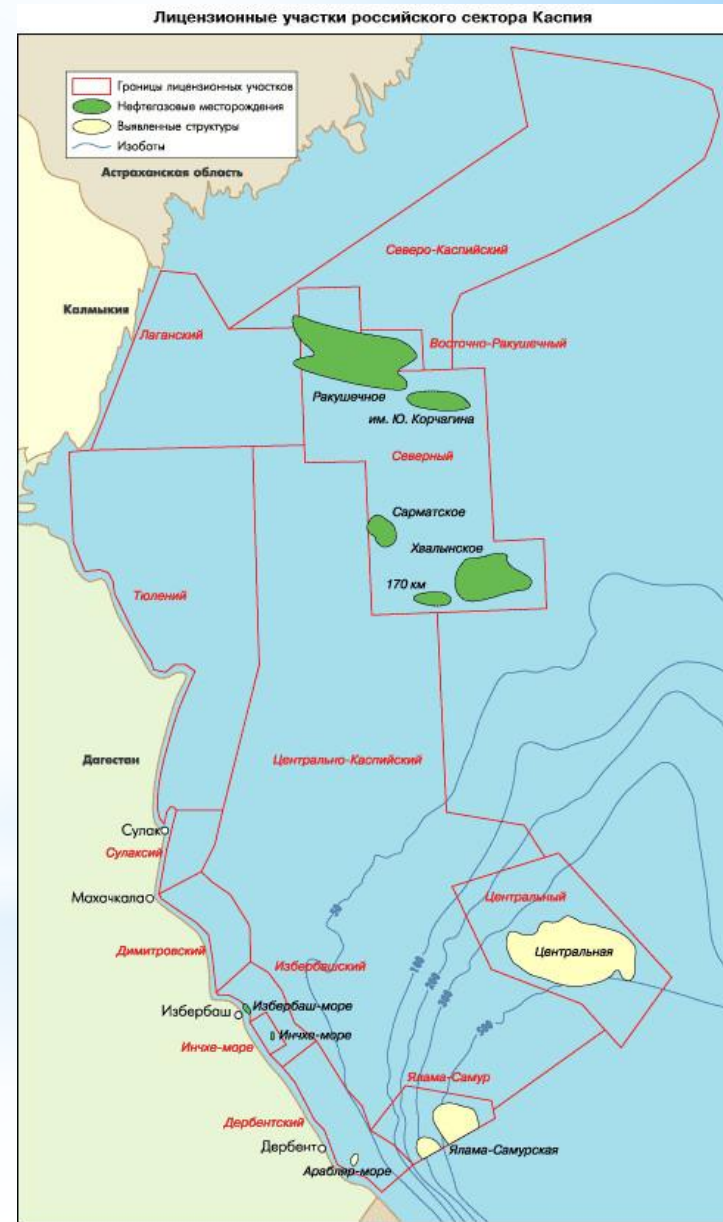
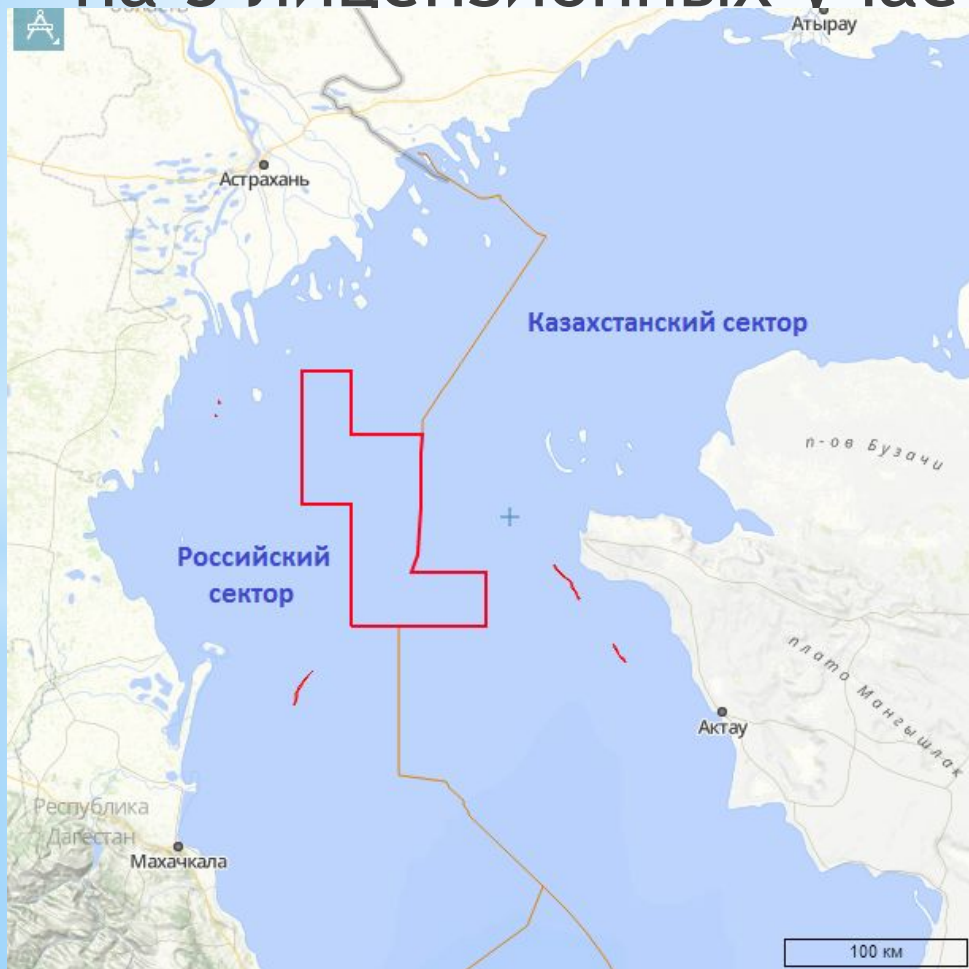


# **Анализ принципов обустройства месторождения Ракушечное**

Бурсайлов Георгий РНМ-16-02

Цель - выбор диаметра труб внутрипромыслового многофазного трубопровода от м-я Ракушечное до ЛСП м-я им. В. Филановского, обеспечивающего стабильные режимы его работы. Кроме того, провести оценку гидравлических рисков при работе газопровода внешнего транспорта попутного нефтяного газа группы северокаспийских месторождений ПАО «Лукойл» в закритическом состоянии.

\* В Российском секторе Каспийского моря начиная с 1995 года ГРП проводятся в основном компанией ЛУКОЙЛ на 5 лицензионных участках.



# Особенности обустройства месторождений и структур Северного Каспия

При принятии решения о комплексной разработке месторождений учитывались следующие факторы:

- значительная разнородность месторождений
- наличие нескольких эксплуатационных объектов
- наличие трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов
- необходимость обеспечения динамичного темпа ввода месторождений и перспективных структур

# Месторождение Ракушечное



\* «ЛУКОЙЛ» планирует и дальше увеличивать добычу на Каспии. В 2001 году было открыто месторождение Ракушечное — оно расположено на глубине моря 4 м в непосредственной близости от месторождения имени В. Филановского,



## Месторождение Ракушечное

Месторождение открыто в **2001** году.

Начальные извлекаемые запасы В1+В2: **38** млн.тонн нефти и **40** млрд м3 газа.

На завершающей стадии разработка проектной документации на объекты I очереди обустройства месторождения.

### Состав объектов обустройства:

- Платформа ЛСП с инфраструктурой;
- Платформа ПЖМ;
- Проектное число скважин – **16**;
- Завершение строительства – после **2020** г.;

Работы по обустройству выполняются в соответствии с методологией интегрированной системы управления проектами (ИСУП).

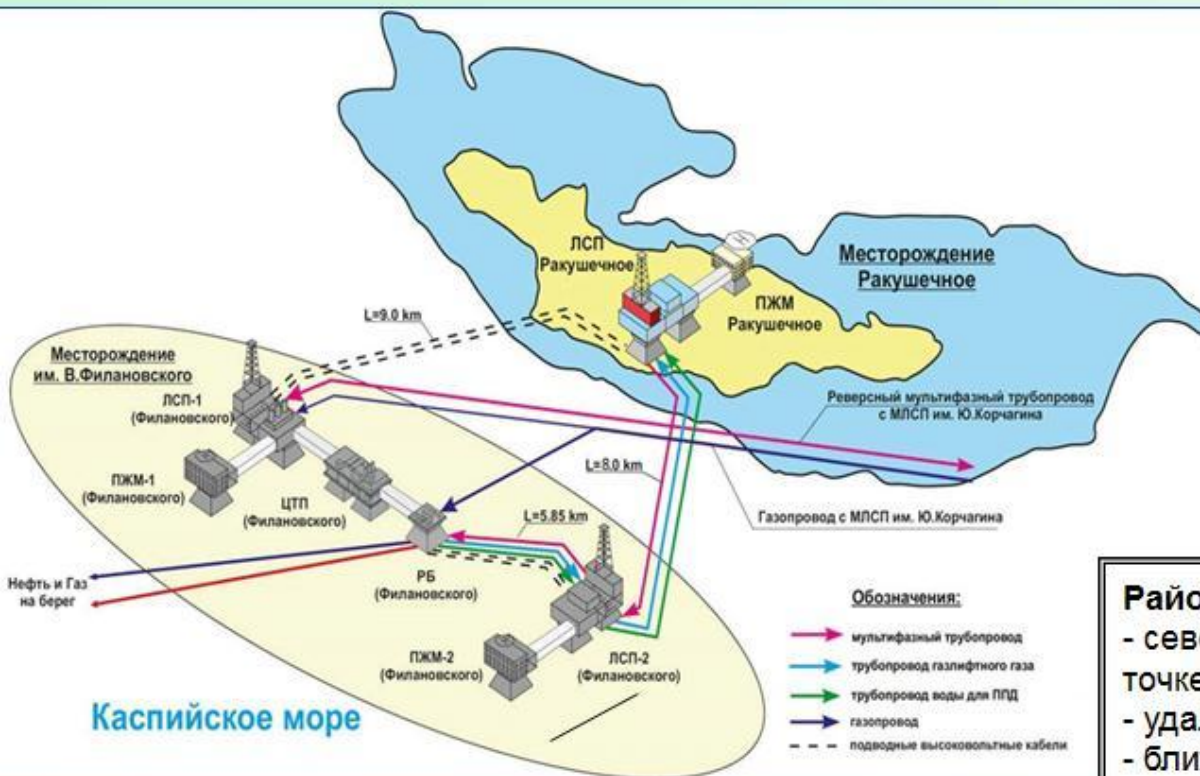


Разработка месторождения Ракушечное реализуется скважинами, пробуренными с ледостойкой стационарной платформы ЛСП, со следующим распределением проектного фонда скважин:

- 11 добывающих скважин неокомской залежи и 2 добывающих скважины аптской залежи;
- 5 водонагнетательных скважин неокомской залежи и 1 водонагнетательная скважина аптской залежи;
- 1 газонагнетательная скважина аптской залежи;
- 5 резервных слотов для скважин.



## Схема обустройства



### Основные характеристики месторождения:

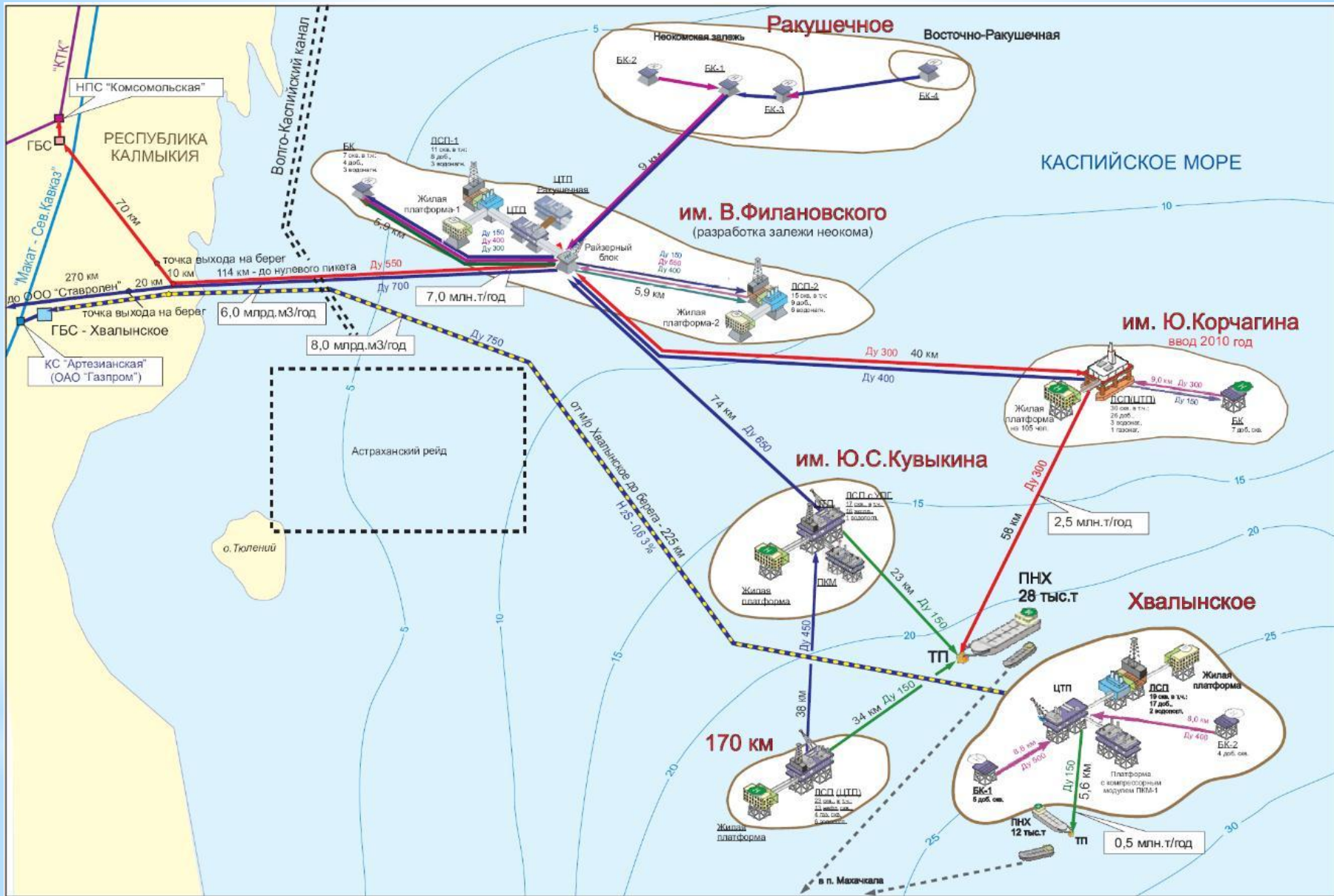
- тип месторождения – нефтегазоконденсатное;
- средняя температура жидкости на устье составит 63 °С;
- содержание сероводорода 0%;
- плотность нефти в стандартных условиях 832 – 833 кг/м<sup>3</sup>.

### Район расположения платформ

- северная часть каспийского моря с глубиной в точке постановки 5,7 - 6,1 м (-27,7 м БС).
- удаление от порта Астрахань - ок. 160 км,
- ближайшая береговая черта - ок. 100 км.
- расстояние от комплекса платформ до ЛСП-2 месторождения им. В. Филановского - ок. 7,5 км на юг.
- расстояние (по рекомендуемым маршрутам)
  - морским транспортом до порта Астрахань : ~ 185 миль (343 км);
  - воздушным транспортом до аэропорта Астрахань ~180 км.

### Максимальные проектные уровни добычи составляют:

- нефти – 1505,6 тыс. м<sup>3</sup>/год (1 244 тыс. т./год);
- газа – 110,4 млн. ст. м<sup>3</sup>/год;
- воды – 2 145 тыс. м<sup>3</sup>/год.



## Основные характеристики месторождения:

- тип месторождения - нефтегазоконденсатное;
- средняя температура жидкости на устье составит, °С ..... 63;
- содержание сероводорода, % ..... 0;
- плотность нефти в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup> ..... 832 - 833.

Среднее устьевое давление добывающих скважин составит:

- 3,6 ... 5,0 МПа (абс.) для неокомской залежи;
- 4,4 ... 5,7 МПа (абс.) для аптской залежи.

Среднее устьевое давление водонагнетательных скважин для неокомской залежи составит 3,5 ... 5,8 МПа (абс.)

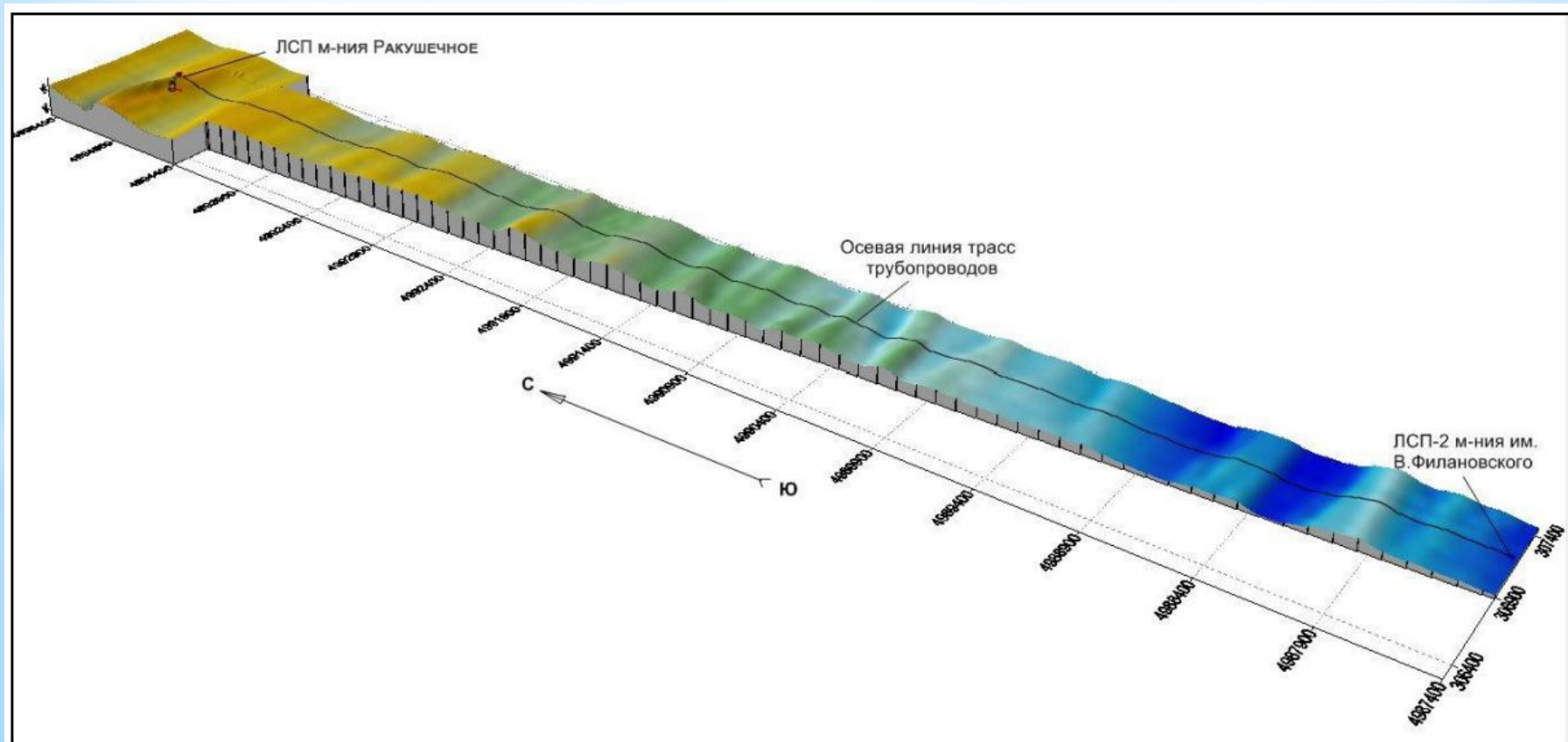
Устьевое давление водонагнетательной скважины для аптской залежи составит 7,0 МПа (абс.)

Устьевое давление газонагнетательной скважины для аптской залежи составит 11,1 ... 10,8 МПа

# Выбор оптимального диаметра труб внутрипромыслового многофазного трубопровода от м-я Ракушечное до ЛСП м-я им. В. Филановского

Протяженность- 7,6км

Проектный диаметр- 16” (406.4мм)



При расчётном моделировании гидравлики двухфазного транспорта скважинной продукции использовался программный комплекс PipePhase 9.1, который позволяет вполне адекватно моделировать движение двухфазных потоков в трубопроводе.

Поскольку за время разработки месторождения соотношения между объёмами добываемой нефти, попутного газа и пластовой воды постоянно меняются, то в соответствии с этим, постоянно меняется компонентный состав пластовой продукции. В Табл. 1 приведены компонентные составы пластовой продукции на 2022, 2028 и 2037 г.г.

Компонентные составы (молю %) добываемой пластовой продукции в  
2022, 2028 и 2037 г.г.

Компонент	2022 г.	2028 г.	2037 г.
H <sub>2</sub> S	0	0	0
N <sub>2</sub>	0,32858	0,064129	0,012581
CO <sub>2</sub>	0,158088	0,030854	0,006053
CH <sub>4</sub>	20,86692	4,07258	0,798969
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,976363	0,776063	0,15225
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3,053602	0,595969	0,116919
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,754812	0,147316	0,028901
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,372213	0,267814	0,05254
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,412554	0,080518	0,015796
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,444681	0,086788	0,017026
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,299953	0,058542	0,011485
n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,125325	0,02446	0,004799
n-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,046758	0,009126	0,00179
n-C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,008588	0,001676	0,000329
n-C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,002545	0,000497	9,74E-05
He	0,001909	0,000372	7,31E-05
H <sub>2</sub>	0,000318	6,21E-05	1,22E-05
Вода	29,42329	86,2722	97,29147
Нефть	38,77247	7,518806	1,490281

- В работе в результате численного моделирования перекачки скважинной продукции м-я Ракушечное была показана целесообразность использования для внутрипромыслового трубопровода труб меньшего диаметра- 317,4 мм.

- Используя меньший диаметр труб межпромыслового трубопровода можно обеспечить большую стабильность движения газожидкостного потока по рельефному трубопроводу, увеличив число более устойчивых режимов течения на участках трубопровода.

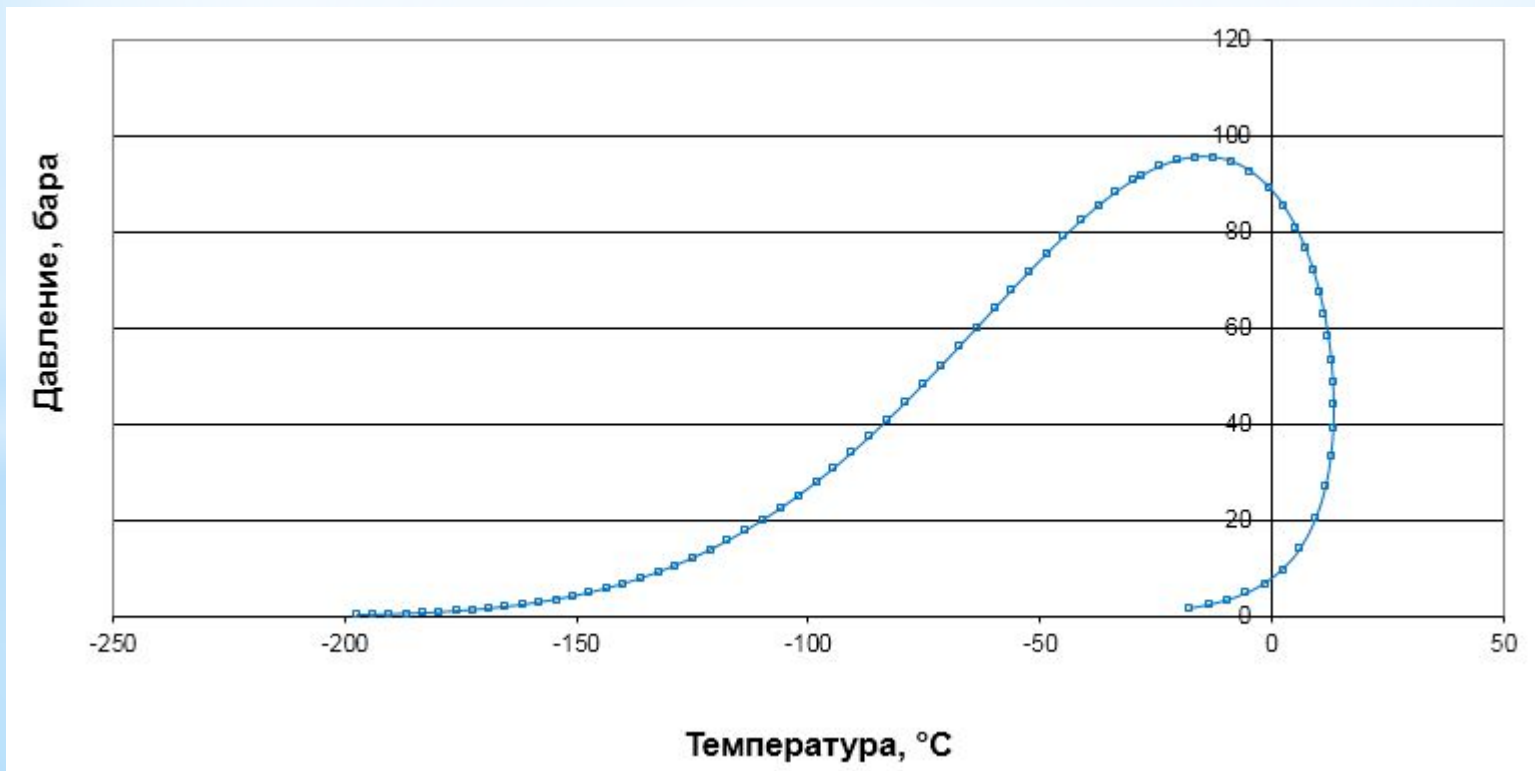
В работе была дана оценка гидравлических рисков при работе газопровода внешнего транспорта попутного нефтяного газа в закритическом состоянии.

Протяжённость - 397,3 км

Диаметр - 761,8 мм

Проектная производительность - 18,2 млн. куб. м

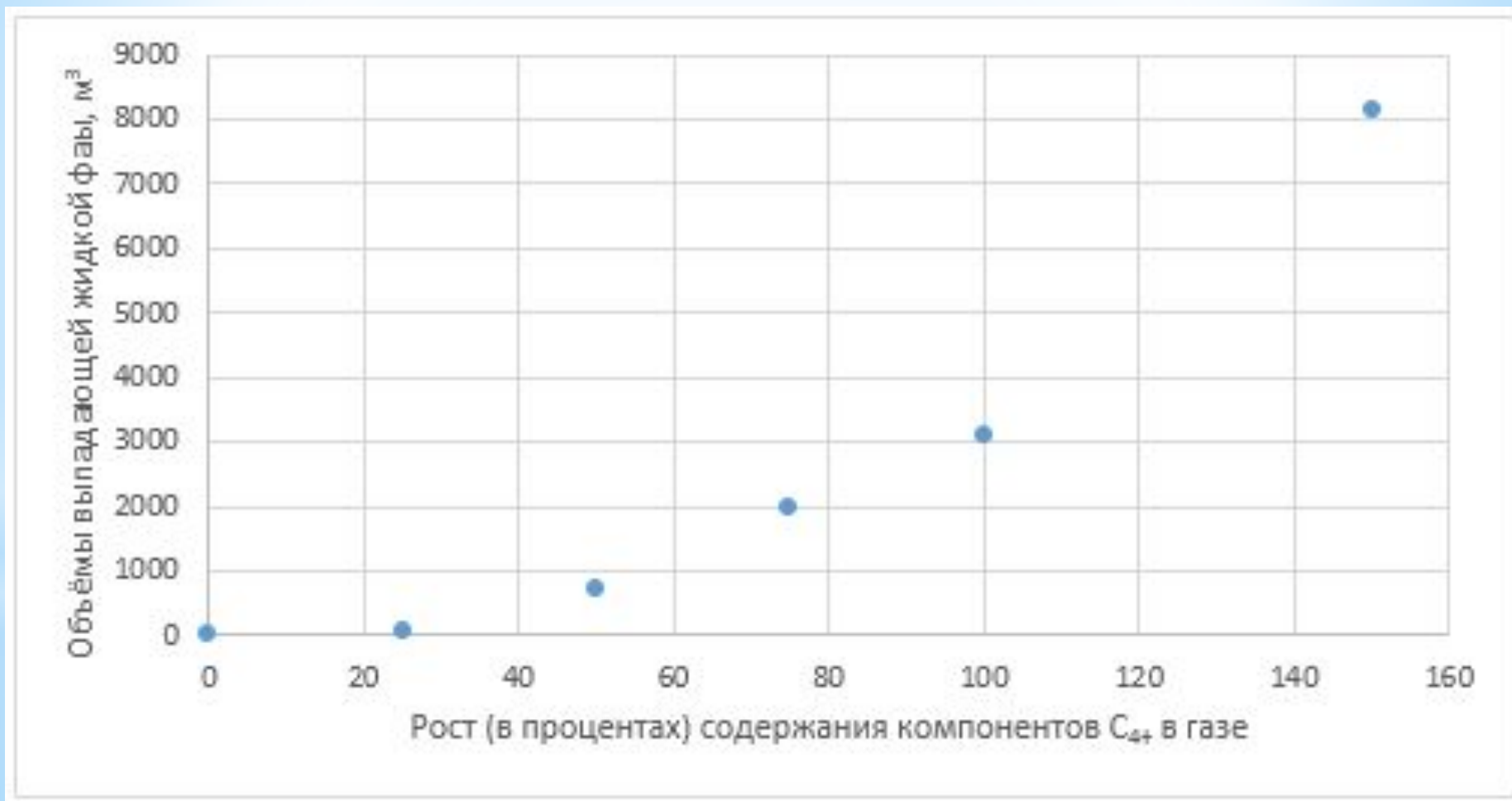
По известному составу попутного нефтяного газа была получена его фазовая диаграмма



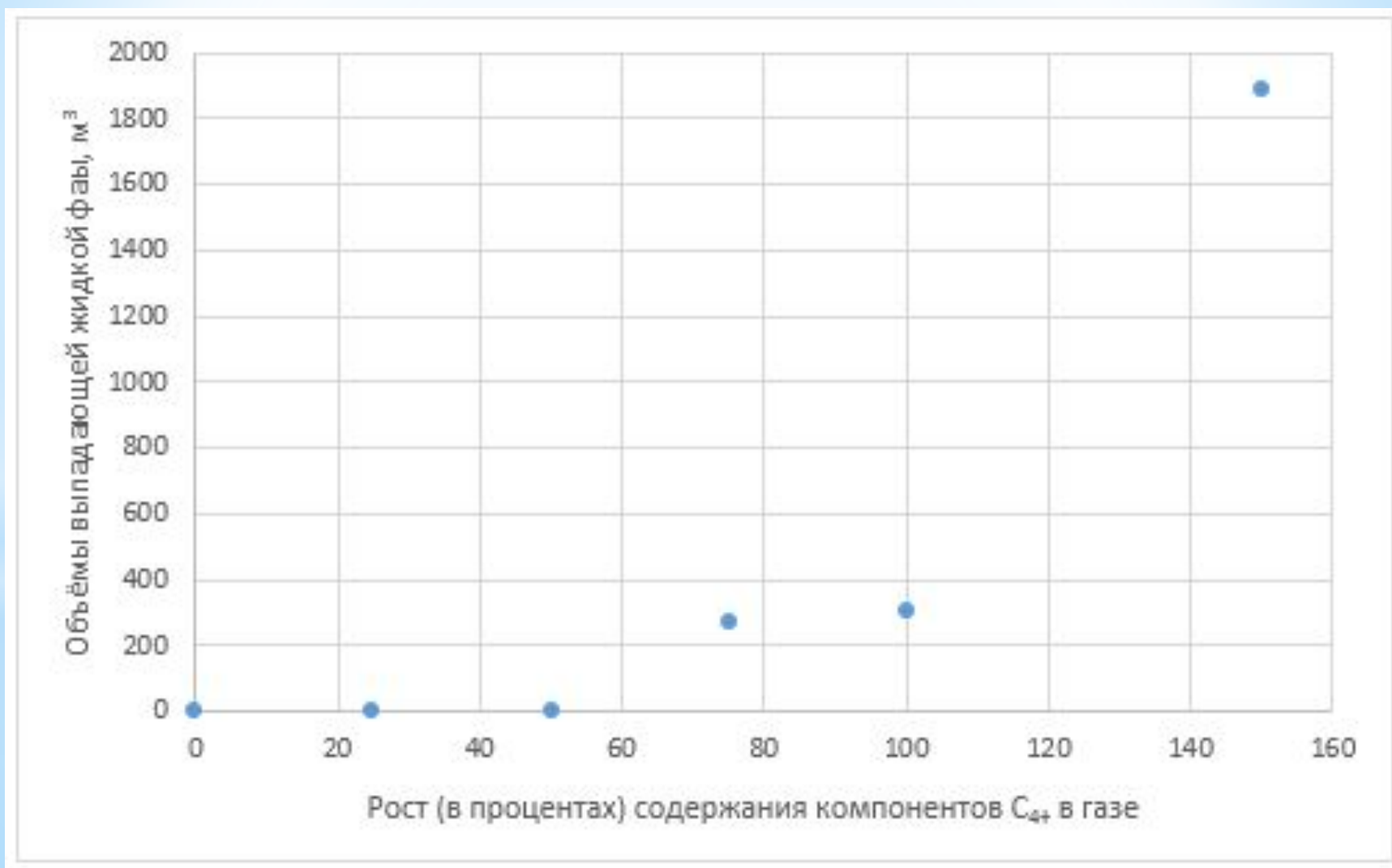


\* Отход от проектной технологии эксплуатации сепараторного оборудования на площадке ЦТП м/р им. В. Филановского и проектной работы газопровода рассматривался в нашей работе на основании предположения о том, что фактическое содержание жидких углеводородов в подготовленном для внешнего транспорта закритическом состоянии попутном нефтяном газе превышает проектное на 25, 50, 75, 100 и 150%. Таким образом, моделировалась работа газопровода для пяти составов газа:

Зависимость объёмов жидкой фазы (в м<sup>3</sup>), выпадающей в холодный период года, в зависимости от отклонения (в %) содержания компонентов от C<sub>4+</sub>



Зависимость объёмов жидкой фазы (в м<sup>3</sup>), выпадающей в тёплый период года, в зависимости от отклонения (в %) содержания компонентов от C<sub>4+</sub>



## Выводы:

Во-первых, это приводит к незначительному росту гидравлических потерь в трубопроводе.

Во-вторых, рост скорости газожидкостного флюида и уменьшение объёмного расходного содержания по мере разработки месторождения приводят к выравниванию скоростей потоков жидкой и газовой фаз и к большей стабильности движения газожидкостного потока по рельефному трубопроводу.

В качестве возможного решения возникающей проблемы можно рекомендовать эксплуатацию газопровода с повышенным уровнем давления на время работы сепарационного оборудования в нештатном режиме.

**Сапасибо за внимание!**

# \*Транспорт с реагентом «Servo CW-288»



\* В соответствии с проектными данными, кинематическая вязкость товарной нефти месторождения при температуре 20° С составляет в среднем  $9,0 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, а при температуре 50° С составляет в среднем  $2,7 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, температура застывания в среднем 9° С. Массовое содержание парафинов в среднем составляет 8,78 %, селикагелевых смол 1,45 %, температура плавления парафина 52° С



\* Результаты применения указанной присадки можно найти в работе , где подробно изложены основные результаты использования присадки «Servo CW-288» при транспорте Южно-Хыльчуйского месторождения. В этой работе показано, что при обработке нефти присадкой в количестве 50 г на 1 т нефти удалось исходную температуру застывания нефти с + 5 °С понизить до минус 20 °С и ниже, т.е. не меньше, чем на 25 градусов.