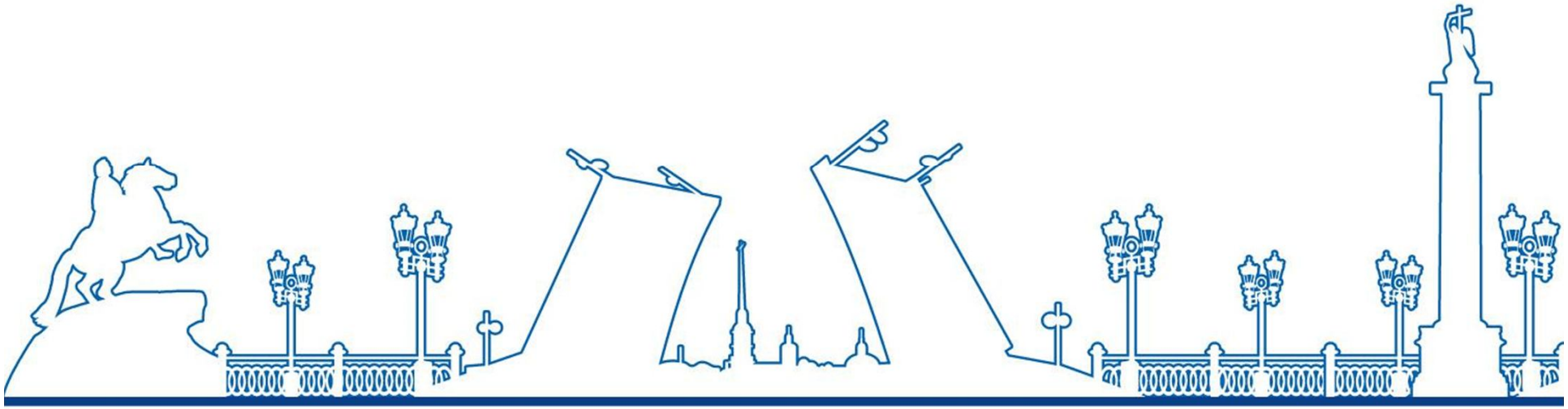
SPE International
Northwest Russia Section

II СТРАТЕГИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС 2017

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

ИНТЕГРИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ЛУЧШИЕ ПРАКТИКИ



Опыт создания и использования интегрированных моделей для совершенствования разработки и эксплуатации газовых месторождений в ЛУОК

ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани»

Ермилов А.П. ЗГД по геологии и разработке
Петров А.В., Менеджер проекта Интегрированное моделирование – Начальник ОДНГ
Вольнов И.А., Начальник отдела мониторинга ГГДМиБДГИ

26 СЕНТЯБРЯ 2017, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ГОСТИНИЦА «АСТОРИЯ»

Особенности разработки газовых месторождений

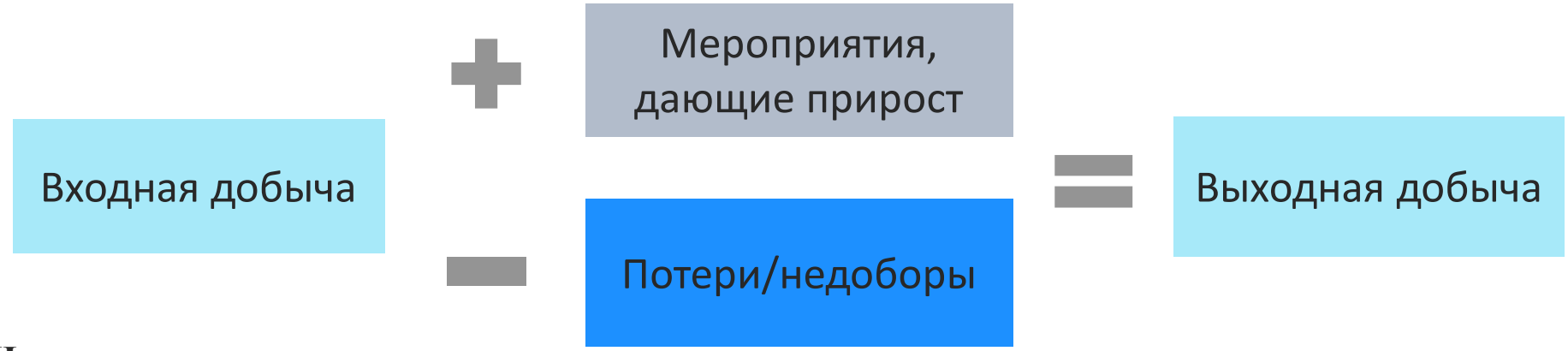
Особенность разработки газовых месторождений – добываемая продукция транспортируется по цепочке от скважин, непосредственно до потребителя, промежуточные звенья в цепи (резервуары, хранилища) отсутствуют.

На объемы добычи оказывают значительное влияние внешние факторы, такие как сезонное потребление газа, технологические возможности системы транспорта и подготовки/переработки, объемы добычи сторонних компаний, работающих в единую систему.

- **Формирование планов и прогнозов до внедрения ИМ**
- Цели и задачи внедрения ИМ
- Система ИМ в ЛУОК
- Практические примеры использования ИМ
- Итоги внедрения ИМ

Прогнозирование уровней добычи (как было)

Классический алгоритм расчетов уровней добычи базировался на следующих принципах



Недостатки методики:

- Методика не учитывает интерференцию скважин как по пласту, так и по системе сбора, что приводит к погрешности при оценке потерь. Повышение точности расчетов требует больших трудозатрат.
- Методика не учитывает влияние режимов работы установок подготовки газа и ДКС, что снижает точность прогноза, особенно на средне- и долгосрочный период.
- Методика не учитывает влияние внешних факторов и сезонных изменений отборов газа. Изменения можно оценить основываясь только на исторических данных
- Затруднена оценка влияния планируемых мероприятий на смежные процессы (Энергетика, Уставки системы ПАЗ, Управление целостностью оборудования и т.д.)

Прогнозирование уровней добычи (как было)

Прогнозы добычи на период до 3-х лет выполнялись с использованием **Eclipse и Excel** с учетом продуктивности каждой скважины

При расчете учитывались следующие параметры:

1. **Темп падения** пластового давления Рпл за период;
2. **Давление на устье** скважин (величина перепада давления по системе сбора для каждой скважины принималась постоянной);
3. **Сезонные ограничения** накладывались на расчетный профиль добычи **вручную**;

- Для безкомпрессорного этапа эксплуатации **точность** данных расчетов **была приемлемой**;
- **Добычные возможности** скважин и месторождения **оценивались 1 раз в год** на этапе формирования плановых показателей по добыче;
- Имеющийся **потенциал** скважин **позволял поддерживать добычу** на запланированном уровне в течение года, даже при отклонении фактических параметров устьевых и забойных давлений от расчета;
- **Взаимовлияние скважин** друг на друга **по системе сбора не учитывалась**, скорости потока газа по системе не рассчитывались.

Прогнозирование уровней добычи (как было)

Основной набор данных для формирования прогноза «как было»:

1. Проектные объемы добычи, максимально допустимая депрессия на пласт (проектный документ)
2. Темп и прогноз падения пластовых давлений по каждой скважине (Eclipse)
3. Точность адаптации забойных давлений в модели Eclipse +/- 10%, частота адаптации модели Eclipse – 3 месяца
4. Давление на точке подключения (Исторические данные за аналогичный период прошлого года)
5. Плановые сроки и продолжительность проведения Shut Down (дата и продолжительность проведения ShutDown)
6. Плановый уровень потерь и недоборов (через Кэкспл.)
7. Технические условия в точке подключения (P, T)
8. Нормативы потерь (СНИП)

Недостатки:

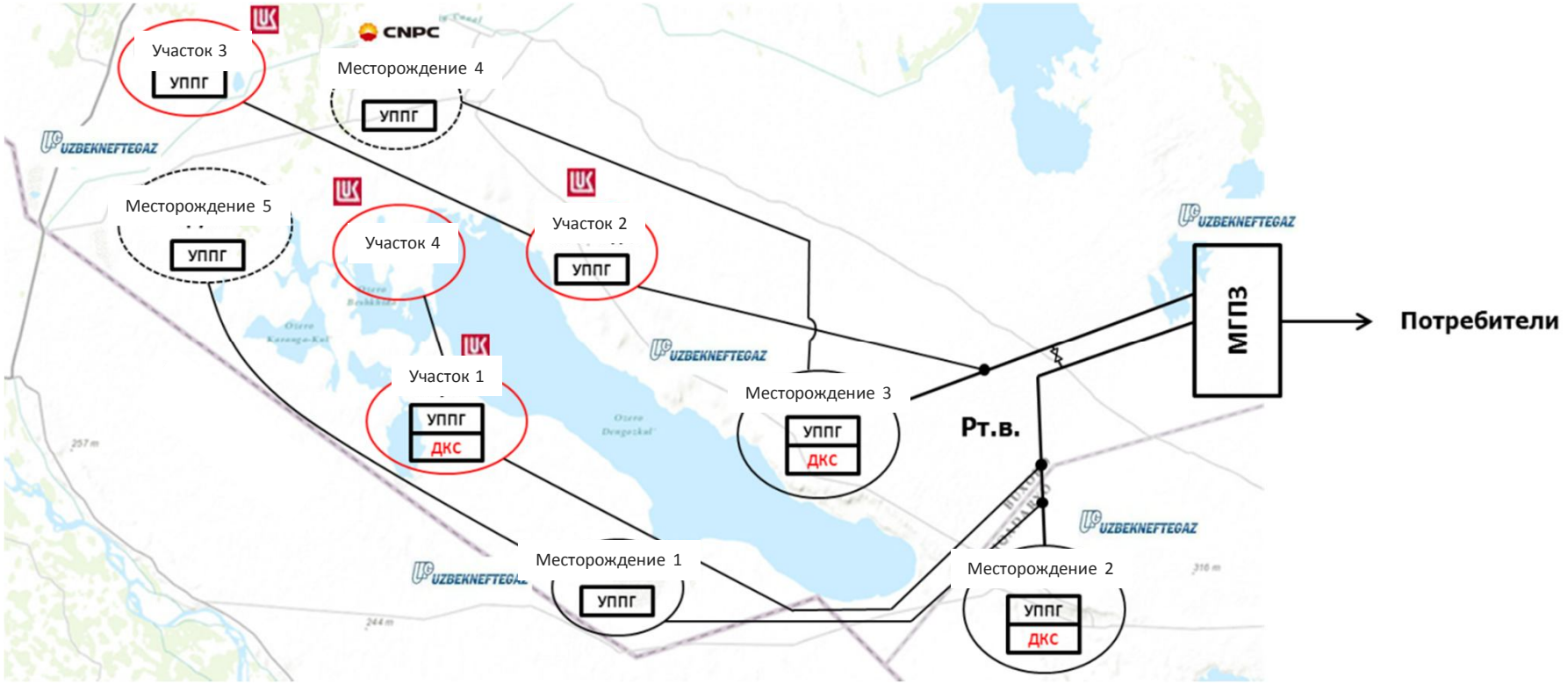
Алгоритм не учитывал интерференцию скважин по системе сбора, что приводит к погрешности при оценке потерь.

Алгоритм не учитывал влияния режимов работы площадных объектов, что снижало точность прогноза, особенно на средне- и долгосрочный период.

Алгоритм не учитывал влияние внешних факторов и сезонных изменений отборов газа, ограничения накладывались на профиль добычи вручную.

- Формирование планов и прогнозов до внедрения ИМ
- **Цели и задачи внедрения ИМ**
- Система ИМ в ЛУОК
- Практические примеры использования ИМ
- Итоги внедрения ИМ

Принципиальная схема добычи и транспортировки газа



Как стало!!!

Предпосылки внедрения системы Интегрированного моделирования

Как учесть влияние ограничений по системе сбора и транспорта при прогнозе добычи газа?

Как учесть ограничения по установке подготовки газа и ДКС?

Как оценить влияние планируемых мероприятий на уровни добычи?

Чем компенсировать недостающие данные?

Как определить потенциально опасные участки и узкие места?

Возможно ли оптимизировать проектные решения ещё на стадии проектирования и насколько эффективно выполняет свою работу проектная организация?

- Формирование планов и прогнозов до внедрения ИМ
- Цели и задачи внедрения ИМ
- **Система ИМ в ЛУОК**
- Практические примеры использования ИМ
- Итоги внедрения ИМ

Интегрированное моделирование

Система интегрированного моделирования внедрена в ЛУОК в рамках реализации проекта Life Field и активно эксплуатируется с декабря 2014 года.

Интегрированная модель

Life-Field

- Применение системы ИМ **позволяет сократить сроки** подготовки и проработки, а также значительно **повысить качество** принятия технологических решений, без необходимости привлечения специализированных научных организаций;
- Система ИАМ предоставляет массу возможностей **решать нестандартные** задачи в широком диапазоне их практического применения;
- Обеспечивает **мультидисциплинарный** подход при проработке вариантов решений;
- Позволяет формировать **планы и прогнозы** по добыче УВ как **для** отдельных **участков**, так и для **групп** месторождений на всех горизонтах планирования (от 14 дней до окончания разработки);
- Позволяет **многовариантные оценочные расчеты и оценивать различные стратегии разработки и эксплуатации месторождения**;
- Позволяет проводить **детальные расчеты** для разработки новых и **актуализации** действующих **проектных документов** на разработку месторождений;
- Позволяет проводить **экспертизу** и **оптимизацию проектных решений** по новым и действующим производственным мощностям, с учетом взаимовлияния объектов по пласту и наземной инфраструктуре;
- Позволяет **детально** разрабатывать **технические задания** на проектирование новых и реконструкцию действующих производственных объектов.

Инструменты моделирования

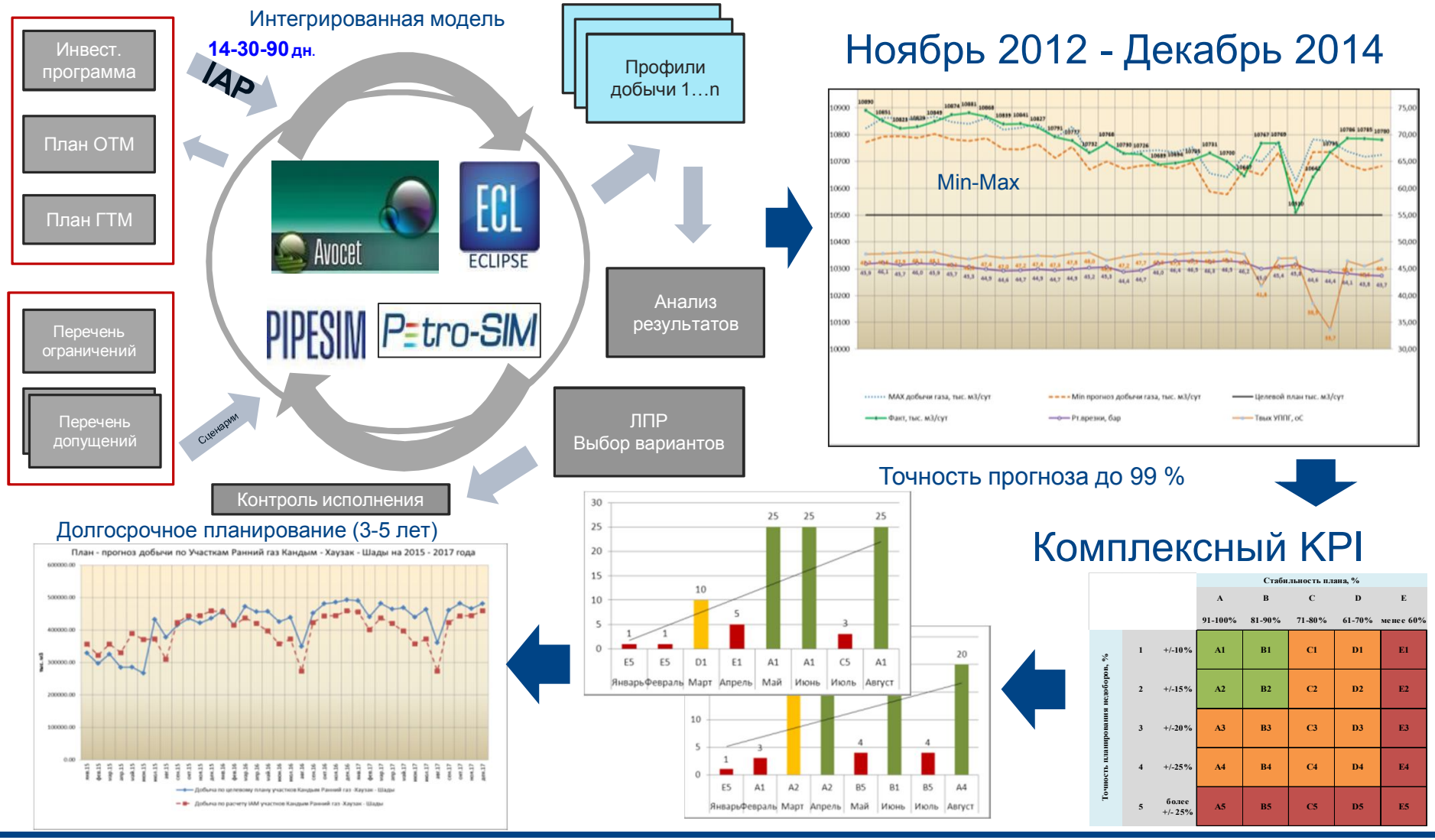
ECLIPSE – программный комплекс анализа и динамических расчетов резервуара. Содержит модели-компоненты: *Динамические модели пластов/объектов разработки* (Reservoir Modeling) *Shlumberger*

PIPESIM - программный комплекс анализа системы добычи, сбора и транспорта продукции. Содержит в своем составе модели-компоненты: *PVT модели* (PVT-model), *Модели скважин* (Well); *Гидравлические модели наземной инфраструктуры* (Network); *Shlumberger*

Petro-Sim – программный комплекс анализа системы подготовки и переработки продукции. Содержит модели-компоненты: *Модели подготовки и переработки* (Facilities); *KBC Process Technology LTD*

AVOCET - программный комплекс для *интеграции моделей-компонент*, обеспечивающий технологию интегрированного моделирования. Avocet IAM выполняет роль единой программной среды для управления как отдельными гидродинамическими и прокси-моделями, моделями систем сбора/транспортировки продукции, так и комплексом таких моделей. *Shlumberger*

Система IAM в ЛУОК



Сценарий расчета профиля добычи

Подготовка сценариев для расчета (план IAP + перечень ограничений/допущений)

Граничные условия – условно постоянные ограничения определённые нормативными актами и регламентами:

- Допустимая **депрессия** на пласт
- Допустимая **скорость потока** в системе сбора
- Технические условия в точке подключения **(P, T)**
- Сценарные условия по **датам ввода** новых мощностей (скважины, объекты, месторождения)
- Плановый **уровень потерь/недоборов** рассчитанный на основе предварительного плана IAP (остановы, исследования, ингибирования, ТО/ППР оборудования, КРС)
- **Нормы отбора** по проектному документу
- **Программа ГТМ**
- Предельные **режимы работы** УППГ, ДКС, ГСП, системы сбора

Основные допущения - переменные показатели работы системы транспорта и подготовки газа

- **Уровни добычи** сторонних компаний
- **Ввод новых мощностей** сторонних компаний
- **Производительность завода**, давление на входе в завод
- **ТО/ППР на заводе**, у сторонних компаний
- **Погодные** условия
- **Прогноз давления** на точках подключения
- Уровни отбора газа с **завода/сезонные ограничения**
- **Идентифицированные** риски

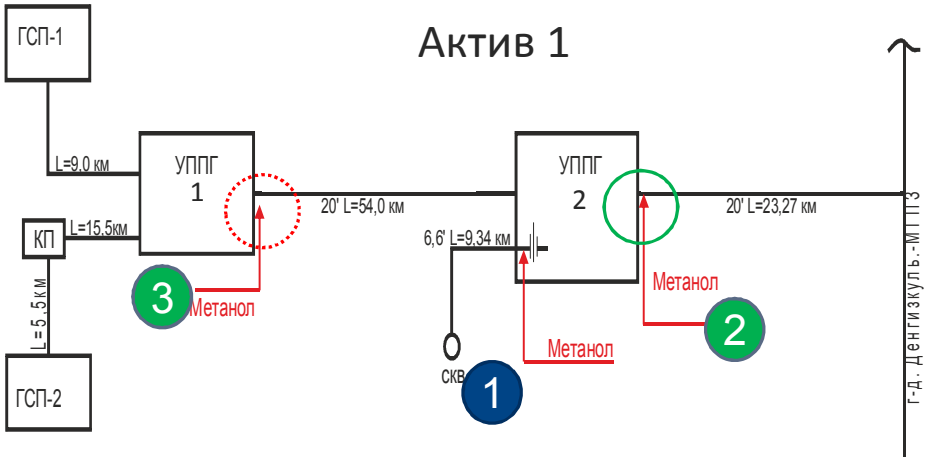
- Формирование планов и прогнозов до внедрения ИМ
- Цели и задачи внедрения ИМ
- Система ИМ в ЛУОК
- **Практические примеры использования ИМ**
- Итоги внедрения ИМ

Минимизация недоборов (остановы 2016 г.) операционная эффективность

Участок/месторождение	Сроки останова Базовый вариант	Сроки останова Вариант 1	Сроки останова Вариант 2
Участок 1,4	6 суток, Август 2016 г	6 суток, Май 2016 г	6 суток, Август 2016 г
Участок 2	6 суток, Май2016 г	6 суток, Июнь 2016 г	6 суток, Июнь 2016 г
Участок 3	6 суток, Май 2016 г	6 суток, Июнь 2016 г	6 суток, Июнь 2016 г
Потенциальная добыча газа		**(- 2 353 тыс.м3)**	**(+ 8 163 тыс.м3)**

- При совместном рассмотрении интегрированного плана (IAP) и интегрированной модели выполнена вариантная проработка по изменению графиков полных остановов (Shutdown);
- Определена оптимальная дата выполнения Shutdown (вариант 2), изменен годовой график проведения работ;
- Эффект от изменения графиков проведения остановов по СРП в 2016 году оценивается в 8 163 тыс.м3.

Оптимизация проектных решений по предотвращению гидратообразования в ССиТ

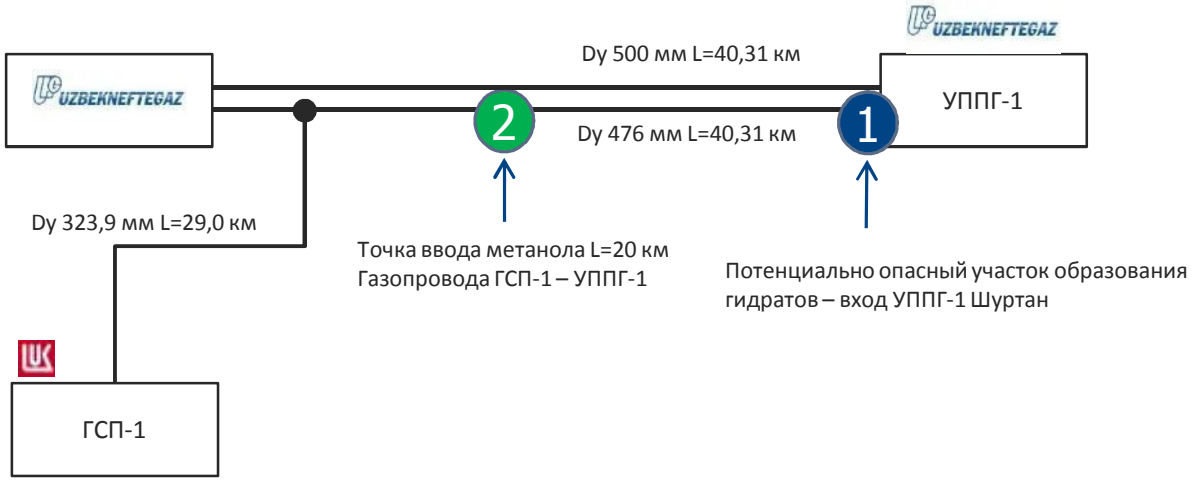


	Точка подачи метанола	Кол-во метанола по данным НЕС, кг/ч	Кол-во метанола по данным ИАМ, кг/ч
1	Внутрипромысловый газопровод УППГ 1 – УППГ 2	3,6	20,0
2	Экспортный газопровод УППГ точка врезки в газопровод ДКС МГПЗ	15,0	40,0
3	Шлейф скв.№1050 на БВН после дросселя	4,9	-
4	Шлейф скв.№1052 на БВН после дросселя	22,5	-
5	Скв. №1052 – УППГ	28,2	-
6	Общее потребление метанола в зимний период , кг/год	160272	161000
7	Общее годовое потребление метанола, кг/год	253872	161000

- По результатам расчетов на интегрированной модели - безметанольная эксплуатация невозможна
- Проведены расчеты на интегрированной модели и были получены следующие результаты:
  - 1 По шлейфам скважин № XXX ввод метанола не требуется.
  - 2 По экспортному газопроводу «УППГ» - точка врезки в газопровод ДКС «Актив 1» - МГПЗ» необходимо закачивать метанол в объеме 40 кг/час.
  - 3 По экспортному газопроводу «УППГ1» - «УППГ2» необходимо закачивать метанол в объеме 20 кг/час.
- На основании полученных расчетов была скорректирована Программа подачи метанола по объектам, объем закачки метанола составит 161 тонну. Экономия метанола - 93 тн/год
- оптимизация обустройства месторождений

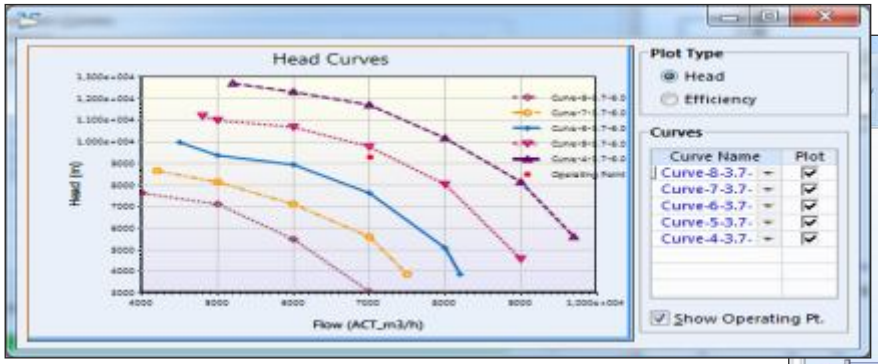
Оптимизация проектных решений по предотвращению гидратообразования в ССиТ

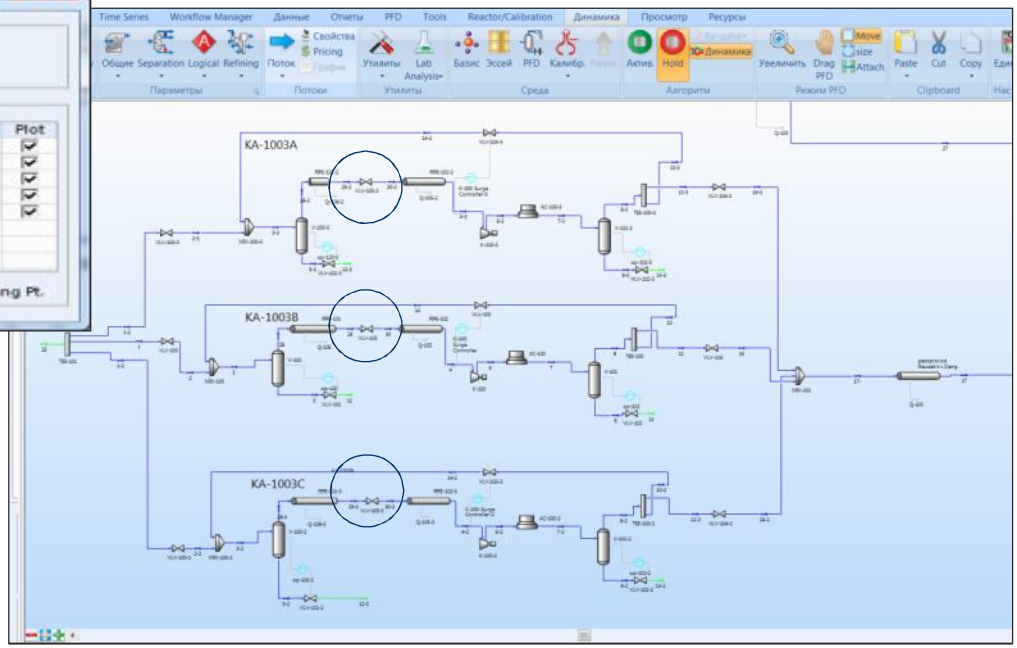
Актив 2



- Определен реагент – метанол, оптимальные места подачи и дозировка.
- Организация подачи метанола по выбранной схеме и дозировке, обеспечила безаварийную эксплуатацию объекта до настоящего времени.
- Предотвращены недоборы от ограничения добычи из-за роста давления в системе транспорта

Выявление и устранение «Узких мест»

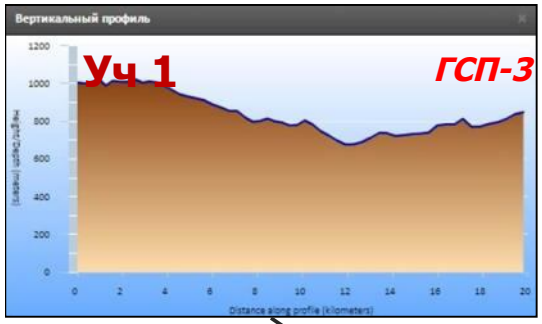


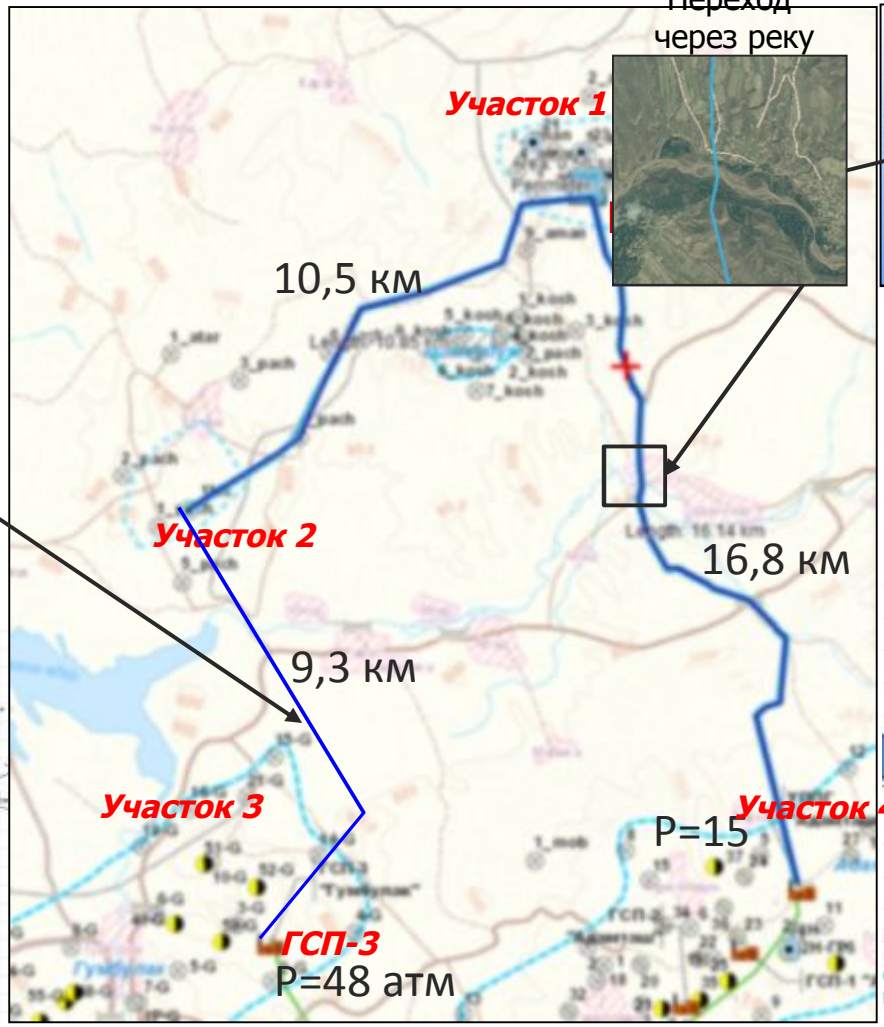


- Определены места ограничений на входе ДКС на входном клапане регуляторе, предложены варианты увеличения пропускной способности клапанов, выполнена оценка их эффективности;
- На основе расчетов разработаны и реализованы мероприятия по увеличению пропускной способности регулирующих клапанов на ДКС «Участок-1» (эффект +240 тыс.м3/сут), дополнительным эффектом от проведения мероприятий стало сокращение потребления электроэнергии ДКС (эффект 17,5 тыс.$/мес или 87,5 тыс.$ за 2015 год)

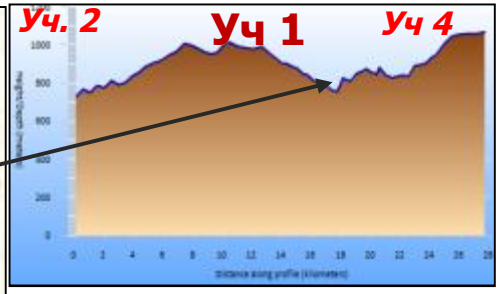
19

Обустройство месторождений

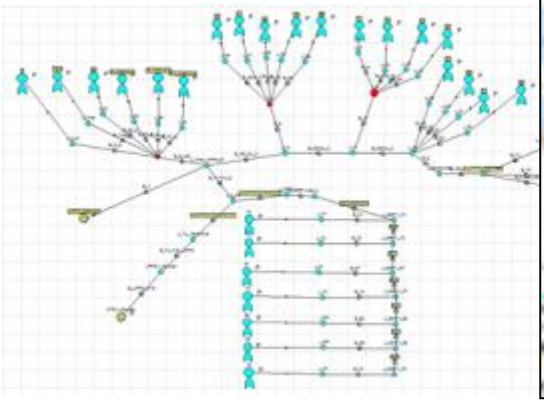




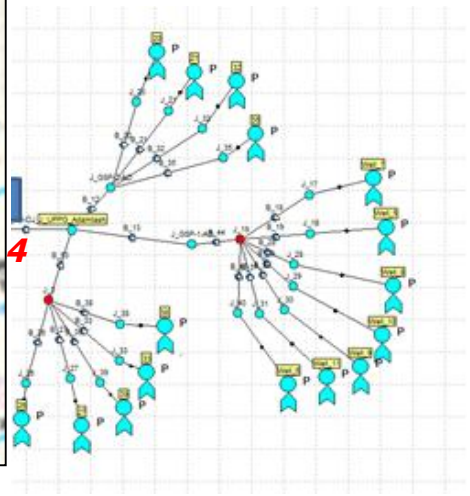
Переход через реку



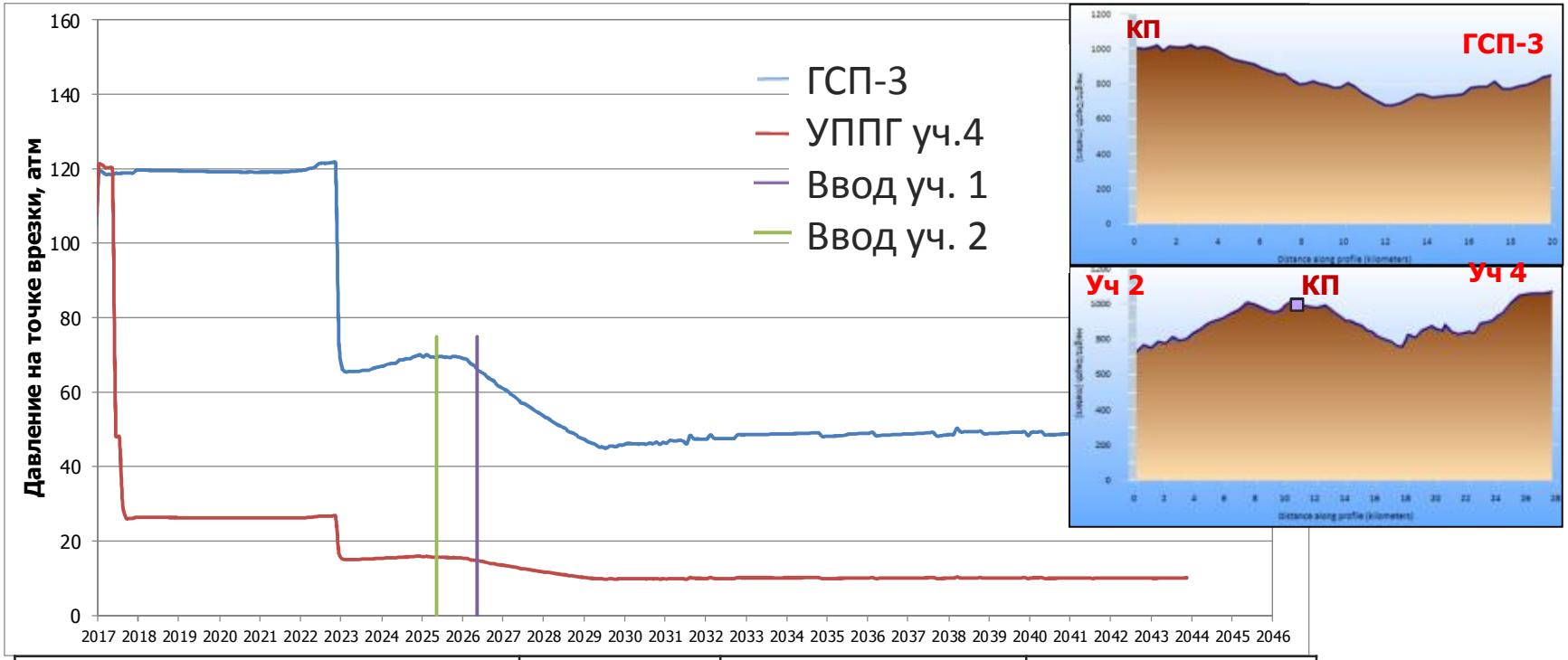
Модель системы сбора участок 3



Модель системы сбора участок 4

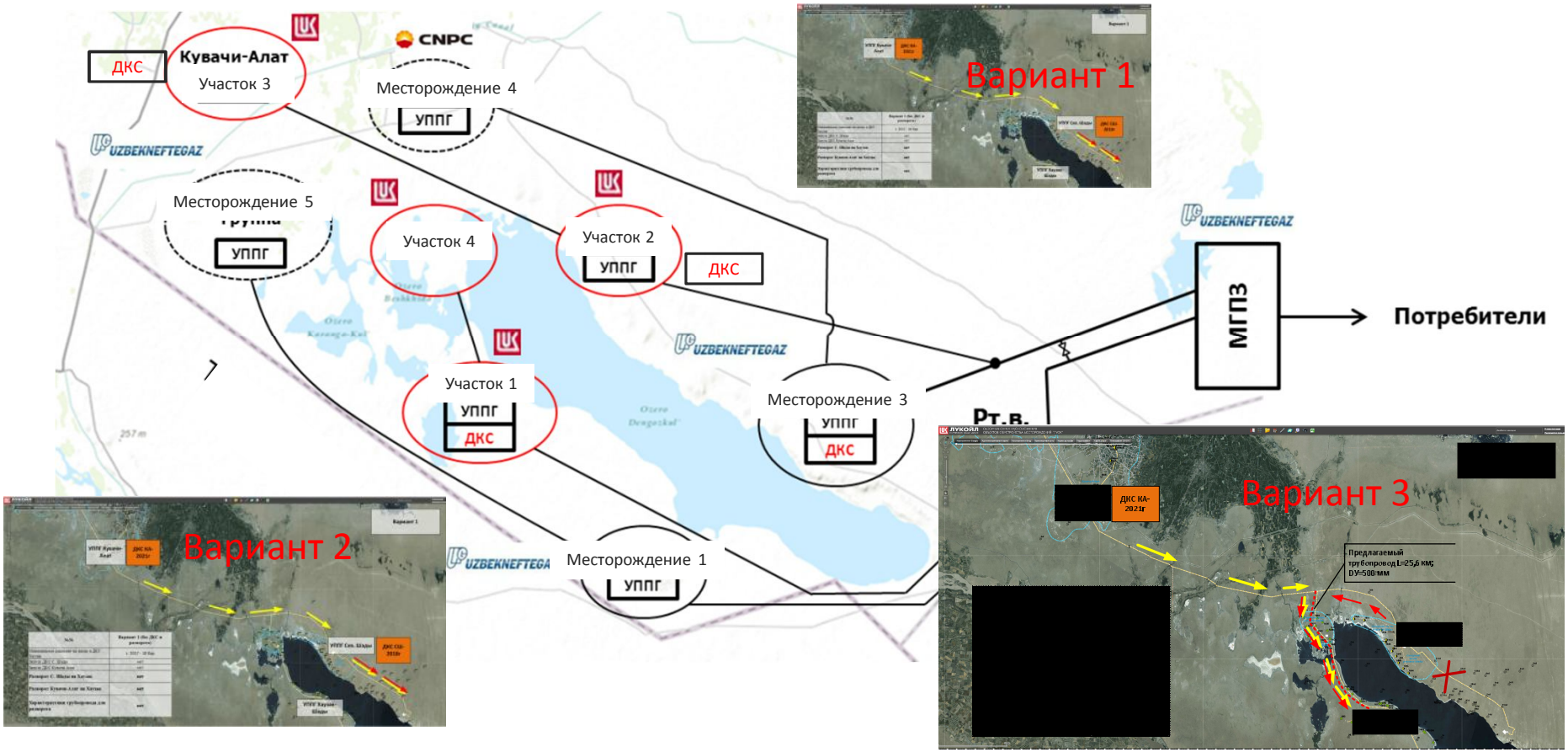


Сравнение вариантов обустройства



Параметр	Ед. изм.	Участок 3	Участок 4
Давление на точке врезки	атм	48	15
Длина газопровод-коллектора	км	19,8	27,3
Длина дорог	км	2,3	7,3
Стоимость	млн. дол.	24,4	29,8
Относительный прирост добычи	млн. $м^3$	+0	+228
IRR	%	22,04	21,95
Относительный NPV 10%	млн. дол.	+0	+1,1

Стратегические решения (отказ от строительства ДКС



Наилучшим с технологической точки зрения и экономической эффективности является Вариант 3. Реализация Варианта 3 повышает IRR и NPV@15%LF относительно проектных решений и действующей стратегии. Вариант принят к реализации

Выводы

- Для газовых месторождений учет влияния поверхностной инфраструктуры обязателен, т.к. позволяет существенно повысить точность прогнозов.
- Интегрированное моделирование (далее ИМ) - это инструмент для оценки проектных решений, а также детальной проработки стратегии.
- ИМ позволяет оптимизировать решения по объектам инфраструктуры, подбирать оборудование и режимы его эксплуатации (например: режим работы ДКС);
- ИМ позволяет выполнять вариантную проработку системы обустройства и ее влияние на разработку месторождения.

Лучшие

Подходы ЛУОК к геологическому и гидродинамическому моделированию признаны лучшими и выдающимися в Каспийском регионе

Schlumberger

CERTIFICATE of EXCELLENCE

awarded to

Ignatiy Volnov

for winning the

"Best Presentation Award"

at the Annual Caspian Schlumberger Conference

held in Astana, Kazakhstan on 22nd of October, 2015

Alexander Makjeda

Schlumberger

CERTIFICATE of EXCELLENCE

awarded to

Service of the deputy of the General Director for Geology

LUKOIL Uzbekistan Operating Company

for

"Outstanding Achievements in Geological and Reservoir Modeling"

По результатам голосования участников ежегодной Каспийской конференции пользователей программных продуктов компании Schlumberger в 2015 году

Также на конференции SPE (Society of petroleum Engineers) по ГГДМ в 2016 году доклады ЛУОК по анализу неопределенности и интегрированному моделированию были отмечены как современные и инновационные

Спасибо за внимание!!!