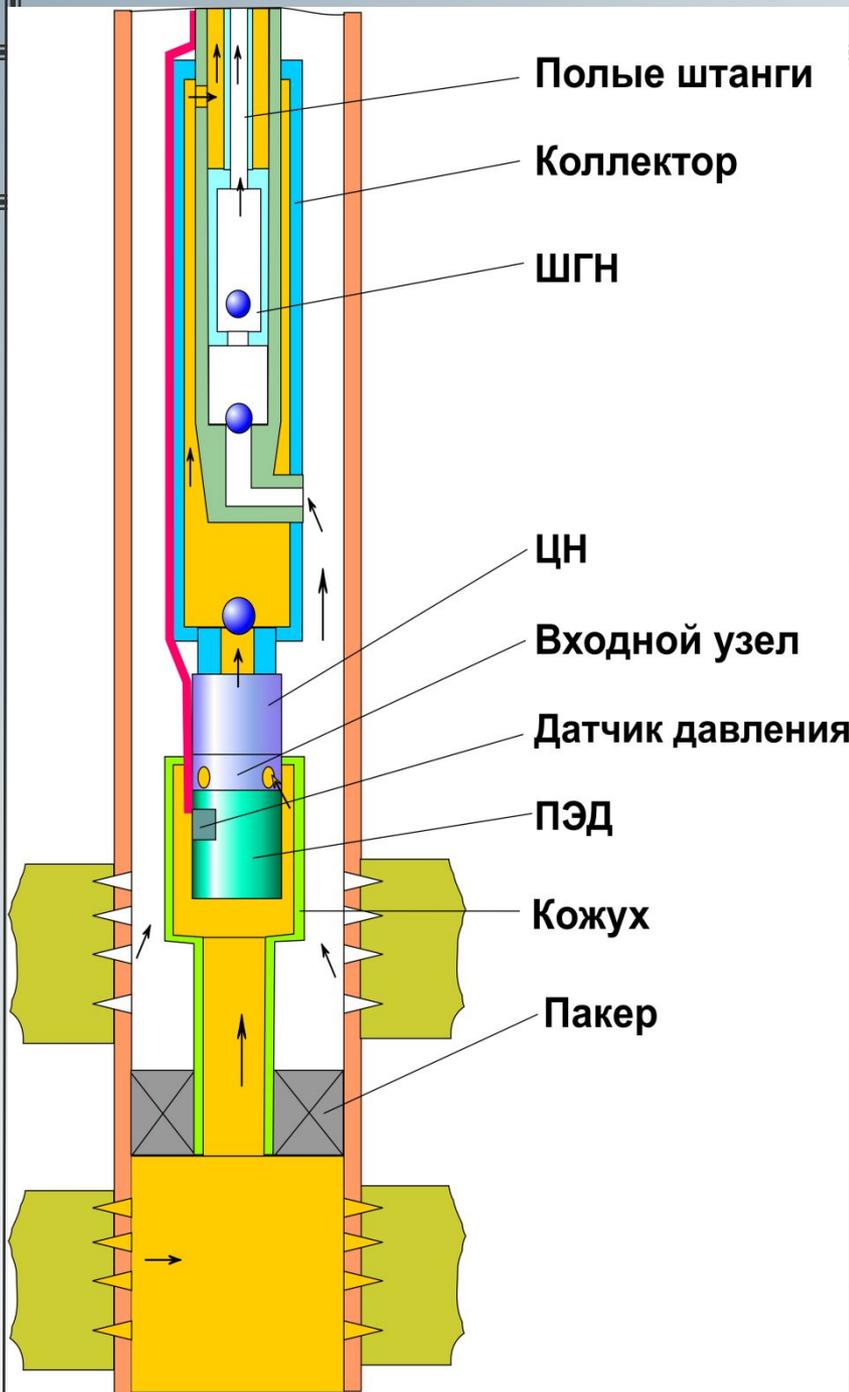
Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – прямой замер при остановке одного из насосов

Обводнённости – прямой замер при остановке одного из насосов

Забойное давление – по телеметрии

Преимущества: полный объём информации о работе пластов



Установка для ОРЭ с электропогружным насосом и отдельным подъёмом продукции объектов

Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – прямой замер

Обводнённости – прямой замер

Забойное давление – по телеметрии

Преимущества: полный объём информации о работе пластов, отдельный подъём

Схема ОРЗ и Д



Преимущества: полный объём информации о работе пластов, простота

Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – прямой замер

Обводнённости – прямой замер

Забойное давление – по уровню

Приёмистость пласта – прямой замер на устье

Давление закачки – прямой замер на устье

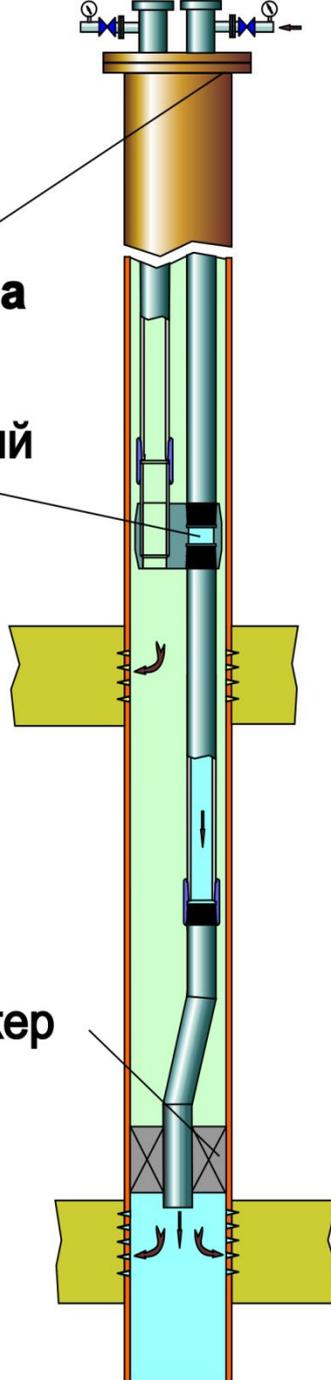
Профиль приёмистости – возможен

Схема ОРЗ

Двухствольная
устьевая арматура

Параллельный
якорь

Пакер



Способы определения
параметров работы:

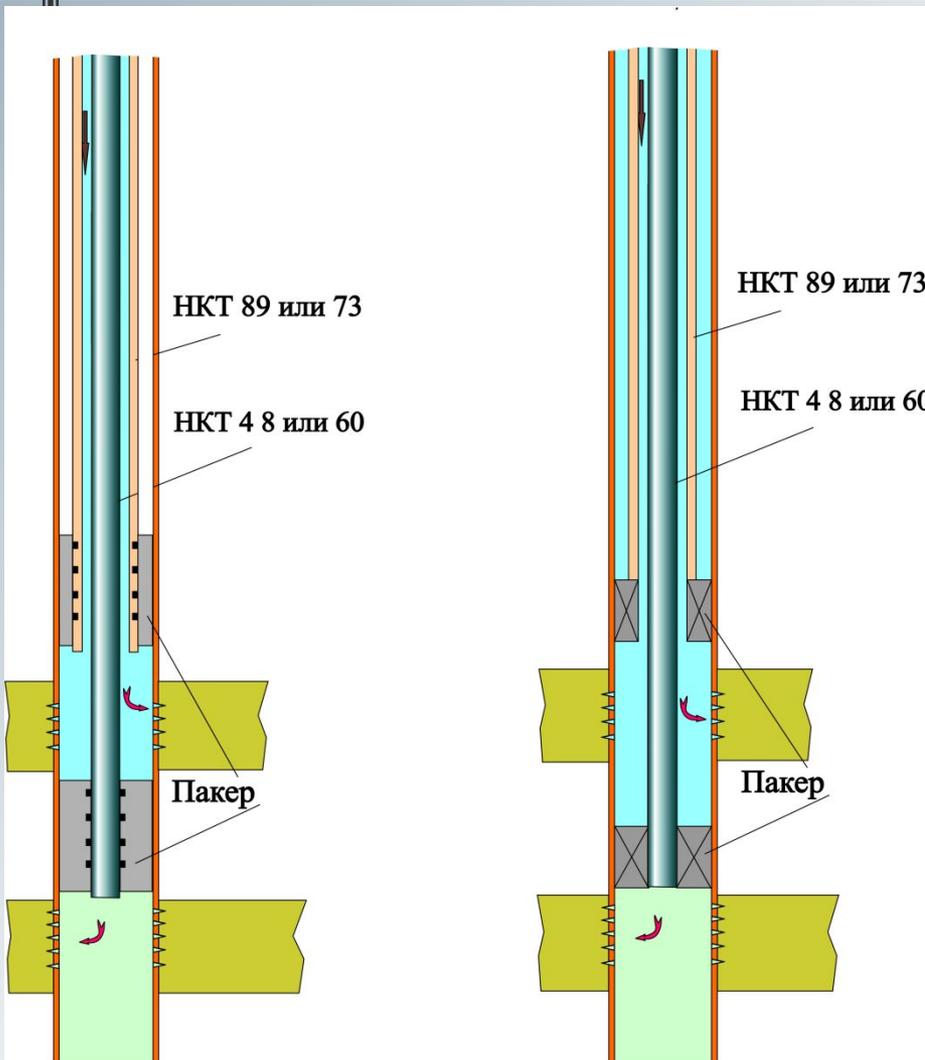
Приёмистости пластов – прямой
замер на устье

Давление закачки – прямой замер
на устье

Профиль приёмистости – обоих
пластов

Преимущества: полный
объём информации о
работе пластов, простота

Двухпакерные схемы ОРЗ



Способы определения параметров работы:

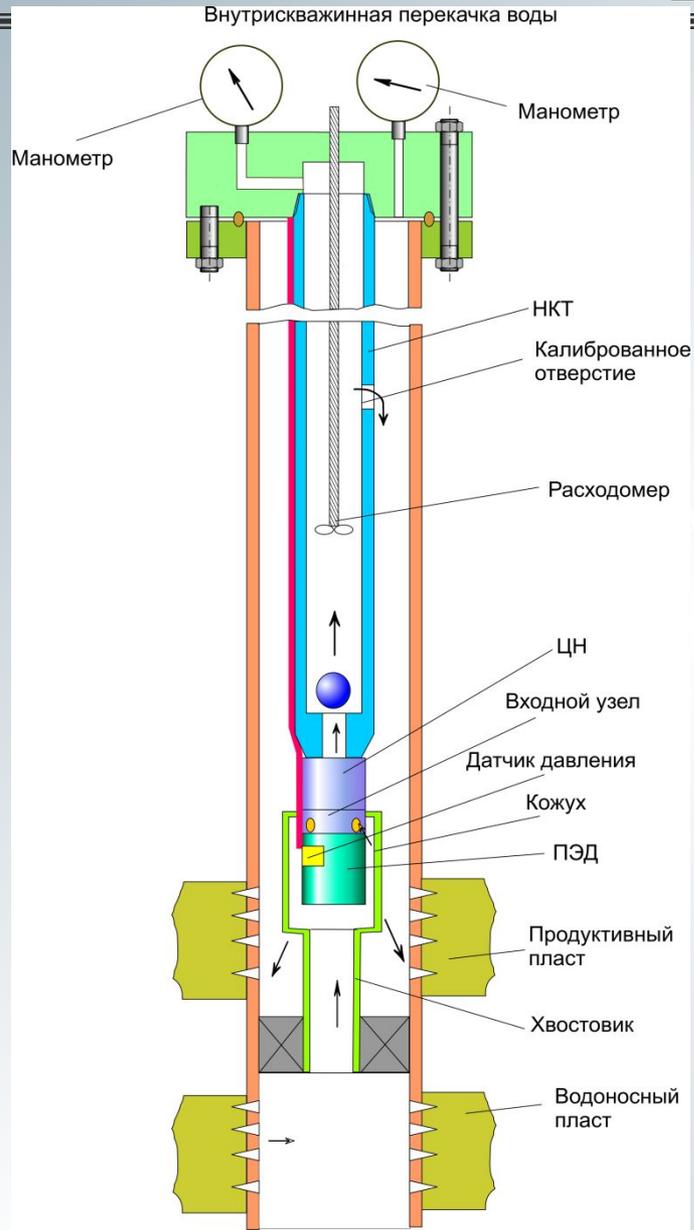
Приёмистости пластов – прямой замер на устье

Давление закачки – прямой замер на устье

Профиль приёмистости – только нижний пласт

Преимущества: защита ЭК при закачке в верхний пласт

Установка для внутрискважинной перекачки воды (ВСП)



Способы определения параметров работы:

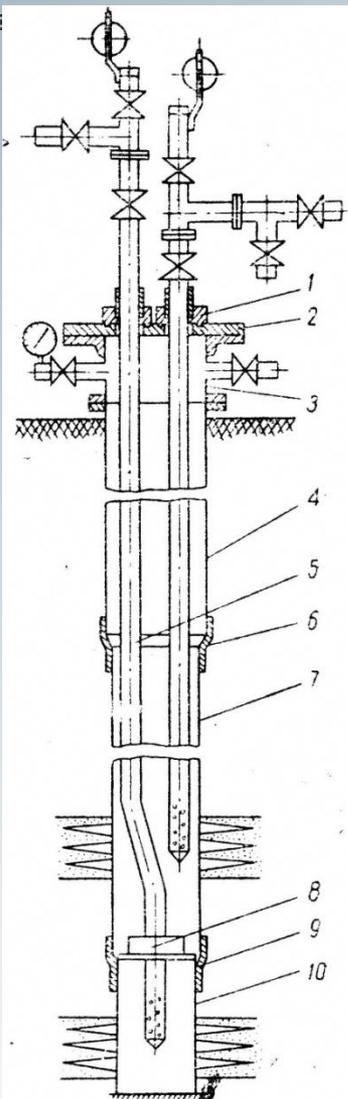
Приёмистость пласта – расходомер на кабеле

Давление закачки – прямой замер на устье

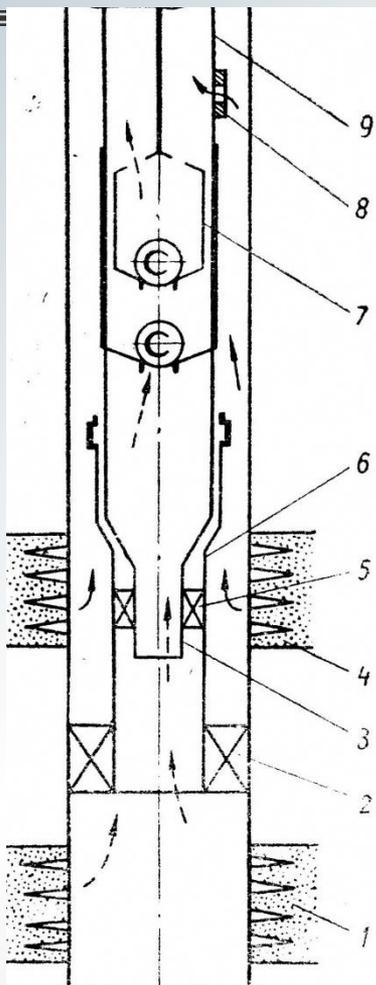
Забойное давление у нижнего пласта - телеметрия

Преимущества: не нужна система ППД

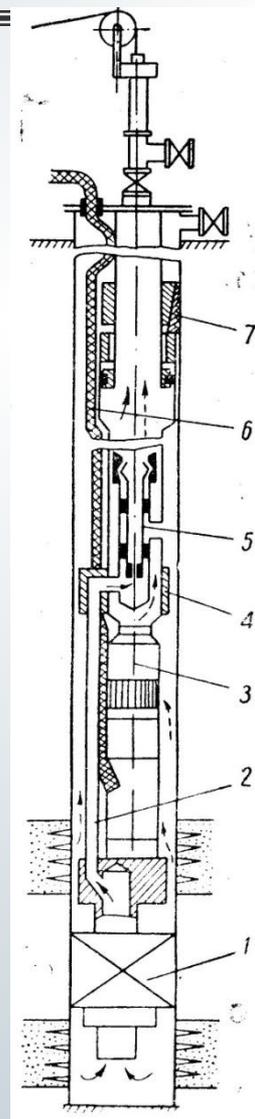
Схемы ОРЭ 50-70-х г.



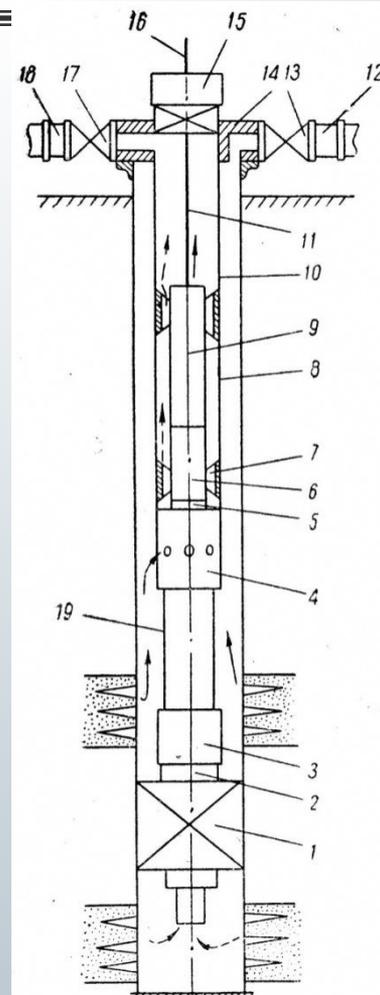
Фонтанная эксплуатация пластов по параллельным колоннам труб



Установка для ОРЭ по одной колонне НКТ нижнего пласта глубинным насосом, а верхнего – фонтанным



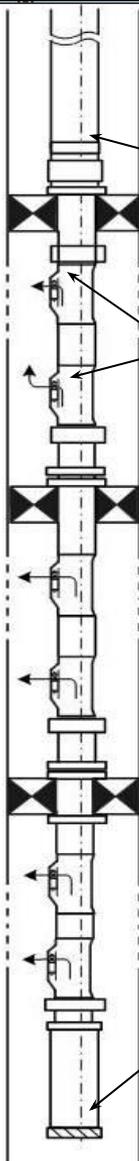
Установка для ОРЭ с применением ЭПН



Установка для ОРЭ по одной колонне НКТ верхнего пласта глубинным насосом, а нижнего – фонтанным

Этапы построения технологии ОРЗ

Применяемая технология ОРЗ



Разъединитель
Б

Мандрели

Заглушка

Комплектация системы:

системы:

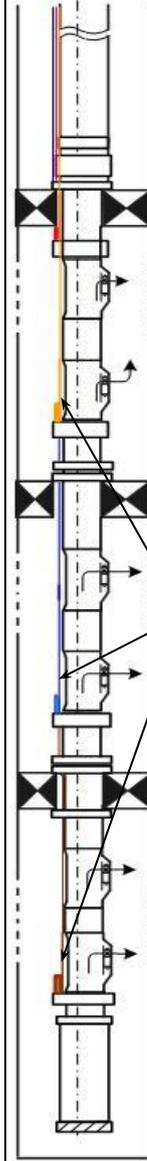
- многопакерные компоновки
- скважинные камеры со штуцерами

Достоинства:

- дифференциальное воздействие на пласты разной проницаемости
- относительно простая конструкция компоновки

Недостатки:

- регулировка клапанов осуществляется аналитическим путем
- определение профиля приемистости пластов осуществляется с привлечением геофизики
- посадка пакеров за 2 СПО
- регулировка с помощью канатной техники



Датчики Р, Т в
затрубе напротив
каждого пласта

Совершенствование технологии ОРЗ

Комплектация системы:

- многопакерные компоновки
- скважинные камеры со штуцерами
- двухзонавые датчики Р, Т
- вывод информации на устье скважин
- программный продукт по получению расхода закачки путем пересчета

Достоинства:

- избирательность объемов закачки по времени и разрезу
- контроль работы системы скважина - пласт в реальном режиме времени.
- возможность определить расход жидкости по каждому пласту без привлечения геофизики
- посадка пакеров за 1 СПО
- увеличение пропускной способности штуцеров на 30%
- ввод алгоритма расчета расхода закачки через перепад Р (затруб. / трубки НКТ)

Недостатки:

- более сложная конструкция компоновки

Перспективы развития работ:

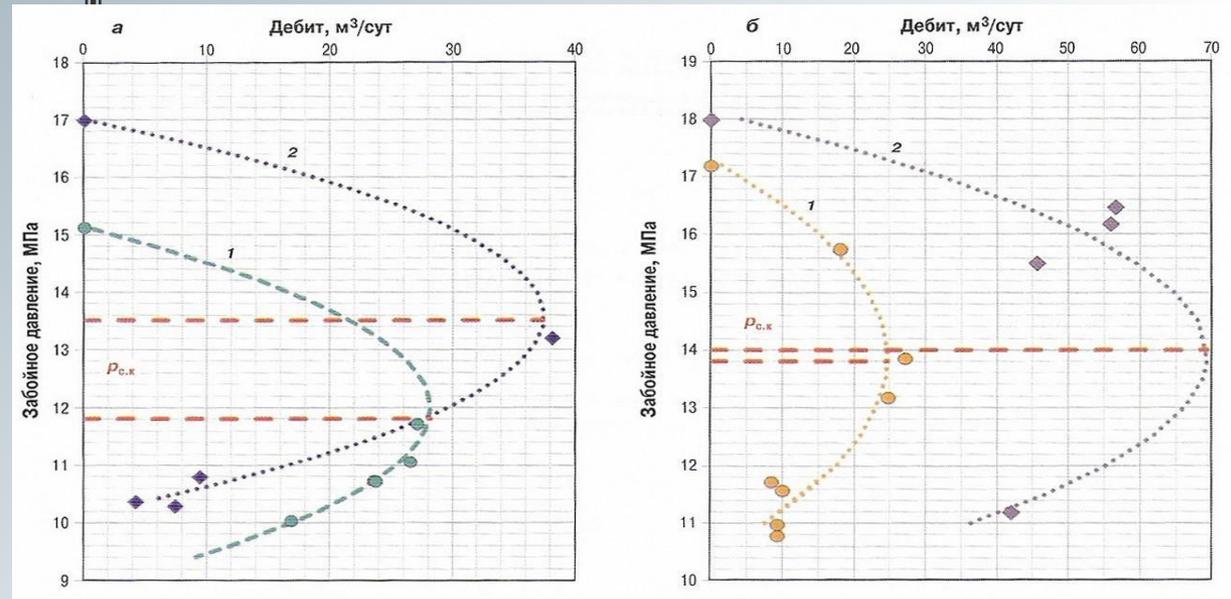
- внедрение регулируемых (гидрав. , электр.) клапанов с возможностью регулирования непосредственно с устья скважины

**Граничные условия по
забойным давлениям
на добывающих и
нагнетательных
скважинах**

Обоснование минимально возможной величины забойного давления на добывающей скважине в зависимости от геолого-физической характеристики продуктивного пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов.

На величину минимального забойного давления влияют:

- давление насыщения нефти газом;



критическое забойное давление определяется энергетическим состоянием (пластовым давлением), режимом дренирования, который может быть численно оценен через отношение давления насыщения к пластовому, и газовым фактором.

$$P_{з.крит} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} \cdot \left(G \cdot \frac{P_{нас}}{P_{пл}} \right)$$

Зависимости дебита нефти от забойного давления, построенные по результатам промысловых замеров:

- условия создания конуса обводнения: $(P_{пл} - P_c) < h \cdot \frac{\rho_{в}^{пл} - \rho_{н}^{пл}}{10}$,

На величину минимального забойного давления влияют:

Прочностная характеристика обсадной колонны

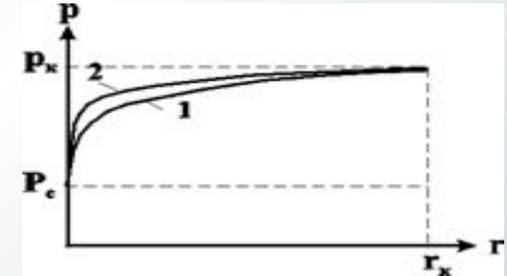
$$P_{ни} \leq P_{кр} / n$$

$$P_{заб} \geq P_{нз} - P_{кр} / n$$

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала труб, МПа			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
139,7	7,0	22,1	27,8	30,2	31,9	33,2	48,3	57,4	66,4
	7,7	26,3	34,1	37,5	40,3	36,6	53,1	63,1	73,1
	9,2	35,1	47,5	53,9	59,3	43,7	63,5	75,5	87,3
	10,5	42,4	58,9	67,9	75,9	49,9	72,4	86,1	99,7
146,0	7,0	20,3	25,2	27,1	28,6	31,8	46,2	54,9	63,5
	7,7	24,3	31,1	34,0	36,3	35,0	50,8	60,4	69,9
	8,5	28,8	37,9	42,1	45,6	38,6	56,1	66,6	77,1
	9,5	34,4	46,6	52,6	57,8	43,1	62,7	74,5	86,2
168,3	10,7	40,9	56,6	65,1	72,6	48,6	70,6	83,9	97,1
	7,3	16,6	19,9	-	-	28,8	41,8	-	-
	8,9	24,4	31,3	34,2	36,6	35,1	51,0	60,6	70,1
	10,6	32,7	44,0	49,5	54,2	41,8	60,7	72,1	83,5
	12,1	39,9	55,0	63,0	70,2	47,7	69,3	82,3	95,4

В случае выноса породобразующего материала потоком добываемой жидкости необходимо уменьшить дебит скважины, в противном случае все предварительные расчёты окажутся неверными и возможность смятия обсадной колонны лишь вопрос времени.

Смыкания естественной трещиноватости призабойной зоны



Кривые распределения давления
1 - недеформируемый пласт
2 - трещиноватый пласт



Вид индикаторной кривой при фильтрации несжимаемой жидкости в трещиноватом пласте

Обоснование максимально возможной величины забойного давления на нагнетательной скважине в зависимости от геолого-физической характеристики продуктивного пласта

Ограничения:

- недопущение техногенного самопроизвольного гидроразрыва пласта;

1. Определение давления гидроразрыва по известной методике через величины вертикальной и горизонтальной составляющей горного давления и коэффициент Пуассона

$$P_p = P_{гв} - P_{пл} + \sigma_p \quad P_{г} = \frac{P_{гв} \cdot \nu}{(1-\nu)}$$

где ν - коэффициент Пуассона

2. Прогнозирование давления гидроразрыва по методике определения коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным

$$P_{гп} = A \cdot P_{г} + B \cdot P_{пл}$$

$$A = 2c \lambda,$$

$$B = (1-c)[2c(1-\lambda)+1]$$

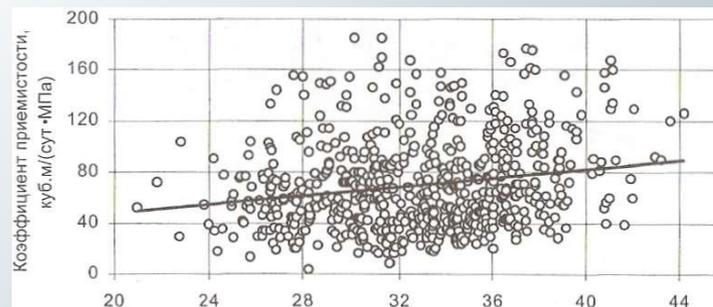
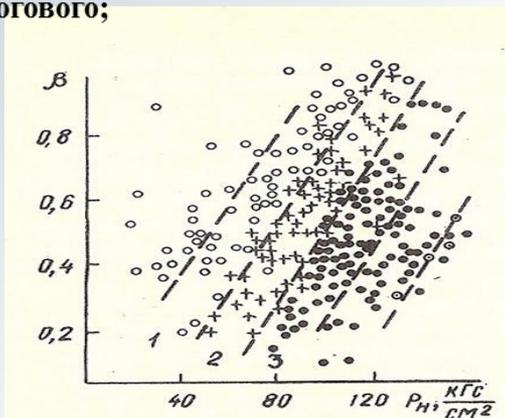
$P_{г}$ – геостатическое давление (вертикальная составляющая горного давления), Мпа

λ - коэффициент бокового распора, д.ед.

$$c = \exp(-19.1 \cdot m^2)$$

3. Анализ фактических давлений гидроразрыва на скважинах

- отсутствие приёмности низкопроницаемых пропластков в перфорированной толще пласта при давлениях ниже порогового;



Пластовое давление, МПа

Изменение коэффициента приемности нагнетательных скважин в зависимости от пластового давления

Зависимость коэффициента охвата по толщине основного и промежуточного пластов Арланского месторождения от давления нагнетания при пластовом давлении: 1 - 140-170 атм; 2 - 170-200 атм; 3- 200-230 атм;

Задачи, которые могут быть решены при помощи «умных скважин»:

1. Оптимальная добыча из нескольких пластов
2. Управление закачкой в несколько пластов
3. Дренирование нескольких нефтяных зон в разобщенных пластах
4. Разработка нефтяных оторочек
5. Внутрискважинный газлифт
6. Переменная добыча газа
7. Контроль притока из отдельных стволов многозабойной скважины
8. Повышение охвата пласта воздействием в системе добывающих и нагнетательных скважин
9. Получение информации о процессах, происходящих в стволе скважины
10. Нестационарное заводнение
11. Межпластовый транспорт флюидов для поддержания пластового давления
12. Связующие скважины (скважины-связки)*
13. Испытание разведочных скважин*
14. Датчики на ликвидированных скважинах
15. Системы скважинного сейсмоакустического мониторинга

+ сочетания перечисленных задач

Отечественный опыт

№	Компания	Объект в РФ	Название технологии	
			На русском	На английском
1	Shell	<i>Салымские месторождения</i>	Умное месторождение	Smart Field
2	Chevron		Интеллектуальное месторождение	i-field
3	BP		Месторождение будущего	Field of the future
4	Роснефть	<i>Приобское месторождение</i>	Месторождение на ладони	
5	Газпром	<i>Сахалин-2</i>	Умное месторождение	Smart Field
6	ТНК-BP	<i>Самотлорское, Ваньеганское, Уватские месторождения</i>	Интеллектуальное месторождение	i-field
7	ОАО «Татнефть»	<i>НГДУ Альметьевнефть</i>	Интеллектуальное месторождение	i-field
8	НК ЛУКОЙЛ	<i>Западная Курна -2</i>	Интеллектуальное месторождение	i-field
		<i>Кокуйское месторождение</i>	Интеллектуальный куст скважин	