

**ПАО «ГАЗПРОМ»**  
**ООО «Газпром добыча Ямбург»**

**Т.В. Сопнев, З.У. Мурзалимов, И.И. Куш**  
**Р.Л. Кожухарь (ООО «Газпром добыча Ямбург»),**  
**Д.А. Скурихин (ООО «Газпром недра НТЦ»)**

**ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ  
ГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ МНОГООБЪЕКТНЫХ  
ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПОЛЯРНОГО НГКМ**



**Ямбург**  
**Новый Уренгой - 2020 г.**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Краткая характеристика залежей Заполярного НГКМ.....	5
1.1. Геолого-физическая характеристика неокомских залежей Заполярного НГКМ.....	5
1.2 Проектные решения в области разработки неокомских залежей Заполярного НГКМ.....	8
1.3 Проектные решения в области обустройства.....	14
2. Методика расчета технологического режима работы скважин .....	21
3. Совершенствование методики .....	26
4. Внедрение в производство .....	33
4.1. Технологический эффект.....	33
4.2. Экономический эффект .....	35
Заключение .....	37
Список литературы .....	39

## СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГДИ – газодинамические исследования;

ГДМ – гидродинамическая модель;

ГКИ – газоконденсатные исследования;

ГСС – газосборная сеть;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

НТС – низкотемпературный сепаратор;

ПКГИ – программный комплекс по работе с геологической информацией;

ПО – программное обеспечение;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭК – эксплуатационная колонна.

## ВВЕДЕНИЕ

ООО «Газпром добыча Ямбург» осуществляет добычу газа и конденсата на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе.

Одним из объектов разработки месторождения являются неокомские нефтегазоконденсатные залежи. Особенностью данных залежей является равенство начального пластового давления и давления начала конденсации, что приводит к выпадению жидких фракций углеводородов ( $C_5+$ ) в пласте при выработке запасов на режиме истощения пластовой энергии. Кроме того, залежи нижнемелового продуктивного комплекса Заполярного НГКМ обладают различным конденсатосодержанием пластового газа (от 139 до 221 г/м<sup>3</sup>). Поэтому поиск и развитие новых способов максимизации удельного выхода конденсата при сохранении заданных величин отборов газа является актуальной задачей.

В конкурсной работе представлена инновационная технология повышения отдачи конденсата эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения, разработанная специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург». Она базируется на изобретении, сущность которого заключается в оперативной индивидуальной оптимизации технологического режима эксплуатации каждой скважины, с учетом ее продуктивной и газоконденсатной характеристик. Эффект достигается за счет интеграции АСУ ТП с программным комплексом по работе с геологической информацией (ПКГИ), включающем геолого-технологическую модель «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции» и численный алгоритм расчета технологического режима работы скважин.

Представленная в работе инновационная технологи повышения конденсатоотдачи внедрена в производство на Заполярном НГКМ. Результаты технико-экономических расчетов от внедрения данной технологии свидетельствуют об увеличении удельного выхода конденсата в целом по неокомскому продуктивному комплексу.

## **1. Краткая характеристика залежей Заполярного НГКМ**

Заполярный лицензионный участок расположен на территории Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области в районе с высокими доказанными запасами углеводородов.

Диапазон нефтегазоносности мезозойского разреза Тазовского нефтегазоносного района достаточно широк, промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от турона до средней юры включительно.

На Заполярном месторождении в разрезе платформенного чехла выделяются ниже-среднеюрский, верхне-юрский, неокомский, сеноманский, туронский нефтегазоносные комплексы. Промышленная нефтегазоносность Заполярного НГКМ связана с отложениями верхнего мела (турон, сеноман) и нижнего мела (неоком).

### **1.1. Геолого-физическая характеристика неокомских залежей Заполярного НГКМ**

В отложениях неокомского этажа нефтегазоносности Заполярного месторождения выявлены залежи углеводородов в пластах: БТ<sub>2-3</sub>, БТ<sub>6-8</sub>, БТ<sub>10</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>11</sub><sup>0</sup>, БТ<sub>11</sub>, БТ<sub>12</sub>, БТ<sub>13</sub>. Геологические разрезы залежей приведены на рисунках 1.1-1.2.

По данным исследования керна неокомские отложения Заполярного месторождения представлены чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Встречаются маломощные прослои карбонатизированных разностей перечисленных литотипов. Песчаники серые, средне-мелкозернистые, нередко известковистые, плотные, крепкие, однородные, иногда мелко-пятнистые с примесью цеолитов. Алевролиты серые, иногда слабо-зеленоватые, крупно-, мелкозернистые однородные и слоистые, иногда песчанистые, прослоями известковистые. Слоистость подчеркивается глинистым материалом и обугленным растительным детритом. В глинистых прослоях встречаются мелкие стяжения пирита.

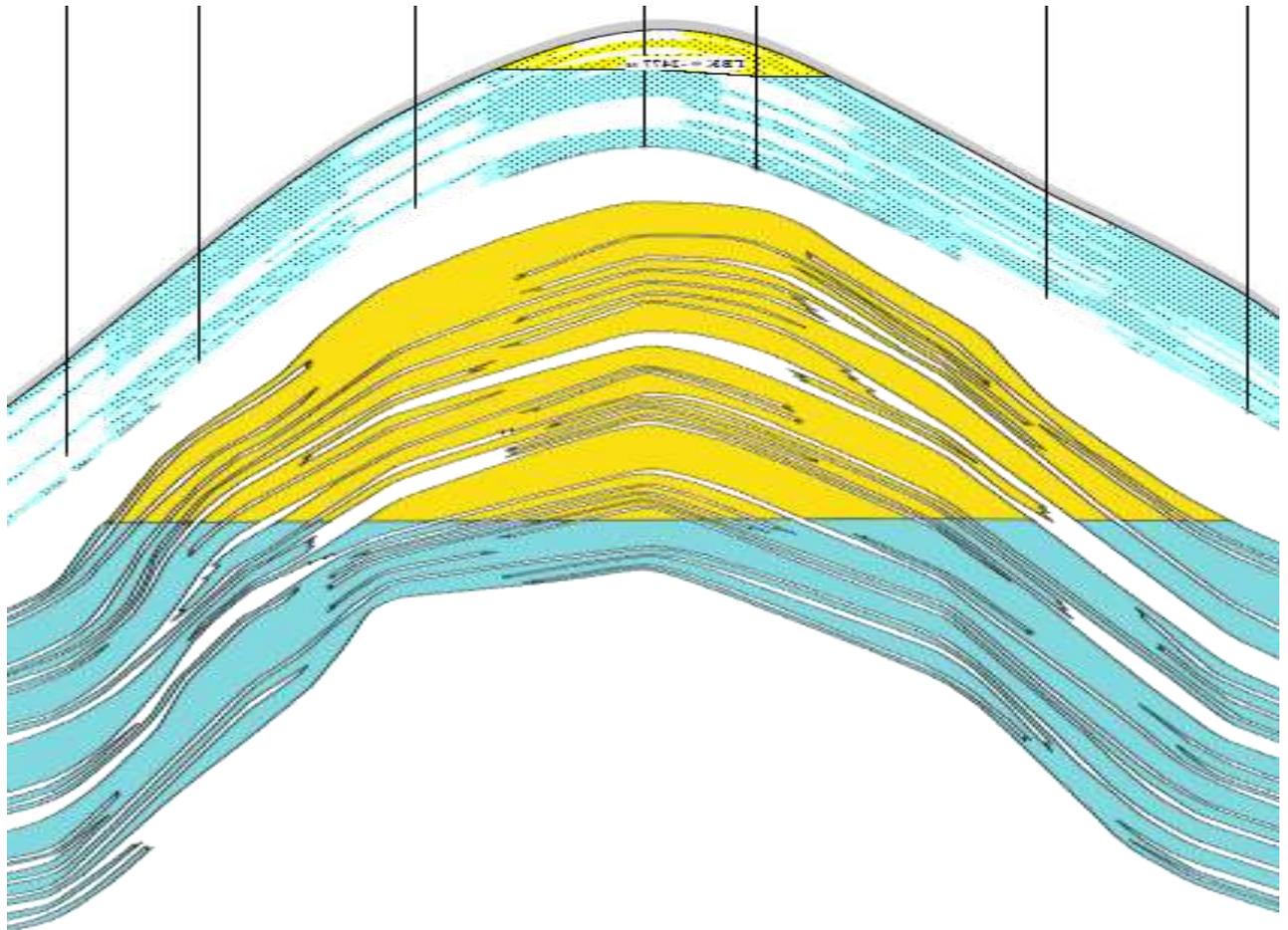


Рис. 1.1 – Геологический разрез залежей пластов БТ<sub>2-3</sub>-БТ<sub>6-8</sub>

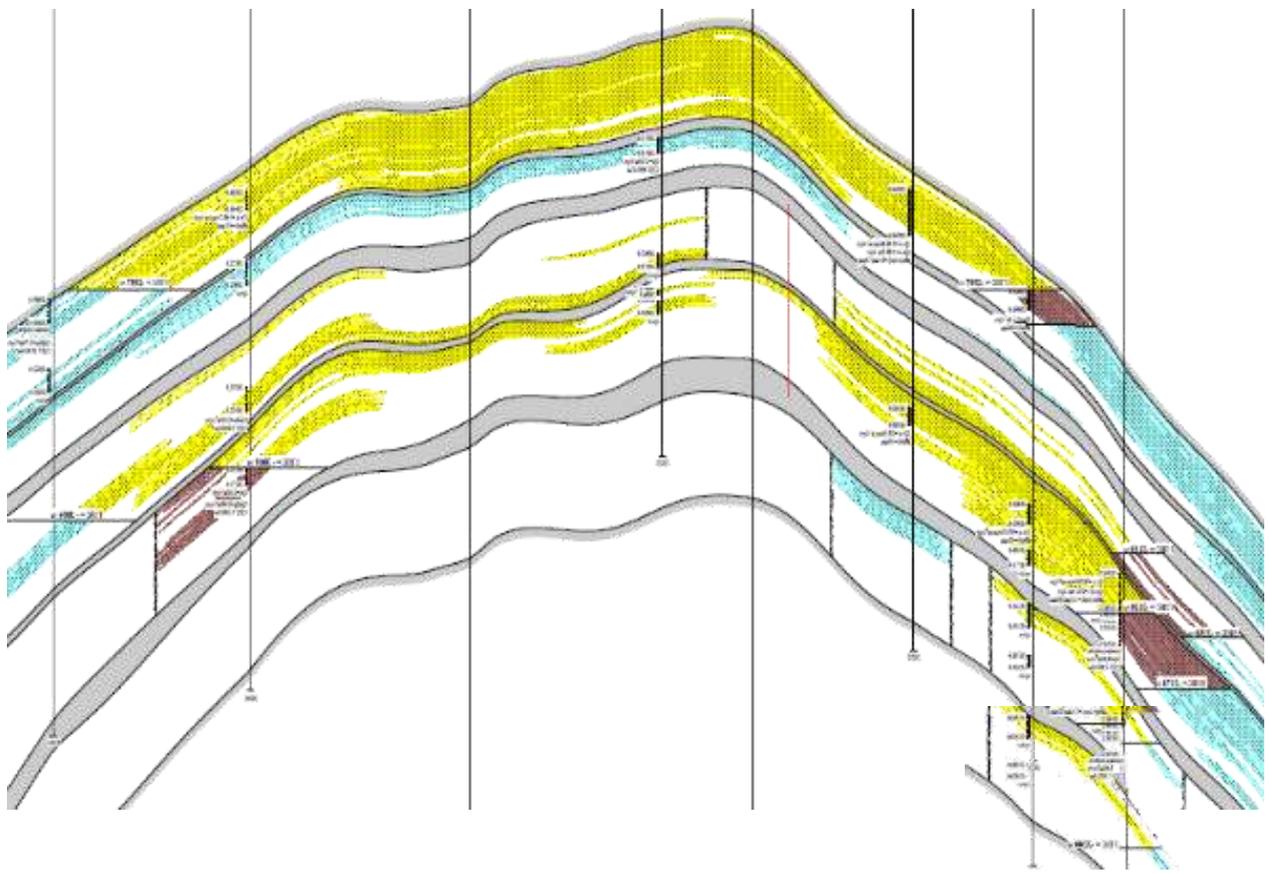


Рис. 1.2 – Геологический разрез залежей пластов БТ<sub>10</sub><sup>1</sup>-БТ<sub>13</sub>

Для неокомских отложений Заполярного месторождения характерно наличие в составе цемента цеолитов, которые существенно влияют на ФЕС пород-коллекторов. Максимальное в разрезе содержание цеолитов отмечено в горизонте БТ<sub>6-8</sub>.

Залежи пластов БТ<sub>2-3</sub>, БТ<sub>6-8</sub>, БТ<sub>12</sub>, БТ<sub>13</sub> являются газоконденсатными; БТ<sub>10</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>11</sub><sup>0</sup>, БТ<sub>11</sub> – нефтегазоконденсатными. Характерной особенностью данных залежей является равенство начального пластового давления и давления начала конденсации, что приводит к переходу смеси в двухфазное парожидкостное состояние при снижении давления. Зависимости пластовых потерь конденсата и потенциала C<sub>5</sub><sup>+</sup> от давления, полученные по результатам лабораторных исследований пластовых флюидов, представлены на рисунках 1.3-1.4.

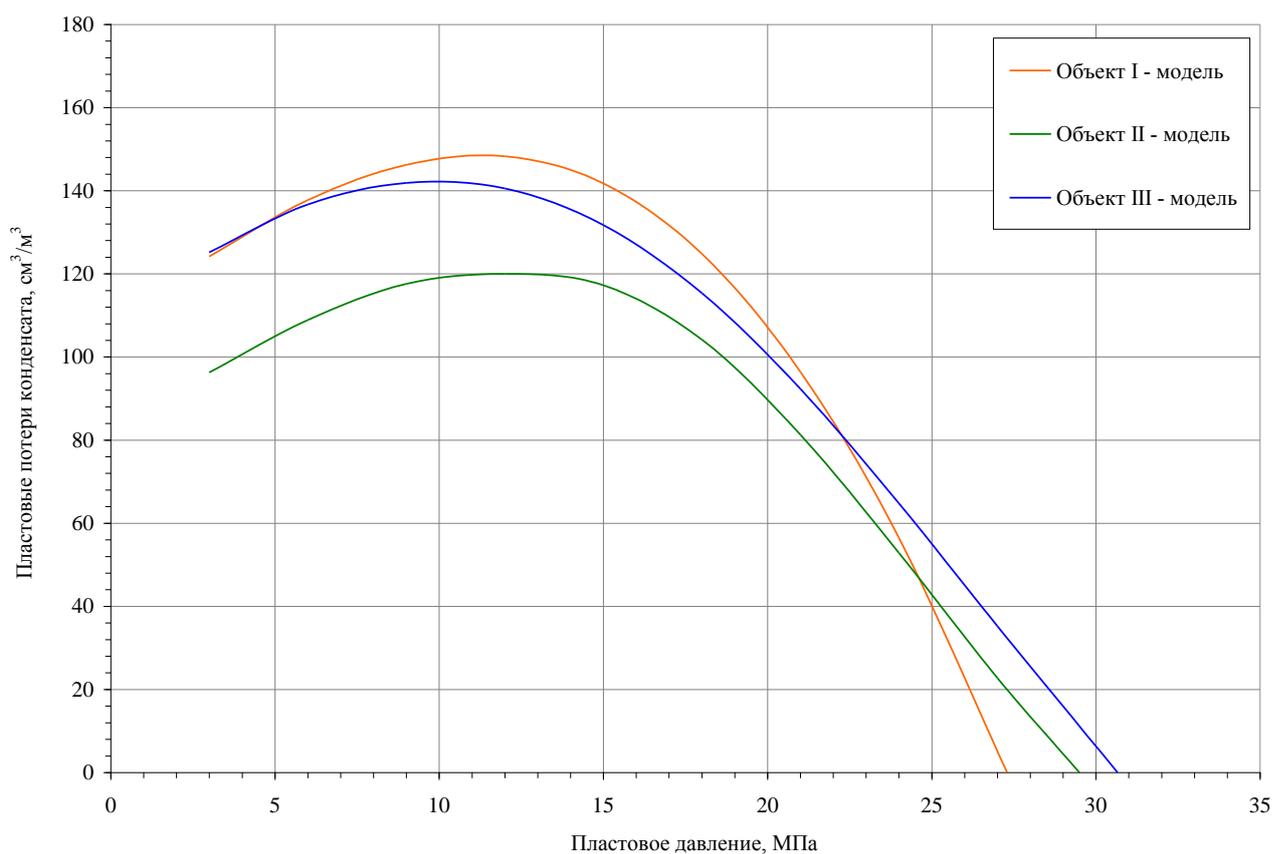


Рис. 1.3 – Пластовые потери конденсата

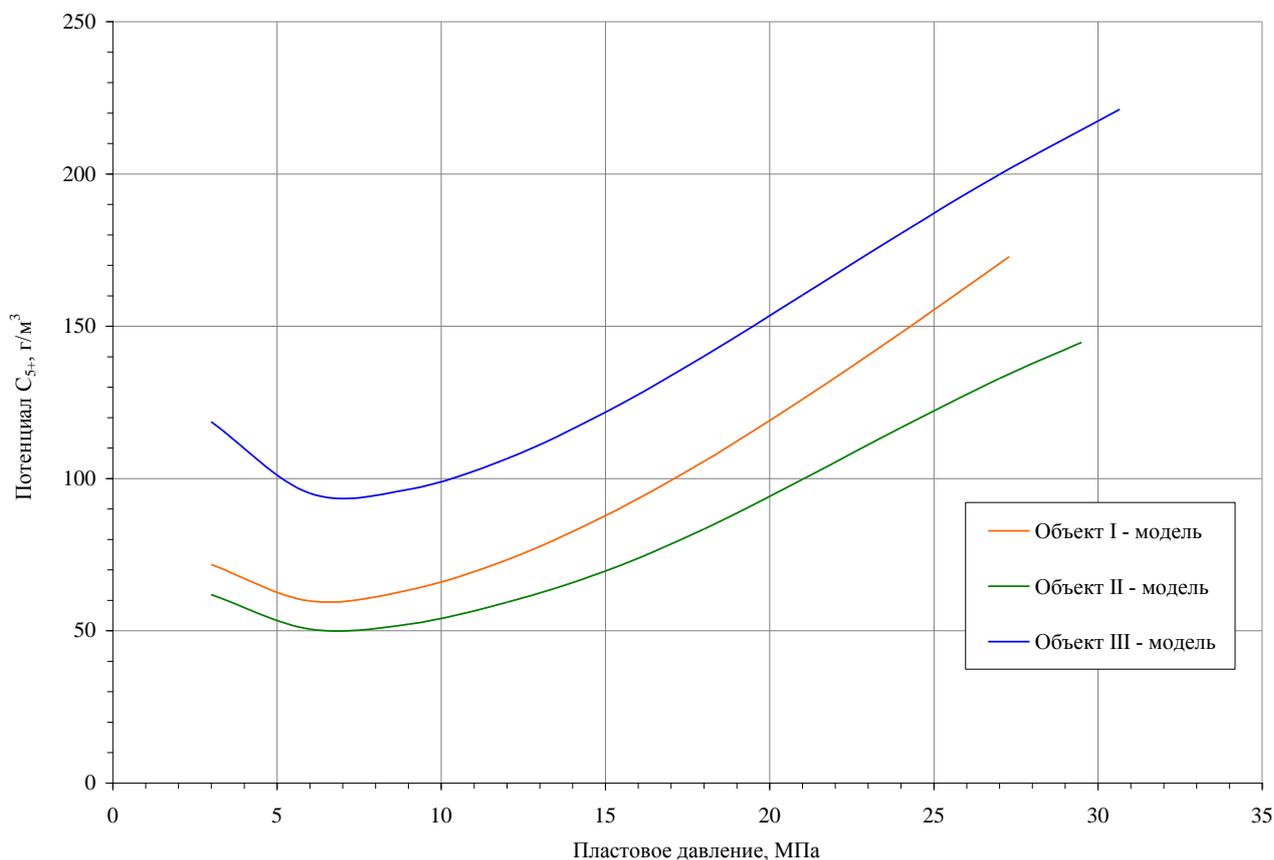


Рис. 1.4 – Потенциал  $C_{5+}$  в добываемом газе

## 1.2 Проектные решения в области разработки неокомских залежей Заполярного НГКМ

Разработка нижнемеловых отложений Заполярного НГКМ осуществляется согласно Технологическому проекту разработки [4], выполненному в 2013 г. ООО «ТюменНИИгипрогаз» и согласованному в ЦКР Роснедра в феврале 2014 г.

Продуктивные пласты нижнемелового продуктивного комплекса сгруппированы в три основных эксплуатационных объекта (I, II, III) и два объекта приобщения (Ia, IV) (рисунок 1.5):

- Ia объект – пласты БТ<sub>2-3</sub>;
- I объект – пласт БТ<sub>6-8</sub>;
- II объект – пласт БТ<sub>10</sub><sup>1</sup>;
- III объект – пласты БТ<sub>11</sub><sup>0</sup> и БТ<sub>11</sub>;
- IV объект – пласты БТ<sub>12</sub> и БТ<sub>13</sub>.

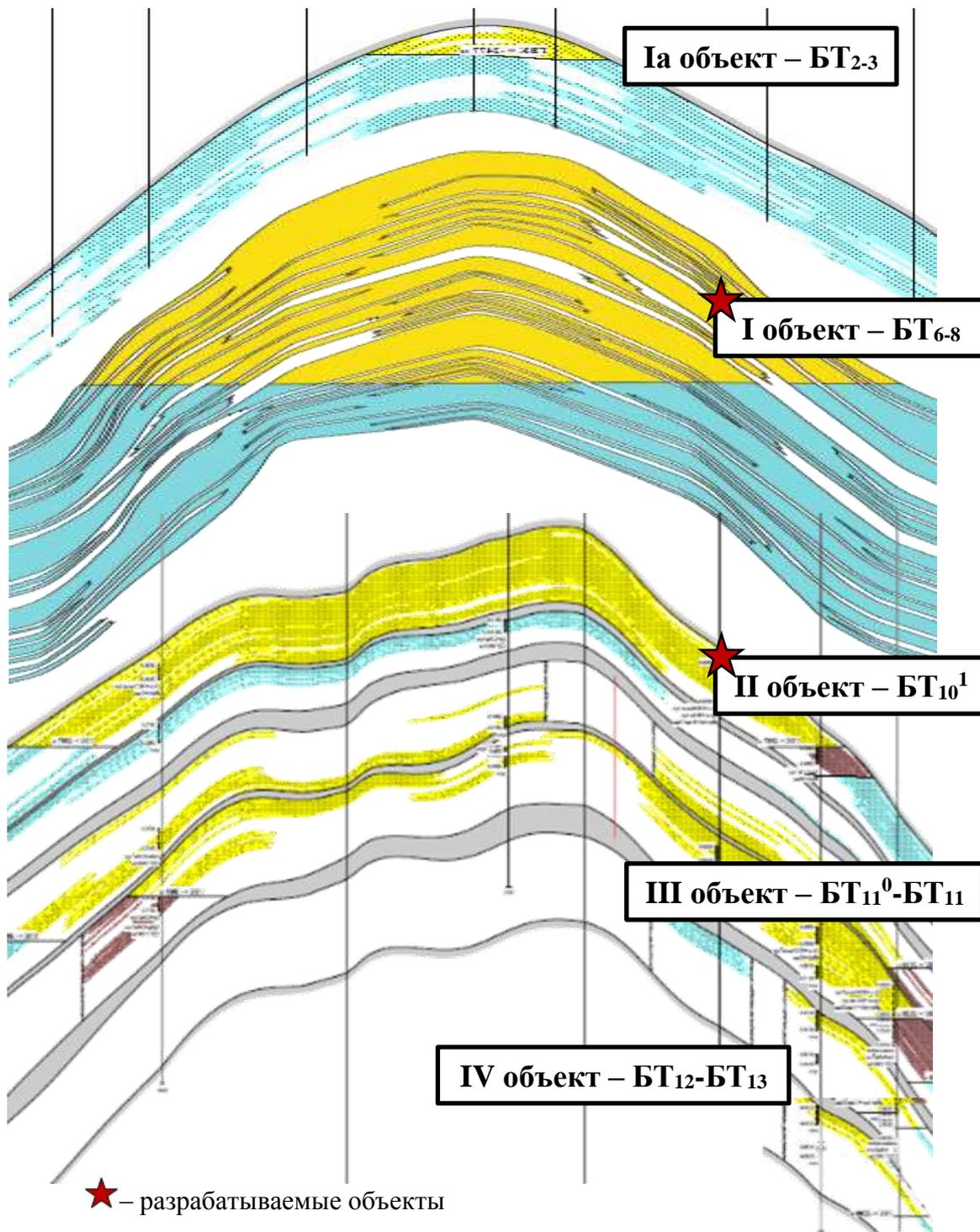


Рис. 1.5 – Эксплуатационные объекты нижнемелового продуктивного комплекса Заполярного НГКМ

Текущее состояние разработки характеризуется выработкой запасов газоконденсатных частей I и II эксплуатационных объектов с 2011г. Согласно действующему проекту отбор углеводородной продукции из данных объектов осуществляется на режиме истощения пластовой энергии при помощи 140 субгоризонтальных скважин с длиной ствола 300 м, из которых 84 скважины

пробурено на I объект эксплуатации и 54 скважины – на II объект. Газоконденсатные скважины размещены по равномерной сетке с расстоянием между забоями 1500 м для залежи пласта БТ<sub>6-8</sub> и 2000 м для залежи пласта БТ<sub>10</sub><sup>1</sup> (рисунок 1.6). Добыча газа сепарации в период постоянных отборов – 15 млрд. м<sup>3</sup>/год.

За весь период разработки отбор из неокомских залежей составил 119,6 млрд. м<sup>3</sup> «сухого» газа и 16,1 млн. т стабильного конденсата, что соответствует коэффициентам извлечения в 23,3 % и 18,6 % от начальных запасов, утвержденных ФБУ «ГКЗ» [2], [3].

Распределение пластового давления по площади залежей по состоянию на 01.01.2020, определенное на основе фактических замеров давления на забое и пересчитанных со статического, представлено на рисунках 1.7-1.8. По I объекту среднее значение пластового давления в зоне эксплуатации составляет 18,5 МПа, что ниже начального (27,3 МПа) на 32,2 %. По II объекту среднее значение пластового давления составляет 20,2 МПа, что ниже начального (29,5 МПа) на 31,5 %.



Заполярное НГКМ  
 Неокомские залежи.  
 Пласт БТ 6-8. Объект разработки I  
 Карта изобар по состоянию  
 на 01.01.2020 г.

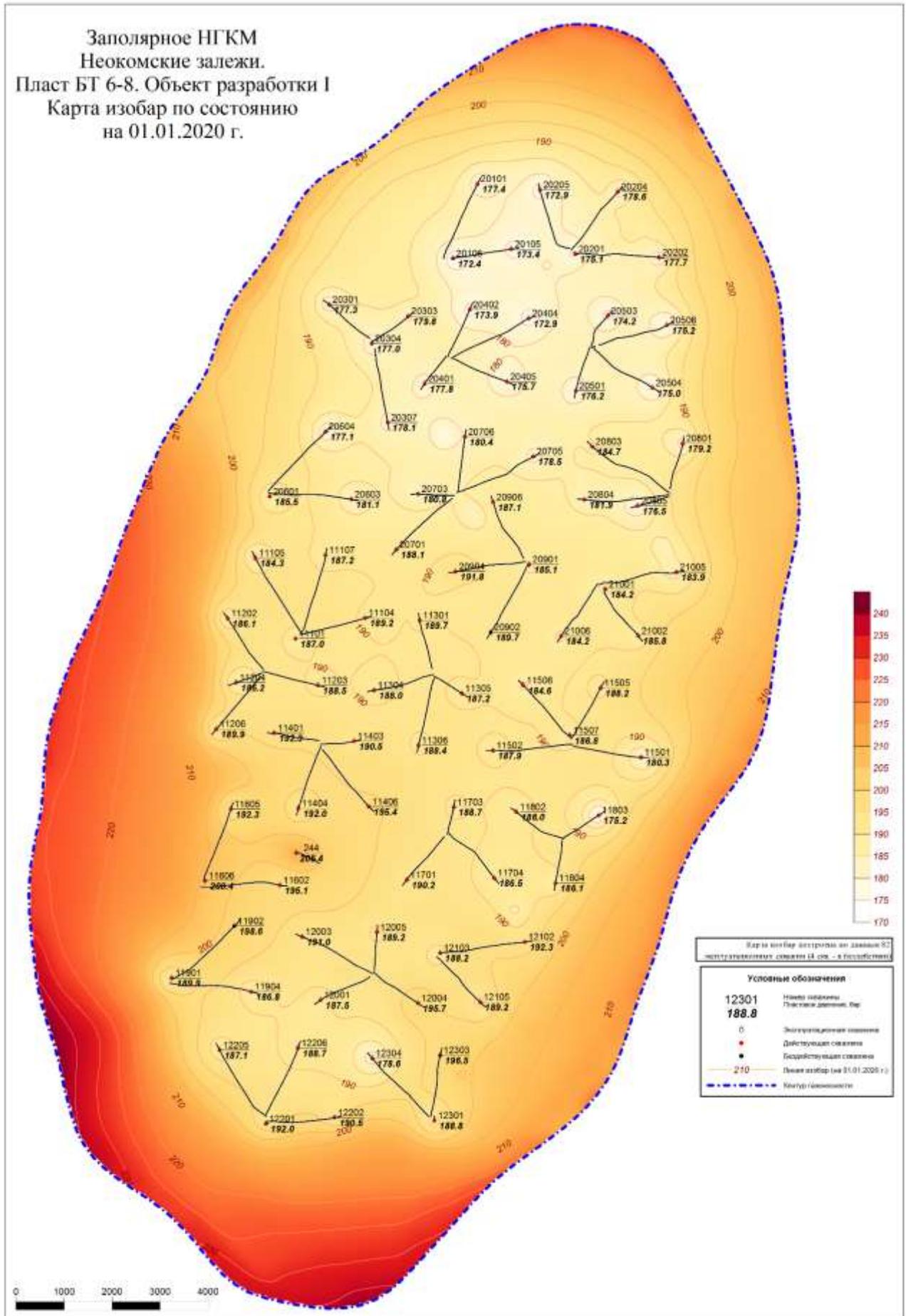


Рис. 1.7 – Карта распределения пластового давления I объекта на 01.01.2020

Заполярье НКМ  
 Неокомские залежи.  
 Пласт БТ 10-1. Объект разработки II  
 Карта изобар по состоянию  
 на 01.01.2020 г.

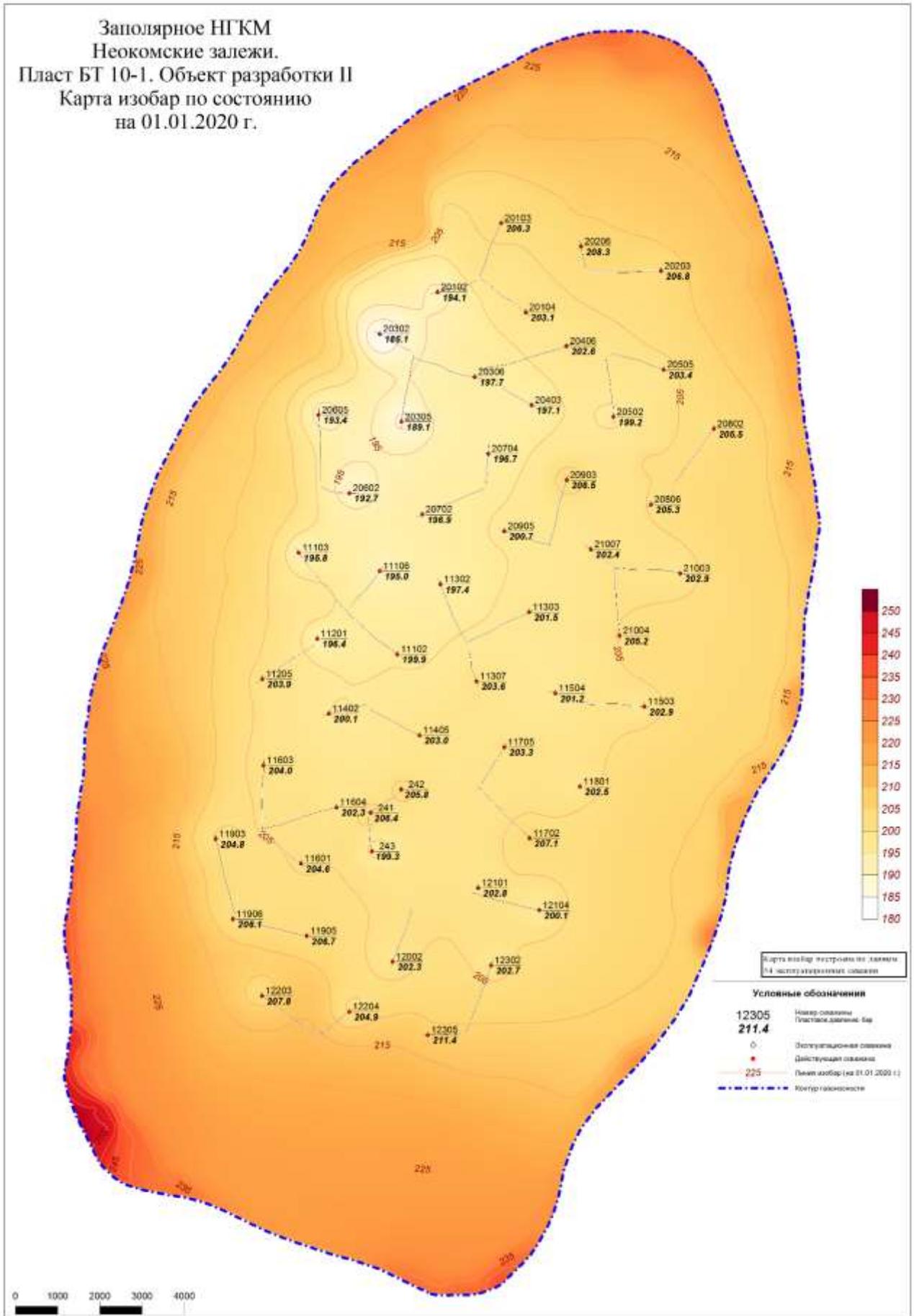


Рис. 1.8 – Карта распределения пластового давления II объекта на 01.01.2020

### 1.3 Проектные решения в области обустройства

Газоконденсатный комплекс Заполярного месторождения включает в себя две газосборные системы и два газосборных пункта, и представляет собой централизованную схему газосбора от кустов газоконденсатных скважин на установках комплексной подготовки газа УКПГ-1В и УКПГ-2В (рисунки 1.9-1.10), причем скважины различных объектов эксплуатации объединены в одни и те же кусты.

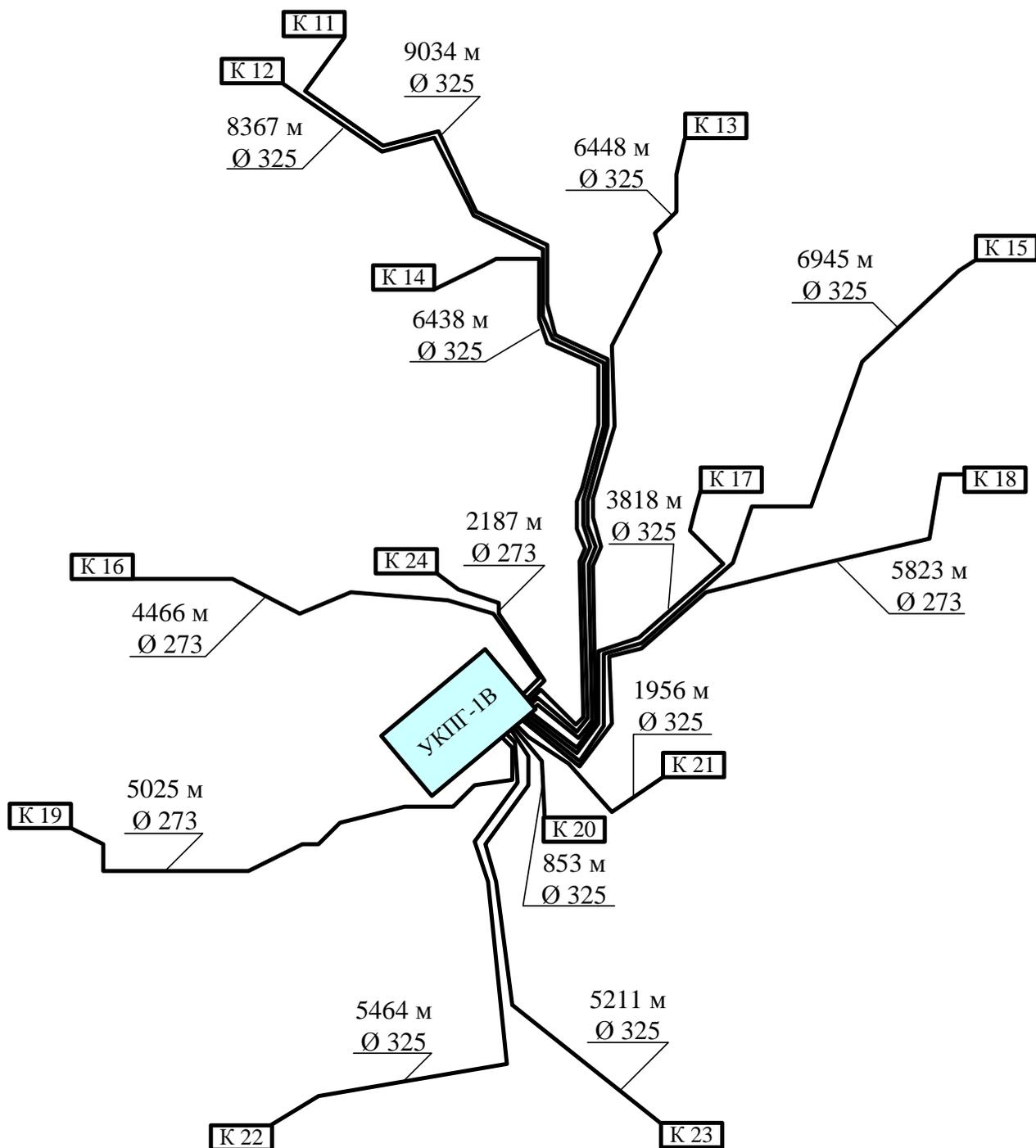


Рис. 1.9 – Принципиальная схема сбора газа УКПГ-1В

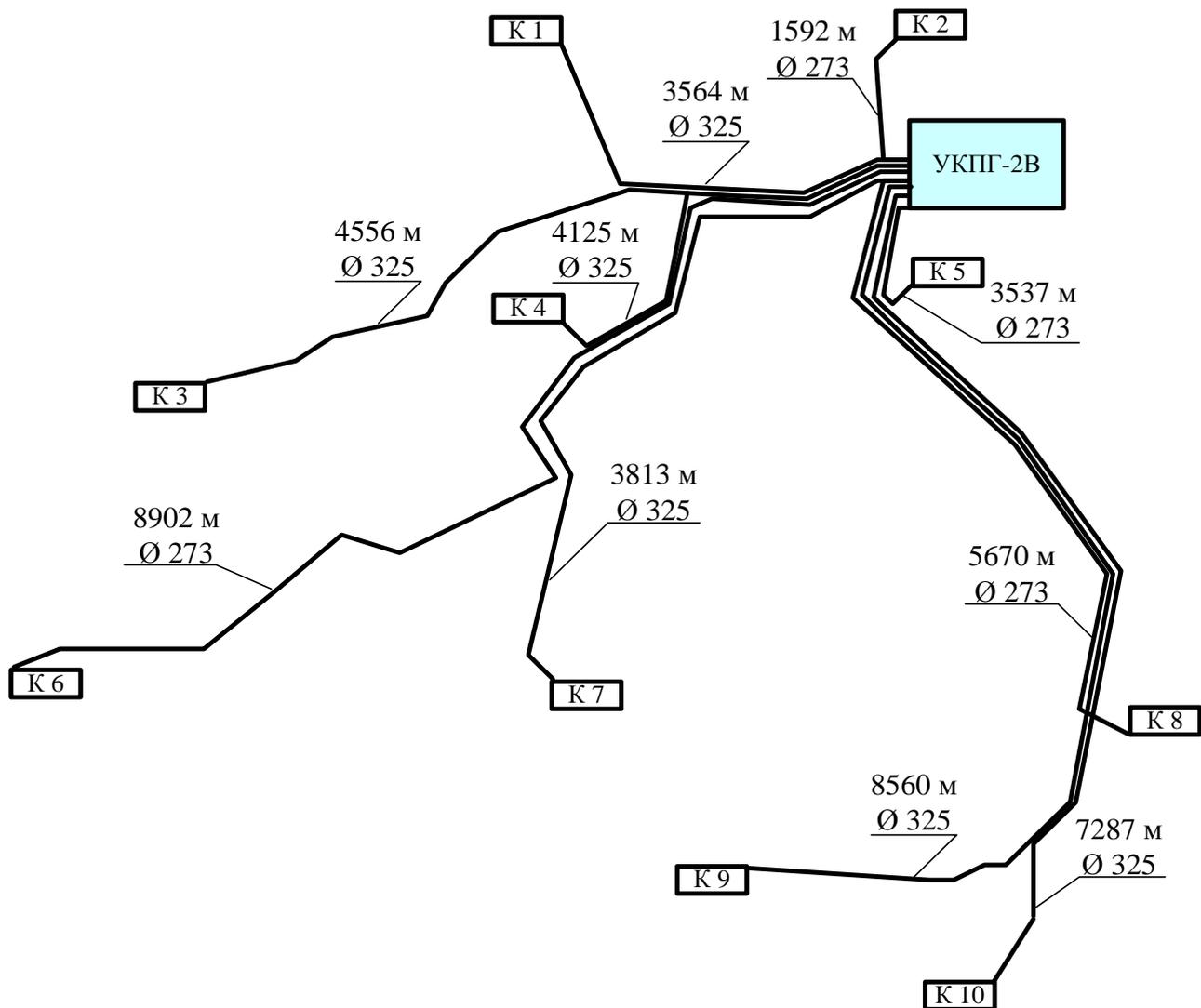


Рис. 1.10 – Принципиальная схема сбора газа УКПГ-2В

Системы сбора газа неокомских залежей Заполярного НГКМ характеризуются следующими основными параметрами, приведенными ниже.

1. УКПГ-1В. Схема сбора - лучевая, транспорт газа осуществляется от 14 кустов скважин до пункта сбора. Кусты скважин УКПГ-1В объединяют 48 скважин I объекта и 39 – II объекта. Все 14 кустов находятся в эксплуатации. Все кусты связаны с площадкой УКПГ-1В индивидуальными шлейфами. Диаметры газосборных трубопроводов – 273 и 325 мм. Максимальная длина шлейфа газосбора составляет порядка 9 км (от куста 111 до площадки УКПГ-1В); минимальная длина шлейфа - порядка 0,9 км (от куста 120 до площадки УКПГ-1В).

Основные характеристики ГСС УКПГ-1В представлены в таблице 1.2.

Основные характеристики ГСС УКПГ-1В

Шлейф	Внешний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м
1	2	3	4
111	325	24	9034
112	325	24	8367
113	325	24	6448
114	325	24	6438
115	325	24	6945
116	273	20	4466
117	325	24	3818
118	273	20	5823
119	273	20	5025
120	325	24	853
121	325	24	1957
122	325	24	5464
123	325	24	5211
124	273	20	2187

2. УКПГ-2В. Схема сбора – лучевая, транспорт газа осуществляется от 10 кустов скважин до пункта сбора. В эксплуатации находятся все 10 кустов, связанных с площадкой УКПГ-2В индивидуальными шлейфами. Кусты скважин УКПГ-2В объединяют 30 скважин I объекта и 23 – II объекта. Диаметры газосборных трубопроводов составляют 273 и 325 мм. Максимальная длина шлейфа газосбора составляет порядка 9 км (куст 209); минимальная длина шлейфа - порядка 2 км (от куста 202 до площадки УКПГ-2В).

Основные характеристики ГСС УКПГ-2В представлены в таблице 1.3.

Транспорт пластового газа от куста скважин до установки подготовки газа осуществляется наземными внутрипромысловыми трубопроводами. В качестве теплоизоляции применяется материал «ПЕНОПЛЕКС» (УКПГ-2В) и заводская теплоизоляция из пенополиуретана (УКПГ-1В).

Для осуществления оперативного контроля технологических режимов работы, устья скважин оборудованы датчиками расхода, давления и автоматическими клапанами регуляторами.

Основные характеристики ГСС УКПГ-2В

Шлейф	Внешний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м
201	325	24	3564
202	273	20	1592
203	325	24	4556
204	325	24	4125
205	273	20	3537
206	273	20	8902
207	325	24	3813
208	273	20	5670
209	325	24	8560
210	325	24	7287

В настоящее время подготовка добываемого газа на УКПГ-1В и УКПГ-2В Заполярного НГКМ осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации при температуре в низкотемпературном сепараторе (НТС) порядка минус 40 °С. При этом для создания столь низких температур используются дроссель, либо турбодетандерный агрегат (ТДА), который используется преимущественно в летние месяцы.

Подготовка газа и конденсата к транспорту на Заполярном месторождении предусмотрена на двух площадках - УКПГ-1В и УКПГ-2В с технологией НТС. Оборудование УКПГ-1В и УКПГ-2В идентично, установки отличаются количеством технологических линий (на УКПГ-1В – четыре технологических линии, на УКПГ-2В – три, одна из линий на каждой УКПГ находится в резерве).

На рисунке 1.11 представлена принципиальная технологическая схема УКПГ-1В.

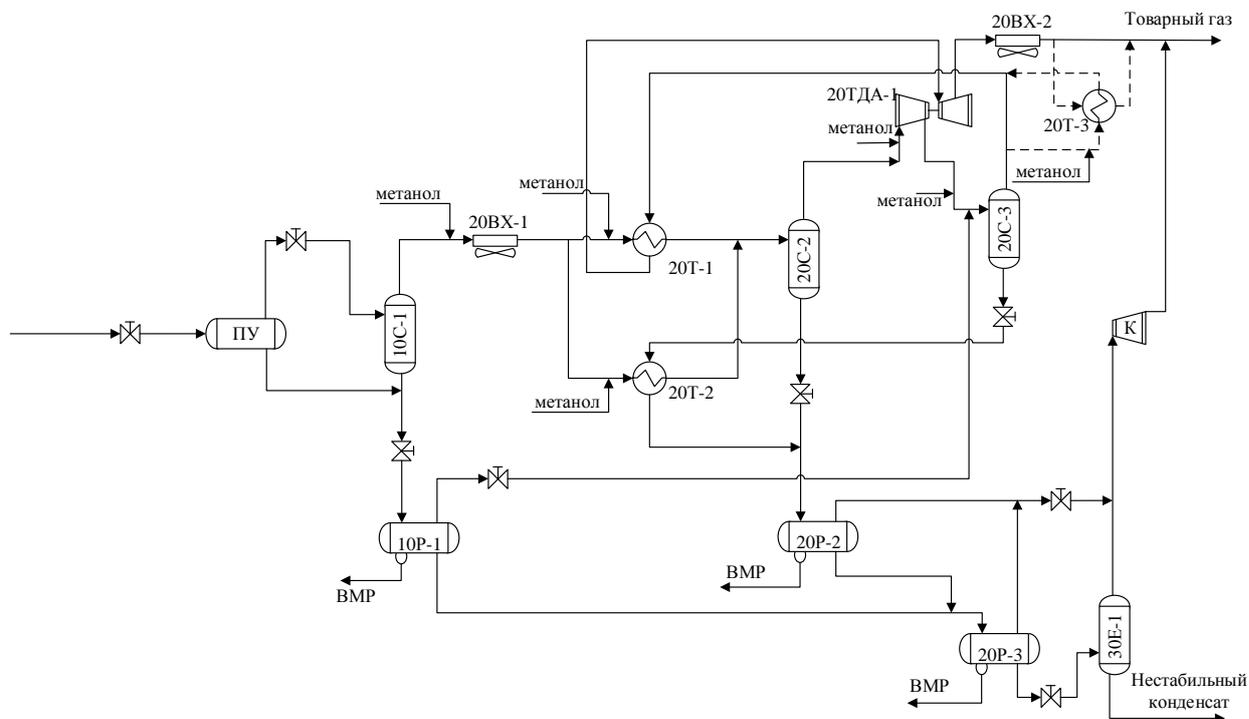


Рис. 1.11 Принципиальная технологическая схема УКПГ-1В  
Заполярного НКГМ

Цех первичной сепарации включает блок пробкоуловителя 10ПУ-1, блок первичного сепаратора 10С-1 и два блока разделителя 10Р-1.

Газожидкостный поток поступает в пробкоуловитель. Частично очищенный от капельной жидкости газ направляется в блок 10С-1. Газ из блока 10С-1 направляется на площадку АВО. Газожидкостная смесь из блоков 10ПУ-1 и 10С-1 направляется в блоки трехфазных разделителей 10Р-1, где происходит разделение смеси на углеводородный конденсат и водо-метанольный раствор и выделение выветренного газа. Дегазация и разделение в 10Р-1 происходит за счет сброса давления в аппарате.

Газ выветривания из 10Р-1 транспортируется в блок низкотемпературного сепаратора 20С-3, а конденсат транспортируется в блок разделителя 20Р-3.

В цеху подготовки газа каждая технологическая нитка содержит:

- аппарат воздушного охлаждения газа 20ВХ-1;
- аппарат воздушного охлаждения газа 20ВХ-2;
- блок сепаратора промежуточного 20С-2;
- блок сепаратора низкотемпературного 20С-3;

- блоки разделителей 20Р-2 и 20Р-3;
- блок турбодетандерного агрегата 20ТДА-1;
- рекуперативный теплообменник «газ-газ» 20Т-1;
- рекуперативный теплообменник «газ-конденсат» 20Т-2;
- теплообменник пластинчатый "газ-газ" 20Т-3.

Цех подготовки газа обеспечивает разделение газоконденсатной смеси на газ сухой (товарный) и конденсат газа нестабильный. Принцип действия установки заключается в том, что газожидкостный поток проходит последовательно несколько ступеней разделения, отличающихся условиями (температурой, давлением). Параметры разделения в каждой ступени обеспечивают максимальную конденсацию и выделение жидкой фазы из газового потока.

Из цеха первичной сепарации газ транспортируется на площадку аппаратов воздушного охлаждения 20ВХ-1, где в зимний период производится охлаждение газа в воздушных холодильниках до температуры 5 °С, а в летний период 20ВХ-1 отключаются.

Газ после 20ВХ-1 поступает на площадку теплообменников. Автоматическое распределение газового потока по теплообменникам 20Т-1, 20Т-2 осуществляется регулирующим пневмоприводным клапаном в зависимости от необходимой температуры нагрева конденсата газового нестабильного на выходе 20Т-2.

Из теплообменников поток газа подается в блок сепаратора промежуточного 20С-2 для дальнейшего выделения жидкости.

Дальнейшее понижение температуры газового потока перед низкотемпературным сепаратором 20С-3 достигается с помощью дроссельного эффекта. Газ поступает в детандер агрегата 20ТДА-1, где происходит понижение его давления и, как следствие охлаждение.

Поток газа перед входом в 20С-3 объединяется с газом выветривания, транспортируемым из блока разделителя 10Р-1 цеха первичной сепарации.

После низкотемпературного сепаратора газ поступает в сторону «А» пластинчатого теплообменника 20Т-3 для охлаждения встречного потока осушенного газа и далее направляется в межтрубное пространство теплообменника 20Т-1 и затем через компрессор 20ТДА-1 подается на площадку аппаратов воздушного охлаждения 20ВХ-2.

Газ после 20ВХ-2 поступает в сторону «В» пластинчатого теплообменника 20Т-3, где охлаждается за счет рекуперации холода встречного потока осушенного газа. Далее газ направляется в газосборный коллектор.

Для предотвращения гидратообразования при снижении температуры в трубопроводы газа перед аппаратами воздушного охлаждения 20ВХ-1, теплообменниками 20Т-1, 20Т-2, 20Т-3, турбодетандерными агрегатами 20ТДА-1 и низкотемпературными сепараторами 20С-3 предусмотрен впрыск метанола.

Газожидкостная смесь, выделенная в блоках 20С-2 и 20С-3 последовательно отводится в блоки разделителей 20Р-2 и 20Р-3. В аппаратах блоков 20Р-2, 20Р-3 газожидкостная смесь делится на три потока – газ выветривания, водометанольный раствор и конденсат газовый нестабильный.

Из блоков 20Р-2, 20Р-3 газ выветривания направляется на площадку установки компрессорного цеха, где компримируется до давления 5.1÷7.4МПа, после чего возвращается в цех подготовки газа.

Конденсат газовый нестабильный из блока 20Р-2 под давлением 3,2-4,8 МПа транспортируется на площадку теплообменников, где в зимнее время нагревается от минус 45°С до 10°С за счет теплообмена с потоком газа.

Далее конденсат газовый нестабильный подается в блок разделителя 20Р-3. В блок разделителя 20Р-3 также поступает конденсат газа, транспортируемый из цеха первичной сепарации.

После двух ступеней разгазирования, разделения и очистки от мехпримесей конденсат газа поступает в буферные емкости нестабильного конденсата 30Е-1.

## 2. Методика расчета технологического режима работы скважин

Подготовка технологических режимов работы скважин осуществляется исходя из квартального плана по добыче углеводородов согласно действующему «Регламенту расчета технологического режима работы скважин и ГСС» [5].

Целью расчета технологического режима является:

- определение оптимальных условий работы скважин и газотранспортной сети, обеспечивающих заданный отбор газа;
- определение максимально возможного отбора газа при текущем состоянии газового промысла и соблюдении всех технологических требований к работе оборудования;
- уточнение уровней отбора при добурировании скважин и реконструкции газотранспортной сети.

Расчет технологического режима осуществляется в программном комплексе Промысел (разработанный по заданию ООО «Газпром добыча Ямбург»), который, в свою очередь, использует кластер расчета ГСС в ПО PipeSIM.

### *Исходные данные*

В качестве исходных данных для генерации моделей PipeSIM выступают:

- конструкция сети сбора газа: длины и диаметры шлейфов, данные изоляции трубопровода, возвышение и заглубление трубопроводов;
- параметры регулирующего оборудования для скважины (отбор газа или степень открытия штуцера);
- параметры стока модели (давление или расход газа на ЗПА);
- конструкция скважин (инклинометрия, длины и диаметры НКТ и ЭК);
- газодинамические исследования скважин (коэффициенты продуктивности);
- параметры вертикального и горизонтального потока для участка;

- пластовые давления по скважинам, вычисленные по действующим фильтрационным моделям пласта или по данным ГДИ с приведением давлений на текущую дату;

- параметры окружающей среды.

#### *Актуализация моделей*

Перед проведением расчета осуществляется занесение и контроль качества геолого-промысловой информации, проводится подготовка фильтрационных моделей пласта и моделей ГСС.

Подготовка фильтрационной модели включает в себя обновление истории добычи по данным эксплуатационных рапортов и адаптацию модели на данные исследований (рисунок 2.1).

Подготовка модели ГСС включает обновление сведений об изменении ГСС и данных замеров рабочих параметров скважин. После анализа рабочих параметров, при необходимости, производится выбор методики расчета вертикального и горизонтального течения смеси, осуществляется подбор коэффициентов трения.

#### *Расчет технологического режима*

Расчет технологического режима заключается в решении двух обратных задач:

1. Подбор значений давления на ЗПА по шлейфам и отбора газа по скважинам (при штуцировании скважин), обеспечивающих минимальное расхождение между количеством добываемого промыслом газа и объемом газа, заданным пользователем.

2. Обеспечение работы скважин и ГСС промысла в пределах ограничивающих параметров. В случае невозможности достижения режима без превышения ограничений, автоматически будет подобран такой режим работы, при котором выход за пределы будет у наименее «весомого» параметра с «наименьшим» превышением.

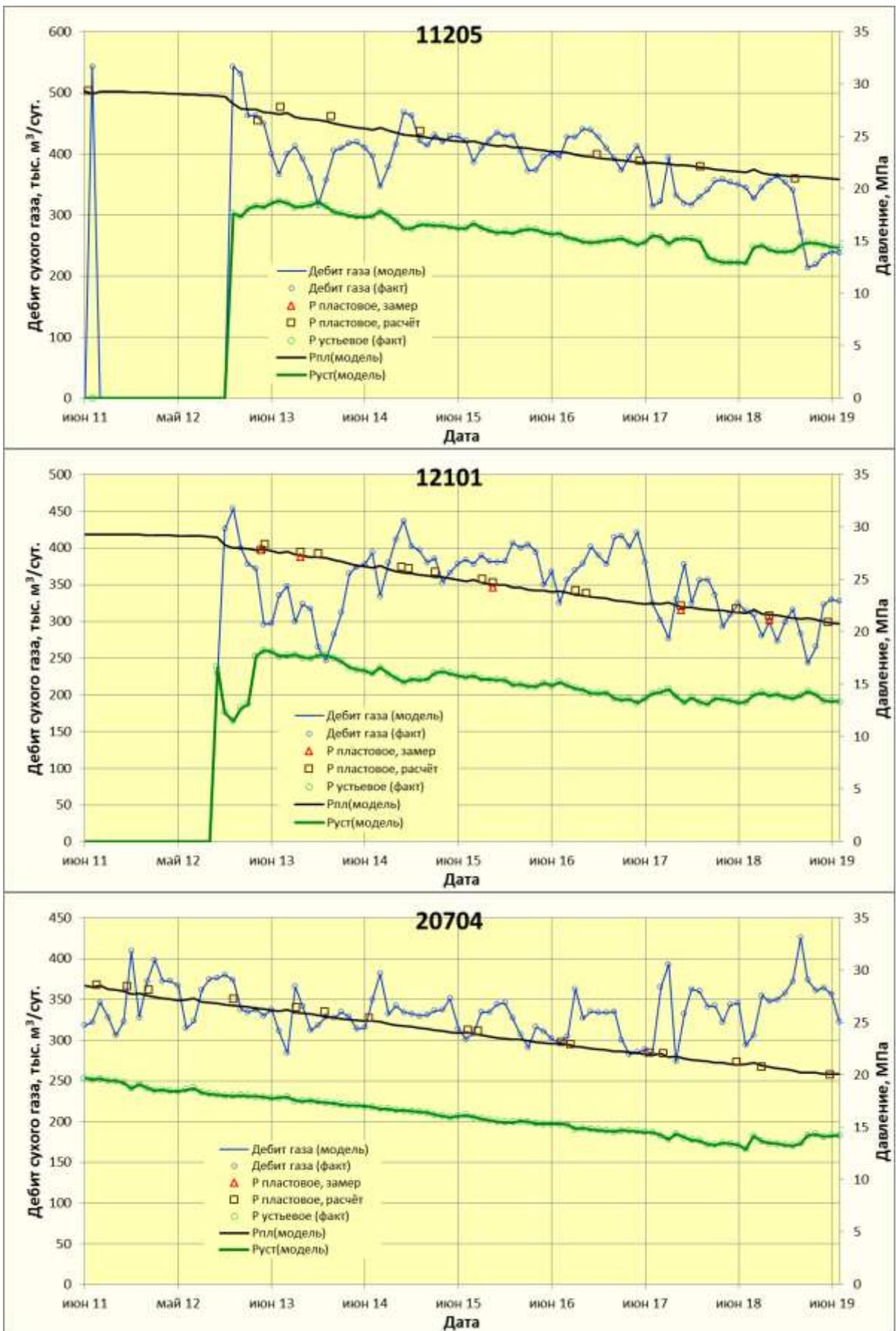


Рис. 2.1 Результаты адаптации параметров работы скважин №№ 11205, 12101, 20704

Поиск решения обеих задач оптимизации осуществляется методом последовательного перебора с переменным шагом. Для минимизации количества итераций расчета (запусков симулятора PipeSIM) алгоритм «запоминает» все предыдущие расчеты режима и на основании их принимает решение об изменении того или иного параметра. Для первой задачи целевой функцией является отношение заданной добычи установки к вычисленному симулятором отбору газа. Для второй задачи в качестве целевой функции выступает превышение ограничивающих параметров в зависимости от их веса.

На первой итерации производится расчет максимально (по ограничению) разжатых шлейфов с целью определения максимальных продуктивных возможностей скважин. В случае превышения заданных пользователем параметров происходит вычисление параметров работы шлейфа без выхода или с минимально возможным выходом за заданные ограничения. Далее, в зависимости от полученного результата, происходит перераспределение добычи газа между шлейфами и скважинами. Процесс является итерационным и происходит с учетом накопленных знаний о предыдущем расчете. Вычисление останавливается, если будет достигнуто значение целевой функции по задаче (отношение заданного отбора газа к рассчитанному симулятором стремится к 1) либо, если все шлейфы достигнут минимальных граничных пределов, дальнейший расчет из-за этого станет неактуальным.

*Ограничения, используемые для расчета технологического режима промысла*

Для расчета режима работы промысла по заданному отбору газа используются следующие ограничения, перечисленные в порядке убывания приоритета:

1. Максимальное и минимальное давление в ЗПА (задается пользователем). Программа не может выйти за пределы давлений, заданных пользователем, даже если это приводит к останову всех скважин.

2. Нулевой дебит газа по скважине. Программа снижает давление на ЗПА и/или в случае управляемой скважины (активное устьевое штуцирование) разжимает устье. Если принятые меры не обеспечивают работу скважины и достигнуто минимальное давление на ЗПА, то при возможности (активное устьевое штуцирование) происходит поджатие остальных скважин в шлейфе. Поджимаемые скважины регулируются до уровня, обеспечивающего их работу с учетом выноса жидкости и минимальным отбором.

3. Минимальный и максимальный дебиты газа по скважинам (задается пользователем). Программа стремится установить такой режим работы, чтобы все скважины шлейфа удовлетворяли значениям, заданным пользователем. В случае если для удовлетворения этого параметра необходимо выйти за значения ограничения на ЗПА, то расчет производится на минимальное или максимальное давление на ЗПА.

4. Максимальная депрессия по скважинам (задается пользователем).

5. Соблюдение условия выноса жидкости. При накоплении жидкости на забое скважины программа пытается подобрать режим со скоростью движения флюида, достаточной для выноса жидкости. Алгоритм программы предусматривает снижение давления на ЗПА. Если давление на ЗПА достигло минимального значения, а накопление жидкости происходит, то производится итерационный расчет с поджатием остальных скважин в шлейфе.

### 3. Совершенствование методики

Описанная в пункте 2 методика расчета технологического режима [5] позволяет определить оптимальные условия работы скважин и газотранспортной сети, обеспечивающих заданный отбор газа. Недостатком данной технологии является отсутствие оптимизационного решения по добыче конденсата при заданном отборе газа. Исходя из этого, были предложены изменения к вышеописанной методике для повышения конденсатоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений, отраженные в Патенте [6].

Задачей, на решение которой направлено изобретение, является минимизация количества конденсата, теряемого в пласте из-за перехода углеводородов фракции  $C_5+$  (пентановых и выше) из газовой в жидкую фазу при снижении пластового давления в процессе эксплуатации месторождения, повышение технологической эффективности по извлечению газового конденсата из добываемого флюида.

Цель изобретения – достижение максимального текущего выхода конденсата и конечного потенциально возможного коэффициента его извлечения на основе динамического регулирования процесса разработки залежей с индивидуальным подходом к оперативному назначению режима эксплуатации каждой скважины.

Технический результат достигается благодаря тому, что АСУ ТП промысла интегрируют с программным комплексом по работе с геологической информацией (ПКГИ), который включает геолого-технологическую модель «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции» и численный алгоритм расчета технологического режима работы каждой скважины.

Далее регулярно проводят специальные исследования скважин по определению зависимости удельного содержания конденсата в добываемом газе от дебита и депрессии на пласт. На основе полученных результатов осуществляют ранжирование скважин по соотношению газа сепарации и нестабильного конденсата в объеме добываемой продукции.

Полученные рассчитанные характеристики вводят в базу данных АСУ ТП. Далее АСУ ТП совместно с ПКГИ, используя технологическую модель «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции», выбирает индивидуальные параметры эксплуатации для каждой скважины и определяет интегральные показатели работы промысла для обеспечения стабильной работы системы сбора и подготовки продукции.

Далее, с заданным шагом дискретизации, система последовательно перераспределяет добычу газа между скважинами с учетом соотношения добычи газа и газового конденсата, индивидуального для каждой скважины, добиваясь максимизации объема добычи газового конденсата в целом по промыслу. При этом на каждом шаге АСУ ТП повторяет расчеты и получает корреляционную зависимость величины извлекаемого конденсата от общего объема добываемого газа, которую выдаёт на экран операторам вместе с информацией о степени соблюдения технологических ограничений. На основе этих данных система и/или операторы принимают оперативное решение об установлении текущего уровня добычи газа, конденсата и соответствующих параметров технологического режима индивидуально для каждого управляемого объекта системы «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции».

Учитывая указанные пользователем ограничения, АСУ ТП, получая необходимую информацию от ПКГИ, периодически, с заданным шагом дискретизации, проводит измерение контролируемых параметров функционирования промысла и осуществляет проверку их совпадения с их же расчетными значениями. В случае выявления расхождения при сравнении контролируемых параметров с их же расчетными значениями на величину, превышающую предельно допустимые значения, АСУ ТП осуществляет регулирующие воздействия средствами телемеханики для кустов скважин на соответствующие скважины с индивидуальным подходом к назначению режима работы для каждой из них. Одновременно с этим происходит запуск ПКГИ, используя который АСУ ТП методом итераций приводит

соответствующие скважины с помощью систем телемеханики в состояние, при котором разность фактических и расчетных значений параметров его эксплуатации уложится в допустимые технологическими ограничениями пределы.

Параллельно АСУ ТП совместно с ПКГИ проводят периодические оценки совпадения фактических показателей эксплуатации скважин с расчетными показателями, для определения корректности исходных данных.

В случае отклонения расчетных показателей от фактических с выходом их значений за допустимые пределы, АСУ ТП выдает сообщение на экраны операторов для принятия решения о необходимости проведения очередных или внеплановых исследований скважин. Соответственно, учитывая сложившиеся обстоятельства, принимается решение по проведению ГДИ/ГКИ и их объёму для корректировки параметров работы скважин по их фактическому состоянию. Благодаря этому заявляемый способ позволяет контролировать параметры разработки месторождения с учётом индивидуальных характеристик скважин, выработать рекомендации по проведению дополнительных исследований скважин и реализовать управляющие воздействия с учётом индивидуальных характеристик каждой скважины.

Также стоит подчеркнуть важность обеспечения равномерной выработки запасов по площади нефтегазоконденсатных залежей. Поскольку содержание конденсата в пластовом газе в условиях изотермической фильтрации – есть функция давления, то достаточным условием для его максимального извлечения является минимизация отклонения пластового давления в местах размещения скважин от его среднего уровня в эксплуатационной зоне на всем протяжении разработки месторождения.

Данная задача относится к классу задач нелинейного программирования и решается любым методом, пригодным для задач данного класса, например, методом Лагранжа. Система АСУ ТП совместно с ПКГИ периодически, в автоматическом режиме, реализует эти расчёты и по ним управляет разработкой объекта в процессе жизненного цикла месторождения, используя

результаты измерений и данные, хранящиеся в её базе данных. В число указанных расчётов и их реализации в виде управляющих воздействий входит блок следующих задач:

1. Выбор определяющего фактора или сочетания факторов, по которым устанавливается критерий оптимальности и тенденция формирования режимов работы скважин на данном этапе.

2. Проведение специальных исследований скважин с целью определения газодинамических, газоконденсатных и термодинамических характеристик, предельно допустимых дебитов для каждой из них (при этом максимально допустимый дебит характеризует устойчивость коллекторов к разрушению, а минимально допустимый - условия скопления и выноса жидкости и механических примесей с забоя).

3. Расчет текущих параметров технологического режима, определение газодинамических и термодинамических характеристик шлейфов по фактическим замерам.

4. Проведение с использованием цифровой гидродинамической модели (ГДМ) оптимизационных расчетов прогнозных пластовых давлений и дебитов для каждой из скважин индивидуально при заданных отборах газа по залежи (определение оптимальных дебитов производится итерационно без учета ограничений).

5. Проведение сопоставления по каждой скважине расчетных и допустимых дебитов с одновременным решением задачи определения, по каким скважинам требуется ограничить дебит. Если расчетные величины лежат вне области допустимых значений, то за оптимальные принимаются соответствующие предельно допустимые дебиты. В этом случае система повторяет оптимизационный расчет, но без участия указанных скважин, дебиты которых считаются установленными.

6. Определение давления на входе в УКПГ/ДКС для каждого шлейфа, которое обеспечит работу добывающих скважин с оптимальными показателями

без дополнительных сопротивлений на запорно-переключающей арматуре. За исходное для дальнейших расчетов принимается минимальное давление.

7. При необходимости, проведение корректировки параметров эксплуатации месторождения с целью учета особенностей работы каждого из объектов системы сбора газа и оценки возможности проведения требуемых регулировок в полном объеме.

8. Оценка целесообразности перехода на новый режим работы скважин.

9. Формирование перечня управляющих воздействий по скважинам и шлейфам, которые необходимо создать, чтобы рабочий дебит каждой скважины промысла максимально соответствовал его оптимальному значению для текущего, конкретного состояния разрабатываемой залежи.

10. Передача результатов текущих измерений и хранящихся в базе данных АСУ ТП информации в ПКГИ, необходимых для их совместной координированной работы.

Такой подход для выбора технологического режима работы каждой скважины реализуется как составная часть общей функционально-логической системы автоматизированного управления разработкой нефтегазоконденсатных месторождений. Эта система в обязательном порядке содержит следующие блоки:

- 1) промыслово-геологическая и геофизическая информация;
- 2) информационная модель месторождения;
- 3) геологическая модель залежи;
- 4) гидродинамическая модель;
- 5) модель газосборной сети;
- 6) проектная информация;
- 7) экспертные оценки, гипотезы в режиме диалога текущего состояния разработки месторождения;
- 8) алгоритм выбора оптимальных показателей для процесса эксплуатации месторождения в режиме on-line;

9) корректировка показателей с учетом всех технологических ограничений;

10) критериальная оценка прогнозного варианта;

11) формирование проектной документации.

В процессе функционирования системы, её алгоритмы учитывают определённый ряд ограничений технологического характера, в частности, ограничения на дебиты по каждой скважине индивидуально:

1) ограничение по пропускной способности оборудования каждой скважины и системы сбора газа;

2) ограничение, вызванное возможностью разрушения призабойной зоны пласта (допустимый дебит);

3) ограничение, вызванное возможностью подтягивания конуса подошвенной воды (безводный дебит);

4) ограничение, вызванное возможностью гидратообразования в скважинах и шлейфах (минимально допустимый дебит);

5) ограничение, вызванное необходимостью обеспечения выноса с забоя скважины жидкости и механических примесей (минимально допустимый дебит);

6) ограничения другого типа, связанные с давлениями во входном коллекторе УКПГ (максимальное по соображениям безопасности, минимальное исходя из возможностей компрессорных агрегатов).

При этом системы АСУ ТП и ПКГИ остаются открытыми для подключения дополнительных средств автоматизации и блоков решения новых задач, связанных с дополнительными и не стандартными геофизическими и прочими исследованиями по контролю за разработкой месторождения.

Применение данного способа позволяет оперативно контролировать состояние разработки месторождения и состояние эксплуатационных скважин в реальном масштабе времени и принимать оперативные управляющие решения по их комплексной оптимальной эксплуатации с учетом требований центральной диспетчерской службы, обеспечивая максимально высокий

потенциально возможный коэффициент извлечения газового конденсата месторождения с максимальным уровнем техногенной и геоэкологической безопасности. При этом существенно снижается риск потенциальных ошибок оператора при управлении всем комплексом добычи газа. Особенно актуальна эта инновационная технология, базирующаяся на данном способе, при разработке многопластовых газоконденсатных месторождений с различным газоконденсатным фактором по пластам и работающим в общую систему сбора и подготовки продукции скважинами.

## 4. Внедрение в производство

Описанный в пункте 3 способ определения и управления технологическим режимом работы скважин, обеспечивающий повышение конденсатоотдачи нефтегазоконденсатных залежей, внедрен в эксплуатацию неокомских нефтегазоконденсатных залежей Заполярного НГКМ с 2018 года.

### 4.1. Технологический эффект

С целью оценки эффективности применения данной инновационной технологии были проведены расчеты основных технологических показателей на комплексной геолого-технологической модели неокомских залежей Заполярного НГКМ, представленной системой «пласт-скважина-ГСС-УКПГ» (рисунок 4.1), по двум вариантам:

1. Вариант «без проекта», предусматривающий распределение добычи по скважинам, исходя из их продуктивных возможностей.

2. Вариант «с проектом», предусматривающий совместное использование систем АСУ ТП и ПКГИ для оперативного регулирования добычи газоконденсатных скважин в режиме реального времени с целью достижения максимальной конденсатоотдачи при неизменном уровне отбора газа сепарации, учитывая продуктивности и потенциалы по конденсатоотдаче для каждой скважины индивидуально.

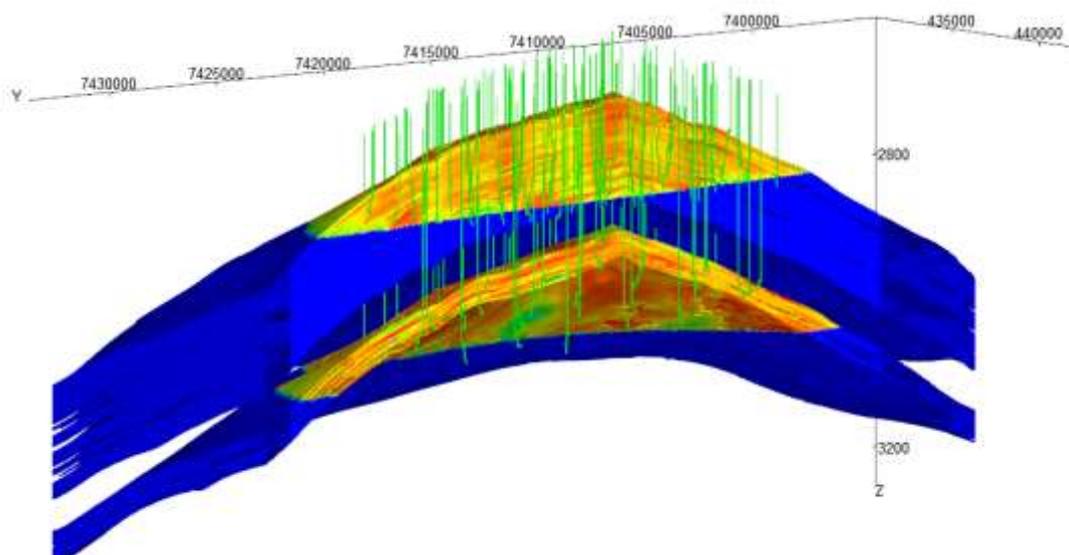


Рис. 4.1 – Визуализация куба газонасыщенности геолого-технологической модели неокомских залежей Заполярного НГКМ

Продолжительность расчетного периода составила 1 год.

Результаты расчетов, представленные в таблице 4.1 и на рисунках 4.2-4.3, свидетельствуют, что учет газоконденсатных характеристик каждой скважины при расчете технологического режима работы (вариант «с проектом») приводит к перераспределению части добычи газа сепарации с пласта БТ<sub>10</sub><sup>1</sup> (II объект) на БТ<sub>6-8</sub> (I объект). Данное обстоятельство связано с более высоким конденсатосодержанием пластового газа I объекта и, как следствие, большим удельным выходом конденсата.

Удельный выход нестабильного конденсата на газ сепарации в целом по неокомским залежам Заполярного НГКМ за 2019 г. увеличился со 180,7 (вариант «без проекта») до 185,8 г/м<sup>3</sup> (вариант «с проектом»). При этом накопленный за 2019 г. прирост добычи нестабильного конденсата составил **73,6 тыс. т (+2,8 %)**.

Таблица 4.1

Сопоставление отборов ГС и НК

Параметр	Добыча газа сепарации, млн. м <sup>3</sup>			Добыча нестабильного конденсата, тыс. т		
	I объект	II объект	НЕОКОМ	I объект	II объект	НЕОКОМ
Вариант "без проекта"	7555,3	6837,8	14393,1	1446,0	1154,5	2600,5
Вариант "с проектом"	8758,1	5635,0	14393,1	1722,8	951,3	2674,0
Разница, абс. ед.	+1202,9	-1202,9	0,0	+276,8	-203,2	+73,6
Разница, отн. ед.	+15,9%	-17,6%	0,0%	+19,1%	-17,6%	+2,8%

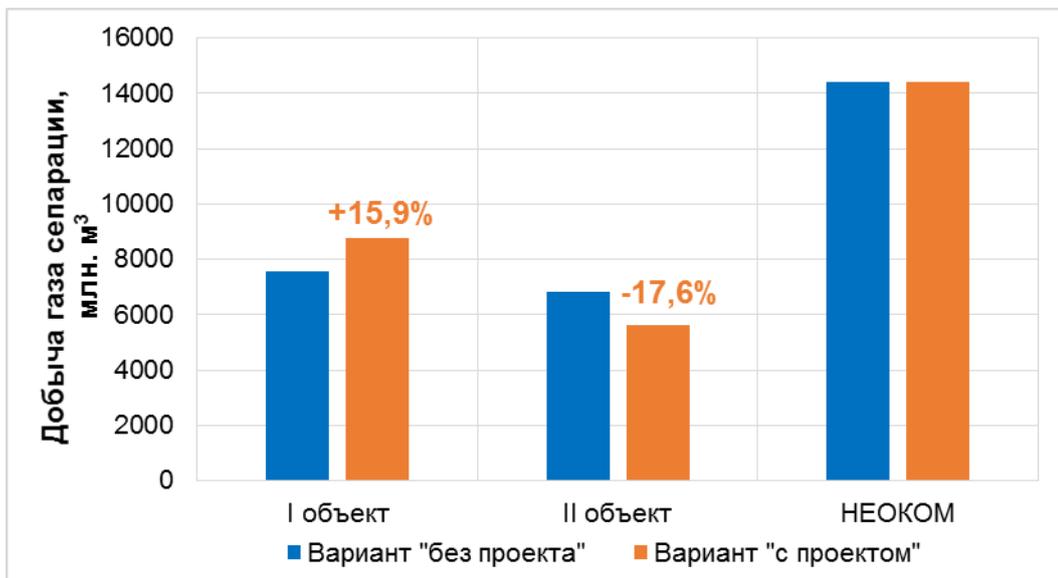


Рис. 4.2 – Сопоставление добычи газа сепарации за 2019 г.

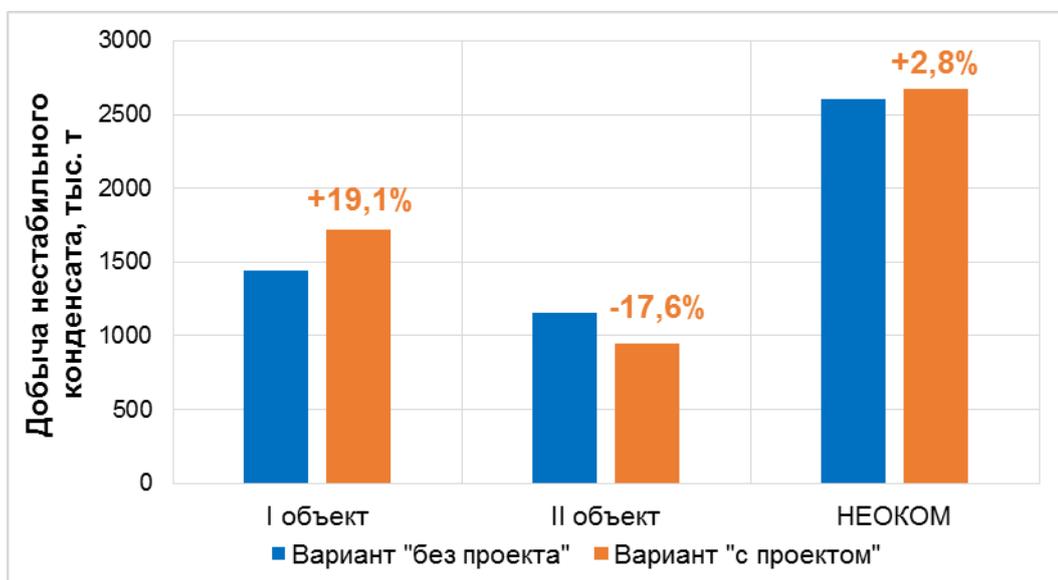


Рис. 4.3 – Сопоставление добычи нестабильного конденсата за 2019 г.

## 4.2. Экономический эффект

Расчет фактического экономического эффекта проведен в соответствии с СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР» [7] и согласно действующей классификации НИОКР относится к группе «Р» (разработки, направленные на рост основного ресурсного потенциала ПАО «Газпром»).

Расчет интегрального эффекта ( $\mathcal{E}_u$ ) производится по формуле:

$$\mathcal{E}_u = \sum_t^T \frac{V_t}{(1+E)^{t-t_6}}, \quad (1)$$

где  $V_t$  – приростный денежный поток от внедрения результатов разработки в  $t$ -ом году расчетного периода  $T$ ;

$t_6$  – базисный момент времени;

$E$  – норма дисконта.

Расчет приростного денежного потока ( $V$ ) определяется по формуле:

$$V = \Delta Q_{нк} \times (C_{нк} - Z_{нк}) \times (1 - H_n), \quad (2)$$

где  $\Delta Q_{нк}$  – увеличение добычи нестабильного конденсата;

$C_{нк}$  – цена реализации нестабильного конденсата по годам;

$Z_{нк}$  – себестоимость добычи нестабильного конденсата по годам;

$H_n$  – налог на прибыль.

По результатам расчета фактический экономический эффект от внедрения способа повышения отдачи конденсата за 2019 г. составил **20,82 млн. руб.**

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В конкурсной работе представлен опыт ООО «Газпром добыча Ямбург» по совершенствованию методики определения технологического режима эксплуатации газоконденсатных скважин с целью повышения отдачи конденсата эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения.

Сущность инновационной технологии, базирующейся на запатентованном ООО «Газпром добыча Ямбург» способе, заключается в оперативном распределении отборов по действующему фонду скважин с учетом их индивидуальных продуктивных и газоконденсатных характеристик, обеспечивающем выполнение заданных целевых условий и соблюдение заданных технологических ограничений эксплуатации скважин и шлейфов. Реализация данной инновационной технологии сопряжена с регулярным проведением газодинамических и газоконденсатных исследований скважин, по результатам которых производится ранжирование скважин по конденсатосодержанию и продуктивности.

Технологический эффект достигается за счет интеграции АСУ ТП промысла с программным комплексом по работе с геологической информацией, который включает геолого-технологическую модель «пласт-скважина-система сбора газа-система подготовки продукции» и численный алгоритм расчета технологического режима работы каждой скважины.

Таким образом, применение данной инновационной, объектно-ориентированной технологии, позволяет оперативно контролировать состояние разработки месторождения и состояние эксплуатационных скважин в режиме реального времени и принимать оперативные управляющие решения по их комплексной оптимальной эксплуатации, обеспечивая максимально высокий потенциально возможный коэффициент извлечения газового конденсата месторождения.

В работе представлены результаты технико-экономических расчетов фактического эффекта от внедрения инновационной технологии повышения

конденсатоотдачи на Заполярном НГКМ, свидетельствующие, что учет динамических газоконденсатных характеристик каждой скважины при расчете технологического режима работы приводит к перераспределению части добычи газа сепарации с объекта, обладающего меньшим конденсатосодержанием (II объект, пласт БТ<sub>10</sub><sup>1</sup>), на объект с большим конденсатосодержанием (I объект, пласт БТ<sub>6-8</sub>). Удельный выход нестабильного конденсата на газ сепарации в целом по неокомским залежам Заполярного НГКМ за 2019 г. увеличился с 180,7 до 185,8 г/м<sup>3</sup>. При этом накопленный за 2019 г. прирост добычи нестабильного конденсата составил 73,6 тыс. т (+2,8 %).

Фактический экономический эффект от внедрения запатентованной инновационной технологии повышения отдачи конденсата за 2019 г. составил 20,82 млн. руб.

Новизну и инновационность представленных в конкурсной работе найденных технических и технологических решений подтверждает патент на изобретение № 2713553 РФ «Способ повышения отдачи конденсата эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения» [6].

## Список литературы

1. Пересчет запасов газа, конденсата и нефти неокомских залежей Заполярного месторождения с учетом материалов 3D сейсморазведки и бурения скважин [Текст]: Отчет о НИР/ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель В.В. Огибенин; Отв. исполн. А.А. Дорошенко.– Тюмень, 2011.
2. Протокол Роснедра от 16.06.2016 № 03-18/153.
3. Протокол ФБУ «ГКЗ» № 03-18/780-пр от 16.11.2018.
4. Технологический проект разработки Заполярного НГКМ. Том 2: Отчет о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Отв. исп. А.Н. Нестеренко, Р.Ф. Шарафутдинов. – Тюмень, 2013.
5. Регламент расчета технологического режима работы скважин и ГСС.
6. Патент РФ на изобретение № 2713553, зарегистрировано 05.02.2020 «Способ повышения отдачи конденсата эксплуатируемым объектом нефтегазоконденсатного месторождения», авторы Арно О.Б., Арабский А.К., Меркулов А.В., Миронов В.В., Сопнев Т.В., Мурзалимов З.У., Худяков В.Н., Куш И.И., Гункин С.И., Кожухарь Р.Л., Талыбов Э.Г., Кирсанов С.А., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.
7. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР».