

Наименование дисциплины:
**«Управление разработкой
интеллектуальных
месторождений»**
(23879)

**Курс лекций составлен по материалам Первой Международной
конференции «Интеллектуальное месторождение: мировая
практика и современные технологии» 10-11 мая 2012, М. РГУ
нефти и газа им. И.М. Губкина**

Преподаватель: доцент, д.т.н. Иван Алексеевич Дьячук

Состав курса

Лекции - 4 часа (2 пары)

Практические занятия – 18 часов (9 пар)

(МГБ1,3-5, МГГ61, МГФ17, МГТ41, МГР12-14, МДУ17)

Экзамен

Литературные источники по дисциплине

1. Научно-Технический журнал «Нефть. Газ. Новации», № 11, 2011 г. (тема номера: Интеллектуальные скважины).
2. Научно-Технический журнал «Новатор» №5(51), 2012
(тема номера: Одновременно-раздельная эксплуатация: на пороге массового внедрения)
3. Ерёмин Н.А. «Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа», учебное пособие, М. М. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
4. Научно-Технический журнал «Нефть. Газ. Новации», № 12, 2015 г. (тема номера: Интеллектуальное месторождение).
4. Первая Международная конференция «Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии» 10-11 мая 2012, М. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (<http://oilconference.ru/>).

ЛЕКЦИЯ 1

**«Интеллектуальное месторождение,
Интеллектуальная или Умная
скважина»**

Что это такое ?

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».

Основные определения

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.

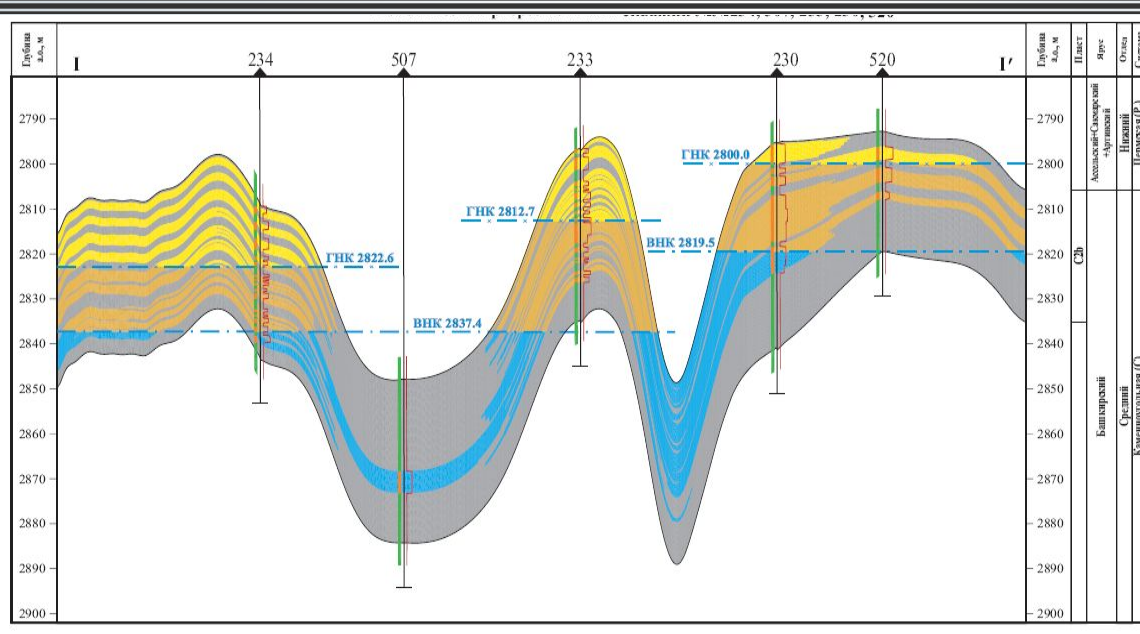
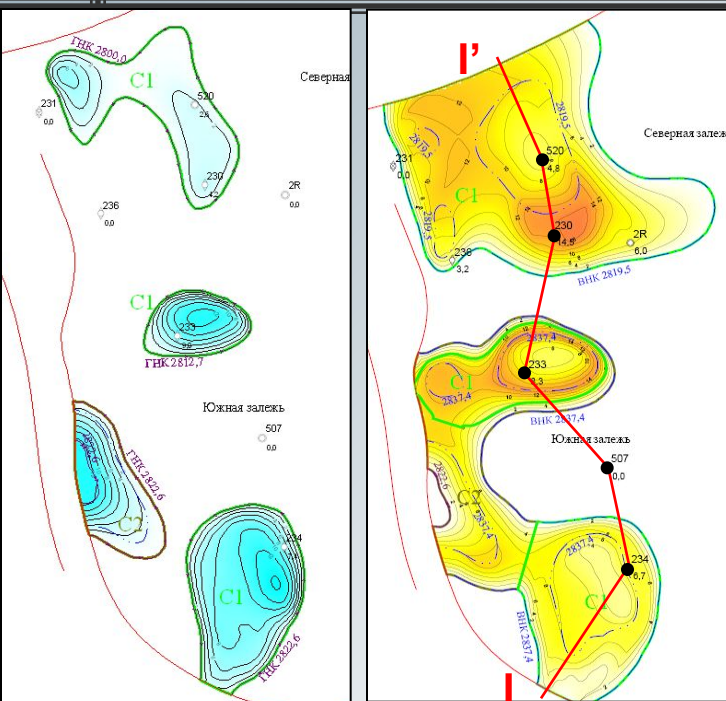
Для обеспечения целостности управления месторождением, интегральная информационная модель актива должна включать и объединить все аспекты представления знаний об активе, включая:

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

Геологическое строение. Продуктивный пласт C2b

Эфф. газ. толщина Эфф. нефт. толщина

Геологический разрез I' - I

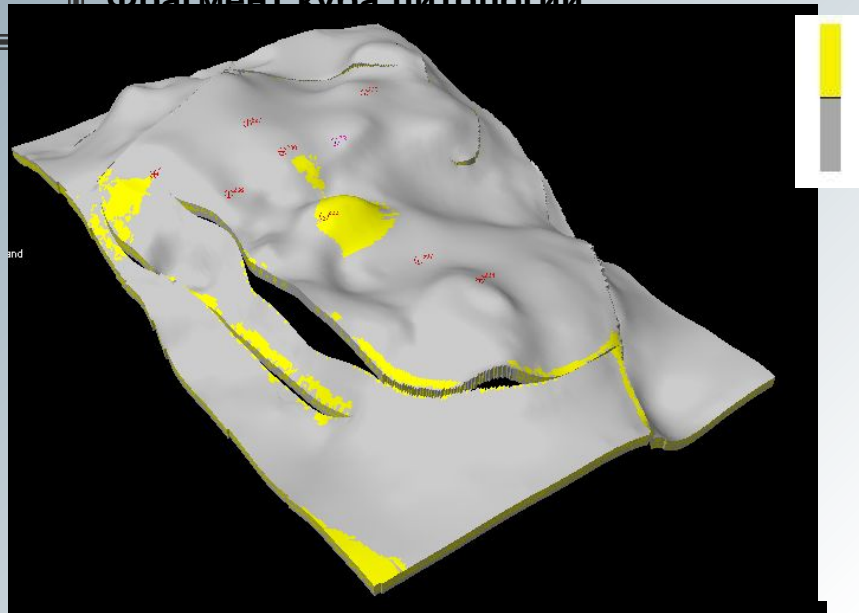


Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с карбонатными отложениями башкирского яруса - пласта C2b.

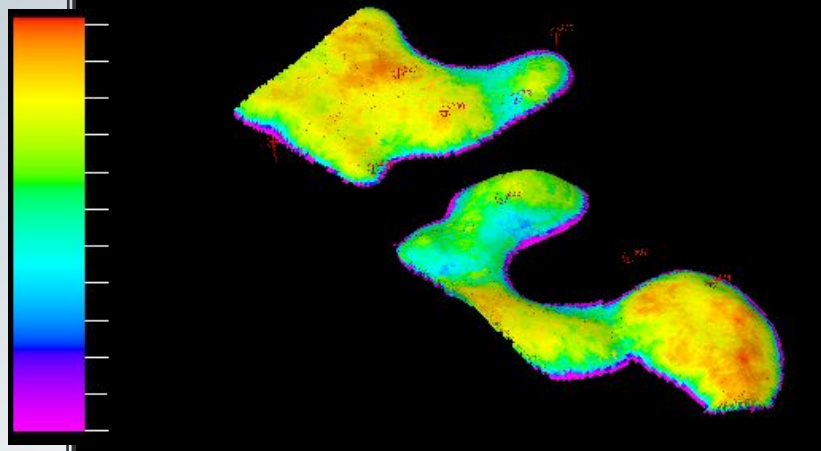
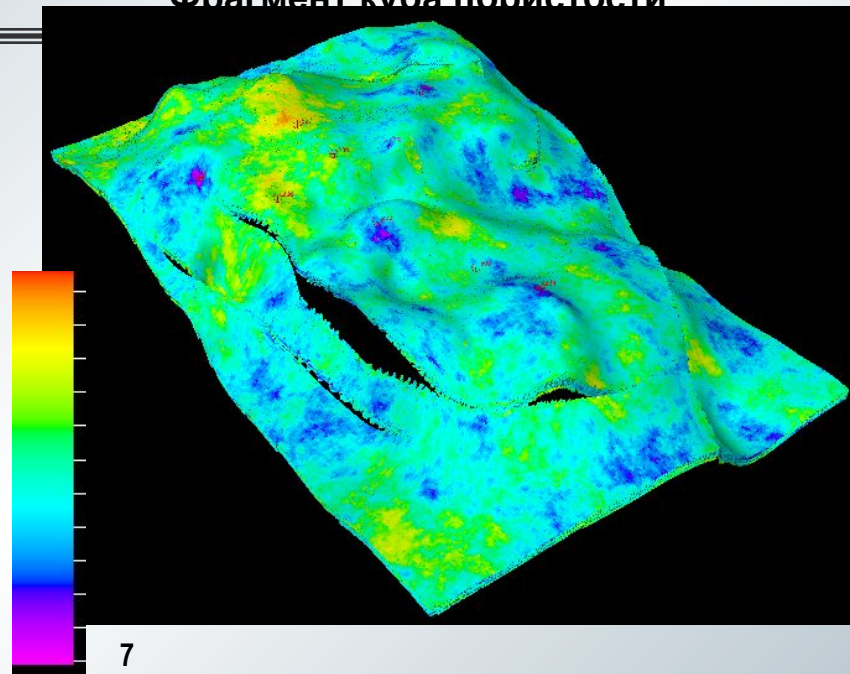
- Месторождение разделено на два купола, образующих 2 залежи пласта C2b, характеризующихся различными фазовыми состояниями углеводородов:
 - Южная залежь – газоконденсатная с нефтяной оторочкой;
 - Северная залежь – нефтяная с газовой шапкой.

Геологическое моделирование (ПК-IRAP RMS)

Фрагмент куба литологии



Фрагмент куба пористости



Размерность геологической модели

Пласт	Число ячеек ГМ	Размер ячейки ГМ, м
C2b	235 x 339 x 101	25 x 25 x 0,3

Выполненная геологическая модель корректно отображает представление о геологическом строении месторождения

Сопоставление запасов нефти

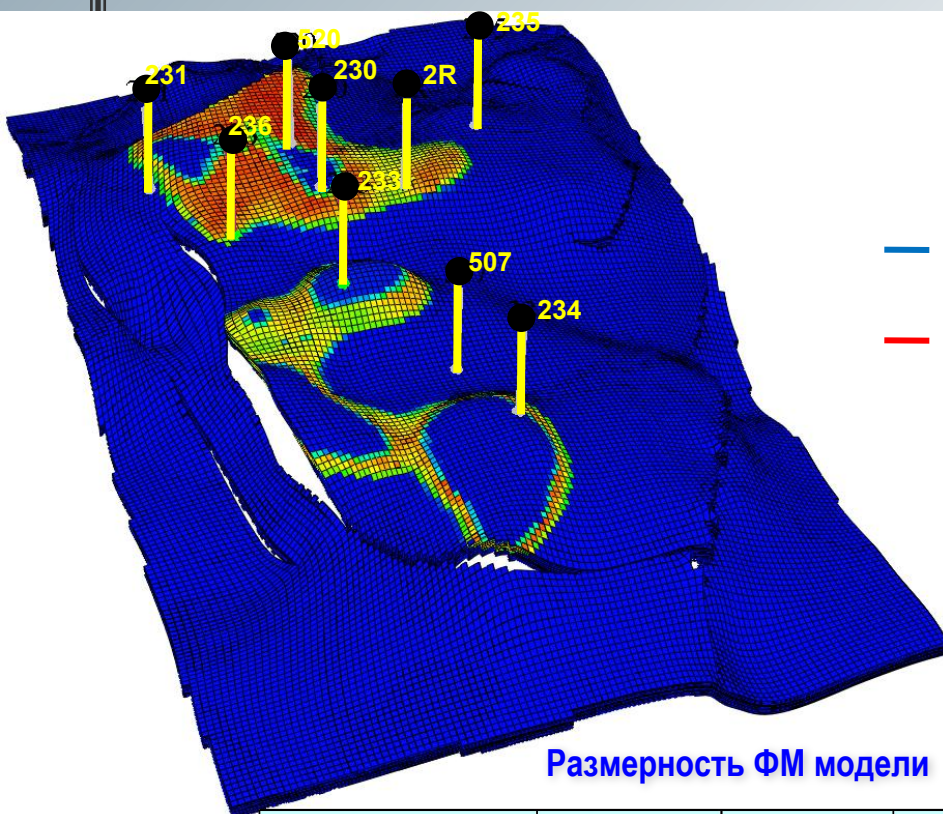
Сопоставление запасов газа газовых шапок

Вариант подсчета запасов	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средняя эфф. нефтенас. толщина, м	Объём нефтенас. пород, тыс.м ³	Коэфф. открытой пористости, д.ед	Коэфф. нефтенас., д.ед	Пересч. коэфф., д.ед	Плотность нефти, кг/м ³	Нач.геол. запасы нефти, тыс.т
Северная залежь									
ПЗ	C1	3948	7,7	30326	0,138	0,698	0,855	861	2149
Модель		3894	7,8	30215	0,138	0,703	0,855	861	2181
Расх-е, %		-1,37	0,78	-0,37	-0,13	0,74	0,00	0,00	1,49
Южная залежь									
ПЗ	C1	2657	5,3	13991	0,117	0,620	0,855	861	748
Модель		2601	5,5	14312	0,117	0,625	0,855	861	779
Расх-е, %		-2,11	3,82	2,29	-0,15	0,89	0,00	0,00	4,09
ПЗ	C2	2047	5,8	11876	0,117	0,624	0,855	861	636
Модель		2100	5,6	11797	0,117	0,628	0,855	861	638
Расх-е, %		2,58	-3,14	-0,67	0,33	0,69	0,00	0,00	0,37
Всего по месторождению									
ПЗ	C1	6605	6,7	44317	0,117-0,138	0,620-0,698	0,855	861	2897
Модель									2960
Расх-е, %									2,17
ПЗ	C2	2047	5,8	11876	0,117	0,624	0,855	861	636
Модель									638
Расх-е, %									0,37

Вариант подсчета запасов	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средняя эфф. газонас. толщина, м	Объём газонас. пород, тыс.м ³	Кoeff. открытой пористости, д.ед.	Кoeff. газонас., д.ед.	Начальное пластовое давление, МПа	Конечное пластовое давление, МПа	Поправка на температуру	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Молярная доля "сухого" газа	Нач.геол. запасы своб. газа, млн.м ³
Северная залежь												
ПЗ	C 1	1076	2,0	2131	0,140	0,812	32,8	0,1	0,930	1,087		80
Модель		1031	2,1	2120	0,140	0,807	32,8	0,1	0,930	1,087		78
Расх-е, %		-4,18	2,81	-0,52	0,00	-0,62	0,00	0,00	0,00	0,00		-2,50
Южная залежь												
ПЗ	C 1	1599	7,0	11208	0,118	0,785	32,8	0,1	0,930	1,087	0,9536	328
Модель		1558	7,3	11382	0,119	0,786	32,8	0,1	0,930	1,087	0,9536	336
Расх-е, %		-2,57	4,37	1,55	0,53	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42
ПЗ	C 2	618	5,1	3135	0,119	0,785	32,8	0,1	0,930	1,087	0,9536	92
Модель		624	5,0	3130	0,119	0,771	32,8	0,1	0,930	1,087	0,9536	91
Расх-е, %		1,05	-1,72	-0,16	0,02	-1,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,77
Всего по месторождению												
ПЗ	C 1	2675	5,0	13339	0,140-0,118	0,785-0,812	32,8	0,1	0,930	1,087		408
Модель												414
Расх-е, %												1,46
ПЗ	C 2	618	5,1	3135	0,119	0,785	32,8	0,1	0,930	1,087		92
Модель												91
Расх-е, %												-0,77

Расхождение по запасам УВ геологической модели с числящимися на государственном балансе находится в допустимом пределе 5%.

Цифровая фильтрационная модель (ПК-TEMPEST MORE 6.7)



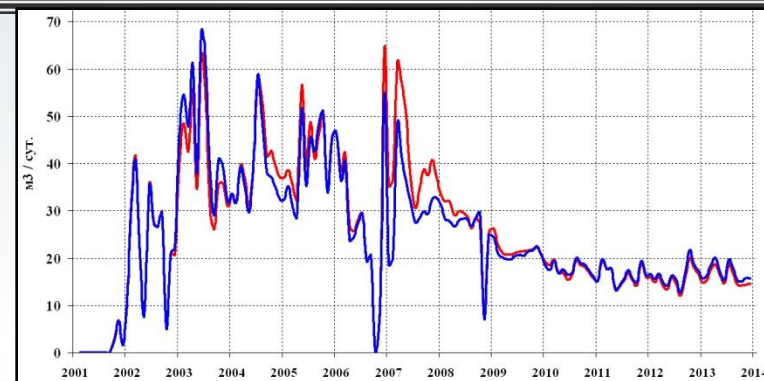
Размерность ФМ модели

Число блоков сетки по трем направлениям			Горизонтальные размеры блока сетки, м	Вертикальные размеры блока сетки, м	Число активных блоков модели
NX	NY	NZ			
119	171	56	50x50	0,3 – 1,3	1139544

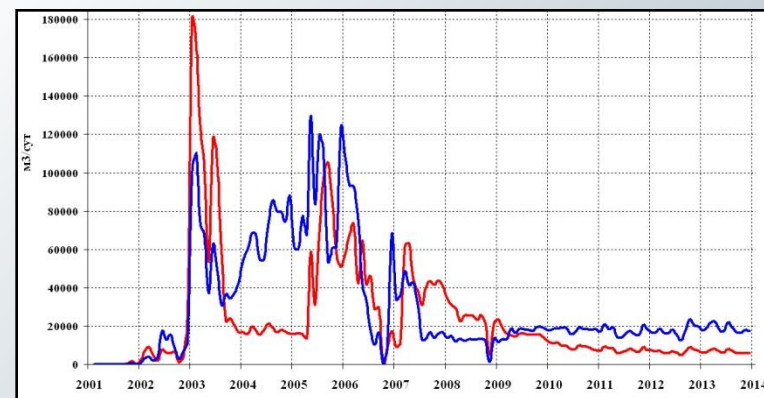
ГДМ осуществлено с использованием модели трехфазной изотермической фильтрации летучей нефти.

Построенная модель пригодна для прогнозирования показателей разработки.

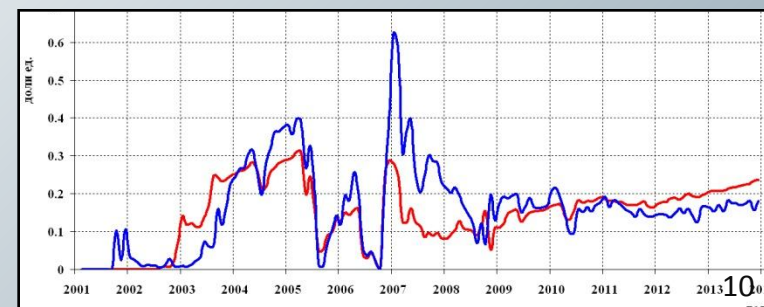
Дебит жидких УВ



Дебит газа



Обводненность



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.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ: МИФЫ, ФИЛОСОФИЯ и РЕАЛЬНОСТЬ

МИФ

Отсутствие «узаконенной» формулировки понятия “Интеллектуальное месторождение”, на фоне повышенного интереса к этой тематике приводит к определенной вульгаризации рассматриваемого термина.

«Интеллектуальными» порой называют месторождения просто оснащенные автоматикой, сигнализацией, диспетчерской системой, компьютерной сетью и др.

КАЖДАЯ СИСТЕМА ДОЛЖНА ИМЕТЬ ЦЕЛЬ!

(немного истории)

С точки зрения техники наиболее интересным и содержательным является определение системы, данное академиком П.К. Анохиным: “Системой можно назвать только такой комплекс избирательно вовлеченных компонентов, у которых взаимодействие и взаимоотношения принимают характер взаимосодействия компонентов на получение фокусированного полезного результата”. При этом “фокусированный полезный результат” можно рассматривать как достижение цели функционирования системы! Такое определение системы связывает ее с целенаправленной активностью.

Один из самых известных и влиятельных сторонников управления тотальным качеством У. Деминг (W. Deming) утверждал, что каждая система должна иметь цель, что организация должна стремиться к оптимизации всей системы, а не одной какой-то её составляющей. Кроме того, система создает взаимосвязи между компонентами в системе.

Определение интеллектуальной системы

(вариант 1)

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!

Определение интеллектуальной системы

(вариант 2)

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

НЕМНОГО ИСТОРИИ

Еще шестьдесят лет назад ученый Мак-Кей (1951 г.!) ввел понятие самоуправляемых машин, которые классифицируются в соответствии с тем, как в них осуществляются следующие общие функции:

- прием, классификация, запоминание и передача информации;
- реакция на изменения в окружающей среде, включая выдачу информации о состоянии самой машины;
- дедуктивные рассуждения на основе множества допущений или постулатов и обучения.

В данном случае в обучение входит наблюдение и управление собственным целенаправленным поведением.

Все перечисленные функции, безусловно, характерны для современной интеллектуальной

Определение интеллектуальной системы

(вариант 3)

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.

Концепция интеллектуального месторождения

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 вращающегося 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.

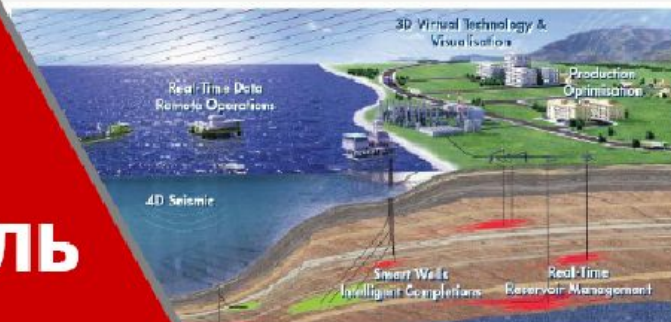
ЦЕЛЬ

Управление
событиями

Расширенный анализ
и прогнозирование

Сбор данных и интеграция

Высокотехнологичные аппаратные
средства



Обеспечение работы концепции

Центр управления разработкой месторождения.

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

Интеллектуальное заканчивание 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+, Telecon, OLGA Online, HYSYS, TimeZYX, Avocet
Integrated Asset Modeler (Shlumberger) , 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.

Визу-
ализация

Автоматизация
процессов

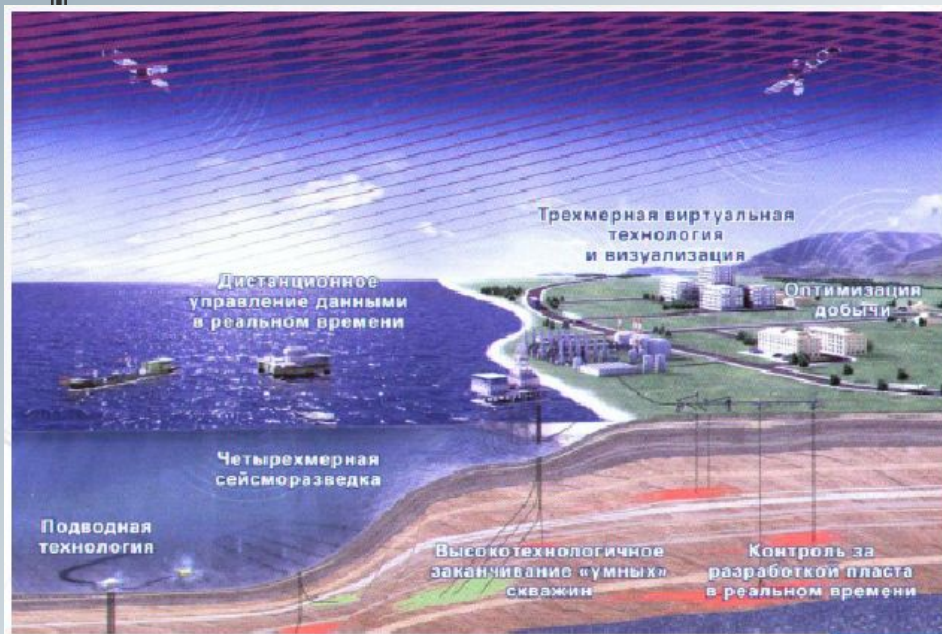
Программное обеспечение

Интеграция

Данные



Интеллектуальное месторождение



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



Интеллектуальная или Умная скважина

Почему появилась потребность устанавливать на скважинах датчики и устройства контроля притока?

«Появление «умных» скважин обусловлено рядом факторов, проявившихся в конце 80-х годов:

- Добыча из подводных скважин первого поколения начала падать и возникло множество проблем с их ремонтом;
- Появление глубоководных скважин с очень высокими стоимостями КРС;
- Успешное развитие технологии бурения, позволило проводить скважины сложного профиля (горизонтальные, многозабойные и большим отходом от вертикали). В результате технология бурения опередила возможности управления добычей, что породило множество проблем для разработчиков. Основная «загвоздка» была в том, как осуществлять дистанционный мониторинг и управление добычей из отдельных интервалов перфораций и пластов без сложных внутрискважинных работ. Эта потребность в конечном счете станет определением «умных скважин», первая из которых была введена в эксплуатацию в 1997 году.

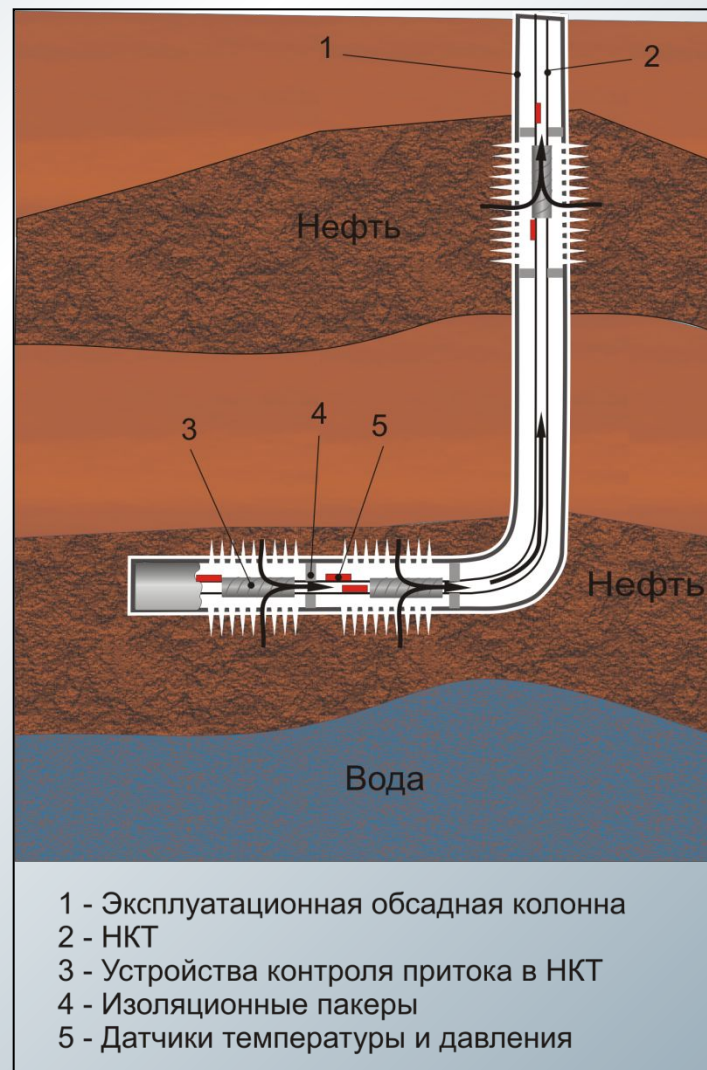
Derek Mathieson (WellDynamics), Journal of Petroleum Technology 08'2007

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



Устройства контроля притока

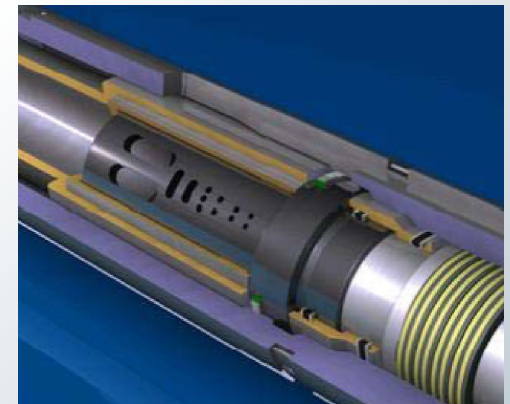
Устройства контроля притока могут быть классифицированы по следующим признакам:

•По количеству позиций, которые они способны принимать:

- Двухпозиционные ICV, способные принимать только два положения (“on/off”);
- Многопозиционные ICV (6-11 позиций), (рис. вверху)
- ICV с неограниченным количеством позиций (рис. внизу)

•По принципу применяемой системы управления:

- Гидравлические, применяемые для управления двух- и многопозиционными ICV
- Электрические, используемые для ICV с неограниченным количеством позиций
- Комбинированные электрогидравлические, используемые для всех типов



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 раздельного 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**

Высокотехнологичные скважины в датах и цифрах

- **1997** г. – ввод в эксплуатацию первой скважины с высокотехнологичной компоновкой на месторождении Snorre (Saga Petroleum, Норвегия)
- Более **800** скважин по всему миру к настоящему времени оборудованы устройствами контроля притока (**SPE 124705**, 2009)
- **68** из 100 ICV для контроля добычи из нескольких интервалов, установленных Schlumberger к июню 2006 г. по всему миру, были установлены на месторождениях Норвежского шельфа, из них **37** ICV – для внутрискважинного газлифта (**SPE 107117**)
- **139** ICV на **45** скважинах было установлено с 1997 по 2006 гг. на месторождениях Statoil (www.statoil.com)
- Анализ статистики работы надежности работы компоновок производства WellDynamics, установленных на месторождениях Shell, показал, что вероятность нормальной работы интеллектуальной скважины в течение первых пяти лет после установки равняется 96%. Вероятность отказа в течение 10 лет после установки оценивается в 10-15% (**SPE 126093**, 2009)

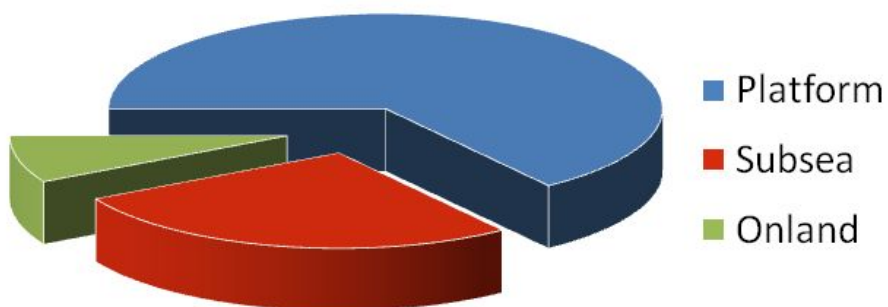
География применения высокотехнологичных компоновок



- Регионы мира, где действуют скважины с высокотехнологичными компоновками

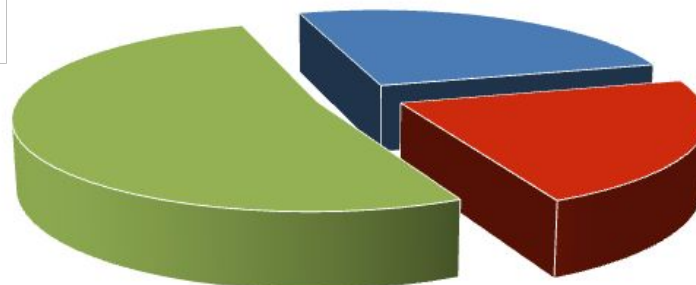
Распределение действующих ВТС по условиям применения

До 2006 г.



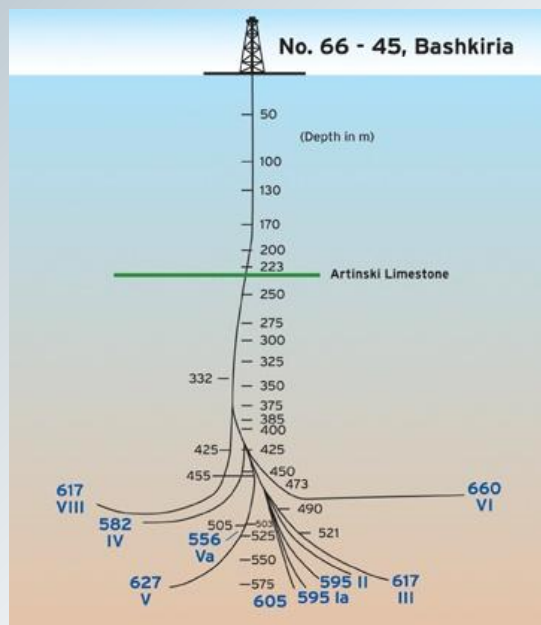
Значительный рост доли ВТС, установленных на суше после 2005 года, объясняется началом их массированного применения на Ближнем Востоке, в первую очередь компанией Saudi Aramco

После 2006 г.

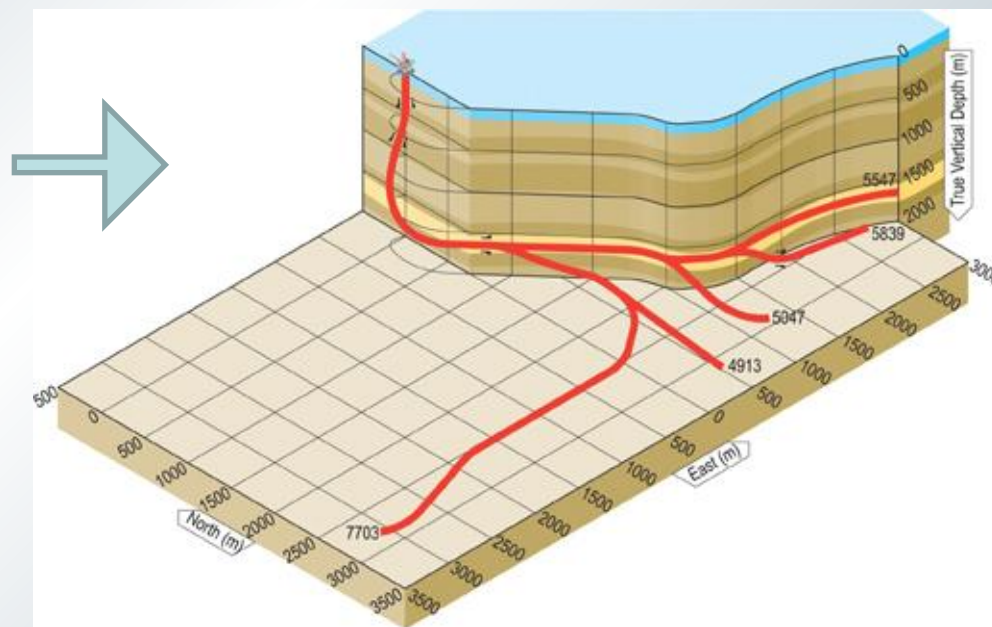


Ref.: **MacPhail W. F., Konopczynski M.,** *From Intelligent Injectors to Smart Flood Management: Realizing the Value of Intelligent Completion Technology in the Moderate Production Rate Industry Segment*, **SPE 112240, 2008**

Высокотехнологичные скважины: 60-летняя история



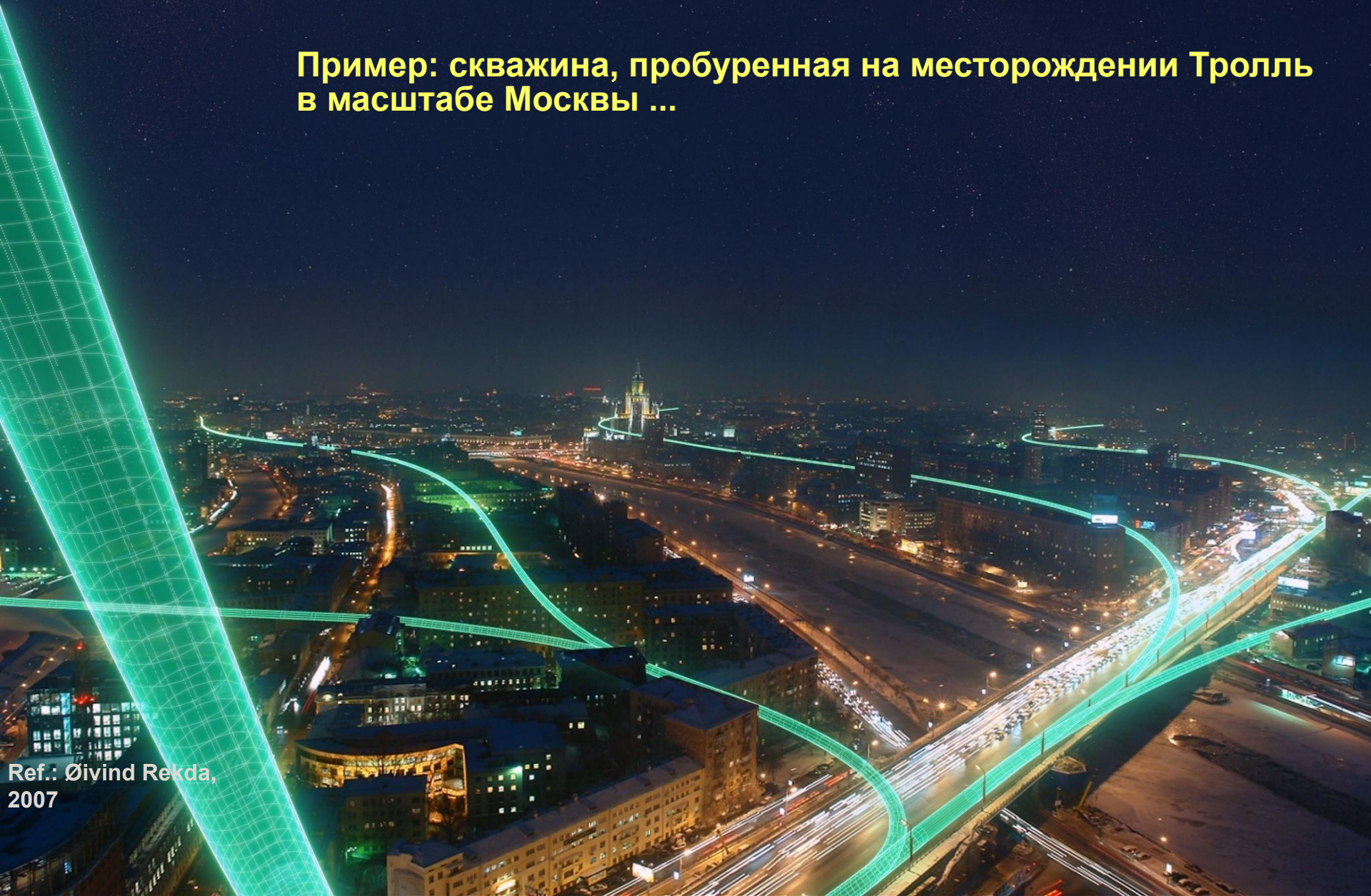
Первая многозабойная скважина
А.М. Григоряна (Башкирия, 1953)



Скважина месторождения Troll (Северное море, Норвегия) SPE 100308

Многоствольные скважины со сложной траекторией

Пример: скважина, пробуренная на месторождении Тролль
в масштабе Москвы ...



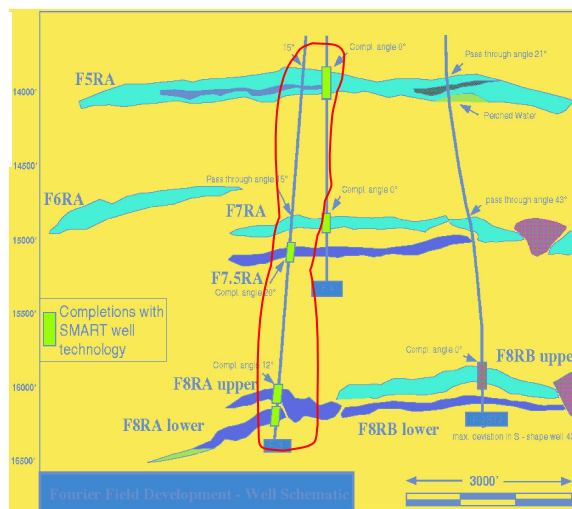
Ref.: Øivind Rekda,
2007

**Некоторые примеры
использования
высокотехнологичных скважин**

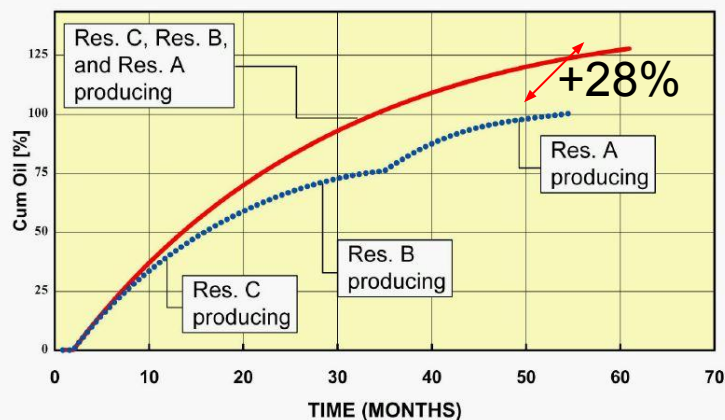
Пример ВТК для совместной добычи из нескольких пластов на месторождении проек Na-Kika (Мексиканский залив)

Разрез пластов месторождения Фурье проекта Na-Kika

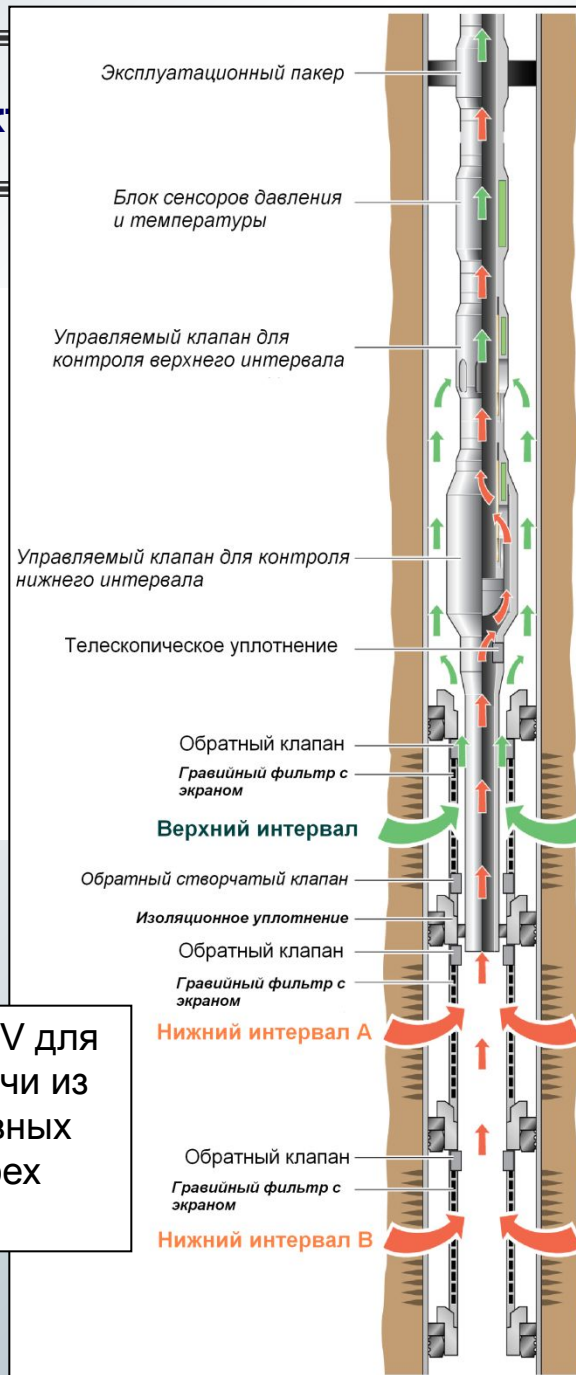
Графики накопленных отборов нефти скважины для вариантов совместной (красная линия) и последовательной (синяя) отработки пластов



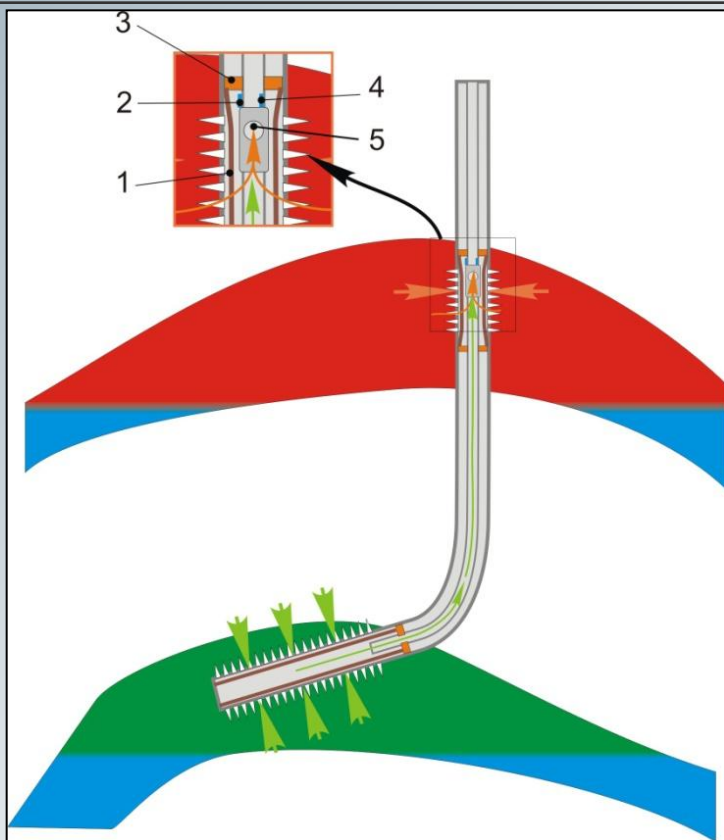
Commingled vs. sequential



ВТК с двумя ICV для контроля добычи из двух продуктивных интервалов, трех пластов



Внутрискважинный газлифт



1. Гравийные фильтры.
2. Датчики давления и температуры на внешней стороне НКТ;
3. Пакеры;
4. Датчики давления и температуры на внутренней стороне НКТ;
5. Управляемый забойный клапан, контролирующий доступ газа в НКТ

Энергия газовой шапки или вышележащих газовых пластов используется для подъема нефти на поверхность

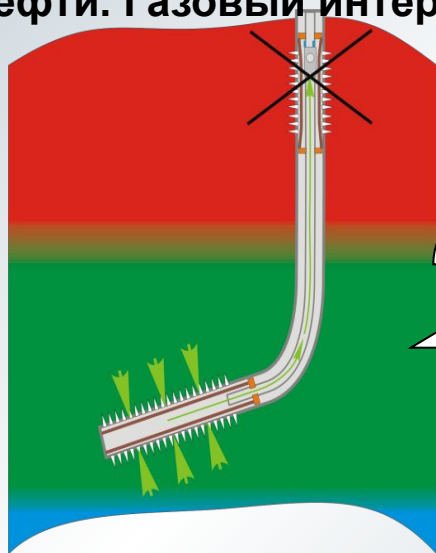
Примеры применения:

- Troll (Norsk Hydro, Северное море) – оптимизация добычи из нефтяной оторочки
- Panna-Muchta (BG, ONGC) – тоже
- Abqaiq (Saudi Aramco) – обеспечение фонтанирования скважины при высокой обводненности
- Fram Vest (Norsk Hydro, Северное море) – обеспечение высоких устьевых давлений для увеличения добычи нефти на морском промысле
- Norne (Statoil, Северное море) – обеспечение фонтанирования подводных скважин, как альтернатива внедрения ЭЦН и традиционного газлифта
- Egret (Shell, шельф Брунея) – тоже + обеспечение высоких устьевых давлений скважин для стабильного транспорта добываемой на подводном промысле нефти на стационарную платформу

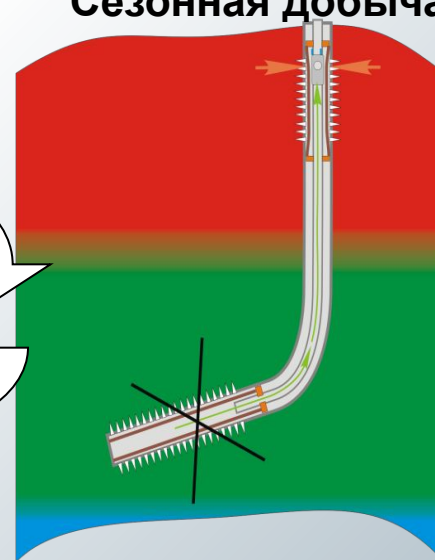
Переменная добыча газа

Компоновка аналогична применяемой для внутрискважинного газлифта, но с большей пропускной способностью ICV для контроля газового интервала для рентабельной добычи по сравнению с внутрискважинным газлифтом

Добыча нефти. Газовый интервал закрыт



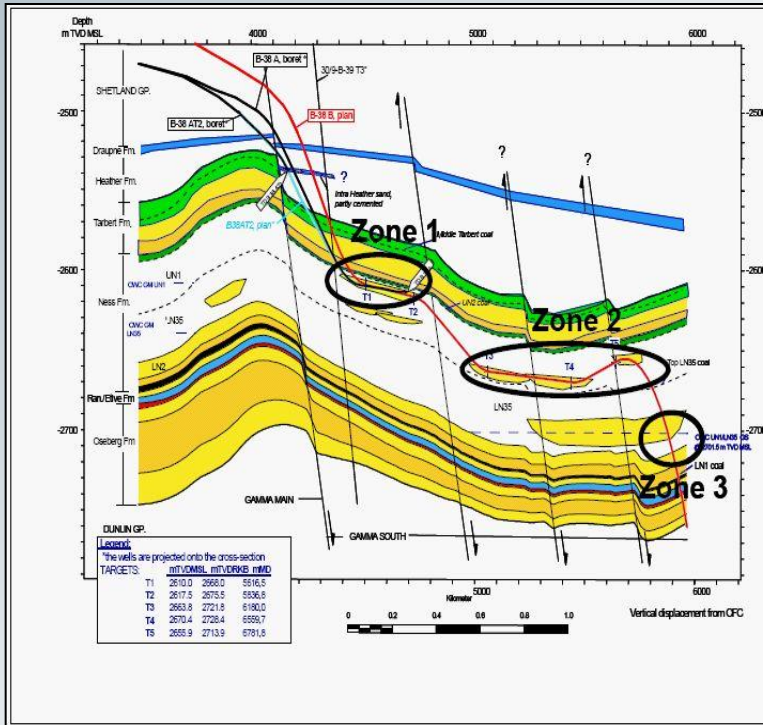
Сезонная добыча газа



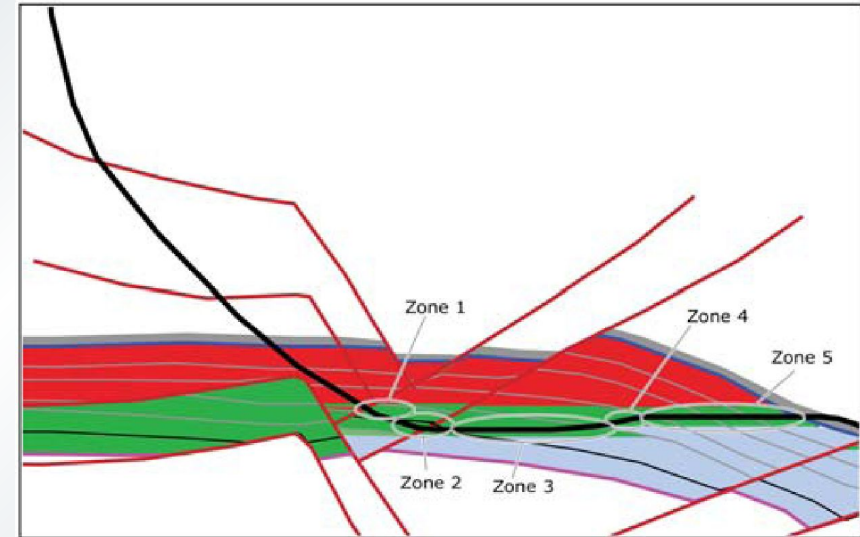
Примеры применения:

- Vestflanken (Norsk Hydro, Северное море)
- Brent Charlie (Shell, Северное море)

Дренаживание нескольких нефтяных зон в разобщенных пластах



Месторождение Oseberg (Statoil, Северное море, 2007 г.) **SPE 62953**



Месторождение Iron Duke (Shell, шельф Брунея, 2003 г.), скважина с пятью ICV, дренирующая пять блоков нефтяной оторочки, разобщенных разломами. Дополнительная добыча нефти за счет применения ВТК в течение 6 лет оценивается в 1,57 млн. баррелей **OTC 15191**

Месторождение Egret.

Пример комплексного применения ВТК

- В рамках проекта опережающей добычи нефти было решено пробурить две добывающих скважины сложного профиля, дренирующие несколько нефтяных пластов
- Были использованы ВТК для совместной эксплуатации пластов и внутрискважинного газлифта
- Использование внутрискважинного газлифта было обусловлено опасениями, что запаса пластовой энергии может не хватить для обеспечения фонтанирования скважин при высоком устьевом давлении.

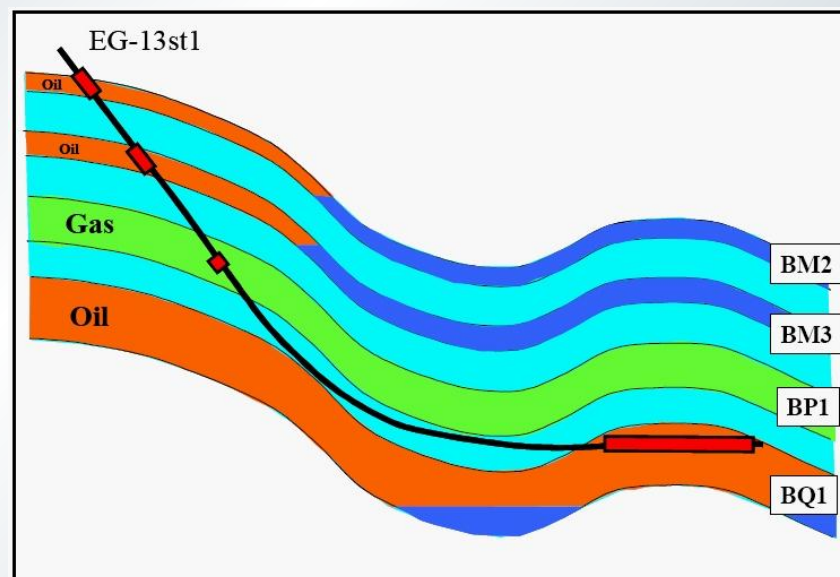


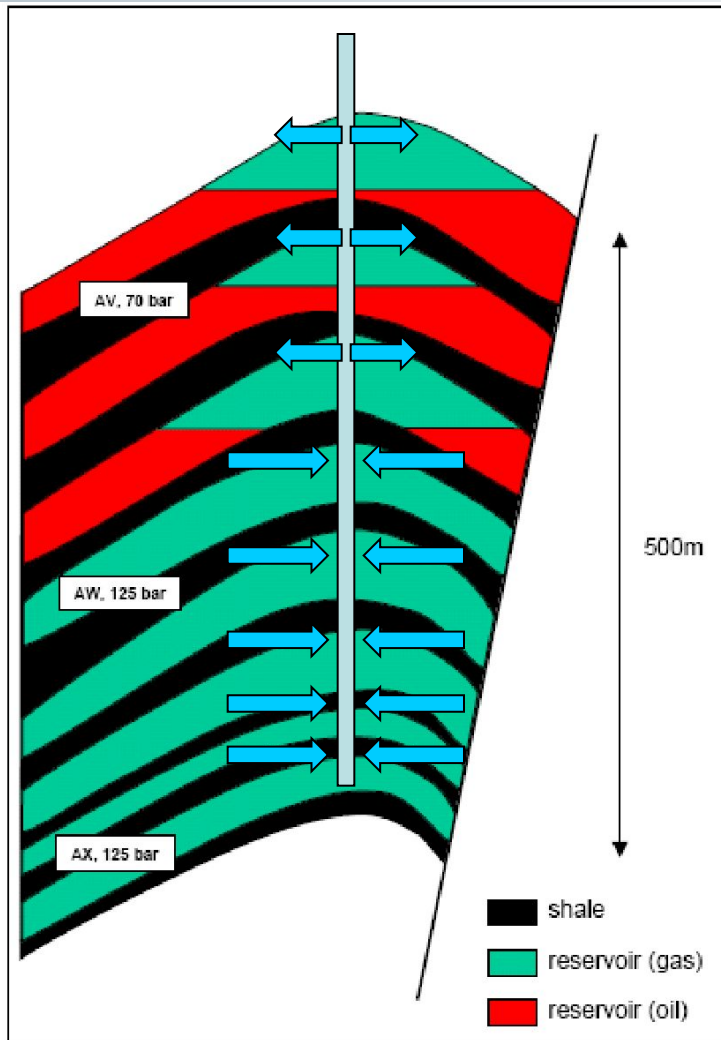
Схема скважины EG-13st1. SPE 92891

Результаты сравнения с другими вариантами разработки:

- NPV проекта оказался на 17% выше, чем для варианта разработки без опережающей добычи и ВТК
- Использование внутрискважинного газлифта позволяет увеличить извлекаемые запасы нефти на 4%

Межпластовый транспорт флюидов для поддержания пластового давления

Блок 11 месторождения SW Ampa разрабатывался с 1972 года на режиме вторичной газовой шапки, пластовое давление снизилось со 190 до 70 бар и продолжало снижаться. Таким образом возникла необходимость в ППД. Месторождение включало ряд газовых пластов (AW-AX), давление в которых осталось близким к начальному. На месторождении были пробурены две скважины, по которым газ из пластов с более высоким пластовым давлением поступал в истощенные нефтяные. Расход газа контролировался управляемым клапаном



Примеры применения:

- SW Ampa (Shell, Бруней, 2000 г.) – межпластовый транспорт газа для поддержания пластового давления в вышележащих нефтегазовых пластах (**SPE 72108**)
- Minagish/Umm Gudair (Kuwait Oil Company) – поддержание давления в нефтеносном пласте за счет транспорта воды из нижележащего пласта (**SPE 112243**)

Схема применения
межпластового
транспорта флюидов
на месторождении
SW Ampa (Shell,
Бруней, 2000 г.)
SPE 72108

Перспективы внедрения высокотехнологичных скважин в России

«За рубежом есть немало примеров, когда «умные» скважины и «умные месторождения» реально работают, однако требуют колоссальных затрат, и их эксплуатация рентабельна только при использовании многоствольных горизонтальных скважин, бурящихся с морских платформ.

В условиях типовых нефтяных месторождений России копирование таких сложных и дорогостоящих систем управления разработкой едва ли оправданно. Поэтому речь может идти о максимальном технологическом упрощении при сохранении основных системных принципов контроля и управления разработкой»

А.И. Ипатов и др. («Газпромнефть – Газпромнефть НТЦ»), *«Принципы контроля и управления разработкой сложнопостроенных месторождений нефти на основе стационарного гидродинамического мониторинга пластов и скважин»*, Нефтяное хозяйство 09'2009

Перспективы внедрения высокотехнологичных скважин в России

«В нефтегазовом деле, точно так же как и в реальном мире, интеллект не всегда является гарантией успеха, и ключевой вопрос разработки «умных» (высокотехнологичных) скважин – это способность дополнительных функций приносить добавочную стоимость.

«Глупые» (т.е. конструктивно наиболее простые) скважины являются иногда самым «умным» решением.

J. Jansen (Delft University of Technology, Shell E&P)

Ref.:

w.tudelft.nl/live/ServeBinary?id=c394640a-9e1e-4810-b654-7912d393d668&binary=/doc/jansen.pdf

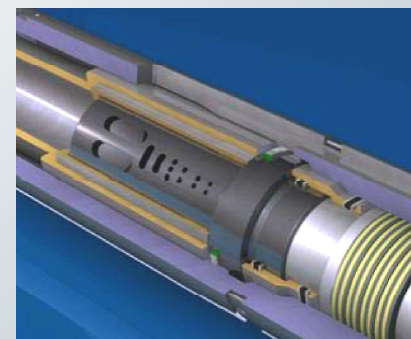
Варианты заканчивания скважин: высокотехнологичное заканчивание (ВТЗ)

Устройства
контроля
притока (ICV)

Пакер

← НКТ

Обсадная
колонна



Интервалы
перфораций

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	

Опыт SHELL. Smart field

Global Smart Fields® technology projects



• Clamp-on Measurements



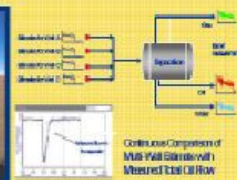
• Integrated Modeling



• Collaborative Work Environments



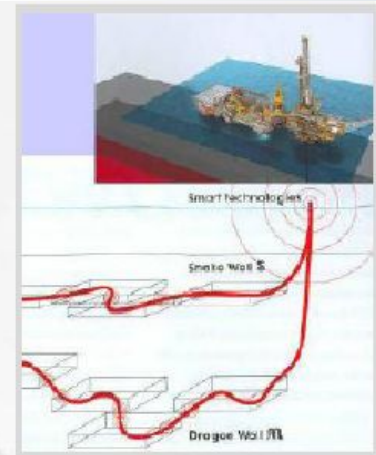
• Wireless Transmission



• Production Universe

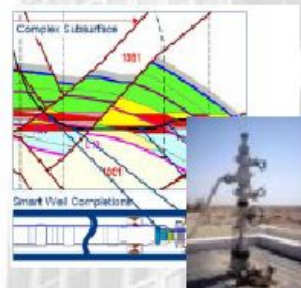


• Smart Wells

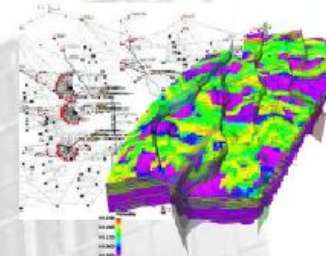


In 2006, in Brunei we added over 25000 b/d from 5 new smart snake wells on Champion West field, tapping 11 separate pockets of oil - helping to drive a 25-year production high.

Высокотехнологичные скважины



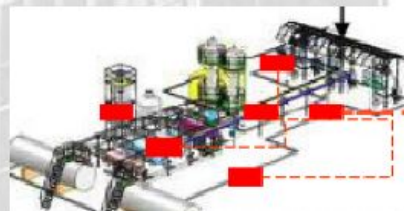
Моделирование



Сбор и управление данными



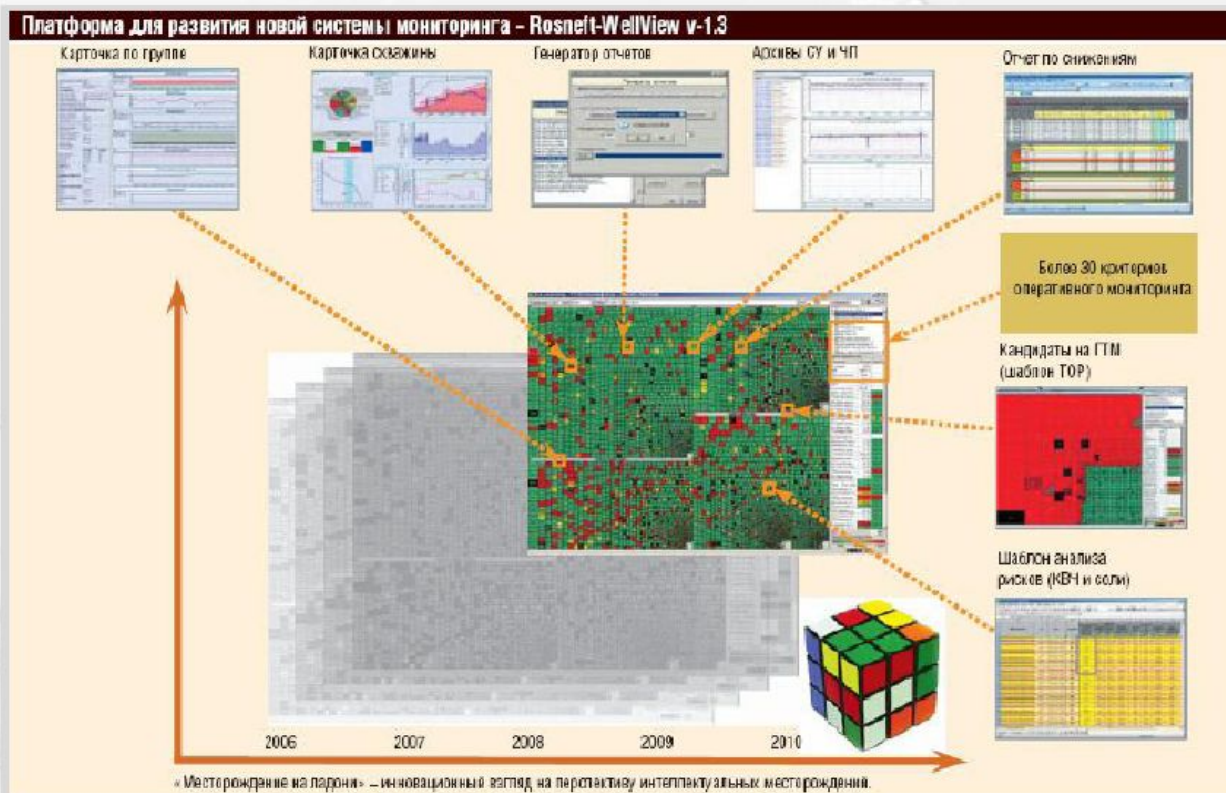
Инфраструктура



Центр сотрудничества



Опыт ОАО «РОСНЕФТЬ»



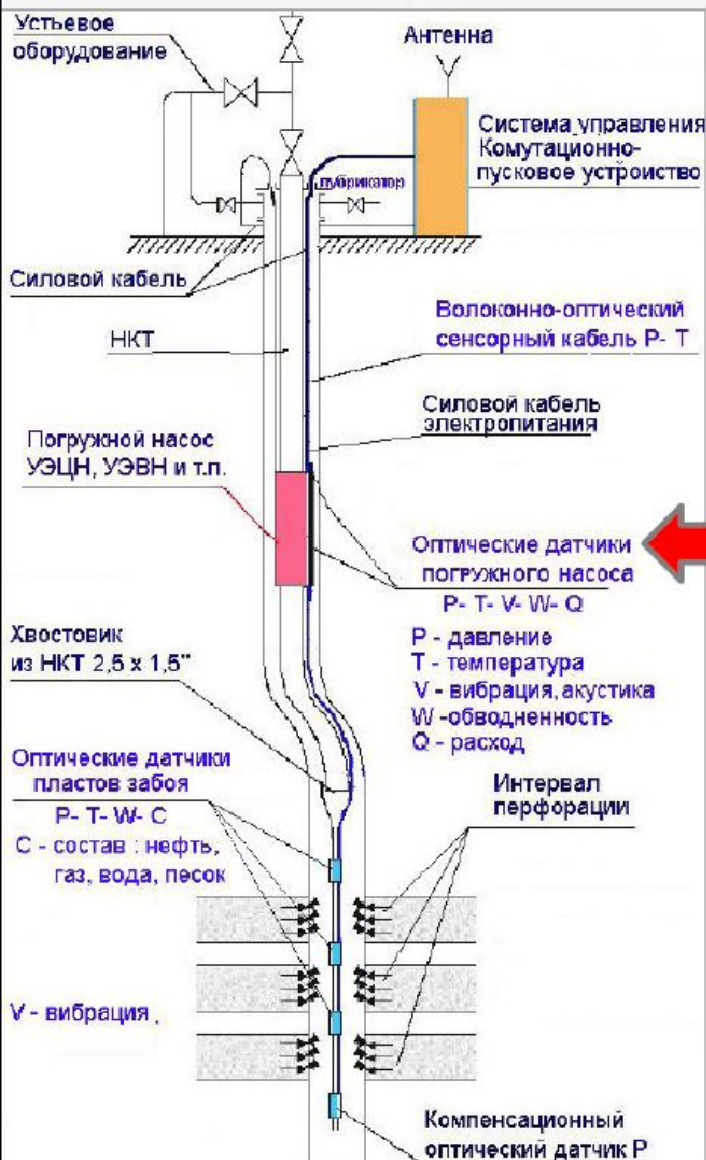
Собственная разработка ОАО «НК «Роснефть» - интеллектуальная матрица Rosneft-WellView.

Разработчиком платформы Rosneft-WellView является **ООО «РН УфаниПИНефть»** при активном участии НГДО.

Этапы развития системы:

1. «интеллектуальная скважина» - источник первичной информации от датчиков и возможностью удаленного управления;
2. «интеллектуальное месторождение» - платформа, анализа потока данных и оперативного автоматического управления ими;
3. целостная виртуальная модель всех процессов разработки месторождения.

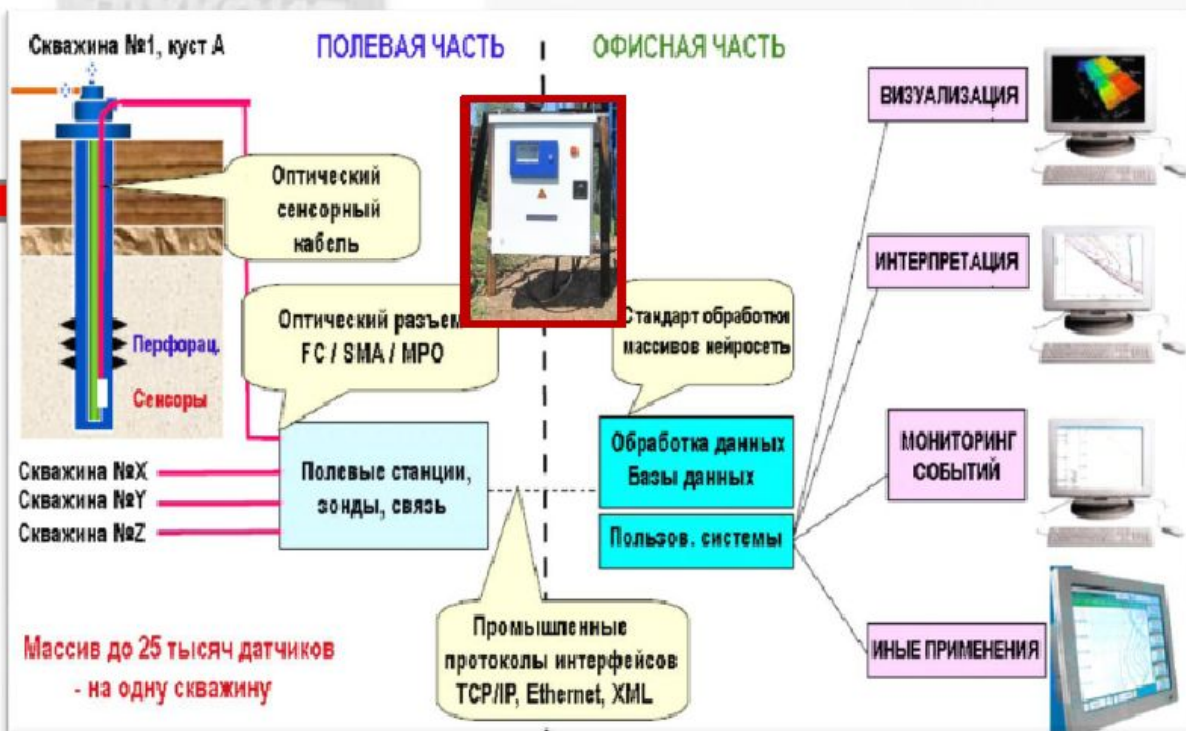
Концептуальная модель интеллектуальной станции управления скважиной



Контролируемые параметры

Давление	Р
Температура	Т
Вибрация	У

Обводненность	В
Расход	Q
Состав	С



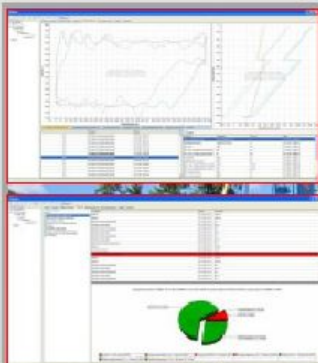
Опытно-промышленные испытания интеллектуальной станцией управления УШГН, УЭЦН

Участники:



- Филиал «ПермНИПИнефть»
- ОАО «Урал-Ойл»
- ПНППК

«Обливское» месторождение,
скважина №73



- ### ЗАДАЧИ
1. Регулирование скорости и момента на валу двигателя
 2. Сокращение количества пусков
 3. Стабилизация давления на приеме насоса
 4. Регулирование мощности двигателя

- ### ОБОРУДОВАНИЕ
1. СДА-10-ШГН. Стационарный динамометр-акселерометр
 2. Метран-55. Датчик абсолютного давления.
 3. СУ УСШН. Интеллектуальная станция управления УСШН

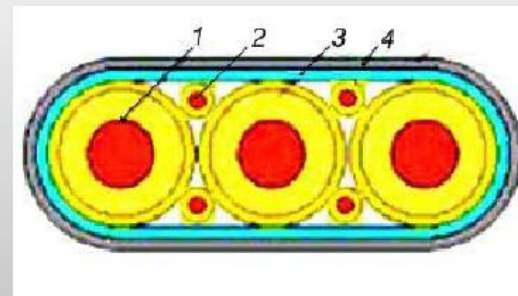
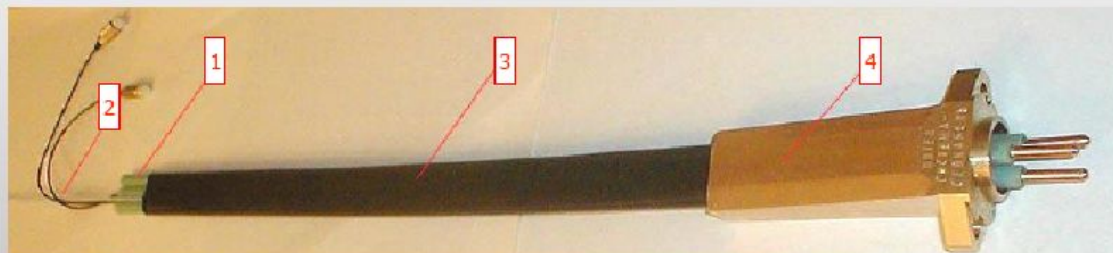
- ### ЭФФЕКТ
1. Увеличение дебита ГЖС.
 2. Увеличение межремонтного периода скважины
 3. Сокращение потребляемой электроэнергии

ЭФФЕКТ:

Дебит ГЖС увеличился на 14%
Энергопотребление уменьшилось на 17%

Создан прототип системы волоконно - оптических датчиков на постоянной основе находящихся в скважине и дающих в реальном времени информацию о процессах внутри: давление, температура, вибрация.

Сенсорный кабельный ввод (прототип скважинного гидрофона)



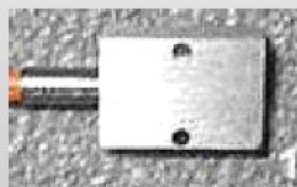
- 1 – силовые
- 2 – оптические
- 4 - оболочка
- 3 – изоляция



Датчик
температуры



Датчик
давления



Датчик
вибрации

Оптические датчики встроенные в кабельный ввод УЭЦН.



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] попытались 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.

Одновременно-раздельная добыча (ОРД)

Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ)

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.**

История

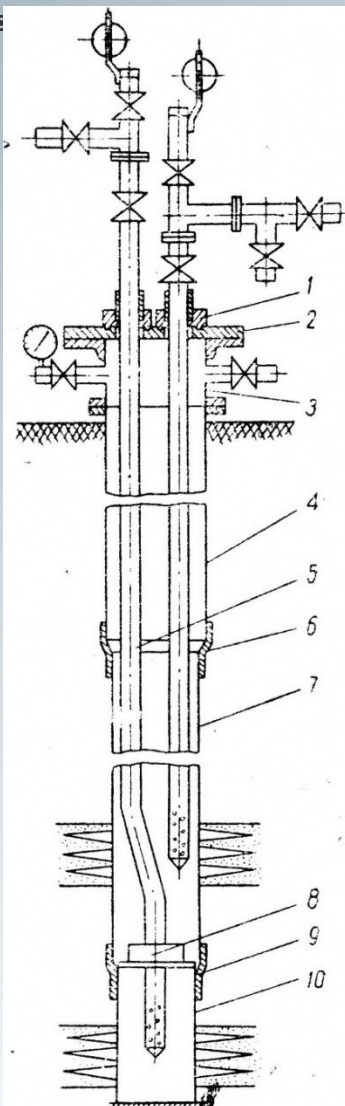
Метод одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в нефтяных и нагнетательных скважинах начали широко применять на нефтедобывающих предприятиях СССР с 1966 г. За четыре года пятилетки (1966-1969 г.) на одновременную раздельную эксплуатацию двух пластов переведено 2196 нефтяных, газовых и нагнетательных скважин (4,5 % от общего действующего фонда скважин).

Данные об объемах внедрения этого метода в «Татнефти» представлены в таблице. В эти годы в «Татнефти» были созданы отделы, секторы, группы по внедрению оборудования для раздельной эксплуатации.

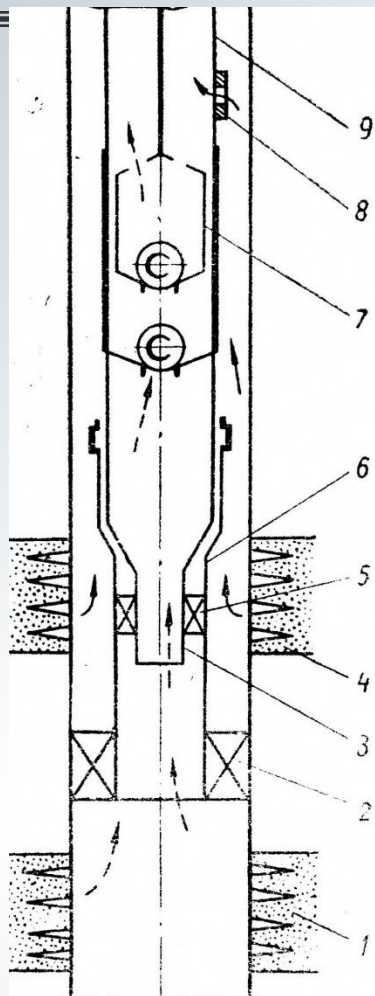
Количество скважин с ОРЭ в «Татнефти» в 1966-1969

Г.	1966 г.	1967 г.	1968 г.	1969 г.	1966 – 1969 г.
	61	87	133	108	389

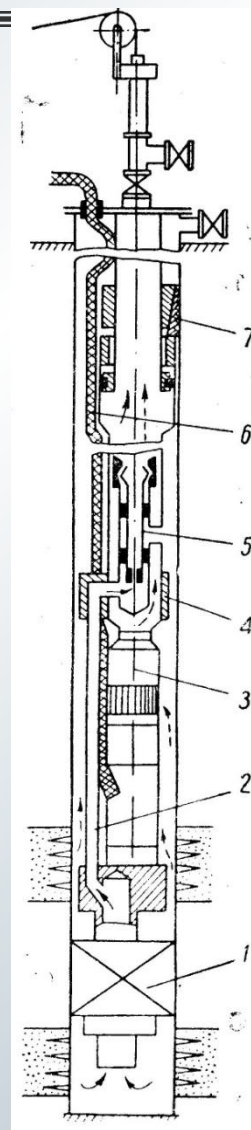
Схемы ОРЭ 50-70-х г.



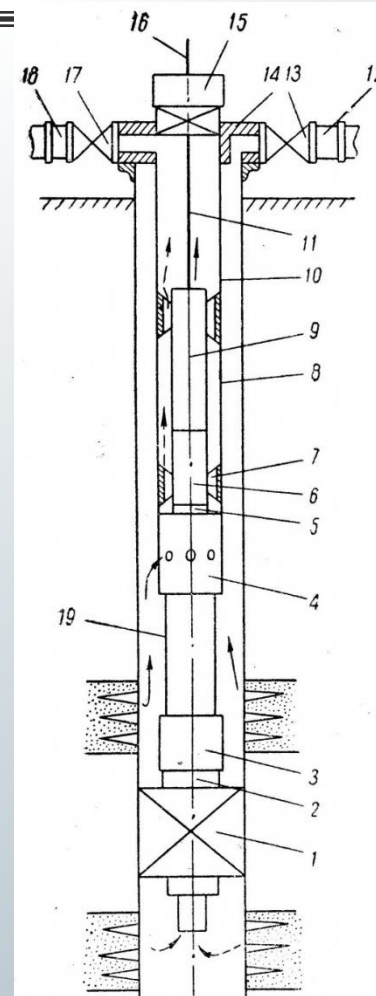
Фонтанная эксплуатация пластов по параллельным колоннам труб



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

Разработчики ОРЭ

Разработкой и внедрением схем ОРЭ занимались:

В ТаНИИ (ТатНИПИнефть):

Максутов Р.А., Доброскок Б.Е., Асфандияров Х.А., Попов А.А.,

В других регионах:

Сафин В.А., Пономарев К.И., Ремеев Г.Г., Фаттахов Р.М., Зубков Н.В.,
Беленький В.Н., Крутиков Б.С., Вирновский А.С., Миллионщиков М.Д.,
Токарев В.П., Губанов Б.Ф., Колесников С.Г., Думчев П.А., Осипов М.Г.,
Чарный И.А., Палий П.А., Евдокимова В.А., Кочина И.Н.

В г. Баку действовало ОКБ РЭ по руководством Джафарова Ш.Т.

ОРЗ

В ТатНИИ работы продолжались до середины 70-х годов, особенно в области ОРЗ.

В конце 60-х начале 70-х годов в ТатНИИ для осуществления ОРЗ было спроектировано однопакерное и двухпакерное оборудование применительно к 146 и 168 мм ЭК.

В 1964 г. оборудование было испытано в промысловых условиях, принято гос.комиссией и рекомендовано к серийному производству. Серийное производство его осуществлялось с 1965 г. Бугульминским заводом «Нефтеавтоматика». В 1967 г. было изготовлено свыше 100 экземпляров.

В 1965-1967 годах однопакерное оборудование внедрялось на промыслах Татарии и Башкирии. На Ромашкинском месторождении оборудование было внедрено на 40 скважинах.

К 1968 году на Ромашкинском месторождении для отдельной закачки воды оснащены специальным оборудованием 52 скважины (оборудованием ВНИИ – 26, ТатНИИ – 24, ОКБРЭ – 2. Из-за отсутствия расходомеров на каждой линии не было возможности измерять объем жидкости, закачиваемой в разобщенные пласты.

Двухлифтовая установка для ОРЭ

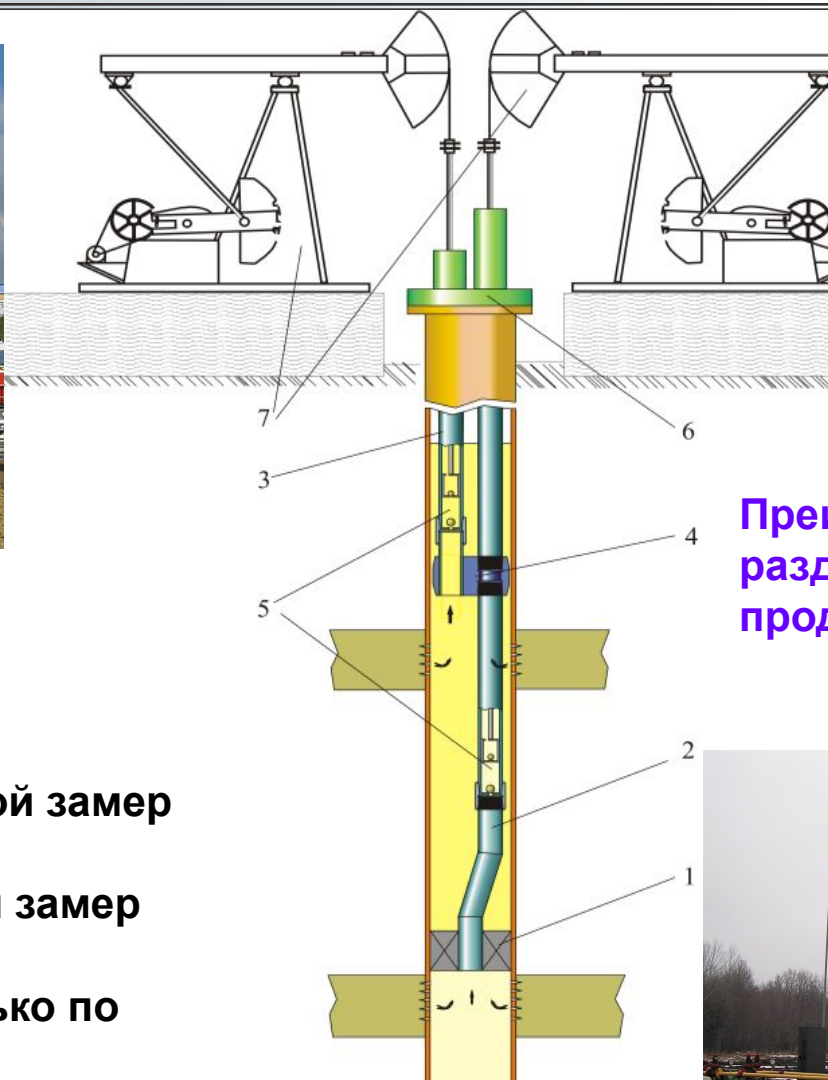


Способы определения параметров работы:

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

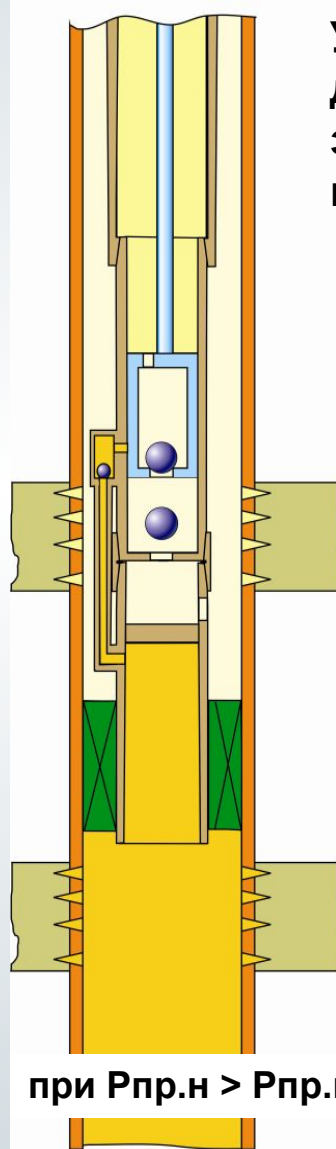
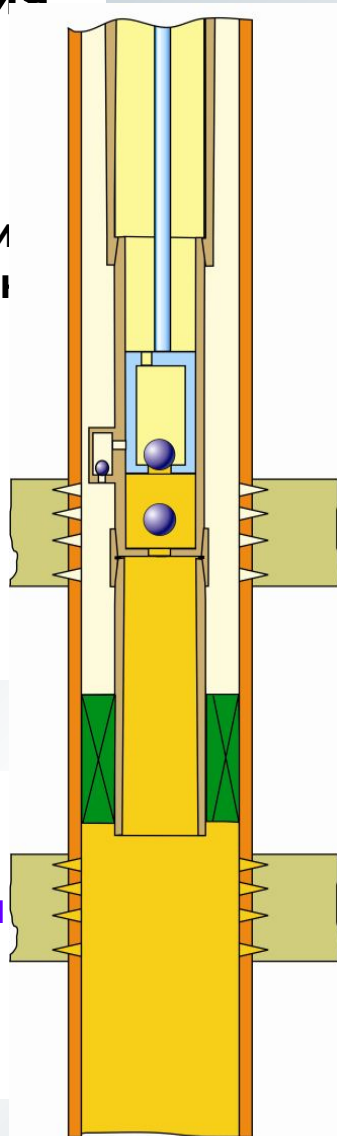
Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – по динамограмме, по КВУ при кратковременной останове

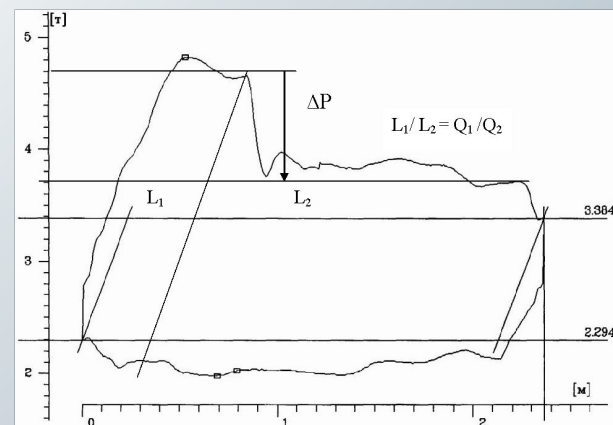
Обводнённости – переналадкой насоса

Забойное давление – по динамограмме, спуск прибора

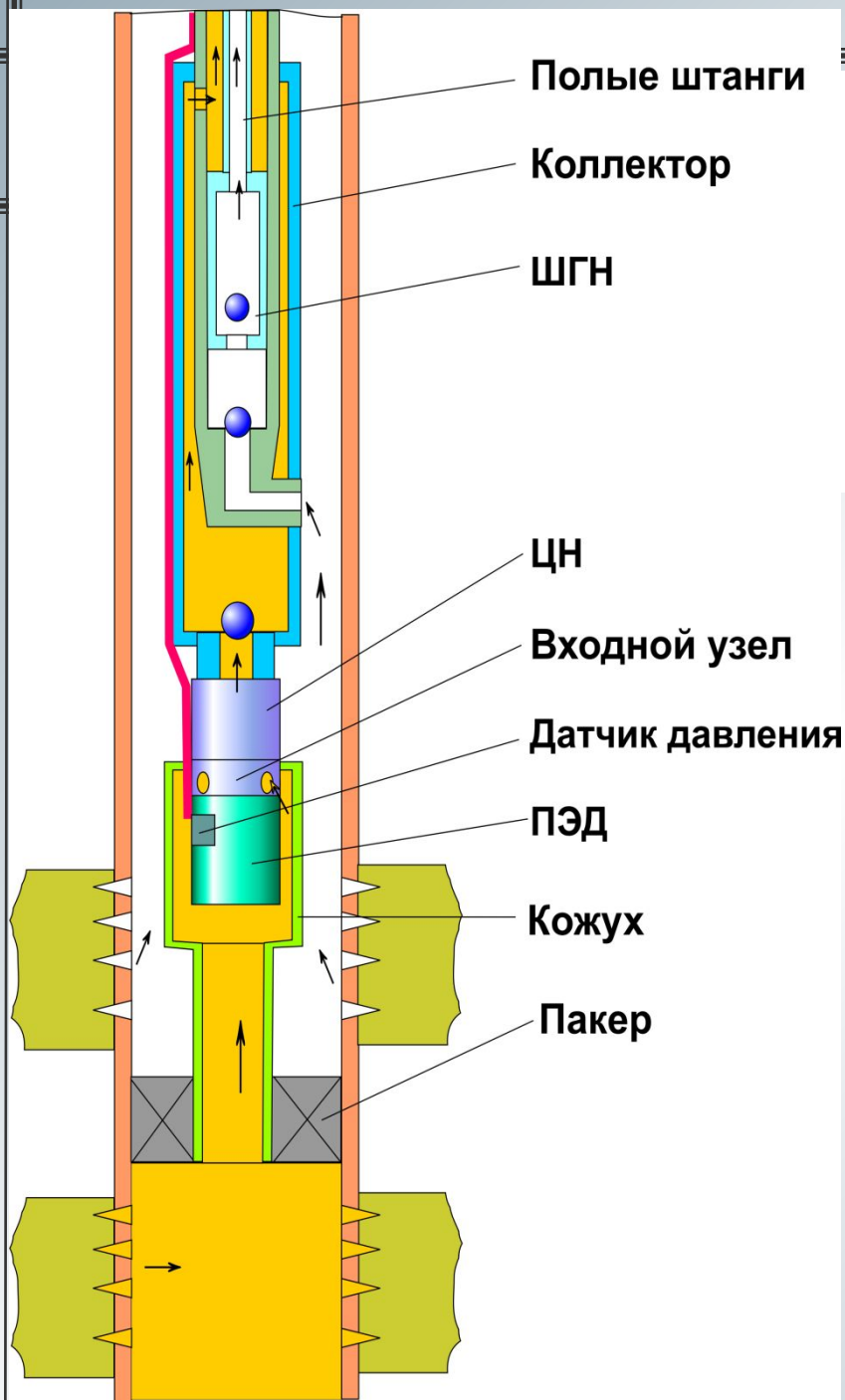
Преимущества: простота, любой размер насоса, регулировка соотношения дебитов пластов, возможность установки глубинного прибора



Установки разработаны для 146 и 168 мм эксплуатационных колонн



при $P_{пр.н} > P_{пр.в}$



Установка для ОРЭ с электропогружным насосом и раздельным подъёмом продукций объектов

Способы определения параметров работы:

Дебиты пластов – прямой замер

Обводнённости – прямой замер

Забойное давление – по телеметрии

Преимущества: полный
объём информации о
работе пластов,
раздельный 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***

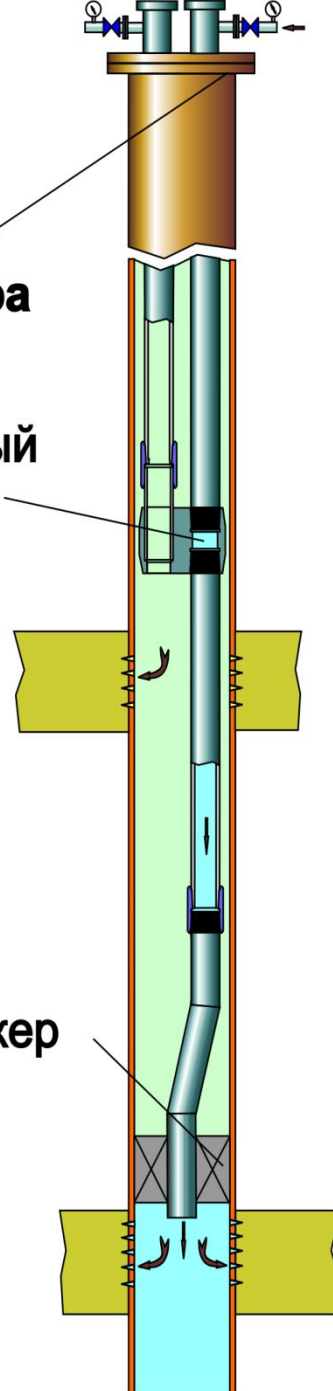
***Профиль приёмистости –
возможен***

Схема ОРЗ

Двухствольная
устьевая арматура

Параллельный
якорь

Пакер



Способы определения
параметров работы:

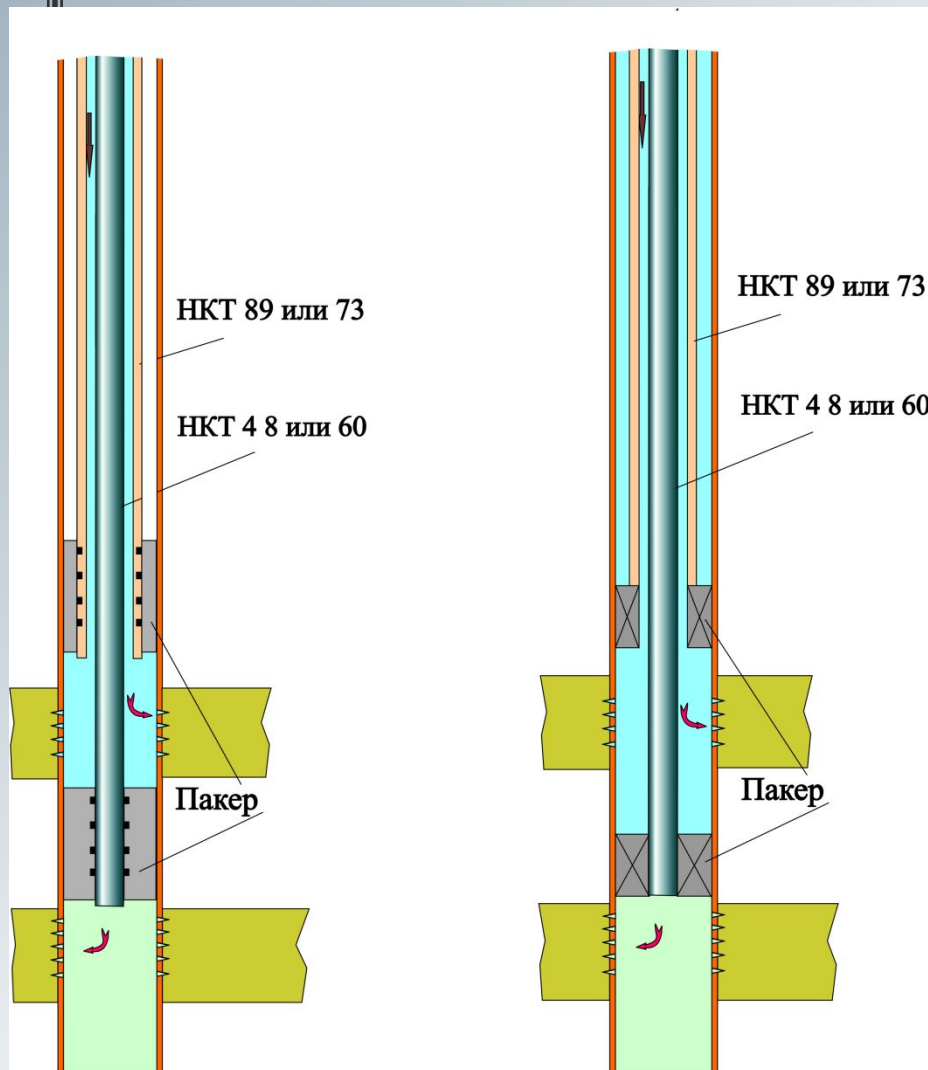
*Приёмистости пластов – прямой
замер на устье*

*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:

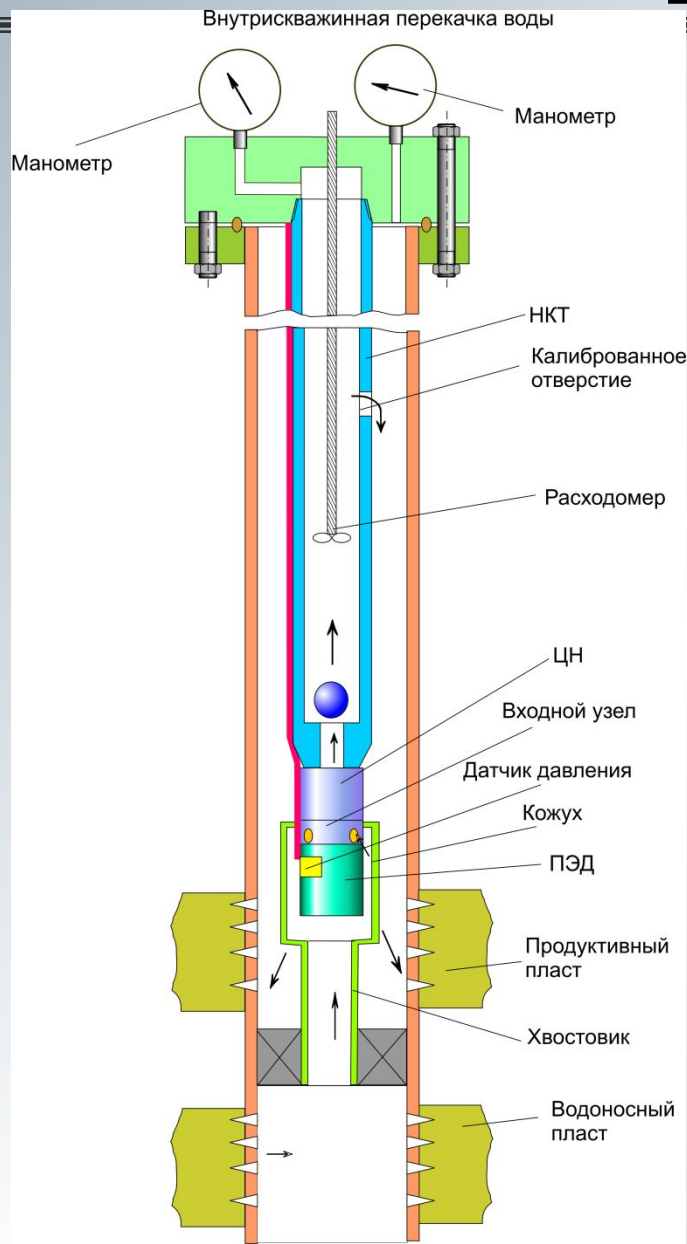
Приёмистости пластов – прямой замер на устье

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

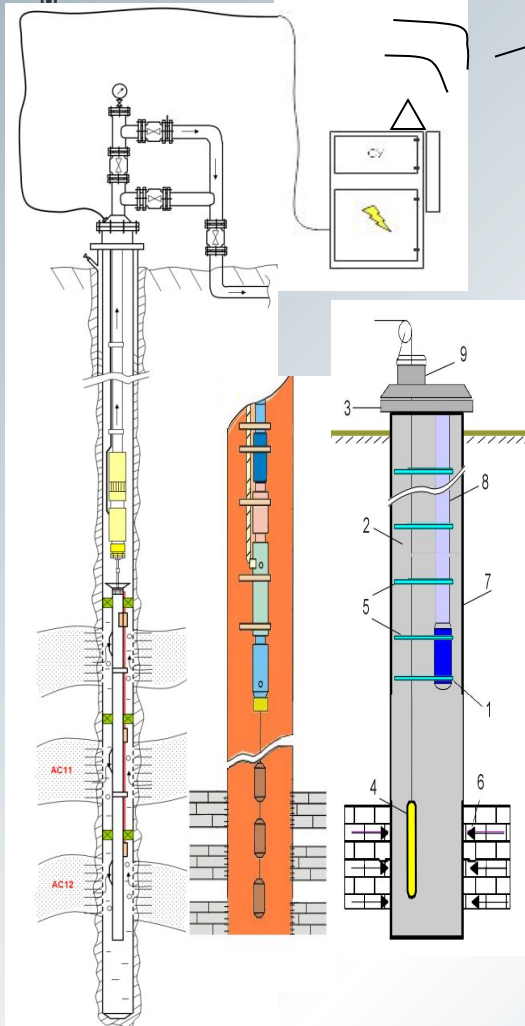
Давление закачки – прямой замер на устье

Забойное давление у нижнего пласта - телеметрия

Преимущества: не нужна система ППД

Системы «интеллектуального» заканчивания скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в рамках проекта СНТ 2007-2010гг.

Технология одновременно-раздельной добычи (ОРД)



Центр удаленного мониторинга

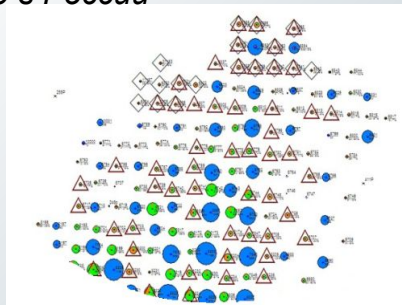


Технология интеллектуальной скважины для контроля за разработкой месторождений

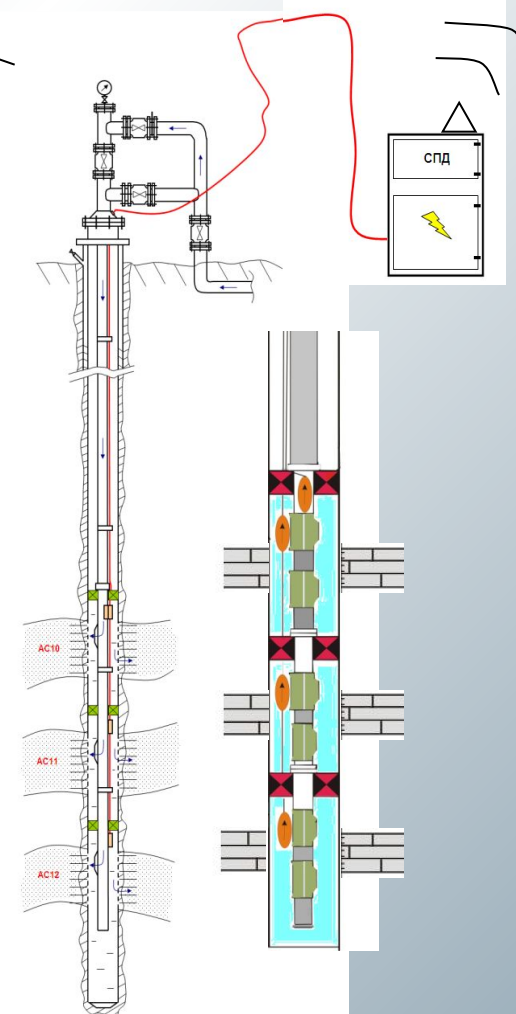
- Регулирование добычи и закачки на многопластовых месторождениях
- Получение геофизических данных в режиме реального времени
- Эффективное управление заводнением

Особенности технологии:

- скважинах с колонной 146мм – что впервые в России

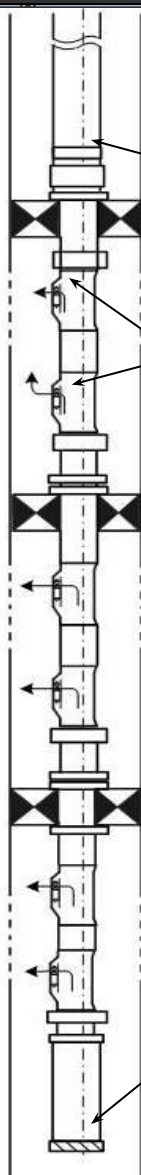


Технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ)



Этапы построения технологии ОРЗ

Применяемая технология ОРЗ



Комплектация системы:

- многопакерные компоновки
- скважинные камеры со штуцерами

Достоинства:

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

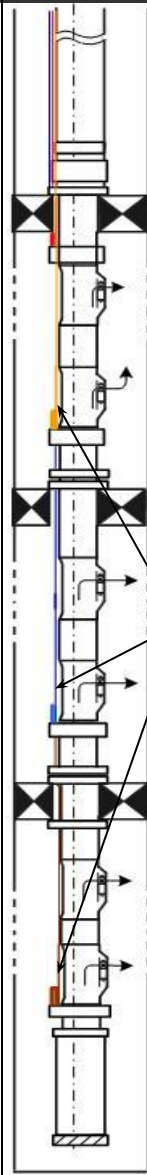
Недостатки:

- регулировка клапанов осуществляется аналитическим путем
- определение профиля приемистости пластов осуществляется с привлечением геофизики
- посадка пакеров за 1 СПО
- регулировка с помощью канатной техники

Разъединитель

Мандрели

Заглушка



Датчики Р, Т в затрубье напротив каждого пласта

Совершенствование технологии ОРЗ

Комплектация системы:

- многопакерные компоновки
- скважинные камеры со штуцерами
- двухзоновые 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)

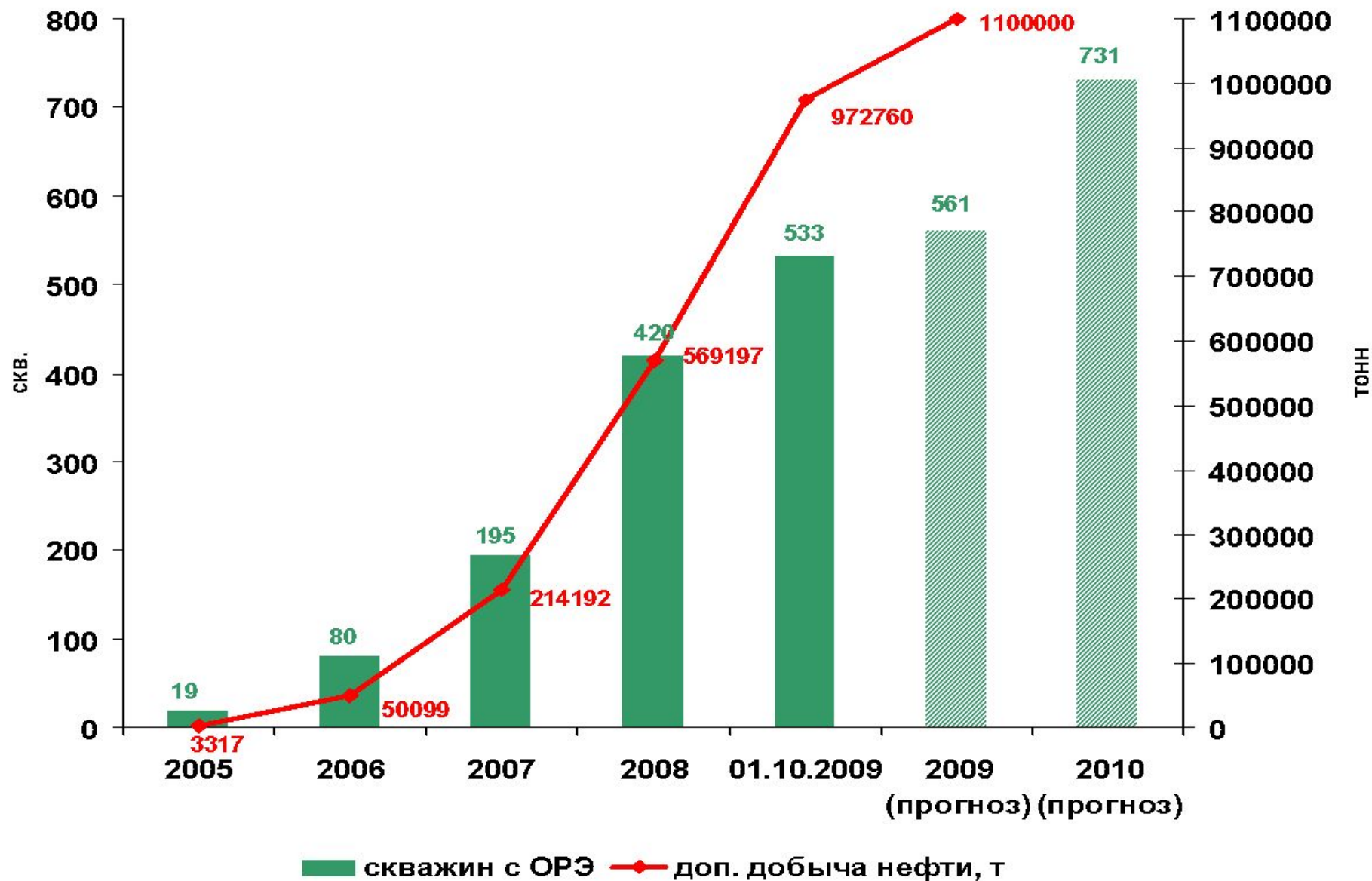
Недостатки:

- более сложная конструкция компоновки

Перспективы развития работ:

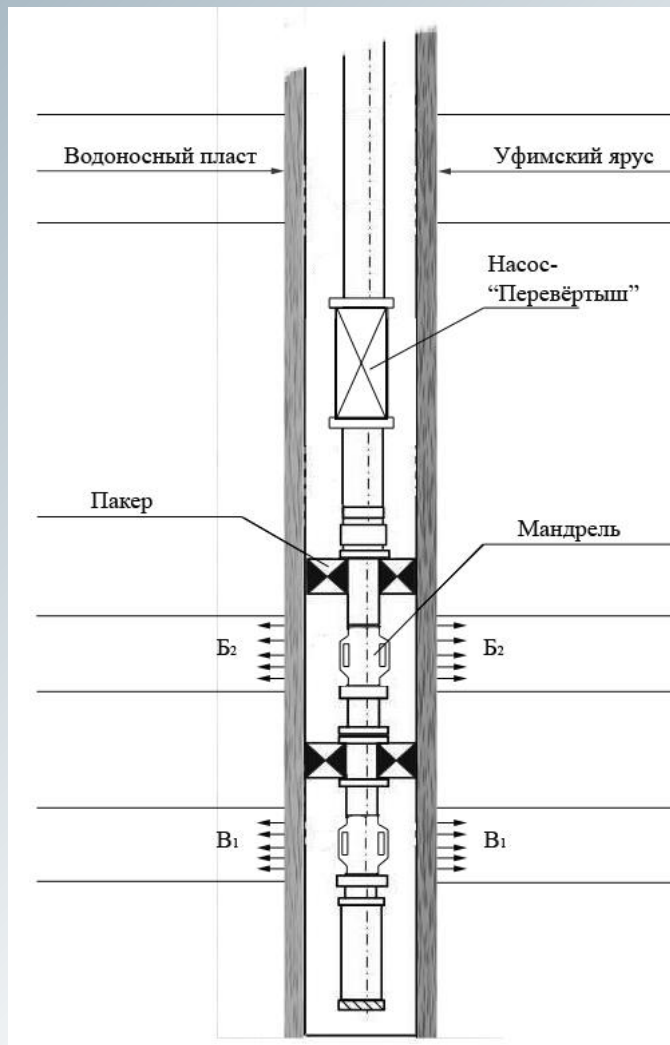
- внедрение регулируемых (гидрав. , электр.) клапанов с возможностью регулирования непосредственно с устья скважины

Динамика фонда скважин с одновременно-раздельной эксплуатацией (ОРЭ) накопленной дополнительной добычи нефти по ОАО «Татнефть»



РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОРЭ

Установка для внутрискважинной перекачки воды (ВСП)



Способы определения параметров работы:

Приёмистость пласта – расходомер на кабеле

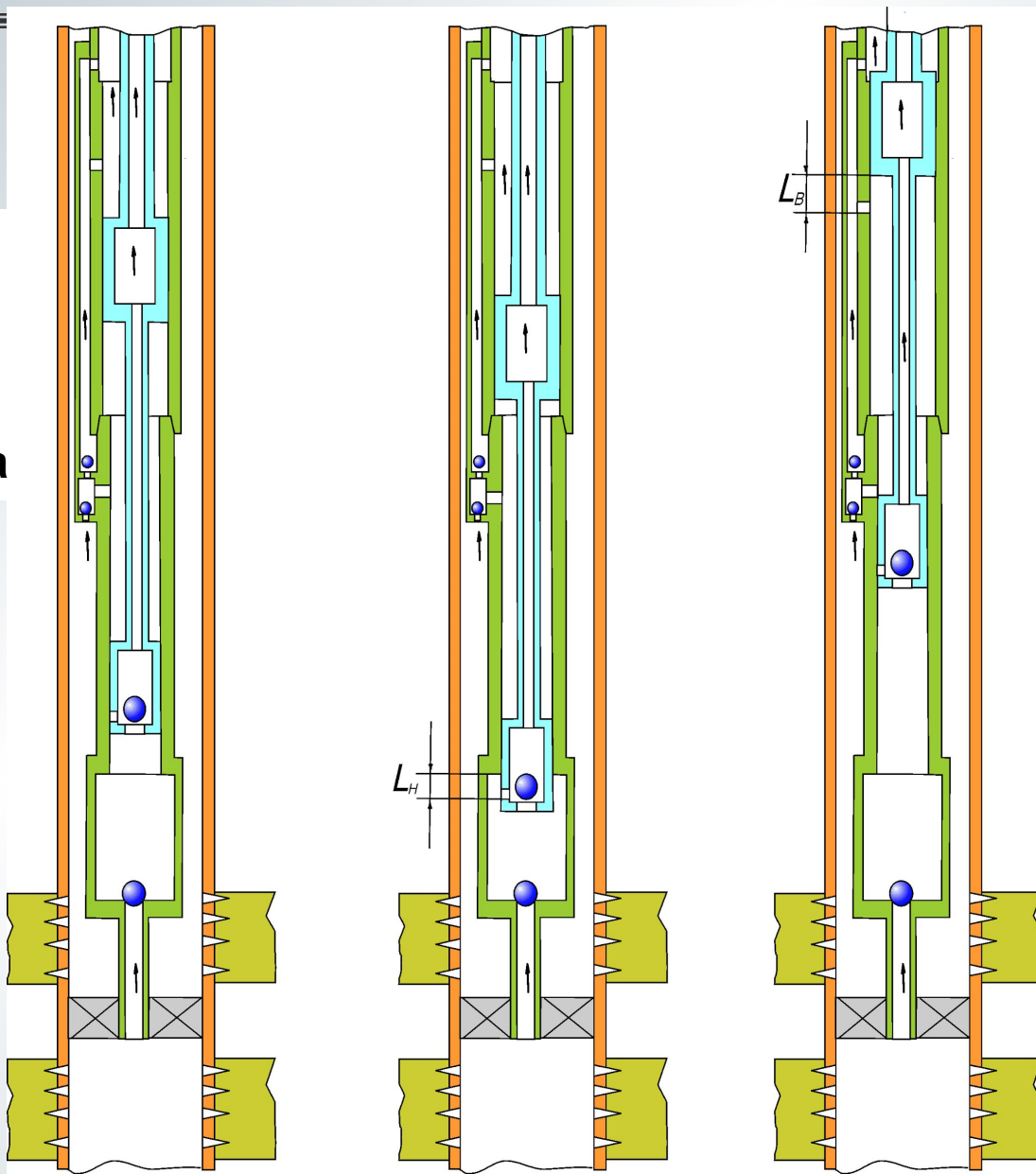
Давление закачки – прямой замер на устье

Забойное давление у верхнего и нижнего продуктивного пласта - телеметрия

Преимущества: не нужна система ППД, возможность заводнения двух и более продуктивных пластов

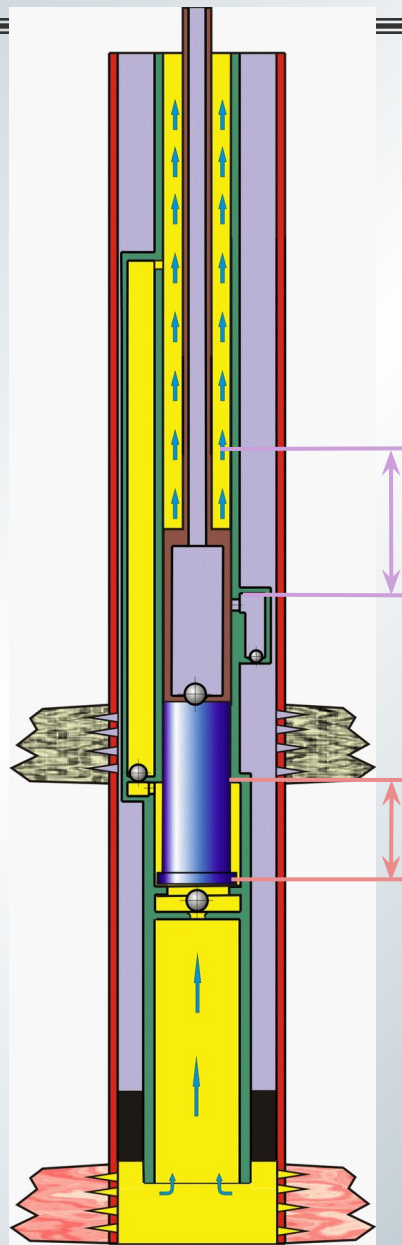
Установка для ОРЭ с дифференциальным плунжером

Внедрена на 4 скважинах.
Суммарная
дополнительная добыча
составила 2,9 тыс.т.,
средний прирост дебита на
одну скважину 4,4 т/сут.



Установка с разделительным поршнем и полыми штангами

Внедрена на 2 скважинах.
Суммарная
дополнительная добыча
составила 937 т., средний
прирост дебита на одну
скважину 3,2 т/сут.



Эффективный ход плунжера
(отбор с верхнего объекта)

Эффективный ход поршня
(отбор с нижнего объекта)

Показатели работы скважин

№ 928

Работающий: бобриковский горизонт 1284,8-1286,4; 1289,2-1291,2				Подключенный: кизеловский горизонт 1299-1303		
$Q_{ж}$, м ³ /сут	Q_n , т/сут	Обводненность, %	$H_{дин.}$	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Q_n , т/сут	Обводненность, %
13,5	3	75	861	1,4	0,6	54

Давление по ГИК «Фотон».

Глубинный прибор-1 (под пакером): Р-45,6 кгс/см²., Т-23,9 град.;

Глубинный прибор-2 (над пакером): Р-34,3 кгс/см²., Т-23,9 град.;

№ 972

Работающий: бобриковский горизонт 1220,4-1224,8				Подключенный: кизеловский горизонт 1237,2-1242		
$Q_{ж}$, м ³ /сут	Q_n , т/сут	Обводненность, %	$H_{дин.}$	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Q_n , т/сут	Обводненность, %
18	5,4	66	580	3,7	0,3	90

Давление по ГИК «Фотон».

Глубинный прибор-1 (под пакером): Р-69,9 кгс/см²., Т-23,13 град.;

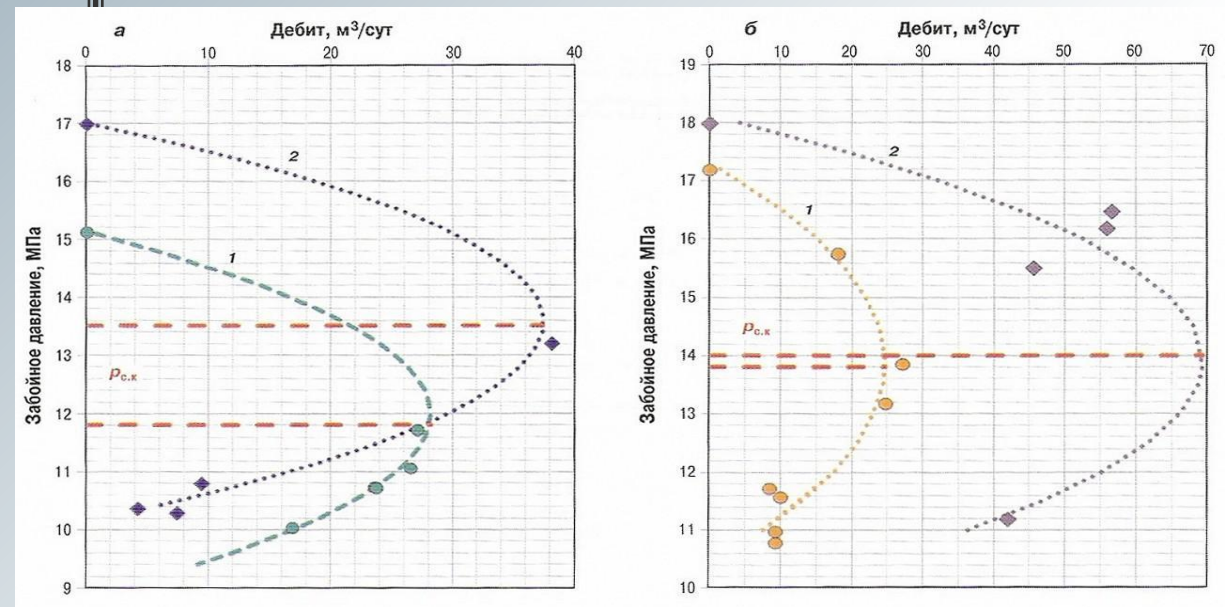
Глубинный прибор-2 (над пакером): Р-69 кгс/см²., Т-23,06 град.;

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;



На величину минимального забойного давления влияют:

- давление насыщения нефти газом;

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

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

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

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

На величину минимального забойного давления влияют:

Прочностная характеристика обсадной колонны

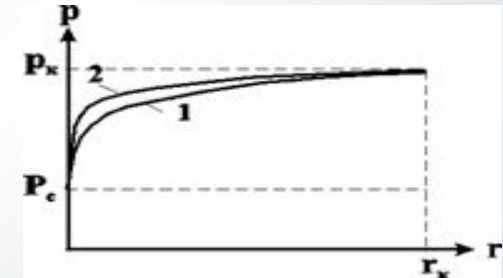
$$P_{ни} \leq P_{кр} / n$$

$$P_{заб} \geq P_{нз} - P_{кр} / n$$

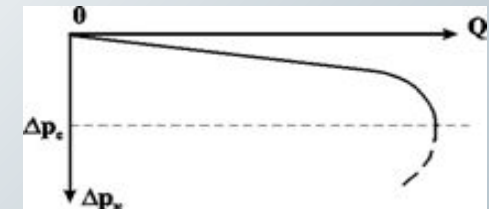
Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Сминающее давление, МПа				Внутреннее давление, при котором возникает предел текучести материала труб, МПа			
		Д	Е	Л	М	Д	Е	Л	М
139,7	7,0	22,1	27,8	30,2	31,9	33,2	48,3	57,4	66,4
	7,7	26,3	34,1	37,5	40,3	36,6	53,1	63,1	73,1
	9,2	35,1	47,5	53,9	59,3	43,7	63,5	75,5	87,3
	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 породообразующего 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

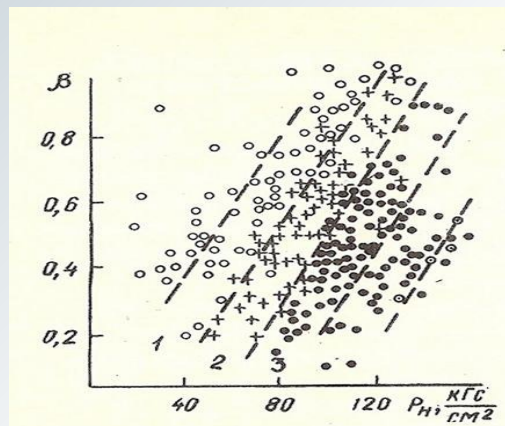
На величину минимального забойного давления влияют:

- давление насыщения нефти газом;

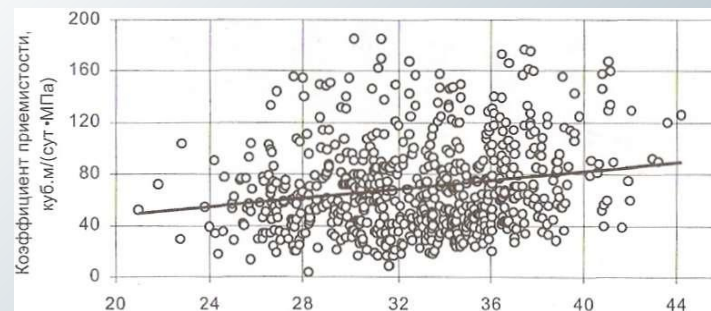
•

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

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



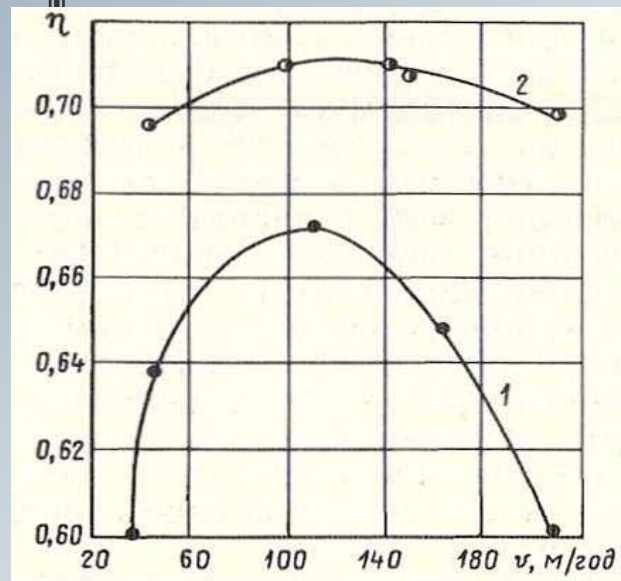
Зависимость коэффициента охвата по толщине основного и промежуточного пластов Арланского месторождения от давления нагнетания при пластовом давлении: 1 - 140-170 атм; 2 - 170-200 атм; 3 - 200-230 атм;



Пластовое давление, МПа

Изменение коэффициента приемистости нагнетательных скважин в зависимости от пластового давления

Оценка скорости фильтрации жидкости в пласте при установлении минимально (максимально) возможных величин забойных давлений.



$$\frac{dP}{dL} \geq \Delta\gamma * H / E$$

необходимое и достаточное условие для выноса нефтяных скоплений

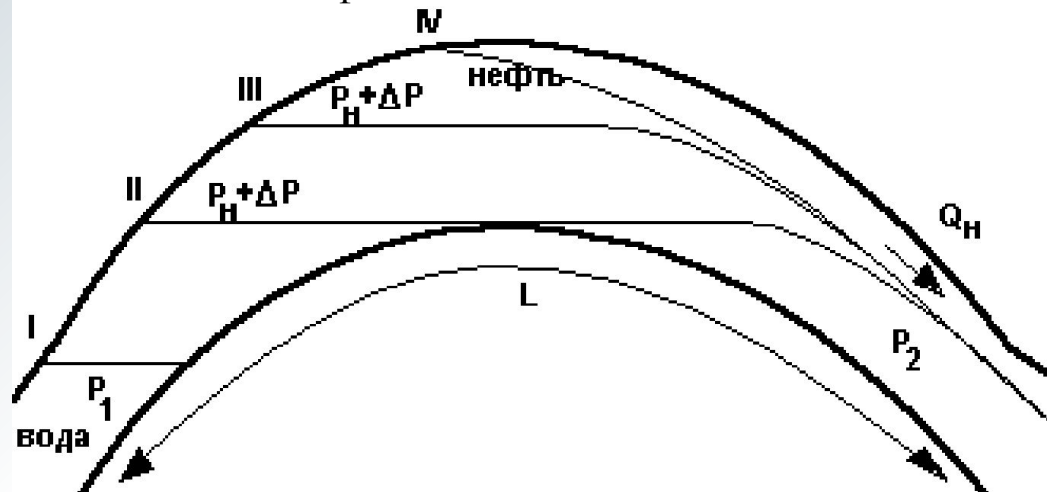


Схема вытеснения нефти из купольного поднятия

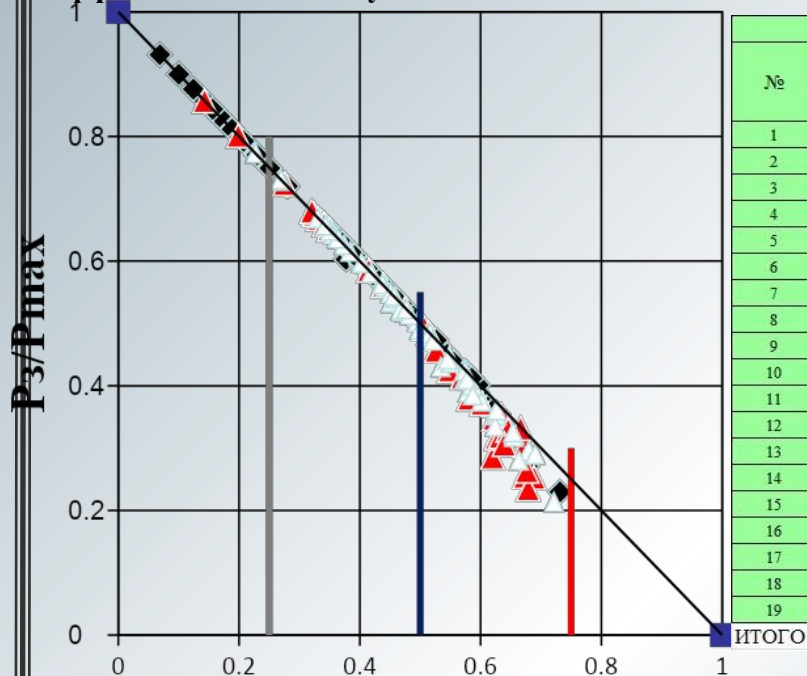
Вытеснение нефти происходит на макро- и микроуровне

Механизм снижения обводненности продуктивных скважин водоплавающих залежей при форсировании отборов жидкости обуславливается и осуществляется благодаря действию целого ряда факторов:

- геологический – высокие остаточные запасы нефти в условиях водоплавающих залежей;
- гидродинамический – снижение давления потока в центре его сечения на уровне верхних отверстий перфорации, квадратично усиливающееся при увеличении дебита скважины, а также влияние снижения пластового давления;
- физический – проявление энергии растворенного газа при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;
- физико-химический – вынос отложений твердых углеводородов из призабойной зоны нефтенасыщенных интервалов в результате увеличения депрессии на пласт.

Мониторинг фонда добывающих скважин

Достижение максимальной производительности скважин требует постоянного мониторинга состояния скважинного фонда с целью выбора наиболее перспективных добывающих скважин для проведения операций по оптимизации уровня их добычи. Успешность управления добычей нефти зависит от надёжности процедуры оценки потенциала и эффективности эксплуатации скважин.



Фактический режим					Расчетный режим						
№	№ скв	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м3/сут	Обводненность, %	qmax	q/qmax	Pзab/Pпл	0.75q _ж ^{max}	0.75q _н ^{max}	Δq _ж	Δq _н
1	964	21	53	55	370,7	0,1	0,9	278,0	125,1	225,0	104,2
2	1408	2	7	63	21,1	0,3	0,7	15,8	5,9	8,8	3,6
3	1288	10	32	64	61,9	0,5	0,5	46,4	16,7	14,4	6,6
4	1348	13	43	66	69,1	0,6	0,3	51,8	17,6	8,8	4,8
5	1272	9	33	69	60,2	0,5	0,4	45,1	14,0	12,1	5,0
6	1239	7	26	71	47,4	0,5	0,4	35,6	10,3	9,6	3,7
7	1441	18	72	72	104,6	0,7	0,3	78,4	22,0	6,4	4,3
8	1382	9	39	74	62,3	0,6	0,3	46,7	12,1	7,7	3,3
9	1384	9	44	77	69,5	0,6	0,3	52,1	12,0	8,1	3,1
10	1360	8	38	77	65,4	0,6	0,4	49,1	11,3	11,1	3,6
11	1419	6	28	77	59,0	0,5	0,5	44,2	10,2	16,2	4,5
12	1268	33	190	80	432,9	0,4	0,6	324,7	64,9	134,7	31,7
13	1255	26	157	81	275,6	0,6	0,4	206,7	39,3	49,7	13,1
14	1380	9	58	82	89,8	0,6	0,3	67,4	12,1	9,4	3,0
15	1156	13	84	82	165,6	0,5	0,5	124,2	22,4	40,2	9,1
16	1462	3	22	82	63,0	0,3	0,7	47,2	8,5	25,2	5,0
17	1060	12	77	82	185,6	0,4	0,6	139,2	25,1	62,2	12,9
18	1301	8	55	83	104,4	0,5	0,5	78,3	13,3	23,3	5,1
19	1070	16	112	84	217,9	0,5	0,5	163,4	26,1	51,4	10,5
ИТОГО										724,6	237,3

q/qmax

Распределение добывающих скважин по реализованному потенциалу

Список скважин на оптимизацию для реализации потенциала в 75 %

в результате оптимизации 19 и деоптимизации 27 скважин произойдет сокращение суточной добычи жидкости на 1417,8 м³ и увеличение суточной добычи нефти на 182,9 т. Добыча попутно добываемой воды будет сокращена на 1234,9 м³ в сутки.

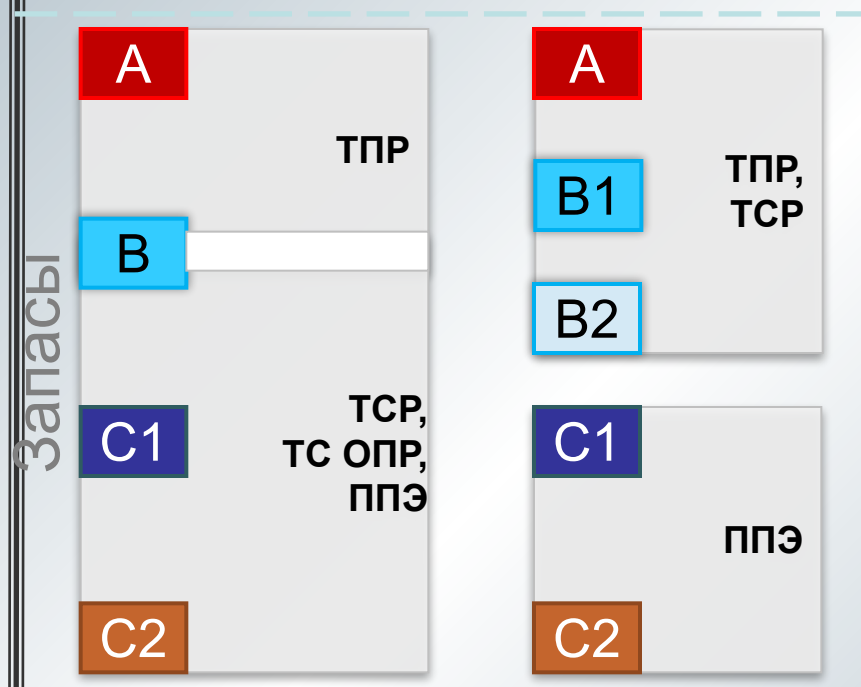
Новая классификация запасов

Временная классификация

Приказ МПР РФ
От 07.02.2001г. № 126

Новая классификация

Приказ МПР РФ
От 01.11.2013г. № 447



Стадия промышленной разработки

- Категория **А** – Разбуренные, разрабатываемые запасы
- Категория **В1** – Разрабатываемые отдельными скважинами, разведанные, подготовленные к промышленной разработке запасы
- Категория **В2** – Неразбуренные участки разрабатываемых залежей, неразрабатываемые залежи разрабатываемых месторождений

Стадия разведки

- Категория **С1** – Разведанные запасы залежей
- Категория **С2** – Оцененные запасы залежей