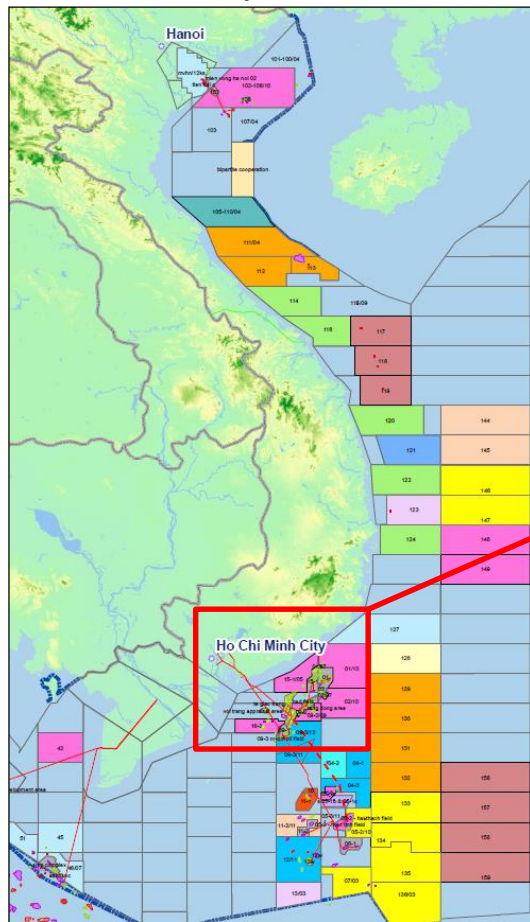


Оптимизация работы скважин, эксплуатируемых газлифтным механизированным способом в условиях шельфа

Лубнин А.А. / АО «Зарубежнефть»

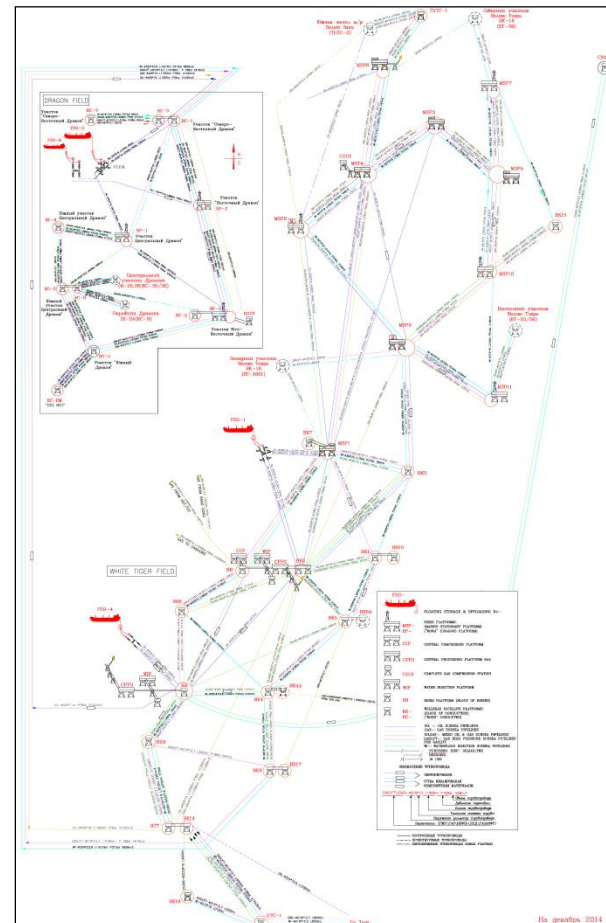
Введение

Схема расположения месторождений шельфа CPV



СП «Вьетсовпетро»:
 30% добычи CPV
 5 месторождений
 ~500 скважин
 ~40 МГТС
 4 пласта

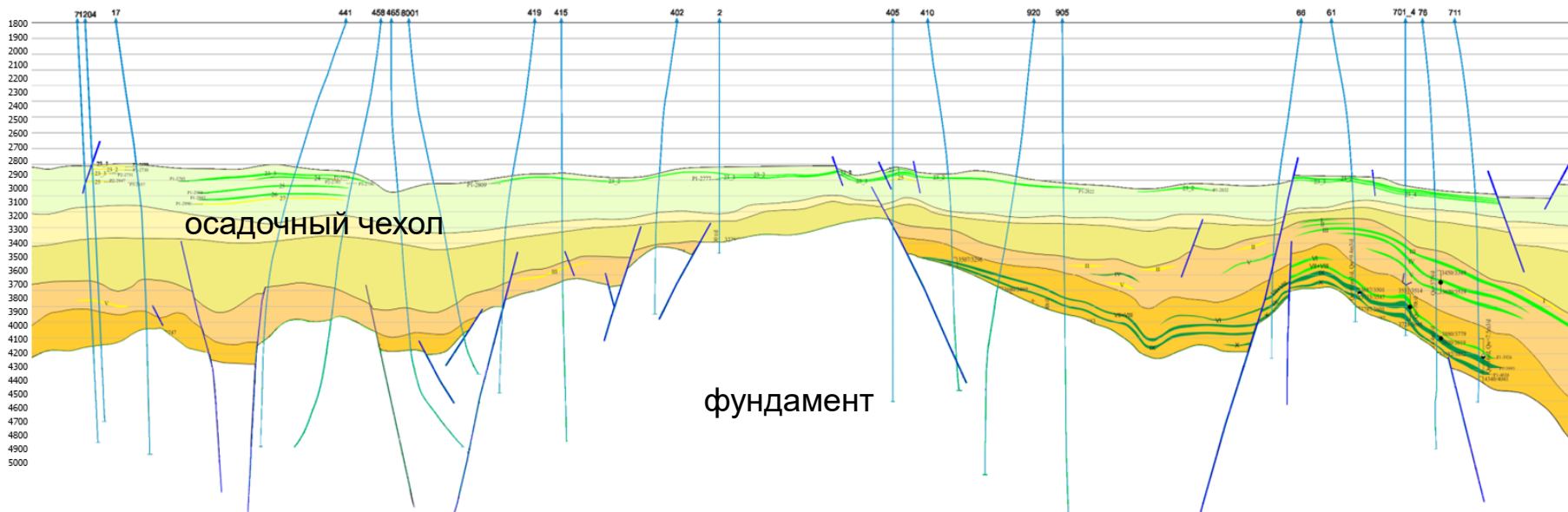
Схема обустройства



Краткое описание месторождения

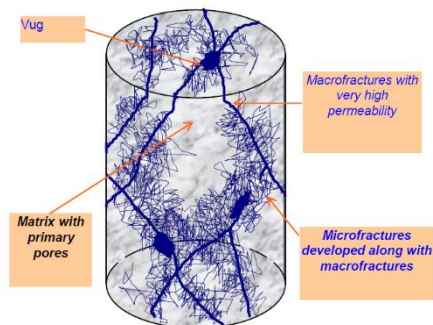
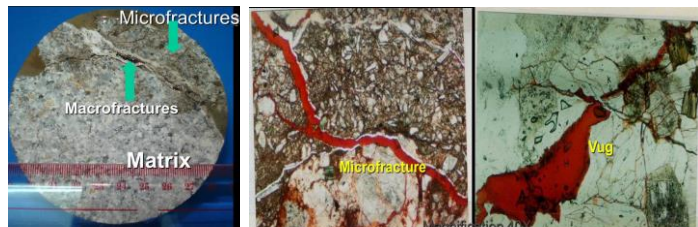
- Месторождение расположено на Центральном поднятии Кылуонгского бассейна;
- Геологический разрез представлен отложениями:
 - Фундамента
 - Осадочного чехла:
 - нижнего олигоцена
 - верхнего олигоцена
 - нижнего миоцена

Геологический разрез



Краткое описание пород коллектора

Фундамент



Отсадочный Чехол



- **Фундамент** сложен магматическими полнокристаллическими породами.
 - Большинство трещин и каверн в породах фундамента заполнены вторичными минералами, такими как кальциты, цеолиты, каолиниты и т.д.
- **Осадочный чехол** перекрывает со стратиграфическим и угловым несогласием поверхность фундамента. Терригенные пласты представлены отложениями:
 - нижнего олигоцена;
 - верхнего олигоцена;
 - нижнего миоцена

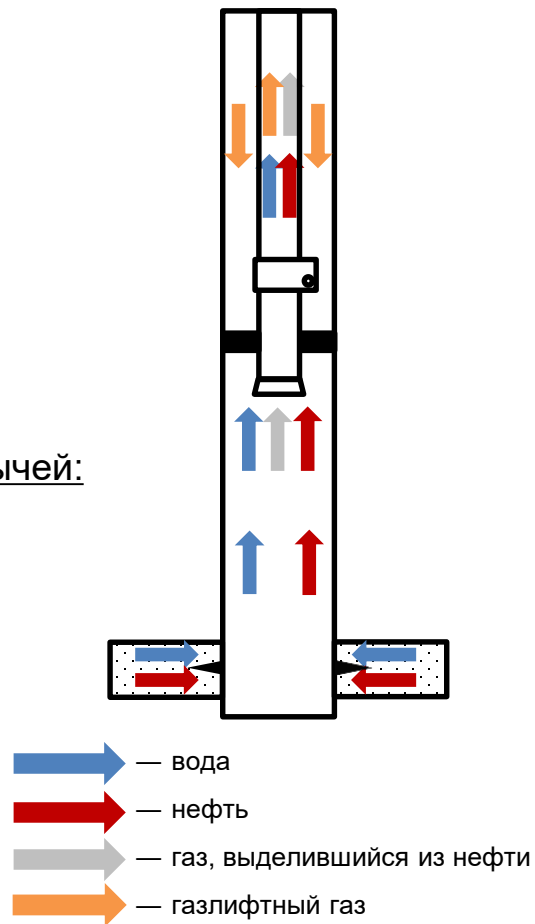
Особенности управления добычей в СП «Вьетсовпетро»

Основные задачи, решаемые для управления добычей:

- Расчет потенциала добычи по всему эксплуатационному фонду
- Расчет прироста от мероприятий по отдельным скважинам
- Факторный анализ изменения добычи
- Обоснование планов добычи

Основные факторы, требующие учета при решении задач управления добычей:

- Газлифтный механизированный способ добычи
- Различная конструкция скважин и ВСО
- Существенно различающиеся ФЕС, пластовые давления, PVT-свойства
- Ограничения, связанные с наличием компрессорного газа



Методы мониторинга работы механизированного фонда

Пути решения задачи:

- Проводить частые ГДИ на скважине (1раз в мес.);
- Выявлять проблем на основе результатов ГДИ поскважинно;
- Рассчитывать оптимальные параметры на основе ПО.

- Проводить умеренное количество ГДИ (1раз в год);
- Выявлять проблемы на основе технологического режима фонда;
- Рассчитывать оптимальные параметры на основе ПО.

- Проводить умеренное количество ГДИ (1раз в год);
- Выявлять проблемы на основе ПО поскважинно;
- Рассчитывать оптимальные параметры на основе ПО



Гидравлические расчеты

1. Сегментация на участки конструкции скважины

Итерации пока не достигли последнего участка

2. Расчет PVT-свойств

3. Расчет режима и параметров течения (*)

4. Расчет градиента давления

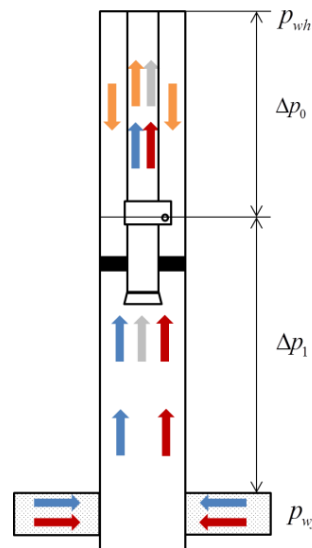
Итерации пока не достигли последнего участка

Завершение расчетов и получение результатов

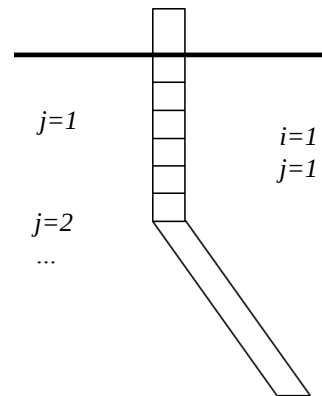
Применяемые корреляции для расчета PVT-свойств нефти

Параметр	Корреляция
Псевдокритические температура и давление	Стендинга (Standing)
Объемный коэффициент	Стендинга (Standing)
Коэффициент сжимаемости	Васкеса и Беггза (Vazquez & Beggs)
Z-фактор	Дранчука и Абу-Кассима (Dranchuk & Abu-Kassem);
Вязкость нефти	Беггза и Робинсона (Beggs & Robinson)
Давление насыщения	Стендинга (Standing)
Газовый фактор	Стендинга (Standing)

Схема ВСО



Расчет градиента давления



$$p_{wf} = \Delta p_0 + \Delta p_1 + p_{wh}$$

$$\frac{dp}{dL} = - \frac{f \rho_s v_m^2}{2d} - \rho_s g \sin \alpha - \text{уравнение Дарси Вейсбаха}$$

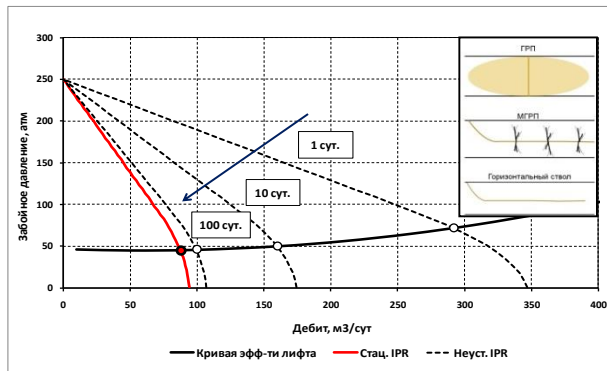
$$\Delta p = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \left(\frac{dp}{dL} \right)_{ij} \Delta L_{ij}$$

(*) Брилл Дж. П., Мукерджи Х., Многофазный поток в скважинах

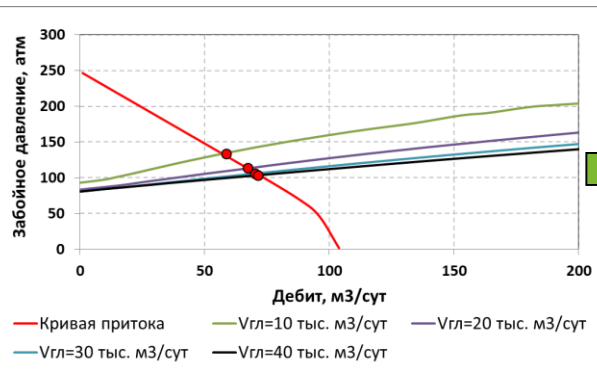
Метод узлового анализа

- Построены решения для скважины сложного заканчивания в однопластовом случае
- Использование модификации метода узлового анализа (*):
 - Учет лифта
 - Многосластовая скважина
 - Неодновременный ввод объектов

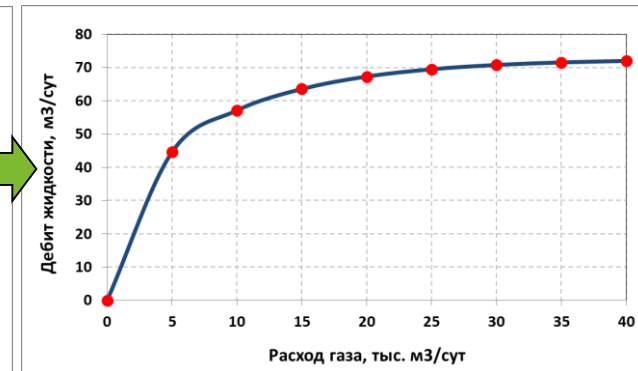
Расчета дебита на неустановившемся режиме



Расчета дебита на установившемся режиме



Расходная характеристика газлифтной скважины



Расчет коэффициента продуктивности

- Расчет коэффициента продуктивности с помощью уравнения фильтрации на неустановившемся режиме в пространстве Лапласа (трещинно-поровые пласты, время как параметр)
- Решение с помощью метода граничных элементов – метода источников:
 - Скважина разбивается на сегменты
 - В каждом из сегментов предполагается равноприток по его объему
 - Используются разработанные решения (*)
 - Мощность притока к каждому сегменту вычисляется на каждом временном шагу

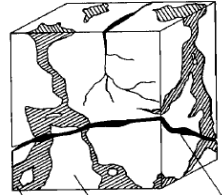
$$p(r_D, s) = \int_{V'} p(x_{wD}, y_{wD}, z_{wD}, s) G(x_D - x_{wD}, y_D - y_{wD}, z_D - z_{wD}, s) dV'$$



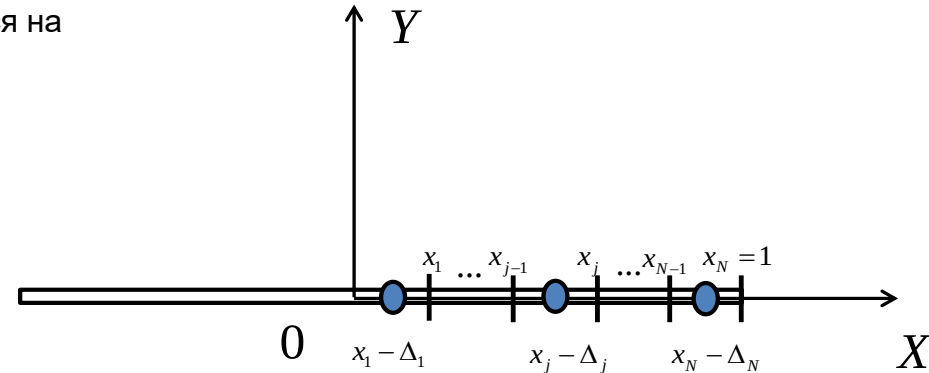
$$p_{wi} = \sum_{j=1}^N p_j^0(x_D, y_D, z_D) \int_{V_j^i} G(x_D^i - x_D, y_D^i - y_D, z_D^i - z_D) dx_D dy_D dz_D$$

$$\nabla_D^2 p = sf(s)p$$

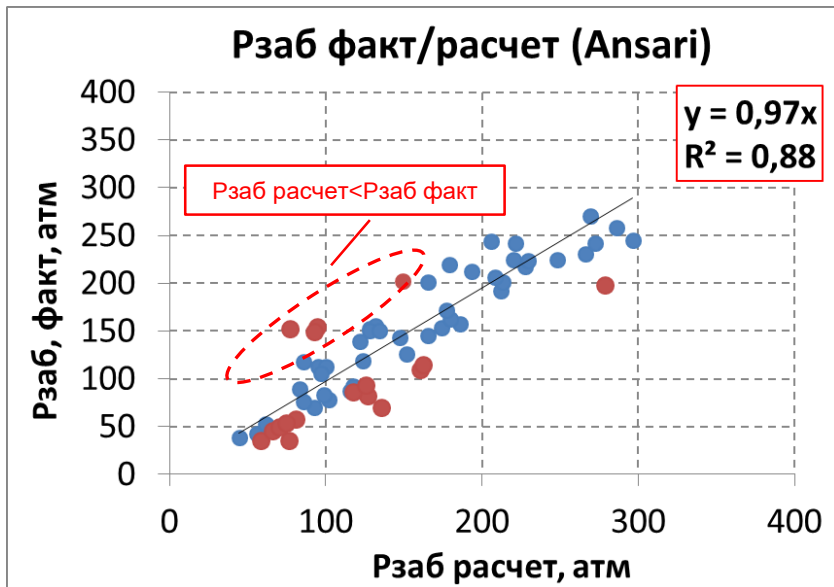
$$f(s) = \begin{cases} 1, & \text{homogeneous} \\ \frac{\lambda + s\omega(1-\omega)}{\lambda + s(1-\omega)}, & \text{fractured} \end{cases}$$



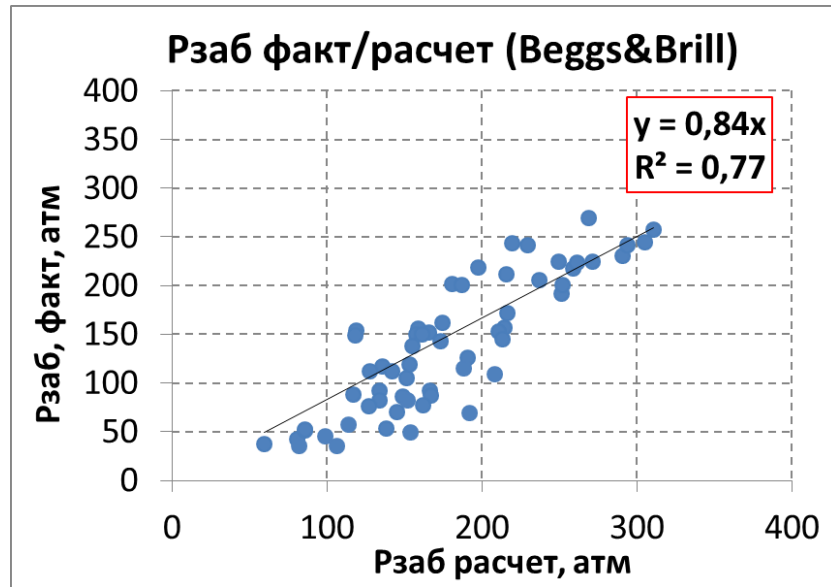
Пример моделирования трещины конечной проводимости



Сравнение результатов расчетов с данными замеров $P_{заб}$



Средняя погрешность 15%

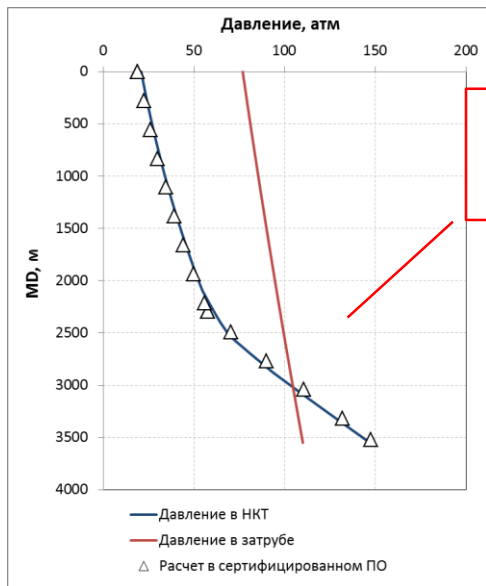


Средняя погрешность 36%

Выводы:

- Реализовано 2 метода расчета забойного давления: по корреляции Beggs&Brill и Ansari
- Корреляция Ansari позволяет рассчитать забойное давление с большей точностью
- Относительная погрешность расчета Рзаб составляет 15%, что удовлетворительно для выполнения оперативных расчетов

Пример расчетов профиля давления в скважине



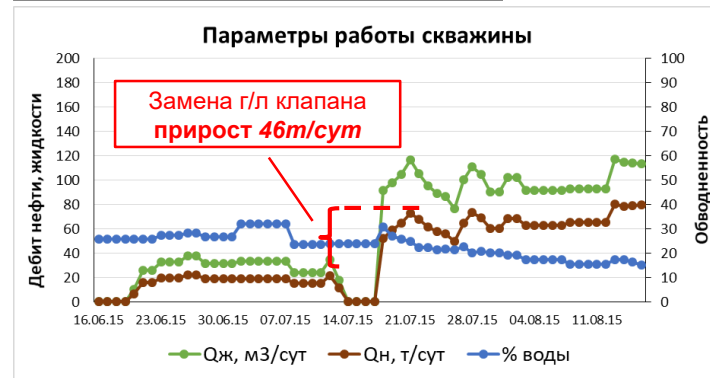
Расчет профиля давления в
Техрежиме согласуется с
результатами моделирования в ПО



Пример интерпретации ГДИ – точка
ввода газа расположена на глубине
1500м, при плане 3500м.

Возможности:

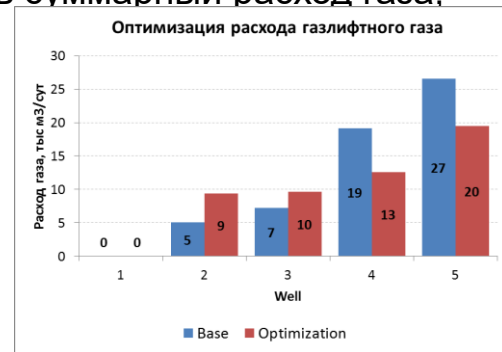
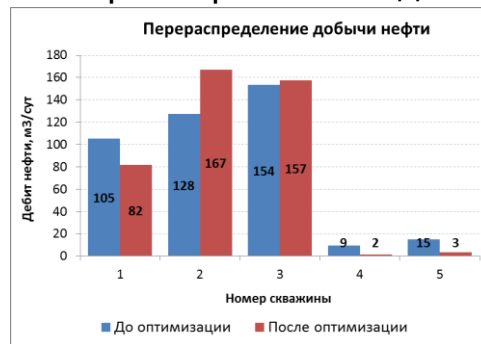
- Расчет профиля давления вдоль ствола скважины
- Расчет профиля давления в затрубном пространстве
- Расчет забойного давления
- Анализ результатов ГДИ, выявление скважин-кандидатов на замену г/л клапанов
- Оценка прироста от замены г/л клапана



Оптимизация расхода газлифта

- Для заданного максимального отбора нефти необходимо минимизировать суммарный расход газа:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n q_i(v_i) = q_{total} = const \\ \sum_{i=1}^n v_i \rightarrow \min \\ v_{i_min} \leq v_i \leq v_{i_max} \end{cases}$$



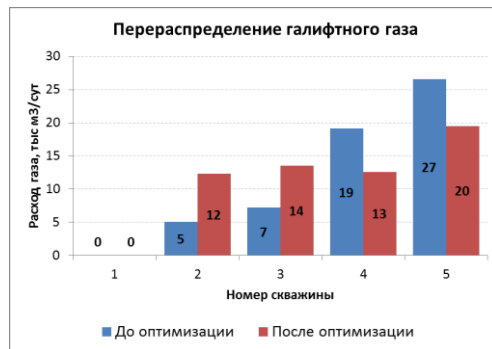
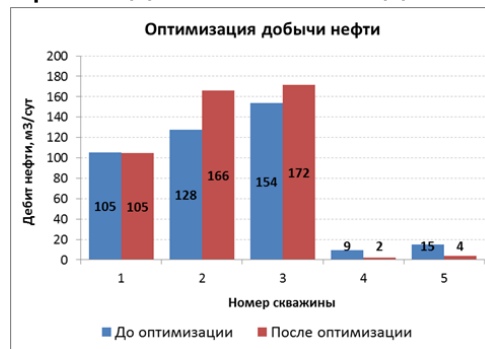
$$\sum_{i=1}^5 v_i = 58 \text{ тыс } \text{м}^3 / \text{сут}$$

$$q_{total} = 411 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$\sum_{i=1}^5 v_i = 51 \text{ тыс } \text{м}^3 / \text{сут}$$

- Для заданного максимального расхода газа необходимо максимизировать отбор нефти.

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n q_i(v_i) \rightarrow \max \\ \sum_{i=1}^n v_i = v_{total} = const, \\ v_{i_min} \leq v_i \leq v_{i_max} \end{cases}$$



$$\sum_{i=1}^5 q_i(v_i) = 411 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

$$v_{total} = 58 \text{ тыс } \text{м}^3 / \text{сут}$$

$$\sum_{i=1}^5 q_i(v_i) = 449 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Выводы

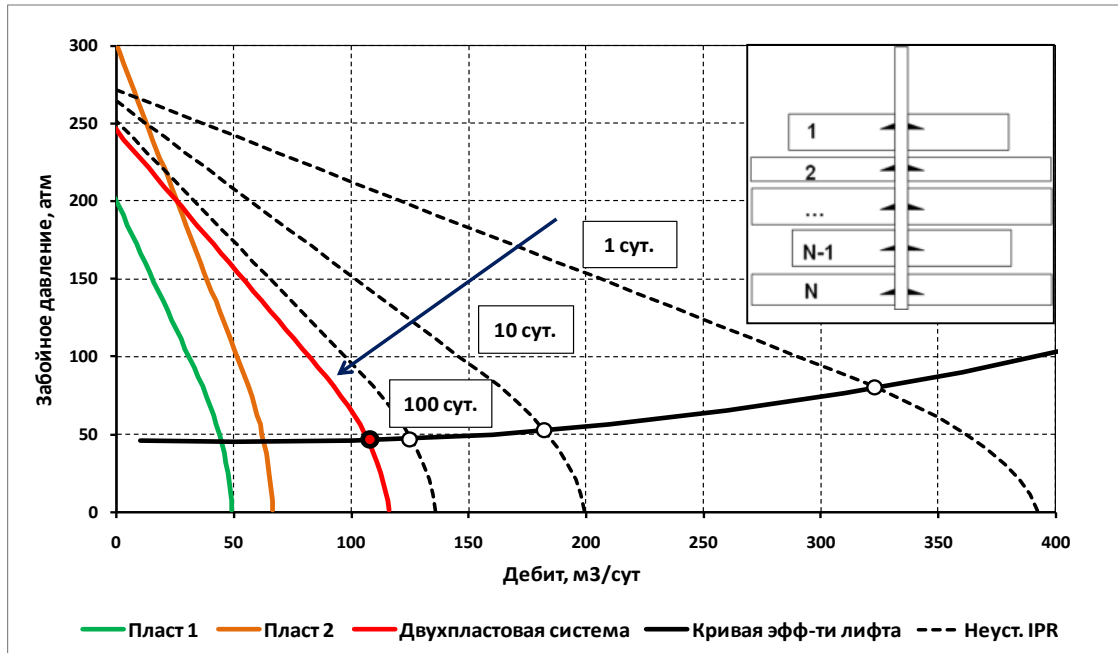
С учетом специфики эксплуатации шельфовых месторождений:

1. Разработан технологический режим работы скважины, оборудованных газлифтом
2. Представлены примеры применения технологического режима для:
 - Интерпретации гидродинамических исследований по определению работы газлифтных клапанов
 - Расчета потенциала скважин
 - Определения прироста дебита скважин от оптимизации работы ВСО (расхода газлифтного газа)
3. Представлен метод прогнозирования производительности скважины
4. Рассмотрена задача оптимизации расхода газлифта на скважинах, эксплуатируемых газлифтным механизированным способом в условиях шельфа. Предложен метод решения данной задачи

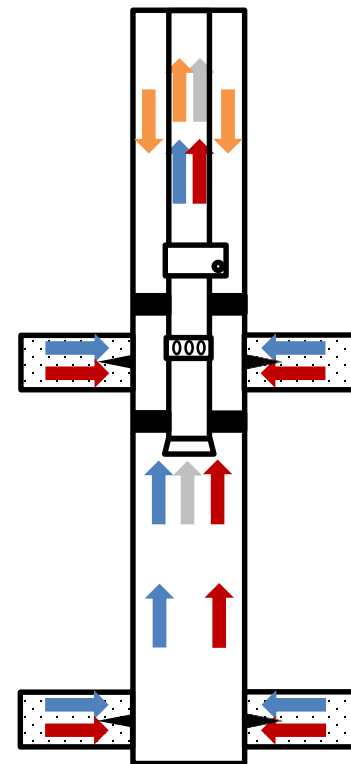
Эффективность работы предложенных методов и алгоритмов продемонстрирована на примере оптимизации работы скважин СП «Вьетсовпетро».

Перспективы

Расширение возможностей технологического для мониторинга и расчета потенциала скважин, оборудованных компоновками ОРЭ



$$q(t, p_{wf-j}) = \sum_{m=1}^M q_m(t - t^m, p_{wf-j})$$



- ➡ — вода;
- ➡ — нефть;
- ➡ — газ, выделившийся из нефти;
- ➡ — газлифтный газ.

Спасибо за внимание