

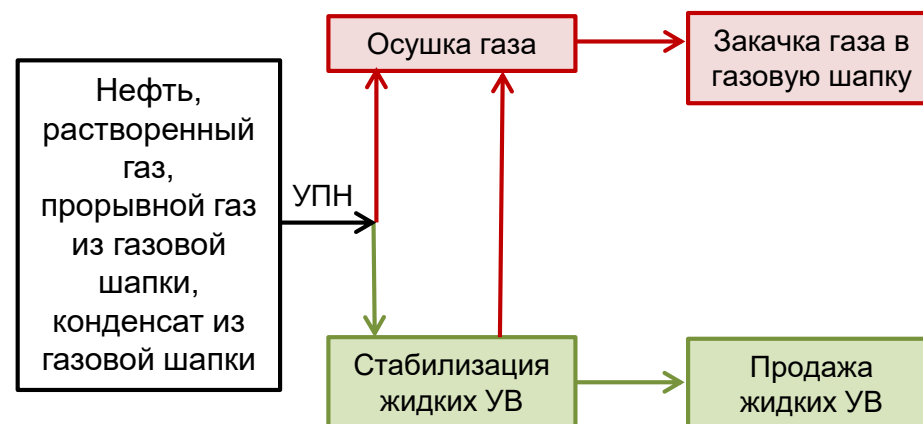
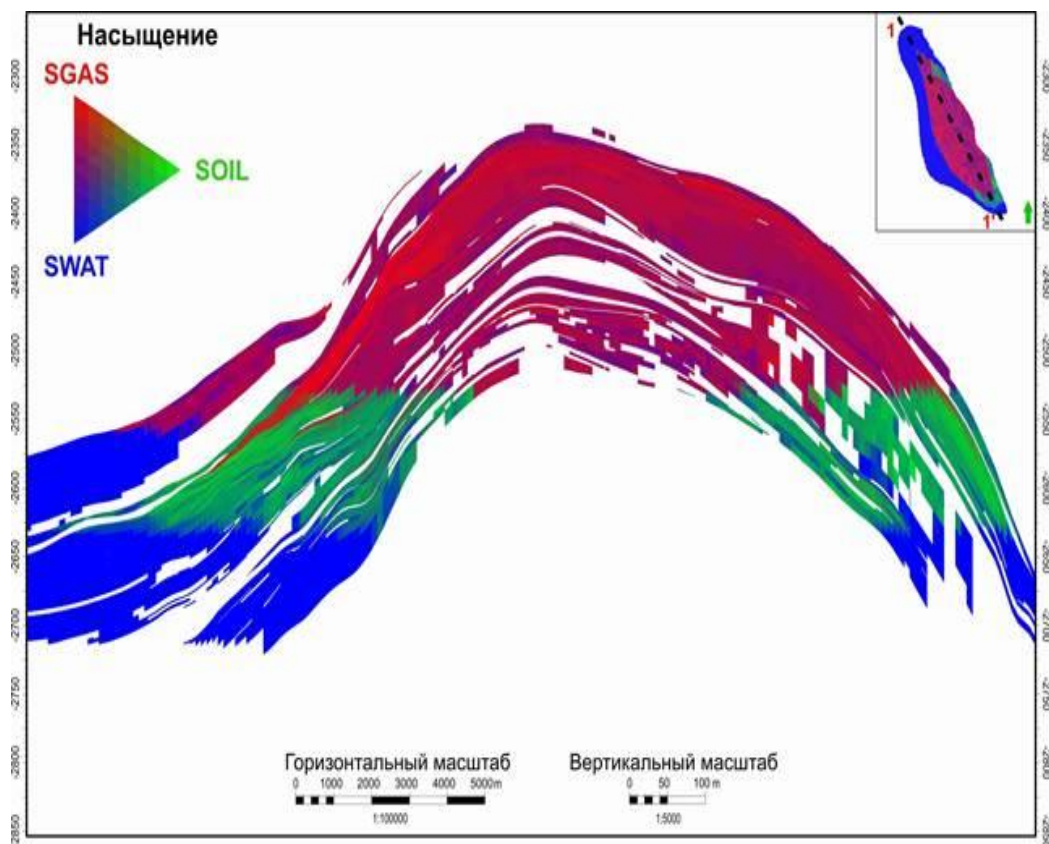
**Флюидальная модель - основа для  
моделирования разработки  
нефтегазоконденсатного месторождения в  
условиях реализации ППД закачкой сухого  
газа**

**Авторы: Рейтблат Е.А., Глумов Д.Н.,  
Жубанов А.Т, Гайсин А.И**



## Общие сведения о пласте

- Залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая
- Глубина залегания – 2300-2600
- Высота нефтяной оторочки –100 м
- Высота газовой шапки –200 м
- Проницаемость – 200 мД
- Пластовая температура 85°C
- Пластовое давление – 25,5 МПа
- Газосодержание нефти – 150 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,
- Вязкость пластовой нефти – 0,376 сП
- Потенциальное содержание УВ C<sub>5+В</sub> – 131 г/м<sup>3</sup>
- Ведется разработка нефтяной оторочки с поддержанием пластового давления обратной закачкой газа в газовую шапку





## Актуальность работы. Цели и задачи

### Актуальность работы

Моделирование разработки нефтегазоконденсатного месторождения с закачкой сухого газа должно проводится в композиционной постановке, чтобы учесть фазовые превращения и массообменные процессы, происходящие при закачке газа,

НО!!! Время расчета модели в E300 – 3 дня, что делает ее неприемлемой для использования

Моделирование в E100 приводит к ошибочным расчетам, в частности, к завышению добычи жидких УВ

### Цель

Корректное моделирование процесса испарения жидких УВ в газ в модели «black oil»

### Задачи

1. Настройка единого уравнения состояния для нефтегазоконденсатной залежи
2. Проведение расчетов на секторной композиционной модели
3. Подбор коэффициента VAPPARS для получения сопоставимых результатов
4. Проведение расчетов на модели black oil и сравнение их с расчетами, полученными на композиционной модели

Ячейки с нулевой нефтенасыщенностью в нефтяной оторочке в модели E100 на конец разработки



- Испарения нефти в модели Black Oil происходит по кривой RV от давления, заданной в PVT-таблицах;
- не учитывается изменение состав газа и нефти в ячейке
- не учитывается изменение текущей нефтенасыщенности,



# Создание единой флюидальной модели

| Компоненты                                    | Проба газа, мол% |
|-----------------------------------------------|------------------|
| N2                                            | 0,357            |
| CO2                                           | 0,273            |
| C1                                            | 89,930           |
| C2                                            | 3,796            |
| C3                                            | 1,878            |
| iC4                                           | 0,301            |
| C4                                            | 0,718            |
| iC5                                           | 0,279            |
| C5                                            | 0,146            |
| C6                                            | 0,380            |
| C7+                                           | 1,94             |
| М.М. C <sub>7+</sub> , г/моль                 | 120              |
| Плотность C <sub>7+</sub> , г/см <sup>3</sup> | 0,752            |



| Компоненты                                    | Проба нефти, мол % |
|-----------------------------------------------|--------------------|
| N2                                            | 0,128              |
| CO2                                           | 0,233              |
| C1                                            | 51,805             |
| C2                                            | 4,026              |
| C3                                            | 2,887              |
| iC4                                           | 0,664              |
| C4                                            | 1,378              |
| iC5                                           | 0,784              |
| C5                                            | 0,447              |
| C6                                            | 2,127              |
| C7+                                           | 35,52              |
| М.М. C <sub>7+</sub> , г/моль                 | 194                |
| Плотность C <sub>7+</sub> , г/см <sup>3</sup> | 0,844              |

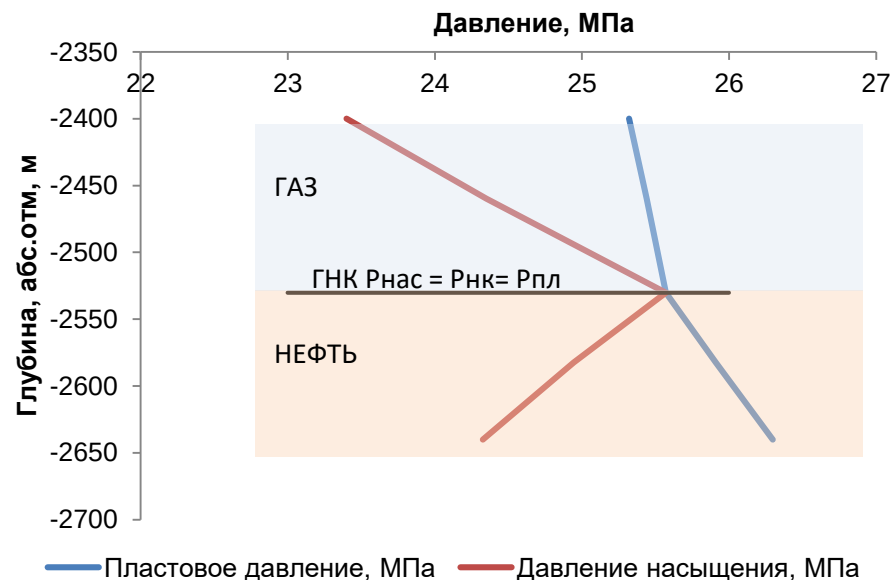
Разбивка на  
псевдофракции



| Состав нефти и газа в PVT |              |        |                       |                                  |         |          |            |
|---------------------------|--------------|--------|-----------------------|----------------------------------|---------|----------|------------|
| Компоненты                | состав, мол% |        | мол.масса<br>, г/моль | плотность<br>, г/см <sup>3</sup> | Ткр, °C | Ркр, бар | Ац. фактор |
|                           | газ          | нефть  |                       |                                  |         |          |            |
| N2                        | 0,357        | 0,128  | 28,01                 |                                  | -146,95 | 33,94    | 0,040      |
| CO2                       | 0,273        | 0,233  | 44,01                 |                                  | 31,05   | 73,76    | 0,225      |
| C1                        | 89,930       | 51,805 | 16,04                 |                                  | -82,55  | 46,00    | 0,008      |
| C2                        | 3,796        | 4,026  | 30,07                 |                                  | 32,25   | 48,84    | 0,098      |
| C3                        | 1,878        | 2,887  | 44,10                 |                                  | 96,65   | 42,46    | 0,152      |
| iC4                       | 0,301        | 0,664  | 58,12                 |                                  | 134,95  | 36,48    | 0,176      |
| C4                        | 0,718        | 1,378  | 58,12                 |                                  | 152,05  | 38,00    | 0,193      |
| iC5                       | 0,279        | 0,784  | 72,15                 |                                  | 187,25  | 33,84    | 0,227      |
| C5                        | 0,146        | 0,447  | 72,15                 |                                  | 196,45  | 33,74    | 0,251      |
| C6                        | 0,380        | 2,127  | 85,88                 | 0,664                            | 232,70  | 29,72    | 0,268      |
| C7+                       | 1,548        | 12,393 | 112,37                | 0,766                            | 324,97  | 28,36    | 0,395      |
| C11+                      | 0,259        | 9,567  | 172,37                | 0,817                            | 416,00  | 26,27    | 0,446      |
| C16+                      | 0,088        | 6,504  | 252,17                | 0,855                            | 479,16  | 23,34    | 0,483      |
| C22+                      | 0,042        | 4,408  | 349,78                | 0,891                            | 530,61  | 21,20    | 0,517      |
| C31+                      | 0,006        | 2,649  | 551,72                | 0,943                            | 599,08  | 19,07    | 0,562      |

В композиционной модели нефтегазоконденсатной залежи:

- свойства компонентов должны быть одинаковыми для газовой шапки и для нефтяной оторочки
- давление насыщения равно давлению начала конденсации и равно пластовому давлению на ГНК
- В E300 изменение состава УВ происходит на ГНК – задается ZMFVD
- для настройки уравнения состояния используются составы газа и нефти до C<sub>7+</sub>
- фракция C<sub>7+</sub> разбивается на несколько псевдофракций, где учитывается плотность и молекулярная масса остатка C<sub>7+В</sub> в газе и в нефти (метод Whitson (Modified))



# Исходные данные для настройки флюидальной модели



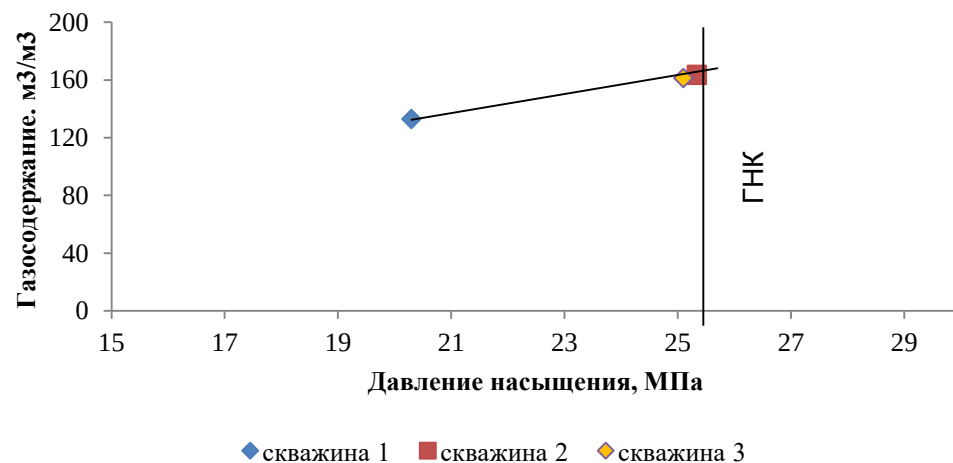
## Результаты исследования проб нефти

| № скважины                 | Рпл, МПа | Рнас, МПа | Объемный коэффициент | ГФ, м³/м³ | Плотность нефти, г/см³ |          | Вязкость нефти, сП |
|----------------------------|----------|-----------|----------------------|-----------|------------------------|----------|--------------------|
|                            |          |           |                      |           | Пл.усл.                | При 20°С |                    |
| Многоступенчатая сепарация |          |           |                      |           |                        |          |                    |
| 1                          | 25.5     | 20,3      | 1.326                | 132       | 0.7025                 | 0,832    | 0,62               |
| 2                          | 25.4     | 25.34     | 1.44                 | 150.33    | 0.664                  | 0,824    | 0,376              |
| 3                          | 25.2     | 25.2      | 1.439                | 147.9     | 0.665                  | 0,827    |                    |

## Результаты промысловых газоконденсатных исследований

| № скважины | Рпл, МПа | Рзаб, МПа | Депрессия от Рпл, % | Дебит газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут | КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> |            | ПСС <sub>5+В</sub> , г/м <sup>3</sup> | Рнк, МПа |
|------------|----------|-----------|---------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|------------|---------------------------------------|----------|
|            |          |           |                     |                                     | насыщенный                           | стабильный |                                       |          |
| 4          | 25,54    | 21,35     | 16,40               | 357,1                               | 158,5                                | 148,5      | 123                                   | 23,7     |
| 5          | 25,6     | 25,06     | 2,11                | 349,7                               | 218,8                                | 159,3      | 131                                   | 25,5     |

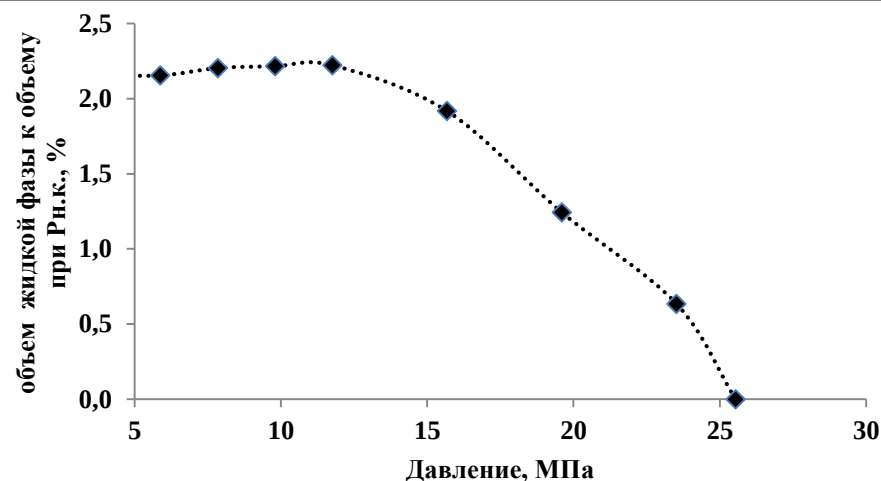
## Газосодержание от давления насыщения (однократное разгазирование)



### Эксперименты для настройки

- ▶ давление насыщения;
- ▶ дифференциальное разгазирование, ступенчатое разгазирование
- ▶ изменение вязкости пластовой нефти от давления;
- ▶ вязкость дегазированной нефти.

## Результаты эксперимента CVD

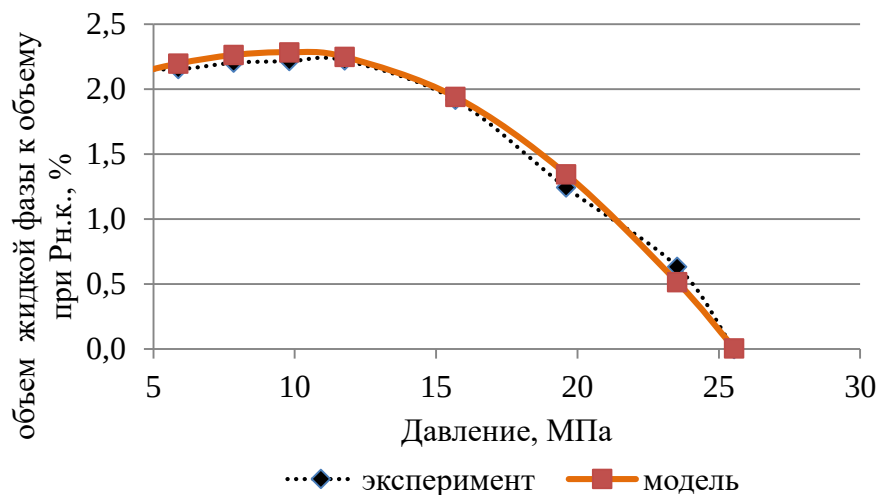


### Эксперименты для настройки

- ▶ давление начала конденсации
- ▶ промысловый сепаратор
- ▶ CVD



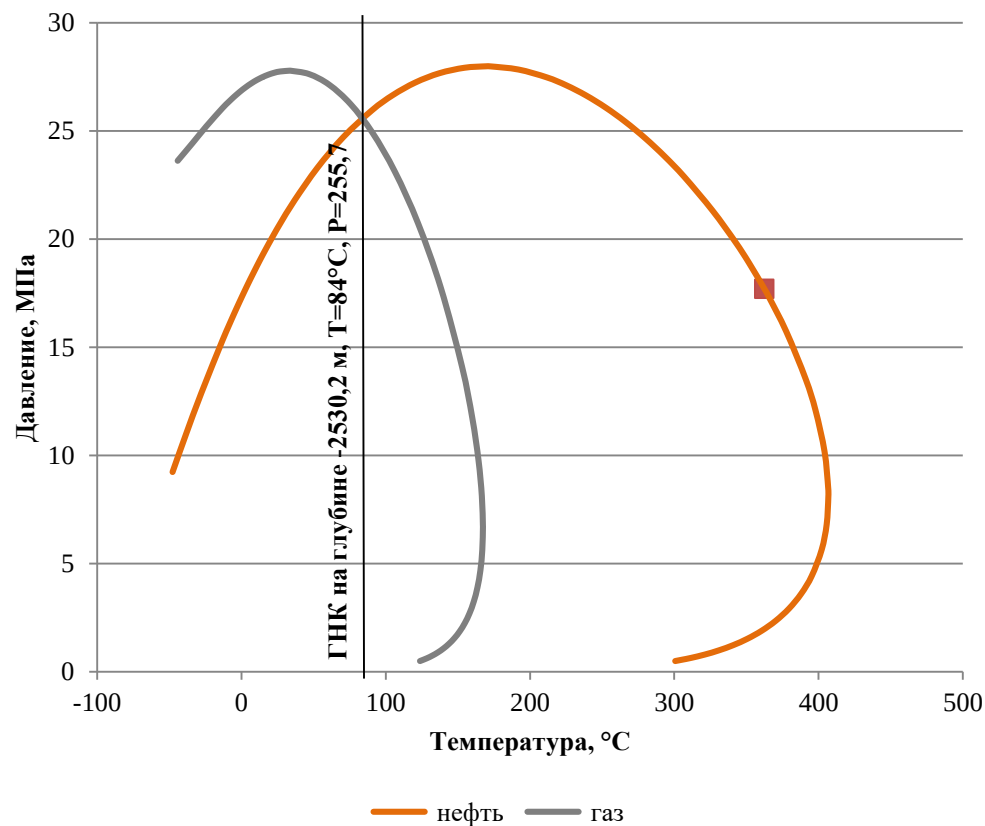
## Потери жидкой фазы при снижении давления, CVD



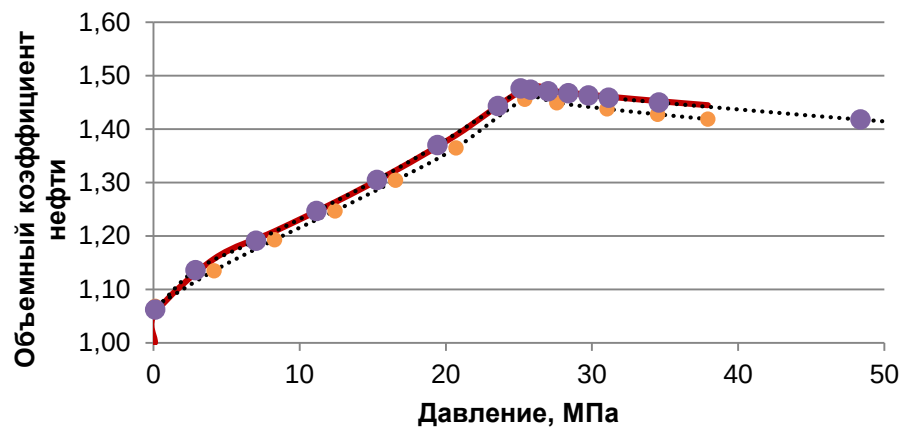
## Результаты настройки уравнения состояния

| Эксперимент                                             | лаборатория | модель | Погрешность, % |
|---------------------------------------------------------|-------------|--------|----------------|
| <b>Свойства нефти</b>                                   |             |        |                |
| Давление насыщения, МПа                                 | 25.5        | 25.57  | -0.275         |
| Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>          | 150         | 145    | 3.333          |
| Объемный коэффициент нефти                              | 1.41        | 1.424  | -0.993         |
| Плотность нефти при ст. условиях, кг/м <sup>3</sup>     | 829         | 829    | 0.000          |
| Вязкость нефти, сП                                      | 0.37        | 0.355  | 4.054          |
| <b>Свойства газа</b>                                    |             |        |                |
| Давление начала конденсации, МПа                        | 25.5        | 25.6   | -0.392         |
| Газоконденсатный фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | 6250        | 6269.5 | -0.312         |
| Плотность конденсата, кг/м <sup>3</sup>                 | 767         | 764.5  | 0.326          |

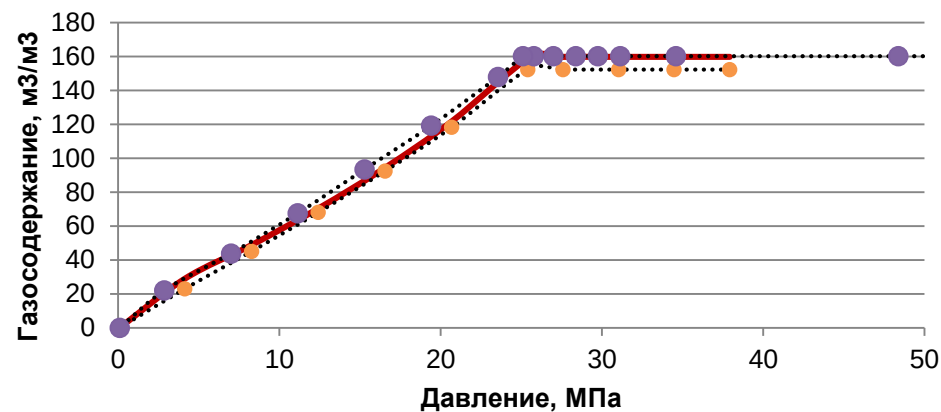
## Фазовая диаграмма для нефти и газа



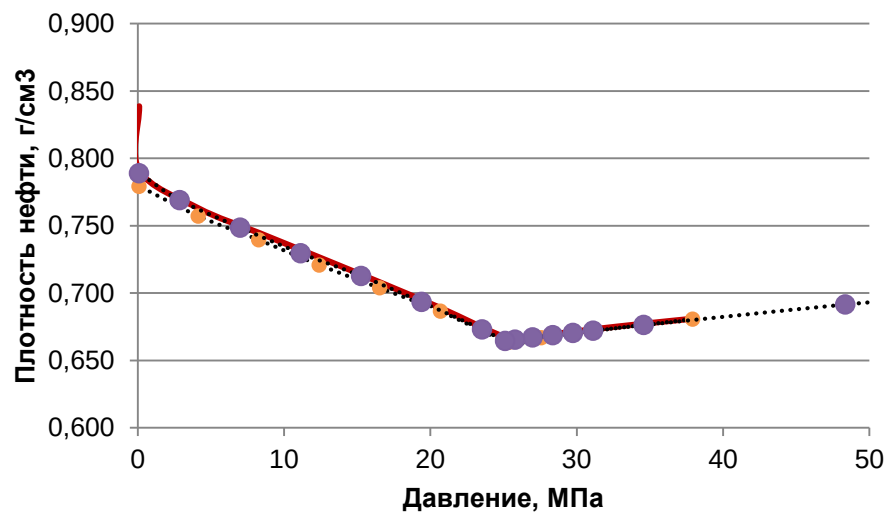
# Результаты настройки уравнения состояния. Нефть



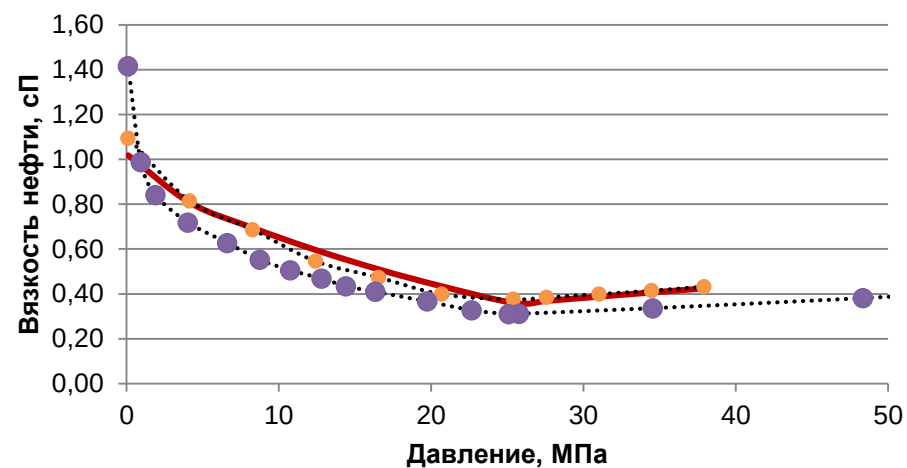
— модель    ..... скважина 2    ..... скважина 3



— модель    ..... скважина 2    ..... скважина 3



— модель    ..... скважина 2    ..... скважина 3

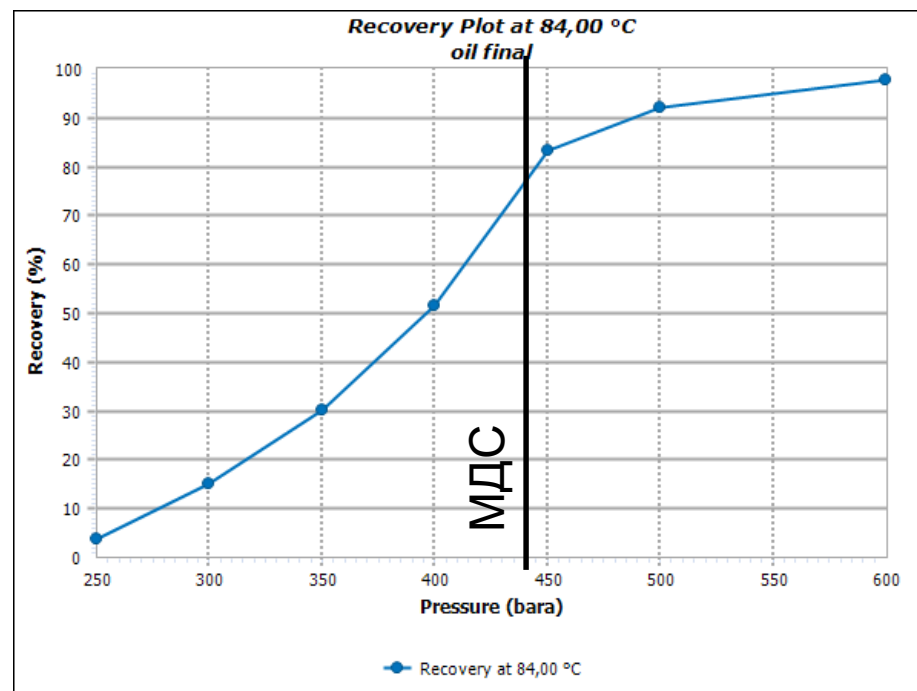
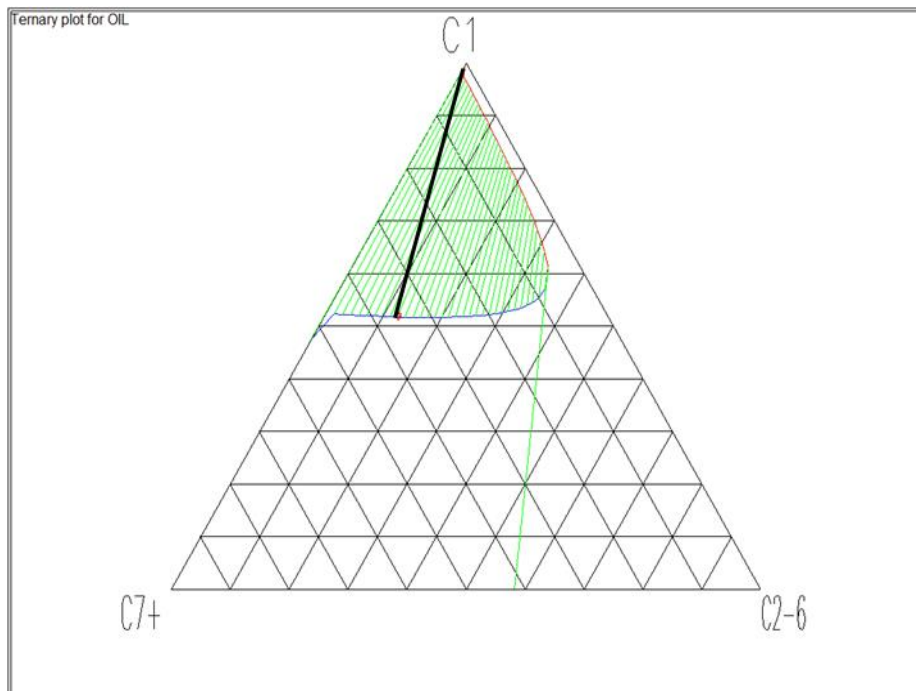


— модель    ..... скважина 2    ..... скважина 3

# Эксперимент Slimtube, определение минимального давления смешивания



- В газовую шапку закачивается сухой газ – 100 % метана (эксперимент)
- Минимальное давление смешивания составляет 440-450 бар, давление закачки газа 220-240 бар
- При прорыве закачиваемого газа в нефтяную оторочку происходит несмешивающееся вытеснение



закачка



Axis

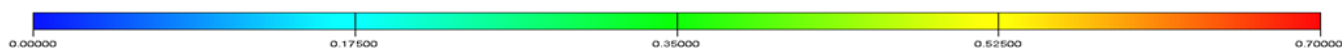
Axis

добыча



Axis

OilSat

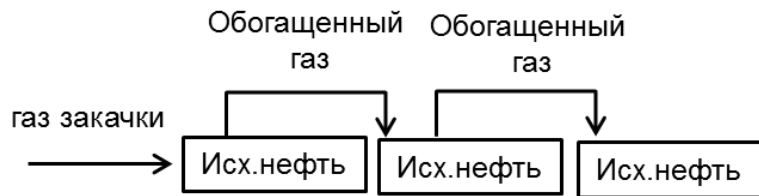
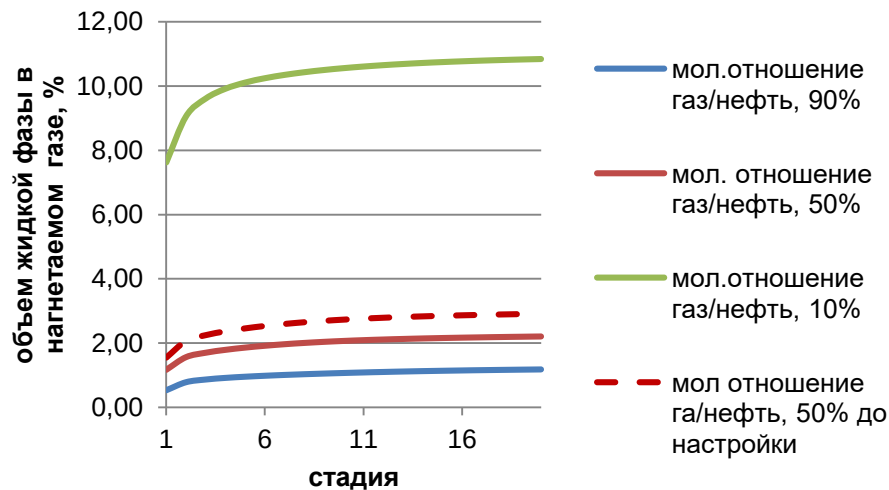




# Моделирование процесса многоконтантного смешивания нефти с сухим газом

- ▶ На переднем фронте вытеснения происходит «прямой» процесс - сухой газ взаимодействует с нефтью (конденсатом) исходного состава, постепенно растворяя в себе легкие фракции жидких УВ.
- ▶ Количество испаренной нефти, переходящей в газ будет зависеть от соотношения газа и нефти при контакте.

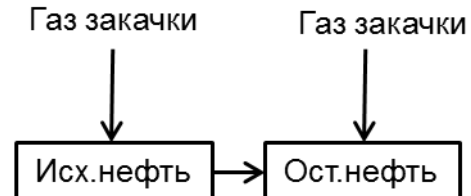
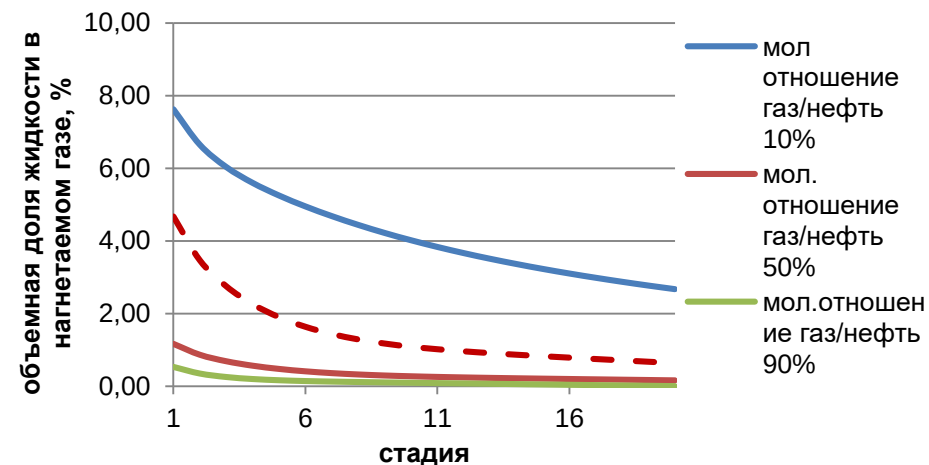
## Прямой процесс – нефть постоянного состава, газ обогащается УВ



Обогащенный газ лучше растворяет жидкие УВ

- ▶ «Обратный» процесс происходит в удаленной от переднего фронта зоны вытеснения - остаточная нефть (менее подвижная) контактирует со свежими порциями закачиваемого газа исходного состава
- ▶ В результате легкие и промежуточные углеводородные компоненты переходят в газовую фазу. Однако в каждой новой порции газа будет растворяться все меньше жидких УВ.

## Обратный процесс – новые порции газа, нефть остаточная

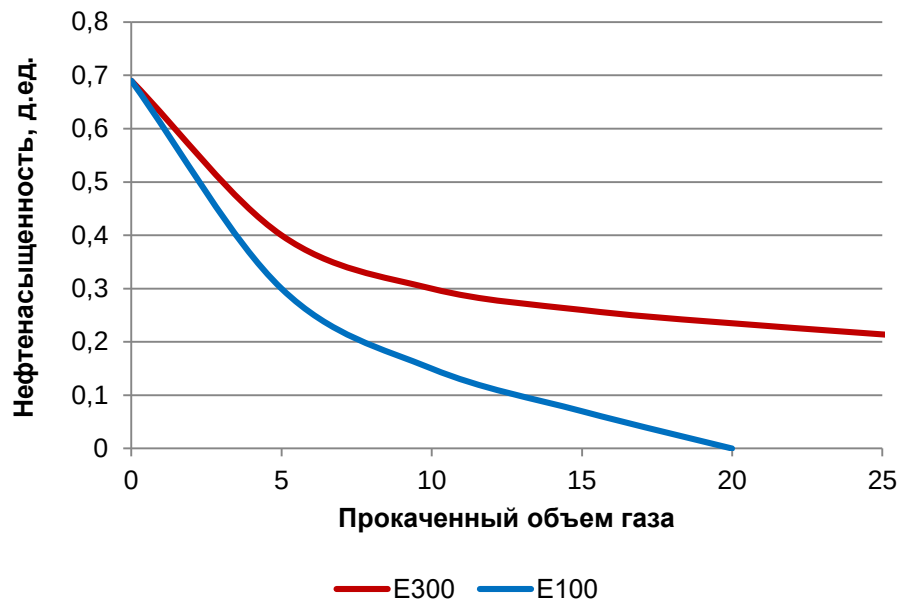


Остаточная нефть меньше испаряет жидкие УВ в газ

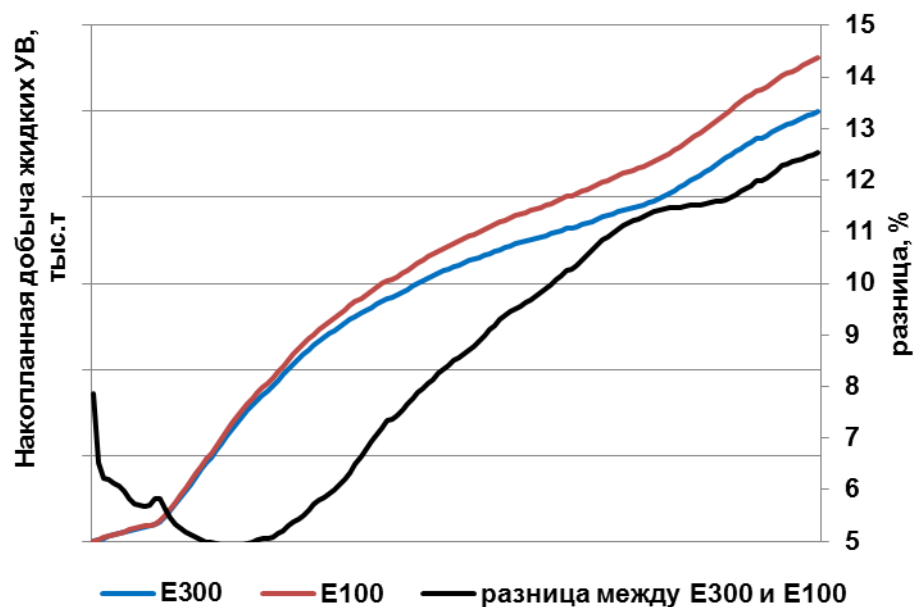


## Моделирование в E300 и в E100

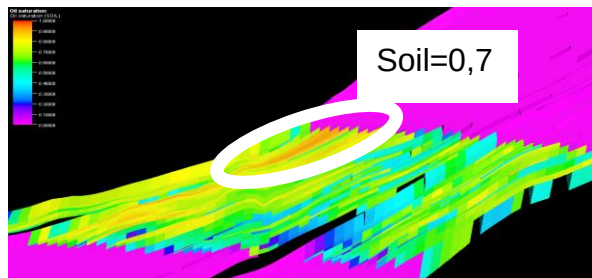
Изменение нефтенасыщенности от количества прокаченных объемов газа



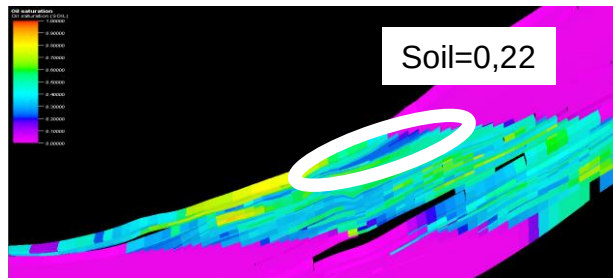
Разница между накопленной добычей жидких УВ в E100 и E300



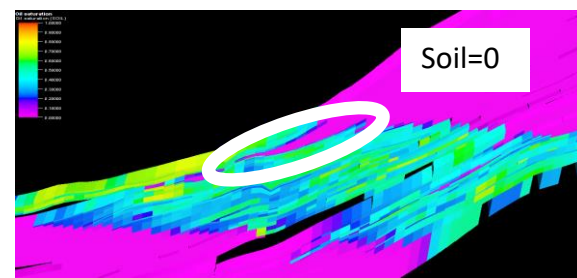
Начальная нефтенасыщенность



Нефтенасыщенность на конец расчета (E300)



Нефтенасыщенность на конец расчета (E100)





## Ключевое слово VAPPARS

$$Rv = Rv_{sat} \left( \frac{S_o}{S_{o\max}} \right)^{var1},$$

*Rv* - текущее содержание жидких УВ в газе,

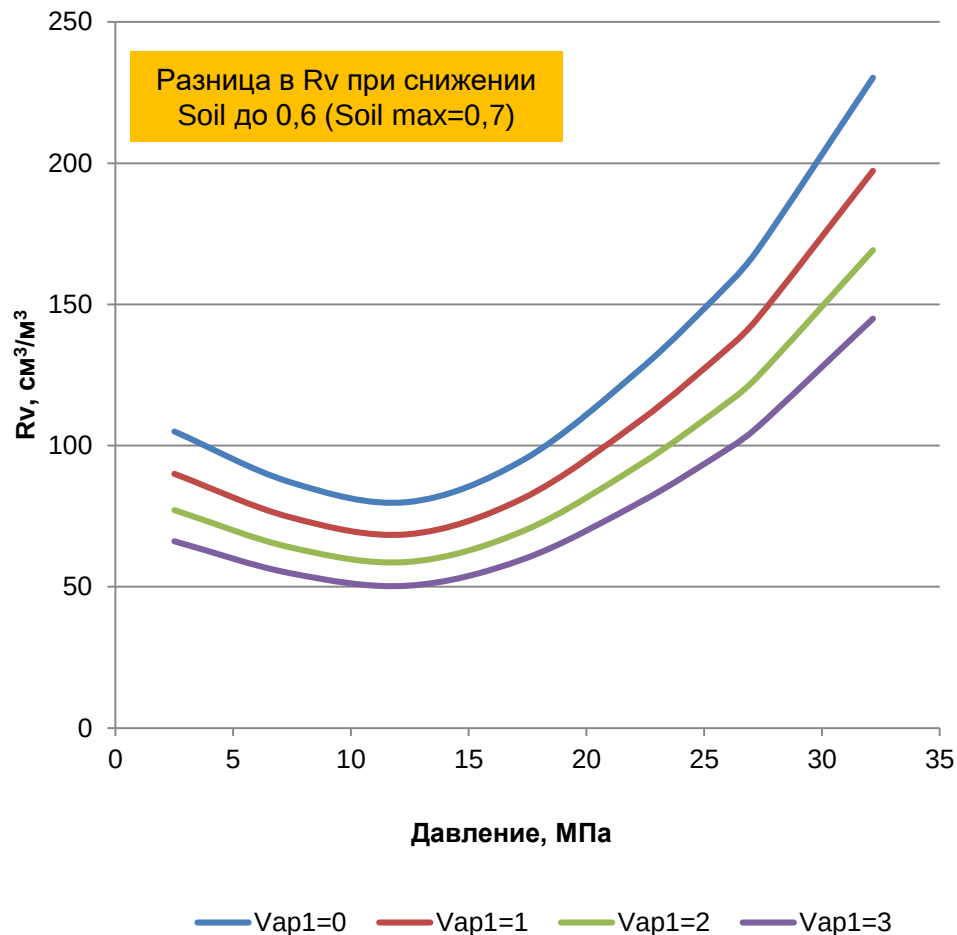
*Rv<sub>sat</sub>* - содержание жидких УВ в газе в таблице black oil

*S<sub>o</sub>* - текущая нефтенасыщенность в ячейке

*S<sub>o</sub>max* - максимальная нефтенасыщенность в ячейке

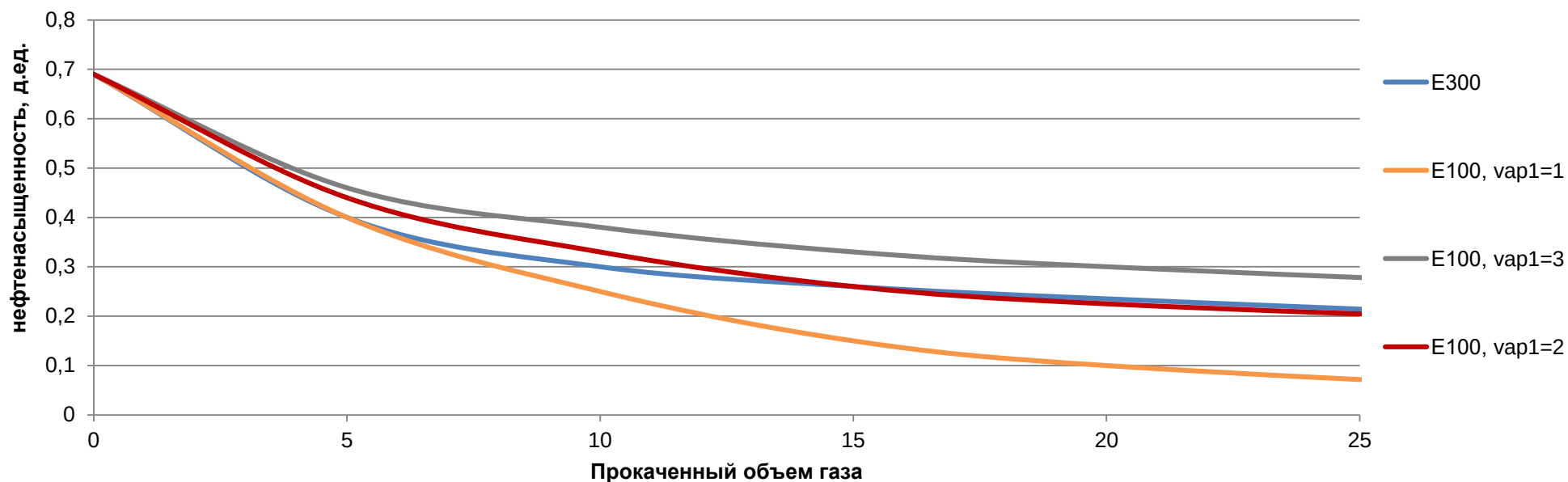
- Используется для контроля процесса испарения нефти в газ
- По умолчанию Var1=0 →  $Rv = Rv_{sat}$
- При Var1>0 учитывается изменение текущей нефтенасыщенности в ячейке

## Изменение содержания жидких УВ в газе в зависимости от коэффициента VAP1

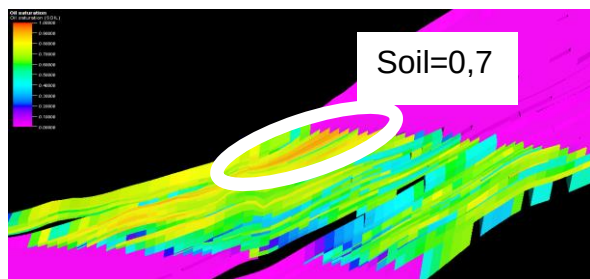




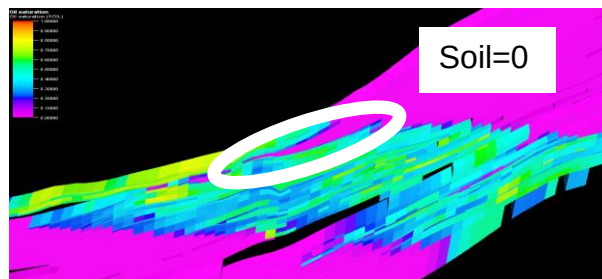
Изменение нефтенасыщенности от количества поровых объемов газа



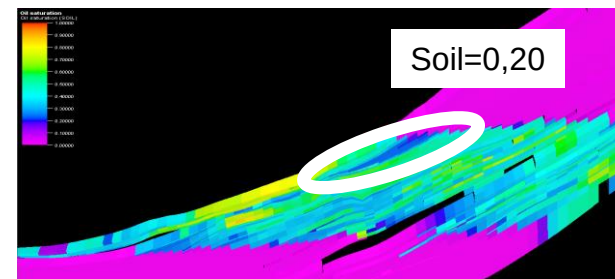
Начальная нефтенасыщенность



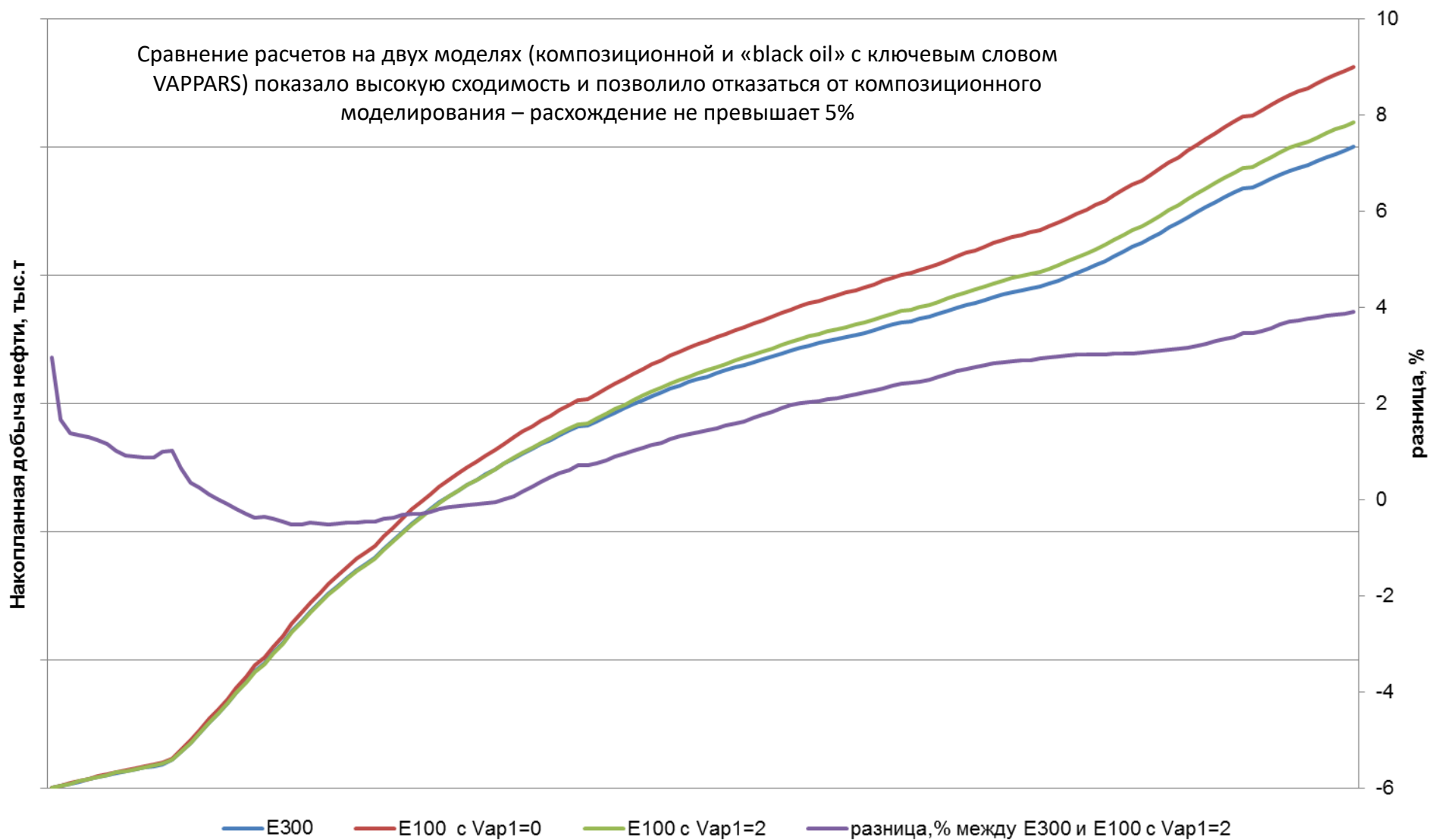
Нефтенасыщенность на конец расчета (E100 VAP1=0)



Нефтенасыщенность на конец расчета (E100 с VAP=2)



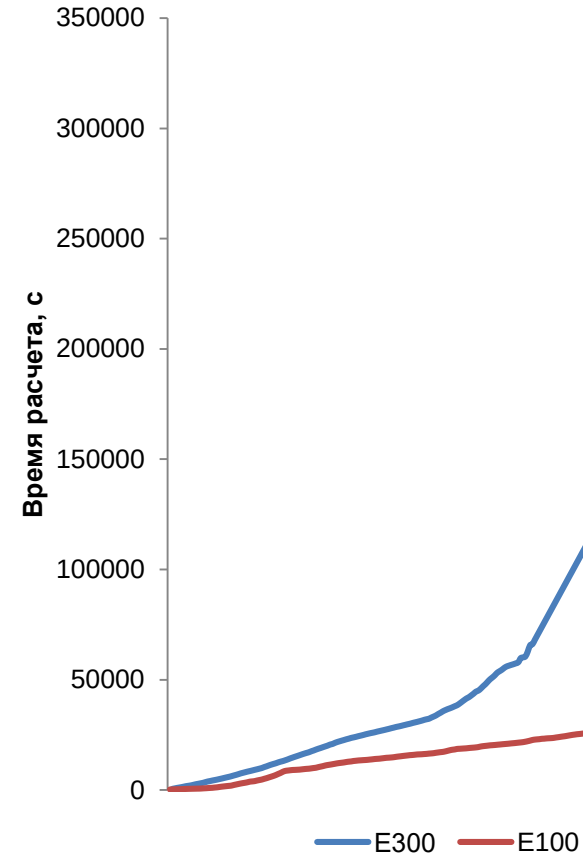
## Сравнение расчетов на E300 и E100





## Выводы и рекомендации

- В данной работе представлен способ корректного учета испарения жидких УВ в газ в модели Black Oil при моделировании закачки сухого газа в газовую шапку нефтегазоконденсатной залежи:
  - настройка единого уравнения состояния для нефтегазоконденсатной залежи;
  - проведение расчетов на композиционной модели;
  - подбор коэффициента VAP1 для контроля процесса испарения нефти в газ
- Переход к моделированию в E100 позволил сократить время расчета на гидродинамической модели с нескольких дней до нескольких часов
- Для настройки уравнения состояния и проведения корректных расчетов на гидродинамической модели необходимо наличие:
  - стандартного комплекса исследований качественных проб нефти и газа
  - специального комплекса исследований – прямой и обратный эксперимент по многоконтактному смешиванию нефти и газа, эксперимент slim-tube





## Контактная информация

г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1

тел. 529090 доб. 6540

e-mail: [eareitblat@rosneft.ru](mailto:eareitblat@rosneft.ru)

