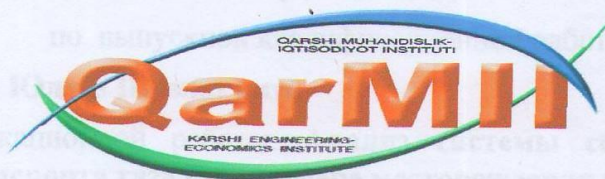




**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**  
**КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**



**Факультет «Нефть и газа»**

**Направление: 5311900 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений»**

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**На тему: Анализ системы сбора, промышленной подготовки и транспорта газа  
(на примере месторождения Северный Нишан)**

**Руководитель:**

**Авляярова Н.М.**

подпись

**Выпускник:**

**Жураева Ю.И.**

подпись

**«Допускается к защите»**

**Зав. кафедрой:**

**Э.Н. Дусткобилов**

**«08» 06 2016 г.**

**«Направлен в ГАК»**

**Декан факультета:**

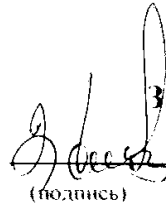
**А.Р. Малаев**

**«08» 06 2016 г.**

**Карши – 2016 г**



КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТЬ И ГАЗА  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5311900 «РиЭНГМ»



(подпись)

«Утверждаю»  
Зав. кафедры «РиЭНГМ»  
Э.Н. Дусткобитов

### ЗАДАНИЕ

по выпускной квалификационной работе

студент: **Жураева Юлдуз Шамил кизи**

Тема квалификационной работы: **Анализ системы сбора, промышленной подготовки и транспорта газа (на примере месторождения Северный Нишан)**

Утверждена приказом по институту от **25.01.2016 г. № 22/Г**

Срок сдачи квалификационной работы **06.06.2016 г.**

Исходные данные к квалификационной работе Подготовлен материал о/п Тасармаскент, анализ системы разработки месторождения

- Содержание расчётно-пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих разработке) Вводный, обосновательный раздел, составная часть, охраны окружающей среды, охраны труда и здоровья населения, технико-экономический раздел, заключение, рекомендуемые мероприятия

- Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш I разработки месторождения в Нишан, Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш II разработки месторождения в Нишан, Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш III

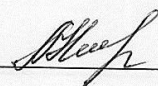
- Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш I, Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш II, Представительский схематический и транспортный карты для Барыбагыш III

- Консультанты по квалификационной работе Халилов Б.

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительно общего объема %	Отметка о выполнении	Примечание
11.04-16.04.16 г	Введение	3	3	выполнено	
19.04-23.04.16 г	Геологическая часть	16	18	выполнено	
25.04-19.05.16 г	Основная часть	34	38,7	выполнено	
20.05-24.05.16 г	Охрана окружающей среды	9	10	выполнено	
25.05-26.05.16 г	Охрана труда и техника безопасности	12	13,5	выполнено	
27.05.-28.05.16 г	Экономическая часть	6	6,7	выполнено	
29.05-31.05.16 г	Заключение	5	5,6	выполнено	
01.06-04.06.16 г	Использованные литературы	4	4,5	выполнено	
	всего	89	100		

Руководитель квалификационной работы

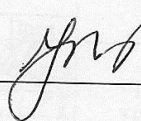


Авляева Н.М.

Дата получения задания

11.04.2016 г.

Студент



Жураева Ю.Ш.

# Содержание

## Введение

I.	Геологическая часть.....
I.1.	Общие сведения о месторождении Северный Нишан.....
I.2.	Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....
I.3.	Тектоника.....
I.4.	Газоносность.....
I.5.	Физико-химическая характеристика газа и конденсата.....
II.	Основная часть.....
II.1.	Состояния фонда скважин.....
II.2.	Анализ технологических показателей разработки.....
II.3.	Динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа.....
II.4.	Технологические решения по системам сбора, промысловой подготовки и транспорта газа месторождения Северный Нишан.....
II.5.	Фактическая система сбора и транспорта газа.....
II.6.	Предлагаемая система сбора и транспорта газа.....
II.7.	Подготовка газа к транспорту.....
II.8.	Ввод дожимной компрессорной станции.....
III.	Охрана окружающей среды.....
IV.	Охрана труда и техника безопасности.....
IV.1.	Организация работ по охране труда.....
IV.2.	Общие требования по охране труда.....
V.	Экономическая часть.....
	Заключение.....
	Литература.....

## Введение

Несмотря на продолжающийся мировой финансово-экономический кризис, в результате последовательной и системной реализации важнейших направлений и приоритетов экономической программы на 2015 год и всесторонне продуманной Программы по обеспечению глубоких структурных преобразований, надежной защиты интересов частной собственности и малого бизнеса достигнуты стабильные и устойчиво высокие темпы роста экономики и макроэкономическая сбалансированность[1].

Особо было подчеркнуто, что достижения и перспективы развития экономики страны, высоко оцениваемые авторитетными международными финансово-экономическими организациями и научными центрами, еще раз подтверждают высокую эффективность и успешность избранной стратегии развития, признанной во всем мире как “узбекская модель” реформирования. Согласно рейтингу авторитетного Всемирного экономического форума Узбекистан входит в пятерку стран с самой быстро растущей экономикой в мире по итогам развития в 2014-2015 годах и прогнозам роста на 2016-2017 годы[1].

Самого серьезного внимания заслуживает работа по привлечению инвестиций, направляемых на реализацию проектов по модернизации, техническому и технологическому обновлению отраслей, структурным преобразованиям в экономике страны. В этих целях в 2015 году было привлечено и освоено инвестиций за счет всех источников финансирования в эквиваленте 15,8 миллиарда долларов США, или с ростом против 2014 года на 9,5 процента. При этом более 3,3 миллиарда долларов, или свыше 21 процента всех инвестиций – это иностранные инвестиции, из которых 73 процента составляют прямые иностранные инвестиции[1].

67,1 процента всех инвестиций направлены на производственное строительство. Это позволило в 2015 году завершить строительство и обеспечить ввод 158 крупных производственных объектов общей стоимостью 7,4 миллиарда долларов[1].

Среди введенных в строй объектов особо можно отметить построенный совместно с южнокорейскими инвесторами и специалистами Устюртский газохимический комплекс на базе месторождения Сургиль. Этот комплекс стоимостью свыше 4 миллиардов долларов является одним из самых современных высокотехнологичных и крупных производств в мире. Его ввод в эксплуатацию позволит получать ежегодно 83 тысячи тонн полипропилена, который до этого импортировался в республику, увеличить объем производства полиэтилена в 3,1 раза, трудоустроить более 1 тысячи высококвалифицированных специалистов [1].

В настоящей работе приведены общие сведения о газоконденсатном месторождении Северный Нишан, выполнена обработка и систематизация геолого-промыслового материала.

На базе информации полученной по результатам анализа обработки выполнены;

- анализ системы сбора и транспорт газа;
- анализ подготовки газа к транспорту;
- предложение системы сбора и транспорта газа;

Актуальность работы от системы сбора, промышленной подготовки и транспорта газа во многом зависит надежность работы каждой скважины и промысла в целом.

Цель и назначения работы. Разработка технологических решений по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа.

Практическая значимость. Внедрение разработанных технологических решений по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа приведет к технико-экономическому эффекту разработки месторождения.

## I. Геологическая часть

### I.1. Общие сведения о месторождении Северный Нишан.

В административном отношении месторождение Северный Нишан расположено в Нишанском районе Кашкадарьинской области Республики Узбекистан.

На площади работ расположен поселок “Дустлик”. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожная станция Нишан в 8 км, г. Карши в 30 км к востоку, Касан в 60 км к северо-востоку. В непосредственной близости (в 8 км к северу) находятся месторождения Камаша и Бешкент, в 20 км к востоку расположено месторождение Шуртан (рисунок I.1.1).

Район представляет собой слабосхолонную равнину. Абсолютные отметки колеблются от 296 до 383 м. Ландшафт района полупустынный, с одиночными барханами и непротяженными песчаными грядами в северной и западной частях площади. Почвы представлены песками, супесями, лессовидными суглинками, такырными образованиями и реже солончаками.

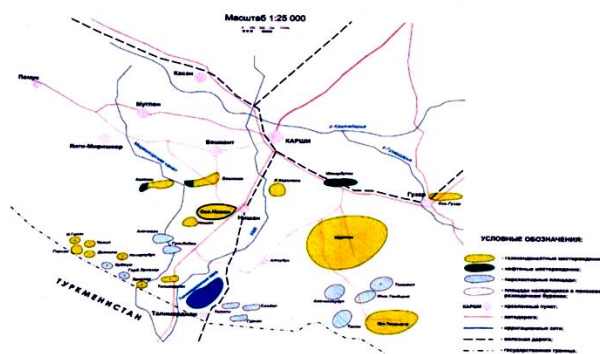


Рисунок I.1 - Обзорная схема расположения месторождений Бухаро-Хивинского региона

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. В летнее время температура воздуха достигает плюс 45°C, зимнее минус 25°C.

Разница суточных колебаний температур составляет 10-15°C. Среднегодовое количество осадков не превышает 200 мм, максимальное их весенний период. Летом и осенью часто дуют сильные ветры северо-восточного направления переходящие в пыльно-песчаные бури.

Поверхностные водотоки естественного происхождения в районе работ отсутствуют, редко встречаются колодцы глубиной до 20 м. Колодцы малодобитные с горько-соленой водой, пригодной только для нужд скотоводства. Растительность

бедная, представлена эфемерным растительным материалом, выгорающим к середине мая, и местами саксаулом.

Глубокое разведочное бурение начато в 1977 году. Промышленная газоносность установлено в 1981 г., в результате бурения разведочной скважины 2, которая является первооткрывательницей месторождения Северный Нишан. Согласно структурной карте по кровле XV горизонта Северо-Нишанская складка представляет собой брахиантиклиналь, ось которой изогнута в северном направлении, постепенно отклонялась на юго-запад. Размеры складки по замкнутой изогипсе минус 3300-м; длина-11 км, ширина-5,5 км, высота-420 м.

Промышленная газоносность связана с верхнеюрскими карбонатными отложениями (XV, XVa, XVI горизонты). Газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 3300 м (по результатам опробования разведочной скважины 11).

В ходе геолого-разведочных работ получены сведения, необходимые для обоснования параметров и подсчета запасов газа конденсата и сопутствующих компонентов (этан, пропан, бутаны) месторождение Северный Нишан, которые были утверждены ГКЗ (протокол №11143 от 15 ноября 1991г) в следующих количествах (категория C<sub>1</sub>):

газа (сырого сухого)	30725/30381 млн.м <sup>3</sup> ;
Конденсата(геол/ извлек)	1762/1456 тыс.т;
Этана	1574 тыс.т;
Пропана	544 тыс.т;
Бутанов	298 тыс.т;
Начальное плас.дав.	549,6 кг/см <sup>2</sup> ;
Пластовая температура плюс	127,4 °С;

Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, утвержденное ГКЗ 58 г/м<sup>3</sup>; содержание сероводорода некондиционное.

## **I.2. Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза.**

Максимальная вскрытая толщина осадочного чехла на месторождении составляет 3921 м (скв.5, забой которой находится в отложениях соляно ангидритовой толщи кимеридж-титона) однако по стратиграфической полноте вскрытого разреза максимальная толщина 3800 м вскрыта скважиной 9 забой которой находится в терригенных отложениях средней юры.

В пределах месторождения Северный Нишан палеозойские образования не вскрыты.

Мезозойские отложения залегают на эродированной поверхности палеозойского фундамента с резким угловым и стратиграфическим несогласием.

В составе изученной части юрских отложений выделяются три толщи резко отличающиеся друг от друга как по литологическому составу, так и по условиям образования: терригенная (средняя юра-нижний келловей) карбонатная (средний келловей-нижний кимеридж) соляно-ангидритовая (кимеридж-титон) соответствующие выделенным в юго-западных отрогах Гиссарского хребта байсунской, кугитанской и гаурданской свитам.

Терригенных отложения вскрыты на описываемом месторождении в двух разведочных скважинах 3 и 9.

На терригенных отложениях байсунской свиты согласно залегает карбонатная толща, соответствующая кугитанской свите юго-западных отрогов Гиссарского хребта и имеющая в описываемом районе повсеместное трение. Представлена она комплексом, фациально-взаимосвязанных карбонатных пород, являющихся основными аккумуляторами нефти и газа. По литологическому составу и размещению в разрезе коллекторов, карбонатных отложения в рассматриваемом районе подразделяются на два основных генетических типа разреза-рифовый и безрифовый, размещения которых в плане контролируется полосой оксфордского барьерного рифа, проходящей между площадями Шуртан-Северный Шуртан с одной стороны и Северный Нишан, Зафар с другой.

Отложения XVI горизонт вскрыты на полную мощность в скважинах 3 и 9 (144 и 150 м). Предоставлен горизонт преимущественно глубоководными известняками, хорошо выдержан как по мощности, так и литологии в пределах не только описываемого месторождения, но и в соседних площадях.

Известняки, в основном, афанитовые, скрытокристаллические, темно-серые местами почти черные, плотные, крепкие, массивные или толстоплитчатые, местами трещиноватые (трещины) выполнены микрозернистым кальцитом и глинисто-битуминовым веществом. В подошве горизонта известняки сильно глинистые, с прослоями известняковистых глин. Породы коллекторы в разрезе XVI горизонта практически отсутствуют.

XV а горизонт, являющийся на месторождении Северный Нишан, основным продуктивным горизонтом, сложен преимущественно плотными известняками серого и темно-серого цвета, плитчатыми и глубо плитчатыми, местами массивными, с прослоями пористых и мелкокавернозных известняков. Породы характеризуются интенсивной (на отдельных участках) трещиноватостью.

Наиболее распространение в разрезе данного горизонта получили с густководорослевые разновидности известняков, состоящие из с густков и комочков пелитоморфного кальцита, клубочков водорослей, детрита и промежуточной кальциевой массы, которая интенсивно перекристаллизована, доломитизирована, (иногда до 20%), местами слабо (2-3%) ангидритизирована. Встречаются прослои афанитовых известняков, сложенных пелитоморфным кальцитом, имеющим нечетко выраженное сгустковое строение. Порода местами сильно доломитизирована. При этом четко прослеживается приуроченность ее к крыльевым и переклиналильным частям складки.

Породы коллекторы присутствуют в виде прослоев толщины от 0,6 до 7,6 м. пористость их изменяется в пределах 5,5-13,5%, а суммарная толщина составляет 23-41% от общей толщины горизонта (84-102 м).

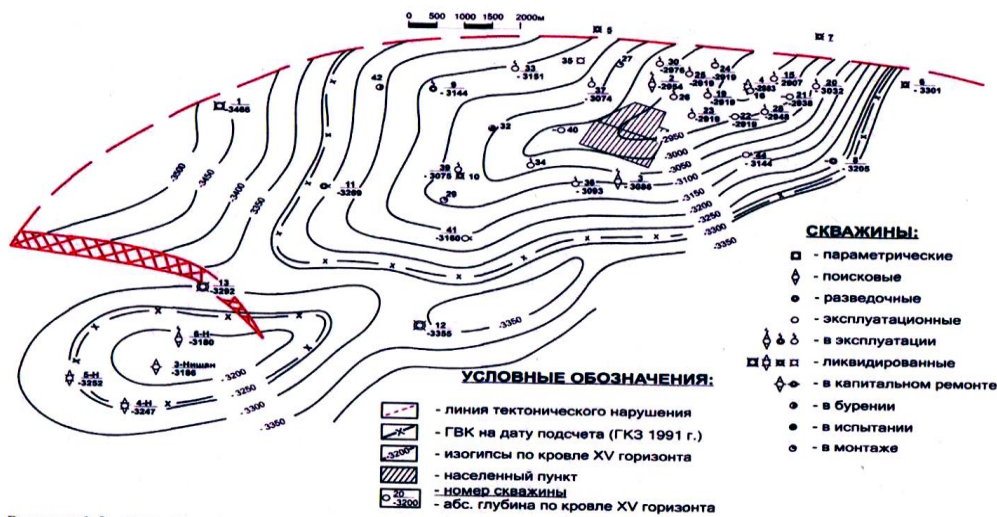


Рисунок 1.2 – Структурная карта по кровле XV горизонта месторождения Северный Нишан

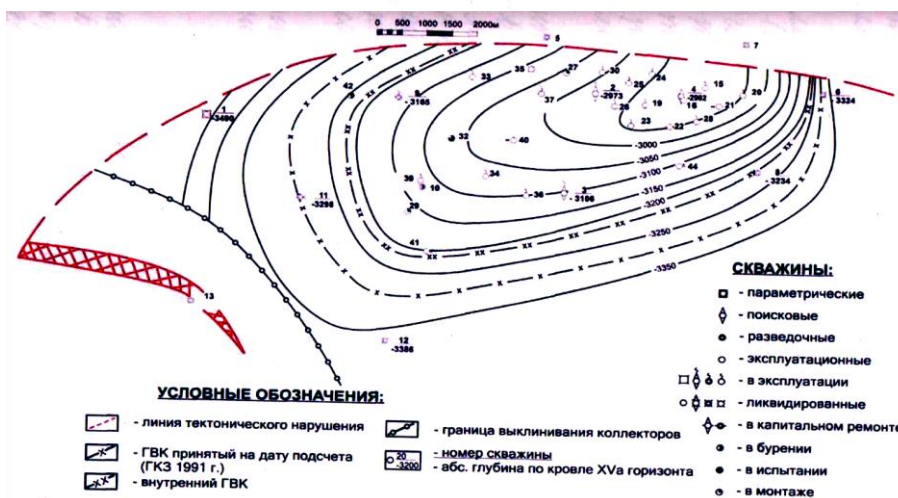


Рисунок 2.2 – Структурная карта по кровле XVa горизонта месторождения Северный Нишан (из подсчета запасов, составил Ю.А. Забурин)

XV горизонт сложен, в основном, известняками комковато-водоролевого состава темно-серого и черного цвета плитчатами, реже массивными, часто трещиноватыми и глинисто-карбонатными породами, характеризующимися слабой доломитизацией и пиритизацией.

В составе данного горизонта выделяются две гамма-активные пачки (ГАП-2 и ГАП-1) толщина которых соответственно, 1-9 м и 5-8 м и которые благодаря их высокой глинистости и битуминозности четко фиксируются на каротажных диаграммах ГК и НГЕ.

Породы XV горизонтов в основном плотные, проницаемые разности присутствуют в виде единичных (1-2) тонких (0,6-0,8) прослоев: суммарная их толщина составляет 4-12% причем в большинстве скважин они приурочены к кровельной части горизонта, общая толщина которого составляет 13-21 м.

Суммарная толщина карбонатных отложений среднего келловей-нижнего кимериджа составляет 245-261 м.

### 1.3. Тектоника

Месторождение Северный Нишан расположено в центральной части Бешкентского прогиба, являющегося крупным структурно-тектоническим элементом Чарджоуской ступеней. Границами его на севере, юге и востоке являются, соответственно, Учбаш-Каршинская, Амударьинская и Лянгаро-Караильская флексурно-разрывных зоны; западной границей служит восточное

погружение Денгизкульского поднятия. Месторождение Северный Нишан располагается в северо-восточной части Нишанской антиклинальной зоны. На фоне крупной Нишанской антиклинали, вдоль ее оси, обособляется ряд складок, осложненных тектоническими нарушениями. Наиболее крупной из них и гипсометрической наиболее приподнятой является Северо-Нишанская складка. Северо-Нишанская складка представляет собой субшироко простирающуюся брахиантиклиналь, ось которой несколько изогнута в северном направлении, постепенно отклоняясь на юго-запад. Размеры складки по замкнутой изогипсе минус 3300 м составляют: длина 11 км, ширина (в центральной части) 5,5 км, высота 420 м. Складка имеет ассиметричное строение, углы падения пластов на крыльях составляют 5-8°.

Строение северной части складки осложнено тектоническим нарушением, по которому северный блок опущен относительно южного. Данное нарушение, имеющее конседиментационный характер, установлено по материалам сейсморазведочных исследований и косвенно подтверждается результатами бурения скважин 2,4, и 5,7 расположенных по разные стороны от нарушения на расстоянии 1,5 км друг от друга, и в которых гипсометрическое положение кровли нижних ангидритов различается на 580-610 м, что является следствием резкого увеличения мощности соляно-ангидритовой толщи, которая резко возрастает к северу от нарушения, составляя (без нижних ангидритов) 743-791 м, против 253-320 м на южном блоке.

Амплитуда нарушения в районе свода достигает 500 м. В восточном и западном направлениях амплитуда нарушения постепенно сокращается и в районе собственно Нишанской структуры оно полностью затухает. Описанное нарушение служит тектоническим экраном для залежи Северного Нишанского месторождения. По нему продуктивные породы XV-XVa горизонтов контактируют с соленостной толщей кимериджа-титона, обладающей отличными экранирующими свойствами.

XVa горизонт. Промышленная газоносность этого горизонта подтверждена результатами опробования разведочных скважин 2,3,4,8,13, где были получены притоки газа дебитами 389-425 тыс.м<sup>3</sup>/сутки (скважина 2)м<sup>3</sup>.

На юго-западе к Северо-Нишанской складке примыкает Нишанская антиклинальная складка, имеющая субмеридиональное простираение. Свод и находится в районе поисковой скважины 1-Нишан, совпадая в основном со сводом подсолевой складки. По кровле нижних ангидритов и XV горизонта южное замыкание складки не установлено. В пределах и северной переклинали обособляется небольшой купол, размер которого (по изогипсе 3200 м) 1,6 x 1 км x 20 м. Сочленение Северо-Нишанской и Нишанской структур происходит по тектоническим нарушениям юго-восток-северо-западного простираения. Наличие их однозначно установлено в разрезе, вскрытом разведочной скважиной 13. Суммарная амплитуда смещений по кровле XV горизонта составляет 113 м. Нарушение имеет конседиментационный характер.

По данным сейсморазведки зона нарушения фиксируется к югу от скважины 13 внутри терригенной толщи юры, где его амплитуда составляет 180 м. Вверх по разрезу амплитуда смещения сокращается в нижних слоях (вблизи кровли нижних ангидритов) оно полностью затухает.

#### **I.4. Газоносность**

Промышленные скопления газа месторождения Северный Нишан приурочены к карбонатным отложениям верхней юры, что подтверждено результатами опробования и интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований в разведочных скважинах. Этаж газоносности охватывает XV, XVa, XVI горизонты, представляющие собой единую газогидродинамическую систему с единым газоводяным контактом. Гидродинамическую связь в обмене карбонатной толщи обеспечивает трещиноватость пород, широко развитая в отложениях верхнеюрской карбонатной формации в пределах Бешкентского прогиба и юго-западных отрогов Гиссара.

XV горизонт. Промышленная продуктивность этого горизонта подтверждена результатами опробования разведочных скважин 2,3,4,8, где были получены притоки газа дебитами от 7,5 (скважина 3) до 397 тыс.м<sup>3</sup>/сутки.

XVa горизонт. Промышленная газоносность этого горизонта подтверждена результатами опробования разведочных скважин 2,3,4,8,13 где были получены притоки газа дебитами 389 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. XVI горизонт. Газоносность данного горизонта выделена по результатам обработки материалов ГИС. Однако, при опробовании XVI горизонта в разведочных скважинах 3,8,9 притоки не были получены. В связи с этим запасы газа и конденсата по данному горизонту были отнесены к категории С<sub>2</sub>.

Поинтервальным опробованием газоконденсатной толщи установлен широкий диапазон продуктивности коллекторов, дебита газа менялись от слабых (неподдающихся замеру) до 851 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

По материалам ГИС и опробования наилучшими фильтрационными свойствами обладают коллекторы, вскрытые сводовыми разведочными скважинами 2 и 4. В этих скважинах проницаемость по данным ГИС в отдельных интервалах достигает 1000мд, а в среднем по разрезу 270 мд (скв.4). Необходимо отметить высокую степень трещиноватости коллекторов, особенно в пределах свода и присводовой части структуры, о наличии которой свидетельствуют катастрофические поглощения глинистого раствора. От свода структуры проницаемость коллекторов постепенно снижается во всех направлениях и по данным ГИС составляет от 30 мд (скв. 3) до 17 мд (скв.9). Одной из причин получения небольших дебитов при опробовании разведочных скважин 3,8,11 явилось блокирование фильтрационных свойств коллекторов проникновением глинистого раствора, после проведения 2-х или 3-х краткой кислотной обработки дебиты скважин значительно увеличивались.

#### **I.5. Физико-химическая характеристика газа и конденсата месторождения Северный Нишан.**

В период геолого-разведочных работ (1981-1991 гг.) исследования на газоконденсатность были проведены опытно-методической партией (ОМП) «ИГИРНИГМ». Выполнен полный комплекс газоконденсатных и лабораторных исследований на разведочных скважинах 2, 8.

В таблице 2.2 приведён средний начальный состав пластового газа, полученный путем усреднения составов пластового газа разведочных скважин 2 (три объекта) и 8 (два объекта) (Таблица I.1).

Таблица I.1-Начальный состав пластового газа месторождения Северный Нишан.

Компонентный состав газа. Молярная доля, %	Среднее по месторождению
CH <sub>4</sub>	90,29
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,09
Изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,18
Н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,22
C <sub>5</sub> +выше	1,12
N <sub>2</sub>	0,45
H <sub>2</sub> S	0,0006
CO <sub>2</sub>	2,68
Итого	100
Потенциальное содержание конденсата, г/м <sup>3</sup> :	
-на 1 м <sup>3</sup> пластового газа	57
- на 1 м <sup>3</sup> сухого газа	58
Критические параметры:	
-давление, кгс/см <sup>2</sup>	47,46
-температура, К	204,89
Плотность газа при 20° и 760 ммрт.ст.кг/м <sup>3</sup>	0,793
Относительная плотность газа	0,659

Пластовый газ по содержанию гомологов метана-легкий, по концентрации углеводородных компонентов практически безсероводородный, с низким содержанием углекислого газа и относится к углекислоуглеводородному типу.

Исследование выполнялись на различных режимах работы скважин и сепарации, на каждом из которых определяется выход конденсата и коэффициент его усадки, а также отобраны пробы нестабильного конденсата и газа сепарации для лабораторных исследований.

Анализ результатов газоконденсатных исследований показал, что содержание C<sub>5+В</sub> в пластовом газе рассматриваемого месторождения по горизонтам варьировало от 54 г/м<sup>3</sup> до 61 г/м<sup>3</sup>, среднее содержание C<sub>5+В</sub> в пластовом газе 57 г/м<sup>3</sup>, в сухом газе-58г/м<sup>3</sup>.

По степени обогащенности газа жидкими углеводородами месторождение Северный Нишан является средне конденсатным. Конденсаты относятся к категории среднетяжелых и тяжелых, среднее значение плотности составило 0,8112 г/см<sup>3</sup> при незначительных пределах колебания от 0,7898 г/см<sup>3</sup> до 0,8215 г/см<sup>3</sup>.

## II. Основная часть

### II.1. Схемы сбора газа на промысле

Выбор схемы газосбора зависит от запасов газа на месторождении, площади и конфигурации его, числа и характеристики продуктивных пластов, рабочих дебитов скважин, величины устьевого давления, состава газа, наличия в нем конденсата и вредных примесей (сероводорода, угольной кислоты, органических кислот), числа скважин и системы их размещения на месторождении, а также от принятого метода и технологии подготовки газа к дальнейшему транспорту.

При проектировании схемы обустройства промысла — систем сбора внутрипромыслового транспорта, технологических схем подготовки газа к дальнейшему транспорту — известны лишь состав газа, расположение скважин на газоносной площади, фактические дебиты пробуренных и ориентировочные дебиты проектных скважин. Довольно часто, особенно в проектах опытной эксплуатации, приходится принимать дебиты скважин по всей газоносной площади одинаковыми по результатам испытаний разведочных скважин. Так как достоверных данных недостаточно, расчеты следует проводить с некоторым запасом. Диаметры шлейфов и коллекторов, а также конфигурация промысловой схемы сбора газа выбираются на основании требования: минимальное металлоложение с одной стороны и максимально возможное уменьшение гидравлических потерь — с другой.

Как известно, в первые годы развития газовой промышленности вводились в эксплуатацию газовые месторождения, в газах которых не содержались тяжелые углеводороды или количество их было незначительным. Были приняты три схемы для системы внутрипромыслового сбора газа (рис. 25). Сущность этих схем заключается в следующем: каждая скважина имеет свой комплекс сооружений, предназначенных для очистки газа от механических примесей, жидкости и предотвращения гидратообразования (сепараторы, конденсатосборники, установки для подачи метанола и т. д.),

от прискважинных сооружений газ по шлейфам направляется в общий газосборный коллектор и далее через один или несколько промысловых газораспределительных пунктов в магистральный газопровод. Если в газе содержится углеводородный конденсат, от прискважинных сооружений параллельно газосборным сетям прокладываются конденсатосборные трубопроводы.

Названия схем на рис. 25 отражают конфигурации газосборных коллекторов. Форма газосборного коллектора зависит от размещения скважин, количества продуктивных пластов, их характеристики и принятой схемы регулирования, способа обработки и учета газа.

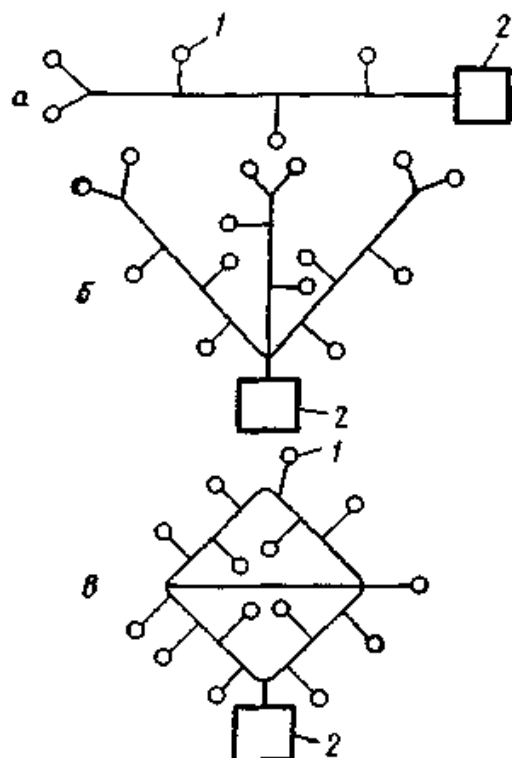


Рис. 25. Схемы внутрипромыслового сбора газа.

а — линейная; б — лучевая; в — кольцевая; 1 — скважина; 2 — газосборный пункт.

Если газосборный коллектор представляет собой одну линию, схему сбора газа называют линейной, она применяется при разработке вытянутых газоносных площадей небольшим числом (2—3) рядов скважин. Когда же газосборные коллектора сходятся в одной точке в виде лучей, схема называется лучевой. Эта схема применяется при значительном числе скважин, размещенных на большой площади. При кольцевой схеме газосборный коллектор огибает газоносную площадь. Такая схема применяется в тех же случаях, что и лучевая.

Однако необходимо отметить, что эти схемы имеют ряд существенных недостатков: а) большое число оборудования и аппаратов, рассредоточенных по всему промыслу; б) каждая скважина, являющаяся самостоятельным пунктом замера и очистки

газа, требует постоянного и высококвалифицированного обслуживания; в) суммарные потери газа по промыслу достигают существенных величин; г) усложняется система водо-теплоснабжения, доставки реагентов, что приводит к значительному перерасходу последних; д) несовершенство с точки зрения техники безопасности и соблюдения противопожарных мер; е) рассредоточенность строительных объектов.

Указанные недостатки этих схем явились причиной создания усовершенствованной системы внутрипромыслового сбора газа, которая называется групповой системой сбора (рис. 26). Эта система позволяет производить учет и сепарацию газа на газосборном пункте (ГСП), который размещается в центре группы скважин. Газосборные пункты подключаются к общепромысловому коллектору, и газ по нему поступает на промысловый газосборный пункт (ПГСП)

или головные сооружения. Головное сооружение в зависимости от направления потока газа к потребителю может быть совмещено с одним из газосборных пунктов.

На большинстве газовых и газоконденсатных месторождений внедрена групповая система сбора газа. Преимущество этой системы было доказано на опыте эксплуатации Шебелинского газоконденсатного месторождения. На этом месторождении первоначально каждая скважина обустроивалась как самостоятельный объект, на котором проводилась первичная обработка газа перед подачей его в газосборный коллектор, а впоследствии была произведена реконструкция, и скважины подключались к газосборным пунктам.

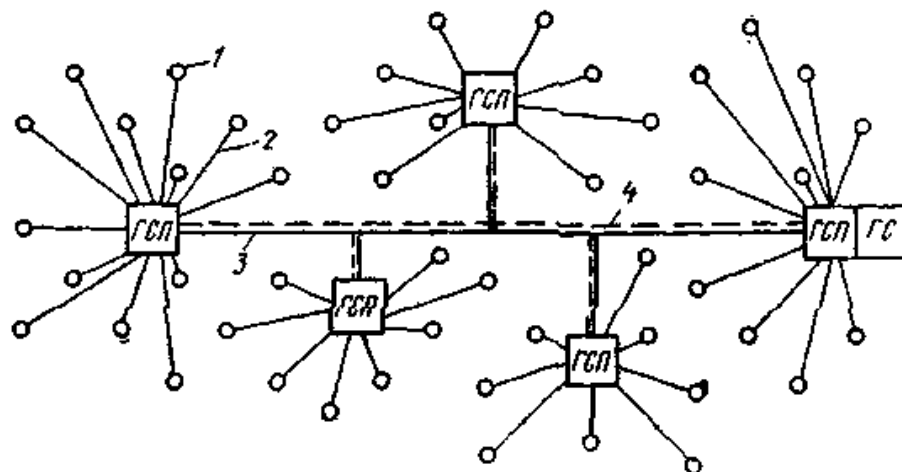


Рис. 26. Групповая схема промышленного сбора газа и конденсата.  
1 — скважина; 2 — шлейф; 3 — газосборный коллектор; 4 — конденсатосборный коллектор; ГСП — газосборный пункт; ГС — головные сооружения.

После реконструкции число обслуживающего персонала сократилось в 3—6 раз. При этом значительно улучшилось качество подготовки газа к транспорту за счет внедрения более совершенной техники и технологии.

Число газосборных пунктов на месторождении зависит от размеров газоносной площади и может колебаться в очень широких пределах — от 1 до 25 (Шебелинка) и более. При большом количестве газосборных пунктов число общепромысловых газосборных коллекторов может быть больше одного. В этом случае коллектора сходятся в виде лучей в одном пункте — на промышленном газосборном пункте (ПГСП) или головном сооружении (ГС). Если потоки газа к потребителям распределяются по противоположным направлениям, то число головных сооружений может соответствовать числу направлений. Число скважин, подключаемых к газосборному пункту, зависит от сетки размещения скважин на газоносной площади и от их дебитов. Как правило, это число не превышает 10—12.

При обустройстве месторождений возможны две системы сбора и промышленной обработки газа и углеводородного конденсата: децентрализованная и централизованная.

Система называется децентрализованной, если окончательная подготовка газа осуществляется на газосборных пунктах. В этом случае газосборный пункт представляет собой комплекс сооружений с законченным циклом промышленной обработки газа и углеводородного конденсата, включая вспомогательные объекты.

При централизованной системе на газосборных пунктах осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа. Окончательная подготовка его, а также подготовка углеводородного конденсата к дальнейшему транспорту производится на головных сооружениях. При использовании централизованной системы с целью сохранения давления газа и применения его для обработки последнего на газоконденсатных месторождениях предусматривается высоконапорная схема сбора газа.

## II.2. Выбор метода подготовки газа

Одной из важных проблем, от правильного решения которой зависят оптимальные технико-экономические показатели добычи и дальнего транспорта газа по магистральным трубопроводам, является выбор метода обработки газа на промысле на весь период разработки месторождения. Установки обработки газа на промысле предназначены, во-первых, для подготовки газа к дальнейшему транспорту и, во-вторых, для максимального извлечения углеводородного конденсата, который является ценным химическим сырьем. Первое имеет очень важное значение, так как от кондиции газа зависит эффективность работы магистральных газопроводов, являющихся самой капиталоемкой отраслью газовой промышленности.

В мировой практике добычи газа из газоконденсатных месторождений распространены три способа обработки газа на промыслах.

1. Низкотемпературная сепарация — получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного холода.

2. Абсорбция — извлечение жидких углеводородов и воды поглощающимися жидкостями (маслами, гликолями).

3. Адсорбция — извлечение жидких углеводородов и воды твердыми поглотителями, в том числе и на установках короткого цикла.

Выбор метода должен определяться прежде всего:

- 1) составом и объемом добываемой углеводородной смеси;
- 2) условиями, при которых газ поступает на установку обработки;
- 3) требованиями кондиции товарного газа и др.

## II.3. Анализ текущего состояния разработки месторождения Северный

### Нишан

#### II.3.1. Состояния фонда скважин

Глубокое разведочное бурение начато в 1977 году. Всего за период разведка было пробурена 13 скважин. Итогам Бурения и опробования этих разведочных скважинявилось открытие месторождение Северный Нишан и окуптированием газоконденсатной залежи, приуроченной к верхнеюрским

карбонатным отложениям и подсчета запасов.

Месторождение Северный Нишан введено в эксплуатацию 01.03.2007г. В этот же год началось эксплуатационное бурение. С того времени были пробурены 22 эксплуатационные скважины. Кроме того в бурении находится ещё одна скважина эксплуатационная.

Фактическая состояние фонда скважин на 01.01.2011 г.приведено в таблицах П.1.1, П.1.2, на рисунках 2.1; 2.2. Как видно из этих таблиц всего на месторождении северный Нишан пробурены 35 скважин и одна в бурении. Из них 18 в действующем фонде (из которых три разведочные), одна в КРС, одна в испытании после бурения, 3 контрольные, одна в консервации, две в ожидании ликвидации и 9 ликвидированы. Было рекомендована следующая конструкция проектных эксплуатационных скважин месторождения Северный Нишан:

**Таблица П.1.1-Характеристика скважин пробуренных на месторождении Северный Нишан**

<b>Категория скважин</b>	<b>Количество скважин</b>	<b>Номера скважин</b>
<b>действующие</b>	<b>18</b>	<b>2,3,9,15,16,19,20,23,24,25,26,28,30,33,34,36,37,39</b>
<b>В капитальном ремонте</b>	<b>1</b>	<b>44</b>
<b>контрольные</b>	<b>3</b>	<b>8,21,40</b>
<b>В консервации</b>	<b>1</b>	<b>22</b>
<b>В ожидании ликвидации</b>	<b>2</b>	<b>11,41</b>
<b>ликвидированные</b>	<b>9</b>	<b>1,4,5,6,7,10.12,13,35</b>
<b>В бурение</b>	<b>1</b>	<b>42</b>
<b>В испытании</b>	<b>1</b>	<b>32</b>
<b>В монтаже</b>	<b>2</b>	<b>27,29</b>
<b>всего</b>	<b>38</b>	

**Примечание: скважины 1-13-разведочные, скважины 15-44-эксплуатационные**

Таблица II.1.2 Сведения о скважинах месторождения Северный Нишан (по состоянию на 01.01.2011 г.)

№№ скв.	Состояние скважин	Дата ввода в эксплуатацию	Пробуренный забой скважины, м	Эксплуатационная колонна, диаметр (мм) и глубина спуска (м)	Интервал перфорации, м	Диаметр (мм) и глубина спуска (м) НКТ	Объект эксплуатации	Накопленная добыча, тыс. м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ликвидированная	-	3892	-	-	-	-	-
2	в эксплуатации	01.03.07 г.	3800	140 x 3322	3320 – 3308 3302 – 3298	89 x 0-294 73 x 294 -3005	XV+XVa	846708
3	в эксплуатации	24.09.08 г.	3744	140/127 x 3736	3494 – 3489 3485 – 3477	89 x 0-1824 73 x 1824-3483	XVa	505032
4	ликвидированная	-	3288	140 x 3277	3279 – 3277 3270 – 3250 3242 – 3227	-	-	-
5	ликвидированная	-	3921	-	не опроб.	-	-	-
6	ликвидированная	03.06.08 г.	3800	140 x 3795	3754 – 3746 3720 – 3713 3705 – 3699 3682 – 3672 3661 – 3655	-	XV	2900
7	ликвидированная	-	3805	-	не опроб.	-	-	-
8	контрольная	16.02.08 г.	3800	140 x 3795	3572 – 3565 3559 – 3554	-	XV	10030
9	в эксплуатации	26.06.08 г.	второй ствол 3530	140 x 3783	3520 – 3517 3514 – 3511 3507 – 3505	89 x 0-1940 73 x 1940-3507	XVa	после кап. ремонта 306329
10	ликвидированная	-	3201	-	не опроб.	-	-	-
11	в ожидании ликвидации	19.05.08 г.	3800	140 x 3714	3625 – 3607	89 x 0-2446 73 x 2446-3612	XV	10575
12	ликвидированная	-	3880	140 x 3864	3829 – 3816 3800 – 3789 3775 – 3771 3754 – 3744 3717 – 3714	-	-	-

Продолжение таблицы П.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ликвидированная	-	3880	140 x 3735	3770 - 3735 3710 - 3702 3678 - 3670 3662 - 3653 3632 - 3582 3636 - 3632	-	-	-
15	в эксплуатации	08.04.08 г.	3342	140/127 x 3342	3335 - 3332 3326 - 3323 3321 - 3318 3310 - 3304	89 x 0-1270 73 x 1275-3303	XV+XVa	631453
16	в эксплуатации	01.08.07 г.	3284	140/127 x 3282	фильтр 3282 - 3224	89 x 0-2624 73 x 2624-3219	XV+XVa	911753
19	в эксплуатации	27.01.08 г.	3340	140/127 x 3339	фильтр 3340 - 3268	89 x 0-2423 73 x 2423-3284	XV+XVa	671574
20	в эксплуатации	31.05.07 г.	3481	140/127 x 3450 II ствол хвостовик 89 x (3427 - 3481)	фильтр 3460 - 3432	89 x 0-1410 73 x 1410-3432	XVa	670091
21	контрольная	29.11.07 г.	углубление 3413	140/127 x 3355 хвостовик 89 x (3359 - 3413)	3366 - 3404 3354 - 3349 3347 - 3341 3328 - 3323 3320 - 3315 3312 - 3307 3289 - 3286	89 x 2694 73 x 2694-3325	XV+XVa	561295
22	в консервации	03.06.08 г.	3380	140/127 x 3378	фильтр 3378-3346	89 x 0-2530 73 x 2530-3347	XVa	439446
23	в эксплуатации	01.03. 07г.	3400	140/127 x 3348	3303 - 3297 3290 - 3287 3268 - 3265	89 x 0-789 73 x 789-3290	XV+XVa	729609
24	в эксплуатации	31.12.07 г.	3322	140/127 x 3320	фильтр 3320 - 3262	89 x 2660 73 x 2660-3267	XV+XVa	654053
25	в эксплуатации	01.07.07 г.	3365	140/127 x 3360	фильтр 3360 - 3268	89 x 0-2023 73 x 2023-3305	XV+XVa	927398
26	в эксплуатации	01.08.07 г.	3340	140/127 x 3231	фильтр 3338 - 3265	89 x 0-3022 73 x 3022-3228	XV	661569
28	в эксплуатации	01.03.07 г.	3326	140/127 x 3326	фильтр 3326 - 3291	89 x 0-627 73 x 627-3313	XV	1027260
30	в эксплуатации	23.06.08 г.	3353	140/127 x 3349	фильтр 3349 - 3326	89 x 0-2531 73 x 2531-3327	XV+XVa	583573

Окончание таблицы П.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	в испытании	-	3615	140 x 3613	3581 - 3593	89 x 73 x	-	-
33	в эксплуатации	21.02.09 г.	3580	140/127 x 3576	3554 - 3548 3544 - 3541 3533 - 3531 3502 - 3497	89 x 0-2492 73 x 2492-3542	XV+XVa	290462
34	в эксплуатации	18.09.10 г.	3510	140 x 3510	фильтр 3505 - 3452	89 x 2489 73 x 2489-3466	XVa	5477
35	ликвидированная	-	3301	140 x 3301	-	-	-	-
36	в эксплуатации	02.01.09 г.	3528	140/127 x 3527	3488 - 3478 3475 - 3471 3469 - 3466 3465 - 3457	89 x 0-2450 73 x 2450-3464	XVa	171142
37	в эксплуатации	28.10.08 г.	3480	140/127 x 3479	фильтр 3479 - 3432	89 x 0-2638 73 x 2638-3437	XV+XVa	262970
39	в эксплуатации	07.09.08 г.	3530	140/127 x 3529	фильтр 3529 - 3472	89 x 0-2477 73 x 2477-3477	XVa	472929
40	контрольная	22.03.09 г.	3505	140/127 x 3505	3505 - 3470 фильтр 3468 - 3465 3463 - 3460 3456 - 3453 3450 - 3447 3445 - 3442 3424 - 3421	89 x 0-2575 73 x 2575-3451	XVa	140221
41	в ожидании ликвидации	09.04.09 г.	3594	140/127 x 3593	3581 - 3578 3572 - 3569 3565 - 3562 3552 - 3549 3547 - 3544 3542 - 3536 3513 - 3510	89 x 0-2557 73 x 2557-3560	XV+XVa	66616
42	в бурении	-	3357	-	-	-	-	-
44	в ожидании капремонта	30.12.08 г.	3545	140/127 x 3543	3506 - 3502 3500 - 3494 3462 - 3459	89 x 0-2592 73 x 2592-3487	XV+XVa	39568

-шахтовое направление диаметр 530 мм устанавливается на глубину 7 м для предотвращения размыва устья скважины;

-удлиненное направление диаметр 426 мм спускается на глубину 100 м для перекрытия осыпавшихся и обваливающихся пород в верхней части разреза скважины;

-кондуктор диаметр 342 мм спускается на глубину 880 м для изоляции палеогеновых отложений, скопленных к поглощению промывочной жидкости;

-I промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2850 м для перекрытия обваливающихся пород меловых отложений, склонных к желобообразованию, сужению ствола скважины;

-II промежуточная колонна-хвостовик диаметром 194 мм спускается с целью изоляции соляно-ангидритовой толщи, склонной к текучести;

-эксплуатационная колонна диаметром 127x140 мм спускается до глубины 3600 м для освоения и дальнейшей эксплуатации месторождения.

Высота подъема цемента для всех колонн, кроме «хвостовика» до устья.

В процессе бурения скважин были отмечены следующие осложнения: рапопроявление (скважины 35, 39); прихват бурильного инструмента; катастрофическое поглощение (скв 2,3,9,19,33); газопроявление (скважина 34);

Характер вскрытия продуктивных отложений в действующих станциях следующий;

перфорацией -6 скважин (скв. 2,3,9,15,23,33);

фильтр-на 12 скважинах (скв. 16,19,20,24,25,26,28,30,34,36,37,39)

На 01.01.2011 г. На месторождение Северный Нишан в ожидании ликвидации находятся две скважины (скв.11,41). Основной причиной перевода скважин в ожидание ликвидации является их обводнение. На обеих скважинах был произведен капитальный ремонт с целью изоляции водопритока и восстановления добычи газа, однако положительных результатов не было получено.

В ожидании капитального ремонта находится скважина 44. До ввода скважины в эксплуатацию на ней в период с 01.12.2008 г. По 31.12.2008г.был проведен капремонт с целью изоляции водопритока. Скважина введена в эксплуатацию 31.12.2008 г. И в результате обводнения и снижения дебита 11.03.2010г. она была остановлена.

В консервации находится скважина 22, которая была введена в эксплуатацию 02.06.2008 г. На XV+XVa горизонты. В результате обводнения и снижения дебита скважина была остановлена 20.01.2010 году. Выполненной капитальный ремонт этой скважины, с целью изоляции водопритока положительных результатов не было получено.

В контрольном фонде находится 3 скважины (скв.8,21,40). Данные скважины находились в эксплуатации и были остановлены в результате обводнения. После проведения изоляционных работ на скважинах 8,21,40 положительные результаты не были получены и они были переведены в контрольный фонд.

Водоизоляционные работы на месторождении Северный Нишан проводятся путем установки цементных мостов. На некоторых скважинах этим достигались положительные результаты, но, по мнению авторов необходимо усилить работу в этом направлении путем поиска более эффективных методов водоизоляции (например, силикатная водоизоляция).

В ликвидационном фонде находятся 9 скважин (скв.1,4,5,6,7,10,12,13,35) причины ликвидации этих скважин приведены в табличном виде, из которого следует, что техническое состояние скважин ликвидационного фонда не позволяет рекомендовать ремонтно-восстановительные работы с целью использования их для добычи.

### II.3.2. Анализ технологических показателей разработки

Газоконденсатное месторождение Северный Нишан введено в разработку 01.03.2007 г. Динамика основных технологических показателей за истекший период разработки месторождения приведена в таблице II.2.1 рисунках 2.1, 2.2.

Разработка месторождения Северный Нишан характеризуется следующими технологическими показателями:

Таблица II.2.1 - Динамика технологических показателей разработки месторождения Северный Нишан  
(из месячных отчетов по добыче газа, конденсата по СП "Гиссарнефтегаз")

Утвержденные запасы газа (сухого), млн.м<sup>3</sup> - 30381  
 Геологические запасы конденсата, тыс.т - 1762  
 Начальное пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup> - 549,9  
 Начальное рабочее устьевое давление, кгс/см<sup>2</sup> - 372,2

Годы	Добыча газа				Извлечение конденсата из пласта				Кол-во газодобывающих скважин	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Снижение пластового давления, %	Устьевое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Снижение устьевского давления, %
	за год		с начала разработки		за год		с начала разработки						
	млн.м <sup>3</sup>	% от баланс. запасов	млн.м <sup>3</sup>	% от баланс. запасов	тыс.т	% от геолог. запасов	тыс.т	% от геолог. запасов					
2007	1139,5	3,75	1139,5	3,75	56,6	3,21	56,6	3,21	9	486,1	11,60	242,3	34,90
2008	3055,0	10,06	4194,5	13,81	167,8	9,52	224,4	12,74	18	375,9	31,64	167,1	55,10
2009	4673,7	15,38	8868,2	29,19	273,8	15,54	498,2	28,27	22	270	50,90	106,5	71,39
2010	2731,8	8,99	11600,0	38,18	145,8	8,27	644,0	36,55	18	185*	66,36	76,0	79,6

\* - пластовое давление определено по результатам обработки ГДИ в 4 скважинах, (на 01.08.2010 г.)

накопленная добыча газа-11600 млн.м<sup>3</sup> или 382% от его утвержденных запасов;

извлечение из недр конденсата с начала разработки-644 тыс. т или 36,6% от его геологических запасов;

пластовое давление-185 кгс/ см<sup>2</sup> (на 01.08.2010 г., ГДИ).т.е. снизилось на 66,4% в сравнение с начальным -549,9 кгс/ см<sup>2</sup>;

рабочее давление на устьях скважин -760 кгс/см<sup>2</sup>, т.е. снизилось на 79,6% в сравнение с начальным-372,2 кгс/см<sup>2</sup>.

В таблице II.2.2 праведена динамика эксплуатационного фонда скважин месторождения Северный Нишан. Анализируя динамику добычи углеводородов, необходимо отметить, что нарастающая добыча в период 2007-2009гг.

обеспечивалась за счет опережающего бурения и превышения технологических ограничений предусмотренных проектными документами.

Резкое падение добычи углеводородов в 2010 г. Произошло в связи с выбытиями из эксплуатации пяти газодобывающих скважин и вводом в этом году только одной новой эксплуатационной скважины (таблица П.2.2).

Таблица П.2.2– Динамика эксплуатационного фонда скважин месторождения Северный Нишан

Годы	Действующий фонд скважин	Ввод скважин в эксплуатацию		Выбытие скважин из эксплуатации	
		количество	номер	количество	номер
2007	9	9	2, 16, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 28	-	-
2008	18	12	3, 6, 8, 9, 11, 15, 19, 22, 30, 37, 39, 44	3	6, 8, 11
2009	22	4	33, 36, 40, 41	-	-
2010	18	1	34	5	21, 22, 40, 41, 44

разработки месторождения Северный Нишан осуществлялось дважды-в 1992 и 2007 г. В 1992 году был выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Северный Нишан», утвержденный по варианту 3 с годовым отбором газа 1000 млн.м<sup>3</sup> и действующим фондом 48 скважин (и в том числе 7 резервных). В 2007 году было выполнено технико-экономическое обоснование «Обустройство и ввод в разработку месторождений Северный Нишан, Бешкент, Камаша, Северный Гузар, Шакарбулак», принятое по варианту разработки для месторождения Северный Нишан с годовым отбором газа 1600 млн.м<sup>3</sup>, и действующим фондом из 36 скважин, в том числе 3 резервные. Согласно этому ТЭО месторождение обустроено и введено в разработку.

В таблице П.2.3и на рисунке 2.5 приведены фактические показатели разработки месторождения Северный Нишан.

Анализ в таблице П.2.3 указывает на превышение основных фактических технологических показателей разработки над проектными параметрами добычи углеводородов и действующего фонда скважин принятых в действующем проектном документе:

фактическая годовая добыча, начиная с 2008 г., постоянно превышала проектный уровень (в 2008 г. в 2,84 раза, в 2009 г. в 3,62 раза, в 2010 г. в 1,71 раз);

фонд газодобывающих скважин в период 2008-2009 гг. превышая проектный, и только в 2010 г. стал ниже проектного;

фактические дебиты скважин в 2007-2009 гг. в 2 раза превышали проектные показатели что достигалось за счет высоких депрессий на пласт-250 кгс/см<sup>2</sup>-320-кгс/см<sup>2</sup>, при допустимой депрессии 200 кгс/см<sup>2</sup>, что вероятно и явилось причиной обводнения 14 скважин (скв. 3, 8, 9, 11, 20, 21, 22, 23, 26, 32, 36, 40, 41, 44)

и выбытия из эксплуатации 8 газодобывающих скважин (скв. 6, 8, 11, 21, 22, 40, 41, 44 таблица II.2.2)

Сравнивая проектные показатели разработки (ТЭО, 2007 г.) с фактическими по уровню накопленной добычи газа из месторождения Северный Нишан, по проекту этот уровень (11812 млн.м<sup>3</sup>-по проекту, 11600 млн.м<sup>3</sup> по факту) приходится на конец 10 года разработки, на который предусматривался ввод ДКС.

Таблица II.2.3 – Динамика фактических и проектных показателей разработки месторождения Северный Нишан

Показатели	Факт	"Проект ОПЭ...", вариант 3 (1992 г.)	ТЭО, вариант 1 (2007 г.)
Годовая добыча газа, млн.м <sup>3</sup> :			
2007 г.	1139,5	1000,0	810,5
2008 г.	3055,0	1000,0	1075,6
2009 г.	4673,7	1000,0	1292,6
2010 г.	2731,8	1000,0	1600,0
Суммарная добыча газа с начала разработки	11600,0	4000,0	4778,7
в % от утвержденных ГКЗ запасов сухого газа	38,2	13,2	15,7
Кол-во действующих скважин на конец года:			
2007 г.	9	9	9
2008 г.	18	10	13
2009 г.	22	11	17
2010 г.	18	11	20
Средний дебит скважин, тыс.м <sup>3</sup> /сут:			
2007 г.	672	322	261
2008 г.	585	304	239
2009 г.	566	287	220
2010 г.	202	271	232
Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup> :			
2007 г.	486,1	512,5	506,6
2008 г.	375,9	481,0	475,8
2009 г.	270,0	452,0	440,1
2010 г.	266 (170) *	425,0	398,5
Годовое извлечение конденсата из пласта, тыс.т:			
2007 г.	56,6	58,0	47,0
2008 г.	167,8	58,0	62,3
2009 г.	273,8	57,9	75,0
2010 г.	145,8	57,2	91,5
Суммарное извлечение конденсата с начала разработки	644,0	231,1	275,8
в % от геологических запасов	36,0	13,1	15,7

\* - расчетное пластовое давление  
 266 - по материальному балансу;  
 170 - в зоне размещения газодобывающих скважин.

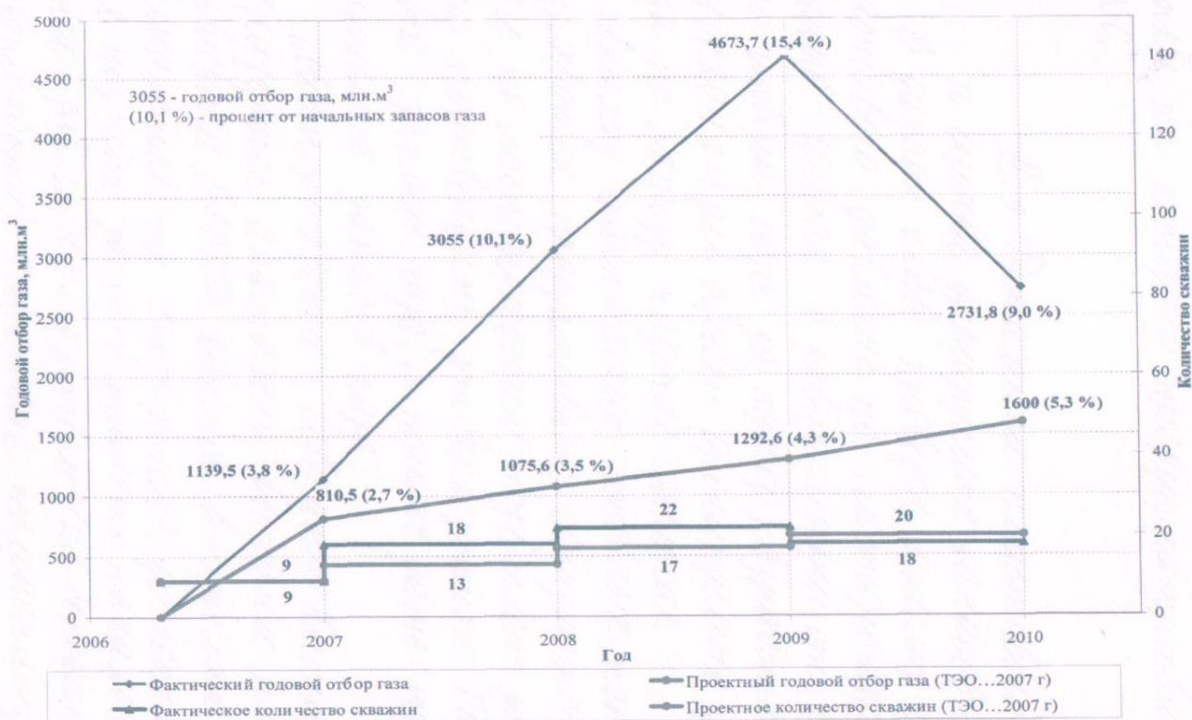


Рисунок 2.5 – Динамика фактических показателей разработки месторождения Северный Нишан в сопоставлении с проектными параметрами

### II.3.3. Динамика пластового давления и оценка дренируемых запасов газа

В данной главе проведен анализ снижения пластового давления по месторождению Северный Нишан в зависимости от суммарного отбора газа за период разработки (01.03.2007-01.01.2011 гг.) для оценки дренируемых запасов газа по методу падения давления.

Анализ фактических основных показателей разработки продуктивных горизонтов и в целом по месторождению позволяет уточнить или подтвердить утвержденные ГКЗ балансовые запасы газа, а также дать оценку дренируемых запасов газа.

Месторождение Северный Нишан характеризуется аномально высоким пластовым давлением (АВПД), которое в пределах залежи изменится от 542,7 кг/см<sup>2</sup> до 560,7 кг/см<sup>2</sup> а для подсчета запасов принято начальное пластовое давление-549,6 кг/см<sup>2</sup> (на середину этажа газоносности). Пластовая температура на середину высоту газовой залежи составляет 127,4°С, на уровне ГВК 130,3°С в кровле залежи 124,5°С.

Для определения пластового давления и температуры в залежи месторождения Северный Нишан в период разведка были выполнены 19 глубинных замеров, из которых 12 в газонасыщенных объектах (скважины 2, 3, 4, 8, 9, 13) и 7 замеров-в водосных интервалах (скважина 11, 13) табличное приведено.

В истекший период разработки месторождения Северный Нишан получен крайне ограниченный объем информации по величине пластового давления в залежи. Также необходимо отметить, что имеющиеся данные по статическому давлению было ограниченное.

### II.4. Технологические решения по системам сбора, промышленной подготовки и транспорта газа месторождения Северный Нишан

В настоящей работе работа рассматривается три варианта разработки месторождения Северный Нишан, отличающиеся количеством эксплуатационных скважин и годовым отбором газа из месторождения;

Вариант 1 годовой отбор газа из месторождения -1000,0 млн.м<sup>3</sup>, максимальный дебит скважин 190 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, максимальное количество эксплуатационных скважин-2,7; вариант-2-годовой отбор газа из месторождения-1500,0 млн.м<sup>3</sup>, максимальный дебит скважин 189 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, максимальное количество эксплуатационных скважин-34.

Вариант-3-годовой отбор газа из месторождения-2000,0 млн. м<sup>3</sup>, максимальный дебит скважин 189 тыс.м<sup>3</sup>/сутки, максимальное количество эксплуатационных скважин 40.

Для всех трех вариантов разработки месторождения Северный Нишан промысловая подготовка газа осуществляется на установке сепарации газа (УСГ) совместно с газом месторождений Бешкент, Камаша и Северный Гузар. При этом сбор продукции скважин месторождения Северный Нишан осуществляется на трех существующих сборных пунктах (СП-1, СП-2, СП-3). Подготовленный газ с УСГ направляется на УНТС-1,2 ГС «Шуртан».

Предварительно очищенный и осушенный газ с УСГ направляется на УНТС 1,2 ГС «Шуртан», нестабильный конденсат по конденсатопроводу подается на установку стабилизации конденсата (УСК) УДП «Шуртаннефтегаз».

На рисунке 2.6 представлена существующая принципиальная система сбора и транспорта газа, с месторождений Северный Нишан, Бешкент, Камаша и Северный Гузар.

Необходимое давление на входе в УНТС-1,2 ГС «Шуртан» составляет 75,0 кгс/см<sup>2</sup>, а на выходе 55,0 кгс/см<sup>2</sup>. Фактически текущее давление на входе в УНТС-1,2 ГС «Шуртан» составляет 52,0 кгс/ см<sup>2</sup>, на выходе 43,0 кгс/ см<sup>2</sup>, что заметно снижает эффективность работы УНТС за снижением выхода конденсата.

В этой связи, для обеспечения номинальных параметров транспорта газа месторождения Северный Нишан на УНТС-1,2 ГС «Шуртан», уже в настоящее время требуется компримирование газа. Однако, с учетом сроков строительства ДКС во всех трех рассмотренных вариантах разработки месторождения Северный Нишан ввод ДКС предусматривается в середине 2012 г. с ее размещением на выходе из УСГ.

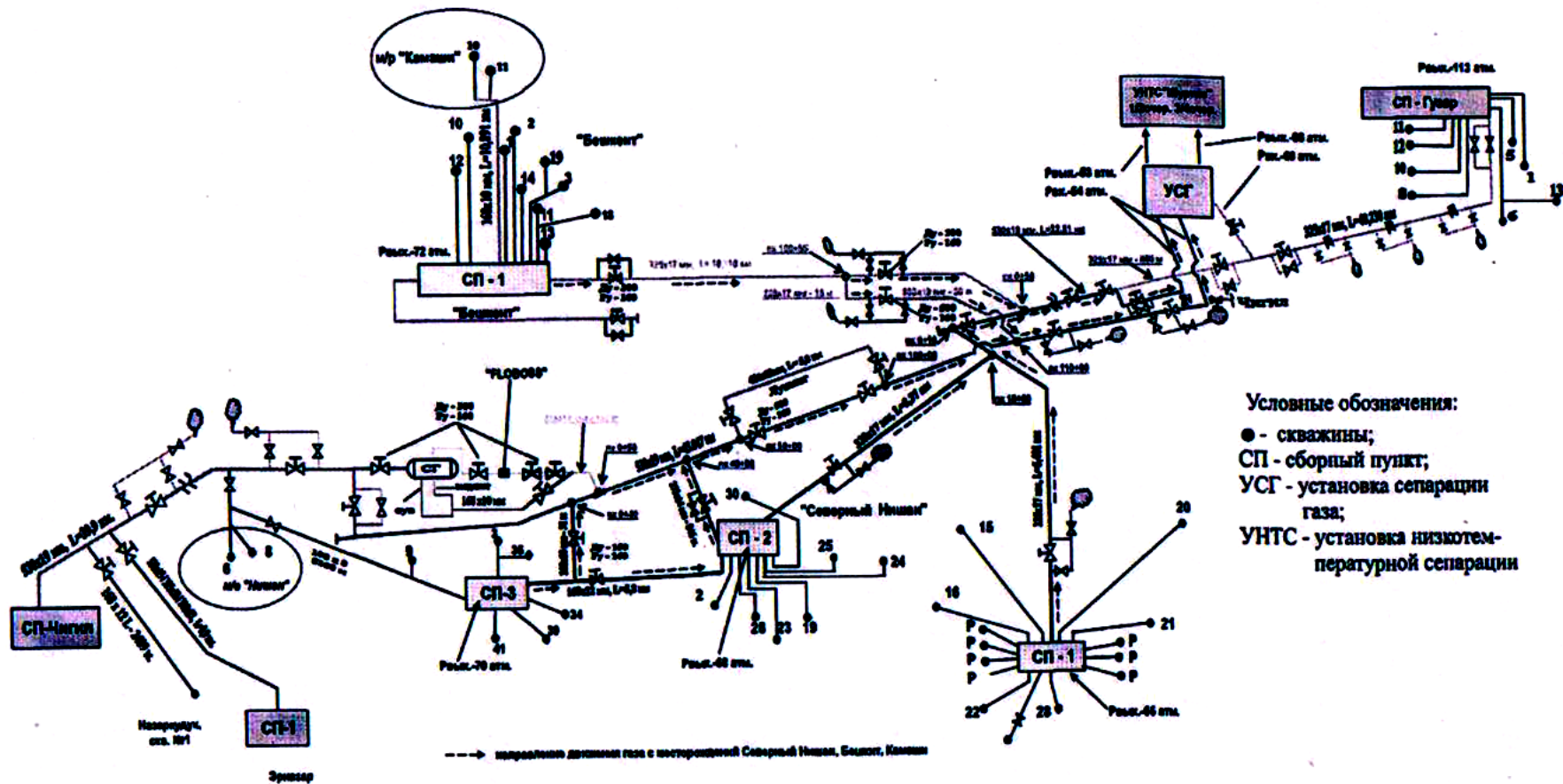


Рисунок 2.6 – Принципиальная технологическая система сбора и транспортировки природного газа месторождений СП ООО «GISSARNEFTEGAZ»

## **II.5. Фактическая система сбора и транспорта газа**

Действующий фонд на месторождении Северный Нишан составляет 18 скважин (скв.2, 3, 9, 15, 16, 19, 20, 23, 24, 25, 26, 28, 30, 33, 34, 36, 37 и 39).

Сбор продукции скважин на рассматриваемом месторождении осуществляется на СП-1, СП-2 и СП-3 и посоединительным газопроводом-коллектором подается в межпромысловые газопроводы, по которым газ с месторождения Северный Нишан поступает на УСГ.

Исходя из поверхностных условий месторождения Северный Нишан, здесь предусмотрена лучевая система подключения скважин к сборным пунктам.

На СП-1 добываемый газ поступает с 4-х скважин и далее по газопроводу-коллектору диаметром 325 мм с толщиной стенки 17мм, протяженность 5,481 км подается в межпромысловый газопровод «Северный Нишан-УСГ».

На СП-2 подается газ с 9-ти скважин, который затем делится на два потока, один из них направляется по коллектору диаметром 325 мм с толщиной стенки 17 мм, протяженностью 2,37 км в соединительный газопровод-коллектор с СП-1. Другой поток направляется по коллектору диаметром 273 мм с толщиной стенки 14 мм, протяженностью 0,846 км в межпромысловый газопровод «Северный Нишан-УСГ».

На СП-3 добываемый газ собирается с 5-ти скважин собирается и по коллектору диаметром 168 мм с толщиной сетки 10 мм, протяженностью 0,031 км поступает в межпромысловый газопровод Северный Нишан-УСГ. Имеется также возможность подачи газа с СП-3 на СП-2 по коллектору диаметром 168 мм с толщиной стенки 12 мм, протяженностью 5,8 км, с дальнейшей транспортировкой газа по коллектору СП-2-Северный Нишан-УСГ.

Таким образом, газ месторождения Северный Нишан поступает на УСГ по двум газопроводам: «Северный Нишан-УСГ» первая нитка (диаметром 530 мм с толщиной стенки 19 мм, протяженностью 32,51) и «Северный Нишан-УСГ» вторая нитка (диаметр 530 мм с толщиной стенки 19 мм, протяженностью 43,047 км).

Газ месторождений Бешкент и Камаша транспортируется до УСГ по газопроводу коллектору «СП-1 Бешкент-точка врезки в газопровод Северный Нишан-УСГ (1,2 нитки)».

Этот коллектор на 10,065-м км подключается двумя газопроводами-коллекторами к газопроводу «Северный Нишан-УСГ» (1,2 нитки).

## **II.6. Предлагаемая система сбора и транспорта газа**

В настоящей работе, предлагаются схемы сбора и транспортировки газа для первого, второго и третьего вариантов разработки месторождения Северный Нишан, представлены на рисунках 2.7, 2.8, 2.9.

Технологический расчет газосборных сетей заключается в нахождении взаимосвязи давлений и расходов газа в различных точках системы заданной геометрической формы.

Внутренний диаметр трубопровода подбирается исходя из требования обеспечения проектной пропускной способности трубопровода с приемлемыми гидравлическими потерями и достаточно высокой гидродинамической эффективностью.

Кроме того, ставится условие на скорость газового потока с тем, чтобы полностью обеспечить вынос жидкой фазы из трубопровода, продолженного по местности с изменяющимся рельефом.

Замер дебитов газовых скважин месторождения Северный Нишан предлагается осуществлять на передвижной замерной сепарационной установке, периодическим подключением шлейфов к этой установке, периодическим подключением шлейфов к этой установке.

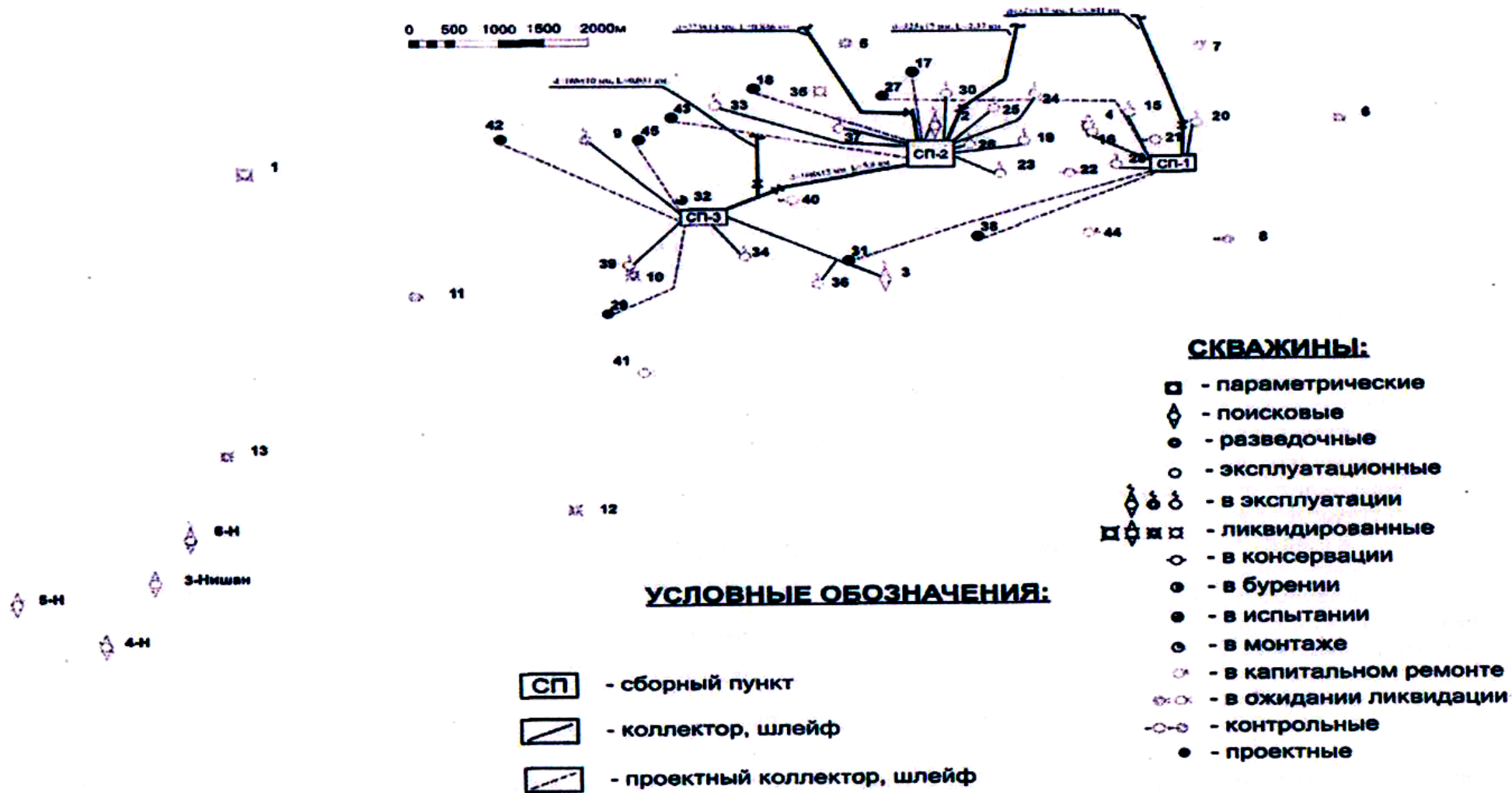


Рисунок 2.7 – Предлагаемая схема сбора и транспорта газа для варианта 1 разработки месторождения Северный Нишан

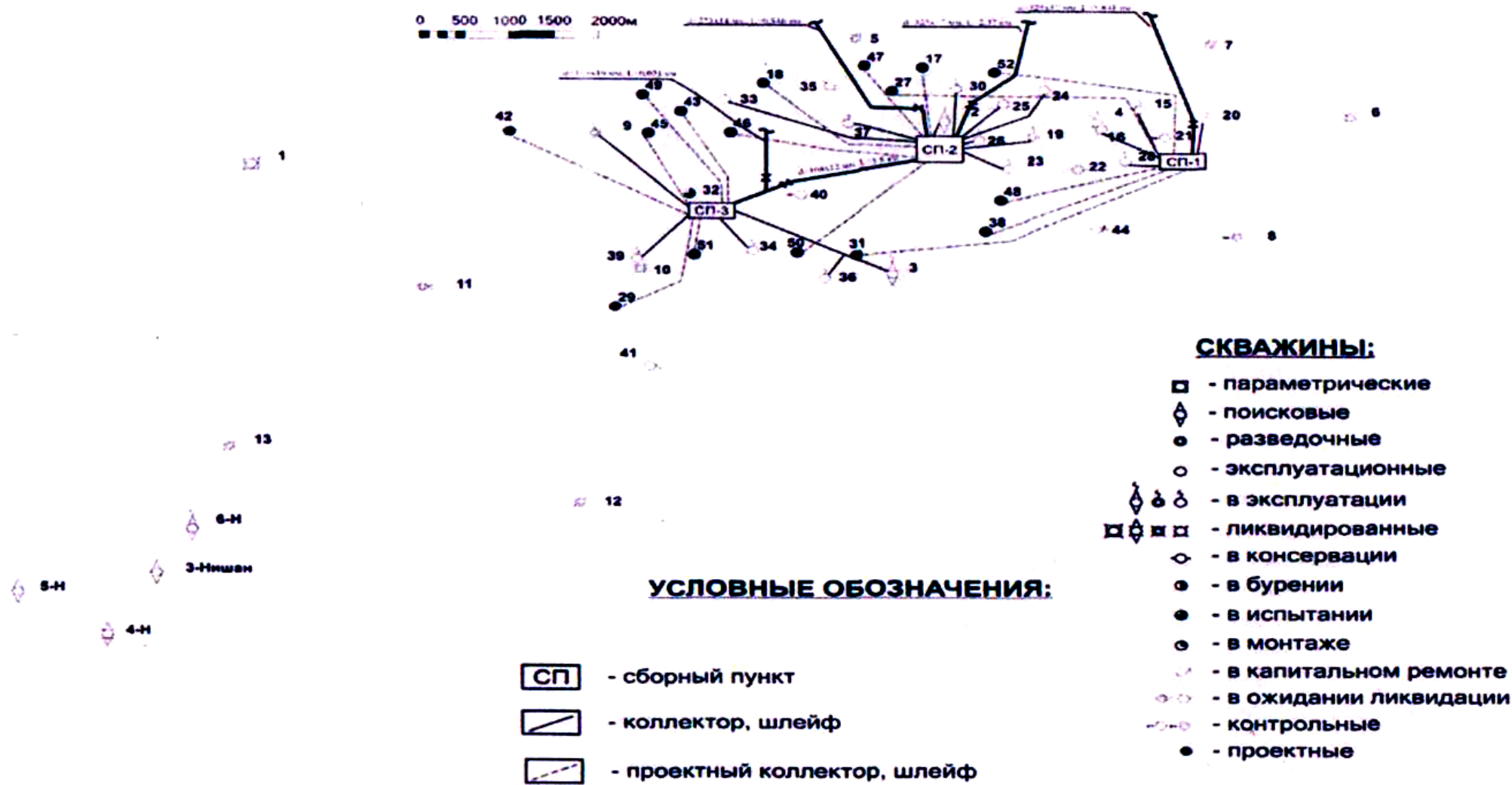


Рисунок 2.8 – Предлагаемая схема сбора и транспорта газа для варианта 2 разработки месторождения Северный Нишан

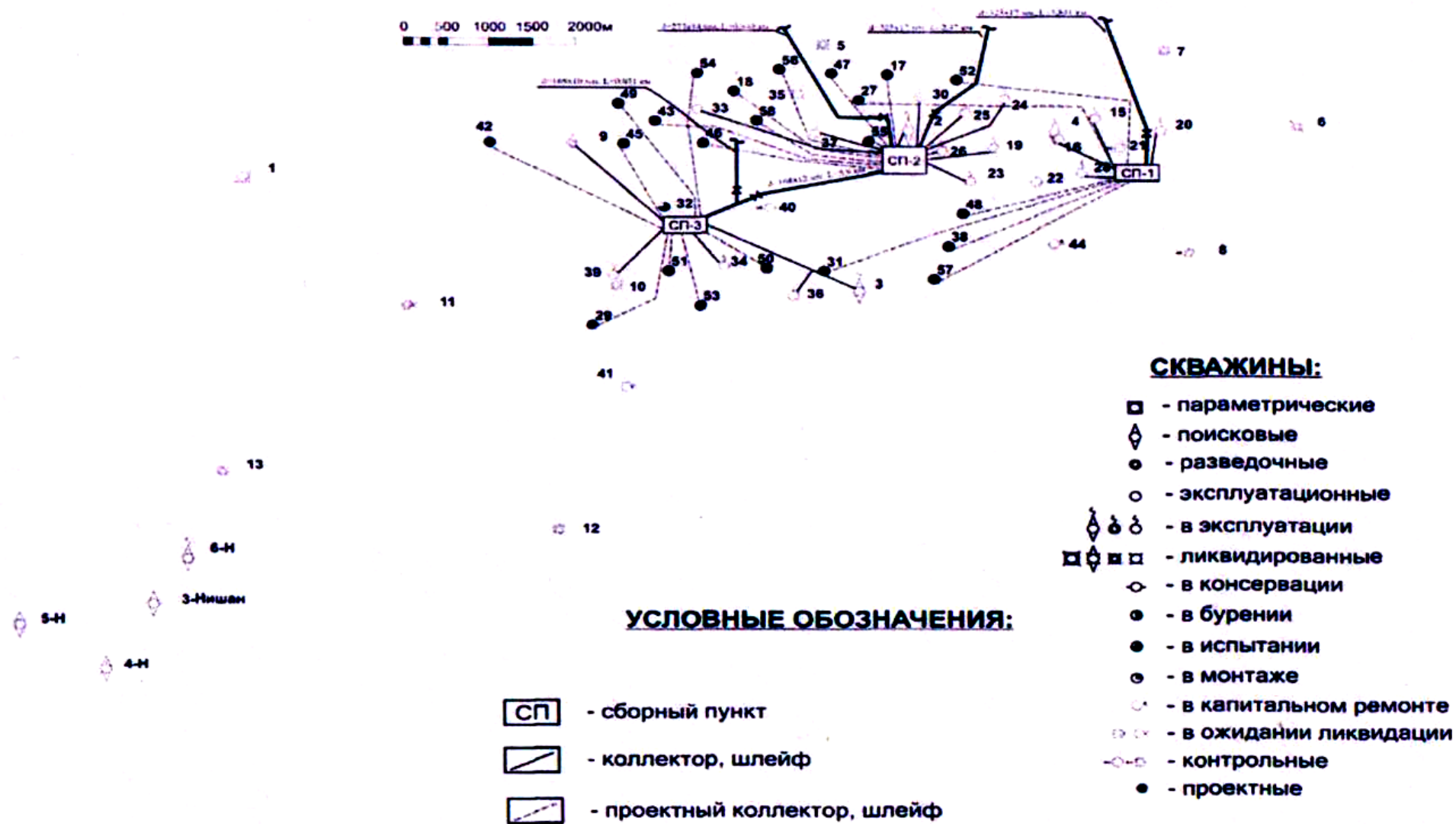


Рисунок 2.9 – Предлагаемая схема сбора и транспорта газа для варианта 3 разработки месторождения Северный Нишан

В связи с тем, что на месторождении Северный Нишан существует система сбора и транспорта газа на УСГ и в период дальнейшей разработки месторождения не предусматривается увеличение годового отбора газа, то нет необходимости в расширении системы транспорта газа на УСГ.

Все проектные скважины необходимо подключать к существующим СП. По всем трем вариантам рекомендуемый диаметр шлейфов составляет 108 мм с толщиной стенки 8 мм, при этом средняя протяженность проектных шлейфов составляет 1,5 км.

В варианте 1 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1-на 3 скважины; СП-2-на 3 скважины; СП-3-на 3 скважины.

В варианте 2 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1-на 5 скважин; СП-2-на 5 скважин; СП-3-на 6 скважин.

В варианте 3 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1-на 6 скважин; СП-2-на 8 скважин; СП-3-на 8 скважин.

### **II.7. Подготовка газа к транспорту**

УСГ предназначена для сбора газа месторождений Северный Гузар, Северный Нишан, Бешкент и Камаши, очистки его от механических примесей, отделения пластовой воды и газового конденсата посредством сепарации.

После УСГ предварительно очищенный от механических примесей и частично осушенный от капельной жидкости малосернистый газ, подается на УНТС-1,2 ГС «Шуртан» а нестабильный газовый конденсат, выделившийся на первом этапе сепарации УСГ, на УСК ГС «Шуртан».

В состав УСГ входят: блок входных ниток (БВН), блоки сепараторов (БС) узлиэмера газа сепарации.

Основным технологическим процессом на УСГ является сепарация газа от капельной влаги и жидких углеводородов.

Технологический процесс сепарации газа на УСГ представляет собой одно двухступенчатую сепарацию, в результате которой от газа отделяются капли жидкости (газового конденсата и воды) и механические частицы. Сущность процесса сепарации заключается в разделении веществ, различающихся по плотности.

Жидкая фаза при движении природного газа в системе «пласт-УСГ» образуется как за счет свободной жидкости, выносимой газом с забоя газовых скважин, так и за счет выпадения из газа связанной жидкости из-за перепада давления и температуры на устье скважин и в коллекторах от месторождений до УСГ. Закрытая система сбора конденсата позволяет значительно снизить потери углеводородов.

В сепараторе первой ступени СГ-1 происходит отделение от газа основной массы капельной жидкости и механических примесей, после чего свободная и капельные жидкости за счет сил гравитации стекают в нижнюю часть аппарата, а газ поступает в целевой сепаратор СЦВ-1.

В нижней части СГ-1 происходит отделение пластовой воды от углеводородного конденсата за счет разности удельных весов.

Пластовая вода направляется на дегазатор УППГ-2 УДП «Шуртаннефтегаз».

Углеводородный конденсат (нестабильный) сливается в нижнюю часть аппарата и собирается в сборнике жидкости. Далее не табельный конденсат подается на УСК ГС «Шуртан» УДП «Шуртаннефтегаз».

Газожидкостная смесь поступающая из СГ-1 в Щелевой сепаратор СЩВ-1, вводится через радиально расположенную трубу, имеющую по нижней образующей цели.

Технологические процессы блоков сепараторов СГ-2/СЩВ-2, СГ-3/СЩВ-3, СГ-4/СЩВ-4, СГ-5 аналогичны технологическому процессу, происходящему при движении потока газа в системе СГ-1/СЩВ-1. Имеет место незначительное расхождение по некоторым параметрам, например давлению и температуре. При поступлении природного газа из общего коллектора в сепараторы СГ-2, СГ-3, СГ-4, СГ-5 давление и температура немного ниже, чем в система СГ-1/СЩВ-1.

В таблице II.7.1 представлена добыча товарного конденсата, получаемого из природного газа месторождения Северный Нишан на УСГ и УНТС-1,2 ГС «Шуртан».

Таблица П.7.1 – Прогноз добычи товарного конденсата по вариантам разработки месторождения Северный Нишан

Годы	Добыча товарного конденсата*, т/год					
	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	в том числе					
	на УСГ	на УНТС-1,2 ГС «Шуртан»	на УСГ	на УНТС-1,2 ГС «Шуртан»	на УСГ	на УНТС-1,2 ГС «Шуртан»
2011	23870	19096	24898	19918	24898	19918
2012	21400	17120	28823	23058	32025	25620
2013	21250	17000	31725	25380	42100	33680
2014	21100	16880	31425	25140	34381	27504
2015	20950	16760	26063	20850	28704	22963
2016	20850	16680	22360	17888	23966	19173
2017	18304	14643	18986	15189	20128	16102
2018	15874	12699	16393	13114	17119	13695
2019	14006	11205	14110	11288	14318	11454
2020	12554	10043	12243	9794	12243	9794
2021	11413	9130	10686	8549	10479	8383
2022	10271	8217	9545	7636	9130	7304
2023	9338	7470	8508	6806	8093	6474
2024	8404	6723	7470	5976	7055	5644
2025	7678	6142	6848	5478	6018	4814
2026	6951	5561	6225	4980	-	-
2027	6433	5146	5499	4399	-	-
2028	5706	4565	4980	3984	-	-
2029	5291	4233	-	-	-	-
2030	4773	3818	-	-	-	-
2031	4358	3486	-	-	-	-
2032	3943	3154	-	-	-	-
2033	3631	2905	-	-	-	-

\* - без учета на СНИП и при соблюдении норм технологического режима работы УНТС «Шуртан» 1-2 очереди

## **II.8. Ввод дожимной компрессорной станции**

По мере падения пластового давления, при разработке месторождения на истощение, наступает момент, когда пластовые энергии уже недостаточно для обеспечения номинальных условий промысловой подготовки и дальнейшего транспорта добываемого газа.

В этом случае в технологическую схему подготовки газа вводится ДКС, что позволит поддерживать требуемое давление газа на входе в УНТС-1,2 ГС «Шуртан».

По всем трем вариантам разработки строительство ДКС предусматривается после УСГ. Максимальное давление на выходе ДКС «Северный Нишан» обусловлено номинальным давлением на входе в УНТС -1,2 очереди на ГС «Шуртан» ( $P_{\text{ох}}=75,0 \text{ кгс/см}^2$ ).

Согласно письму СП «GISSARNEFTGAZ» №237GNG от 04.02.2011 г. фактическое давление на входе УНТС-1.2 очереди составляет  $52,0 \text{ кгс/см}^2$ , при номинальном давлении  $75,0 \text{ кгс/см}^2$  что обуславливает отклонение от проектных параметров технологического режима и снижение эффективности работы установки.

В связи с вышесказанным во всех вариантах разработки месторождения Северный Нишан ввод ДКС предусматривается с середины 2012г.

При расчеты мощности ДКС учитывался объем газа в объеме  $5,845-0,655 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$  от давления  $68,3-8,2 \text{ кгс/см}^2$  до  $77,0 \text{ кгс/см}^2$  общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 10 МВт.

В варианте 1 для компримирования газа в объеме  $5,845-0,655 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$  от давления  $68,3-8,2 \text{ кгс/см}^2$  до  $77,0 \text{ кгс/см}^2$  общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 10 МВт.

В варианте 2 для компримирования газа в объеме  $7,309-1,309 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$  от давления  $68,0-7,2 \text{ кгс/см}^2$  до  $78,0 \text{ кгс/см}^2$  общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 17 МВт.

В варианте 3 для компримирования газа в объеме  $8,824-1,655 \text{ млн. м}^3/\text{сут.}$  от давления  $68,0-7,2 \text{ кгс/см}^2$  до  $88,0 \text{ кгс/см}^2$  общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 27,0 МВт.

### **III. Охрана окружающей среды рекомендации по охране недр и окружающей среды**

Добыча и промысловая переработка газа сопровождается выделением в окружающую среду загрязняющих веществ: окиси углерода, двуокиси азота, сернистого ангидрита, сажи.

Источником загрязнения окружающей среды являются промышленные сточные воды, которые кроме минеральной составляющей содержат такие вредные вещества, как нефтепродукты, этилен-гликоль, растворимый сероводород, суспензию сульфата железа, ингибиторы коррозии и др.

Согласно «Комплексной научно-технической программы по охране окружающей среды Республики Узбекистан», утвержденной постановлением Кабинета министров №307 от 20.06.1996 г. нефтегазодобывающие предприятия обязаны принимать самые действенные меры по усилению контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, улучшению использования природных ресурсов, недопущения загрязнения атмосферы и поверхности почвы на территории промысла и прилегающего к нему места.

Главными направлениями охраны геологической среды являются обеспечение благоприятного санитарного и экологического состояния окружающей среды на основе строгого соблюдения научно-обоснованных природоохранных зон.

- строгое соблюдение технологии бурения и оборудования скважин в целях недопущения открытого фонтанирования;

- сокращение удельных расходов воды на технологические нужды и организация сброса неочищенных сточных вод в пласте, из которых ведется добыча газа;

- последовательное проведения комплексных мер по защите почв от эрозии, рекультивации земель;

- сохранение природных богатств на основе поддержания их подлежащего состоянию, осуществление мер по снижению потерь продукции на всех стадиях технологического процесса добыче и подготовки газа;

- всемерное сохранение полезные живых организмов, растений и животных.

В процессе бурения скважин на территории буровой скапливается значительное количество сточных вод, загрязненных диспергированной глиной, химическими реагентами, горюче-смазочными материалами, солями, выбуренной породой.

На установке подготовки газа источниками сточных вод являются загрязненные ДЭГаи конденсационные и пластовые воды добываемые вместе с газом. При эксплуатации месторождений основными источниками загрязнения воздушного бассейна будут являться газовые скважины при проведении газодинамических исследований с выпуском газа в атмосферу.

Выбросы, в основном, формируются факельными установками, сжигающими сбрасываемый газ во время проведения технологических операций, связанными с прочистками и продувками газовой системы. Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ показывает, что их значения не превышают уровня 0,1 ПДК

на границе приближающихся населенных пунктов, что требует уточнения на следующем этапе ОВОС.

Основными требованиями к надежной эксплуатации скважин заключается в том предотвращении утечек газов в технологических коммуникациях, заколонных перетоков, возникновения грифонов.

В целях охраны воздушного бассейна необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- все эксплуатационное оборудование, арматуры, газа и конденсатопроводы должны быть надежно герметизированы (предусмотреть закрытую систему сбора газового конденсата);
- сбросы газа через предохранительные клапаны и газы выветривания должны в обязательном порядке сжигаться на факелах или использоваться на собственные нужды;
- продувку скважин при газодинамических исследованиях производить на факель с целью сжигания газа;
- высота факела должна обеспечить допустимые концентрации в воздухе рабочей площади продуктов горения газа сернистого ангидрида, окиси углерода, окиси азота, сажи.

В процессе разработки месторождения образуются производственные (во время проведения буровых работ) и бытовые сточные воды; производственные сточные воды после очистки от твердых примесей используются повторно для приготовления буровых растворов, а бытовые сточные воды отводятся в выгребную яму.

Территория Нишанской группы месторождений относится к зоне пустынь и полупустынь; флора и фауна представлены типичными для этой местности видами животных и растений. Нарушения почвенного покрова, возможное загрязнение почвенных вод и атмосферного воздуха создают неблагоприятные условия для миграции животных и птиц в среде их обитания.

Авторами работы отмечено, что в нефтегазовой отрасли параван определен опыт разработки месторождений и эксплуатации технологических установок по подготовке и транспортировке газа и эксплуатации технологических установок по подготовке конденсата и при безусловном соблюдении технологического регламента и правил безопасного ведения работ вероятность возникновения аварийных ситуаций, которые могут иметь негативные экологические последствия, сводится к минимуму, но не снимает напряженности.

В воздух производственных объектов газовой промышленности основной объем вредных веществ поступает из газа, продуктов его переработки и сгорания.

Особенно опасными ядами при разработке нефтяных и газовых месторождений являются неуглеводородные газообразные, парообразные и жидкие вещества содержащиеся в относительно больших объемах в сернистой нефти, природном газе и продуктах их переработки (сероводород, сернистый ангидрид, серный ангидрид, сероуглерод, окись углерода, окислы азота, углекислый газ и химически активные вещества, используемые при добычи и транспортировании нефти и газа).

Важнейшими профилактическими мероприятиями следует считать разработку и внедрение современных схем безотходной технологии, новых закрытых

процессов и более герметичною, надежного оборудования, ограничения применения вредных веществ, рабочих параметров, индивидуальных средств защиты.

## **IV. Охрана труда и техника безопасности**

### **IV.1. Организация работ по охране труда.**

Система управления охраной труда в нефтегазовой промышленности Узбекистана обеспечивает единой, для всех производственных объединений, предприятий и организаций отрасли, подход к формированию и совершенствованию процессов управления охраной труда. Обязательным условием функционирования является разработка и внедрения систем управления охраной труда предприятий.

Нормативной базой для организации работы по охране труда являются государственные, отраслевые стандарты, методические указания, инструкции и другие документы республиканского и отраслевого значения, а также стандарты предприятий.

Основные содержания работ по внедрению и функционированию системы является: планирования работ по задачам системы, проведение систематического контроля за реализацией мероприятий охраны труда и состоянием профилактической работы участков, цехов, служб; работы по охране труда во всех звеньях управления от участка до компании; моральное и материальное стимулирование за высокие показатели в работе по охране труда, широкая гласность и информация на стендах охраны труда цехов и предприятий о ходеработ по реализации поставленных задач и достигнутых результатах.

Внедрения основных положений и требований СУОТ позволит улучшить уровень организационной работы по охране, труда, провита углубленный анализ труда на рабочих местах улучшение на этой основе качества планируемых мероприятий по охране труда и добится за счет этого проведения систематического контроля и оценки их максимальной реализации, повысить общий уровень по охране труда на предприятиях отрасли.

Критериями эффективности «системы» является:

- улучшения состояния условия труда;
- сокращение численности работающих: занятые на работах высокими и тяжелыми условиями труда;
- снижение производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- сокращение материального ущерба от аварий и ДТП;
- снижение текучести кадров;
- повышение производительности труда и улучшения качества продукции.

### **VI.2. Общие требования по охране труда**

В обеспечении безопасных и здоровых условий труда существенное значение имеют всеми работниками трудовой и технологической дисциплины и точное выполнение или инструкций по охране труда. Без этого даже самая совершенная техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве.

К работе допускаются лица прошедшим медицинский просмотр соответствующее обучение инструктаж по безопасному ведению работ проверку знаний.

Перед непосредственным допуском к работе работник по ОТ и ПО и инструктаж на рабочем месте у руководителя работ, а также стажировку не менее двух смен и опытного работника и проверку знаний. При введении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, а также при введении новых правил и инструкций проводится дополнительное обучение и инструктаж. Работник должен иметь все полагающийся ему по нормам и правилам защитных средства, обеспечивающие безопасность работы, и во время работы обязан пользоваться ими.

Работа на неисправном оборудовании и механизмах, при сильных и неисправных ограждениях, а также пользование неисправными средствами защиты.

### **IV.3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности**

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда.

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана страховать ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.

При разработке проектной документации на строительство скважин, обустройство и разработку нефтяных и газовых месторождений проектная организация должна осуществить анализ опасности и риска проектируемых объектов в установленном порядке.

При изменении требований промышленной безопасности или изменении условий деятельности в проектную документацию, декларацию промышленной безопасности должны быть внесены соответствующие поправки в установленном порядке.

При работе на одном объекте нескольких предприятий порядок организации и производства работ должен определяться положением о взаимодействии между организациями, утверждаемым совместно работодателями (руководителями этих организаций), а при работе нескольких подразделений одной организации – регламентом, устанавливаемым работодателем (руководителем организации).

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются работодателем (руководителем организации). Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными работодателями (руководителем организации).

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе

иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда.

Уровень промышленной безопасности при проектировании производств, сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования или оборудования, изготавливаемого по иностранным лицензиям, должен быть не ниже устанавливаемого на основании требований настоящих Правил.

Поиски и освоение месторождений нефти, газа, термальных источников энергии должны осуществляться по проектам разведки, обустройства, разработки месторождений, включающим проектные решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, охране труда, недр и окружающей среды.

Рабочие проекты на строительство скважин, разрабатываемые на основе проектов разведки или разработки месторождений, должны обеспечивать безаварийную проводку ствола, безопасность труда в процессе строительства скважин, их надежность и противоаварийную устойчивость при последующей эксплуатации в качестве опасных производственных объектов.

Проектирование производства нефтяной и газовой промышленности, в том числе строительства, реконструкции, консервации и ликвидации опасных производственных объектов, осуществляется организациями, имеющими лицензию на право ведения такой деятельности.

Производственные объекты разведки и обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород и другие вредные вещества, должны быть идентифицированы по классам опасности возможных выбросов и утечек паров и газов в атмосферу в соответствии с требованиями государственных стандартов и санитарными нормами.

В таких случаях проектной документацией должны быть установлены:

- возможность формирования на объектах (в т.ч. при аварийных ситуациях) загазованных зон с концентрацией вредных веществ, превышающей предельно допустимые санитарные нормы;
- границы этих зон, а также локальные участки с опасной концентрацией сероводорода;
- возможность и интенсивность сульфидно-коррозионного растрескивания металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой с учетом параметров и критериев таблицы 6.1.;
- необходимые мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников.

При высоких концентрациях (свыше 6%) сероводорода в пластовых флюидах проектные решения должны соответствовать требованиям раздела 6 настоящих Правил безопасности.

Персонал производственных объектов в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должен быть обеспечен соответствующими средствами коллективной защиты. Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами, и кроме особых случаев, оговоренных настоящими Правилами, обеспечить установленный санитарными нормами уровень освещения. Замеры уровня освещенности следует проводить перед вводом объекта в эксплуатацию, после реконструкции помещений, систем освещения, а также ежегодно на рабочих местах.

Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

При закачке химреагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление.

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Перед началом технологического процесса на скважине с применением передвижных агрегатов руководитель работы обязан убедиться в наличии двусторонней переговорной связи.

Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Обогревать трубопроводы открытым огнем запрещается.

Обработка призабойной зоны и интенсификация притока в скважинах с негерметичными колоннами и заколонными перетоками запрещаются.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м.

Передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов.

На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса.

Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы.

## **V. Экономическая часть**

### **Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки месторождения Северный Нишан**

Цель данной части работы заключается в оценки экономической эффективности вариантов разработки и выборе наиболее экономически целесообразного из них.

Экономическая модель проекта построена на основании действующих законодательных актов Республики Узбекистан о налогообложении и формировании экономических и финансовых показателей деятельности предприятий.

Экономические расчеты выполнены на базе результатов проектирования разработки, выполненного в технологической части проекта, включающих в себя прогноз годовой добычи газа и конденсата, фонд скважин, с учетом трех вариантов обустройства месторождения Северный Нишан, различающихся мощностью ДКС, длительностью дальнейшей разработки.

В соответствии с прогнозом в варианте 1 разработки месторождения Северный Нишан, предусматривается максимальная годовая добыча газа в объеме 1000 млн.м<sup>3</sup>, максимальное количество эксплуатационных скважин -2,7 в том числе 9 подлежат бурению, строительство ДКС. Прогнозный срок разработки 23 года.

В варианте 2 прогноза разработки предусматриваются: максимальная годовая добыча газа-1500 млн.м<sup>3</sup>; максимальное количества эксплуатационных скважин-34, в том числе 16 подлежат бурению; строительство ДКС. Прогнозный срок разработки 18 лет.

В варианте 3 прогноза разработки предусматривается: максимальная годовая добыча газа-2000 млн.м<sup>3</sup>; максимальное количество эксплуатационных скважин-40, в том числе 22 подлежат бурению; строительства ДКС. Прогнозный срок разработки 15 лет.

Объем реализации природного газа;

на внутренний рынок - 80%;

на экспорт - 20%;

Расчеты проводились с учетом действующих цен реализации (по договорной цене) природного газа и конденсата по СП ООО "GISSARNEFTGAZ":

газ-50 долл.США за тыс.м<sup>3</sup>;

газовый конденсат-364300 сум за тонну.

Все расчеты выполнялись в долл. США по курсу Центрального Банка Республики Узбекистан 1657,19 сум за 1 долл. на момент выполнения проекта.

Расчет капитальных вложений по вариантам разработки месторождения выполнен по годам по следующим основным направлениям: бурение скважин, их обустройства, строительство дожимной компрессорной станции.

Расчет капитальных вложений в бурение скважин выполнен на основании фактической стоимости метра проходки на месторождении Северный Нишан, капитальные вложения в обустройство скважин и строительство ДКС определялись по

укрупненным нормативам затрат, установленным на основе анализа стоимостростроительства аналогичных объектов.

Эксплуатационные расходы определялись по следующим основным направлениям; материальные затраты (материалы, топливо, энергия, услуги), заработная плата, отчисление от заработной платы на социальное страхование и амортизация вводимых основных фондов. Стоимость существующих основных фондов в расчетах не учтена. Расчет материальных затрат выполнен по укрупненным нормативам, установленным на основе анализа фактических технико-экономических показателей СП ООО "GISSARNEFTGAZ" за 2010 год. Заработная плата определялась исходя из численности работников и фактической среднемесячной оплаты труда по СП ООО "GISSARNEFTGAZ".

Амортизация определялась в соответствии с дополнительными капитальными вложениями на ввод основных фондов и действующими нормами на их полное восстановление.

Расходы периода определены по следующим основным направлениям; расходы на реализацию, административно-управленческие расходы которые включают в себя налоги и отчисления в бюджет и внебюджетные фонды. Расходы на реализацию продукции, административные расходы и прочие операционные расходы определялись по укрупненным нормативам, установленным на основе анализа материалов отчетности СП ООО "GISSARNEFTGAZ" за 2010 год.

Налоги на платежи, учитываемые в расходах периода:

налог на недра рассчитывается от объема реализации продукции в действующих ценах реализации, за вычетом на лог на добавленную стоимость в размере:

природный газ-30%;

конденсат-20%;

налог на имущество рассчитывается в размере 3,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных средств;

плата за зеленую территорию рассчитывается по установленной ставке в зависимости от размера площади;

отчисления в дорожный фонд осуществляются в размере 14% от выпучки за вычетан налога на добавленную стоимость и акцизного налога ( чистый выручки);

отчисление в пенсионный фонд составляют 1,6% от выручки за вычетом НДС и акциза;

отчисление на развитие школьного образования осуществляются в размере 0,5% от чистой выручки;

налоги в бюджет и внебюджетные фонды рассчитывались исходя из действующих законов Республики Узбекистан.

Перечень налогов, отчисляемых в бюджет и внебюджетные фонды Республики Узбекистан:

налог на добавленную стоимость исчесляется в размере 20% от цены газа и конденсата, а от реализации газа и конденсата на экспорт по нулевой ставке;

налог на прибыль исчесляется в размере 9% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты налогов, входящих в состав расходов периода;

отчисления на развитие инфраструктуры рассчитываются в размере 8% от прибыли, остающейся в распоряжении предприятия после выплаты налога на прибыль

В соответствии с Указом Президента Республики Узбекистан УП-2598 от 28 апреля 2000 г. “о мерах по привлечению прямых иностранных инвестиций в разведку и добычу нефти и газа” первые семь лет с момента начала добычи нефти или газа СП освобождается от уплаты налога на прибыль. Данное освобождение должно действовать еще в течении 3 лет.

При расчете налогооблагаемой прибыли балансовая прибыль увеличивалась на величину налогооблагаемой части расходов периода в соответствии с действующим положением о формировании затрат и финансовых результатов.

Для сравнительной оценки вариантов разработки месторождения использовался основной показатель эффективности капитальных вложений-денежный поток наличности.

## **Заключение**

Сбор продукции скважин на месторождении Северный Нишан осуществляется на СП-1, СП-2 и СП-3 и по соединительным газопроводам-коллекторам подается в межпромысловые газопроводы, по которым газ с месторождения Северный Нишан поступает на УСГ.

Исходя из поверхностных условий месторождения Северный Нишан, здесь предусмотрена лучевая система подключения скважин к сборным пунктам.

Газ месторождения Северный Нишан поступает на УСГ по двум газопроводам: “Северный Нишан-УСГ”-первая нитка (диаметр 530 с толщиной стенки 19 мм, протяженность 23,51 км) и “Северный Нишан-УСГ”-вторая нитка (диаметр 530 мм с толщиной стенкам 19 мм, протяженность 43,047 км).

В работе, предлагаются схемы сбора и транспортировки газа для первого, второго и третьего вариантов разработки месторождения Северный Нишан.

Технологический расчет газосборных сетей заключается в нахождении взаимосвязи давлений и расходов газа в различных точках системы заданной геометрической формы.

Внутренний диаметр трубопровода подбирается исходя из требование обеспечения проектной пропускной способности трубопровода с приемлемыми гидравлическими потерями и достаточно высокой гидродинамической эффективностью.

Кроме того, ставится условие на скорость газового потока с тем, чтобы полностью обеспечить вынос жидкой фазы из трубопровода, проложенного по местности с изменяющимся рельефом.

Замер дебитов газовых скважин месторождения Северный Нишан предлагается осуществлять на передвижной замерной сепарационной установке, периодическим подключением шлейфов к этой установке.

В связи стем, что на месторождении Северный Нишан существует система сбора и транспорта газа на УСГ и в период дальнейшей разработки месторождения не предусматривается увеличение годового отбора газа, то нет необходимости в расширении системы транспорта газа на УСГ.

Все проектное скважины необходимо подключать к существующим СП.

По всем трем вариантам рекомендуемый диаметр шлейфов составляет 108 мм с толщиной стенки 8 мм, при этом средняя протяженность проектных шлейфов составляет 1,5 км.

В варианте 1 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1 на 3 скважины; СП-2 на 3 скважины; СП-3 на 3 скважины.

В варианте 2 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1 на 5 скважин; СП-2 на 5 скважин; СП-3 на 6 скважин.

В варианте 3 для подключения проектных скважин к существующим СП необходимо расширить: СП-1 на 6 скважин; СП-2 на 8 скважин; СП-3 на 8 скважин.

УСГ предназначена для сбора газа месторождений Северный Гузар, Северный Нишан, Бешкент и Камаши, очистки его от механических примесей, от деления пластовой воды и газового конденсата посредством сепарации.

После УСГ предварительно очищенный от механических примесей и частично осушенный от капельной жидкости малосернистый газ, подается на УНТС -1,2 ГС "Шуртан", а нестабильный газовый конденсат, выделившийся на первом этапе сепарации УСГ, на УСК ГС "Шуртан".

В состав УСГ входят: блок входных ниток (БВН), блоки сепараторов (БС), узлы замера газа сепарации. Основным технологическим процессом на УСГ является сепарация газа от капельной влаги и жидких углеводородов.

Технологический процесс сепарации газа на УСГ представляет собой одноступенчатую сепарацию, в результате которой от газа отделяются капли жидкости (газового конденсата и воды) и механические частицы. Сущность процесса сепарации заключается в разделении веществ, различающихся по плотности. Жидкая фаза при движении природного газа в система "пласт-УСГ" образуется как за счет свободной жидкости, выносимой газом с забоя газовых скважин, так и за счет выпадения из газа связанной жидкости из-за перепада давления и температуры на устьях скважин и в коллекторах от месторождений до УСГ.

Закрытая система сбора конденсата позволяет значительно снизить потери углеводородов.

В сепараторе первой ступени СГ-1 происходит отделение от газа основной массы капельной жидкости и механических примесей, после чего свободная и капельная жидкости за счет сил гравитации стекает в нижнюю часть аппарата, а газ поступает в целевой сепаратор СЦВ-1.

По всем трем вариантам разработки строительство ДКС предусматривается после УСГ.

При расчете мощности ДКС учитывался объем газа с месторождений Северный Нишан, Бешкент, Камаши и Северный Гузар.

В варианте 1 для компримирования газа в объеме 5,845-0,655 млн. м<sup>3</sup>/сут от давления 68,3-8,2 кгс/см<sup>2</sup> до 77,0 кгс/см<sup>2</sup> общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 10 МВт.

В варианте 2 для компримирования газа в объеме 7,309-1,309 млн. м<sup>3</sup>/сут от давления 68,0-7,2 кгс/см<sup>2</sup> до 78,0 кгс/см<sup>2</sup> общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 17,0 МВт.

В варианте 3 для компримирования газа в объеме 8,824-1,655 млн.м<sup>3</sup>/сут от давления 68,0-7,2 кгс/см<sup>2</sup> до 80,0 кгс/см<sup>2</sup> общая потребляемая мощность на валу компрессора должна составлять 27,0 МВт.

### Список использованных литератур

1. Каримов И.А. «Наша главная цель – несмотря на трудности, решительно идти вперед, последовательно продолжая осуществляемые реформы, структурные преобразования в экономике, создавая еще более широкие возможности для развития частной собственности, предпринимательства и малого бизнеса». (Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященное итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год). Газета «Народное слово», №11 (6416), 16 января 2016 года.
2. Жуковский Б.Л., Пак С.А. и др. Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Северный Нишан в Узбекской ССР за период 1977-1991 гг. , ОПМ “Узбекгеофизика”, Ташкент 1991 год.
3. Отчет по договору ПО. 03.04/92.92 “Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Северный Нишан”, ОАО “O’ZLITINEFTGAZ” Ташкент 1992 год.
4. Ю.П.Коротаев, Б.П.Гвоздев, А.И.Гриценко, Л.М.Саркисян. Подготовка газа к транспорту. М.Недра, 1973.
5. Абдураимов О.В., Сидиков Б.Б. Технико-экономическое обоснование инвестиционного проекта “Обустройства и ввод в разработку месторождений Северный Нишан, Бешкент, Камаша, Северный Гузар, Шакарбулак”, ОАО “O’ZLITINEFTGAZ” Ташкент 2007 год.
6. Зотов Г.А., Алиев З.С. “Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин” М., Недра, 1980 год.
7. Приценко А.И., Алиев З.С. Ермилов О.М. “Руководство по исследованию скважин” М., Наука, 1995 год.
8. Технологические режимы эксплуатации газоконденсатных скважин месторождения Северный Нишан в период 2007-2008 гг.
9. Отчет по договору ПС 25.13/07.07 “Проведение промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатных” объектах месторождений Северный Нишан. “Северный Гузар и Бешкент”, ОАО “O’ZLITINEFTGAZ”, Ташкент 2007 года.
10. Отчет по договору ПС 25.05/08.08 “ Проведение промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатных объектах месторождений Северный Нишан. Северный Гузар, Бешкен, Камаша и другие”, ОАО “O’ZLITINEFTGAZ”, Ташкент 2008 год.
11. Отчет по договору ПС 25.01/09.09 “Проведение промысловых и лабораторных исследований на скважинах месторождений Северный Нишан, Северный Гузар, Бешкент, Камаша и др.” ОАО “O’ZLITINEFTGAZ”, Ташкент 2009 год.
12. РН 39.0.0-32; 2005 “Инструкция по проведению газоконденсатных исследований на разрабатываемых месторождениях”.

- 13.РН 39.0.0-031; 2005 “Методическое руководство по определению состава пластового газа, потенциального содержания конденсата и компонентов природного газа газоконденсатных месторождения”.
- 14.Отчет по договору ПШ 25.08/10.10 Этап 2. “Проведение газоконденсатных исследований УДП “Шуртаннефтьгаз” и комплексные исследования в системе подготовке газа и конденсата на УППГ-ДКС-УКПГ-УСК-УППБС 1.2-газопровод”.
- 15.Закиров С.Н. “Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений”-М.,Струна, 1998 г.
- 16.Н.М.Камаров, Г.В.Чехонина “Анализ результатов ГТМ по интенсификации притока газа и нефти, выполненных на добывающих скважинах ОНГКМ в 2007 г.”, Журнал “Защита окружающей среды в нефте-газовом комплексе”. М., №9 2008 г., С. 66-69.
- 17.Гиматудинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений.- М., “Недра”, 1978 г.
- 18.[WWW.OIL and Gas.ru](http://WWW.OILandGas.ru)
- 19.[WWW.Novosti-nefti i gasa.ru](http://WWW.Novosti-neftiigasa.ru)
- 20.[WWW.Lukoil.ru](http://WWW.Lukoil.ru)
- 21.[WWW.Sipneft.ru](http://WWW.Sipneft.ru)