



**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



**Факультет «Нефти и газа»
Направление 5542000 «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**На тему: «Пути и технологии утилизации попутного нефтяного
газа в Узбекистане (на примере месторождения
Северный Шуртан)»**

Руководитель:

Назаров Б.Ш.



Выпускница:

Фадеева Н.А.

«Допускается к защите»

«Направлена в ГАК»

Зав. кафедрой:

Декан факультета:

[Signature]
«19» 06 2014 г.



[Signature]
«14» 06 2014 г.

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5542000 «РиЭНГМ»

«Утверждаю»

Зав. кафедры «РиЭНГМ»

к.т.н. Эрматов Н.Х.


(подпись)

ЗАДАНИЕ

по выпускной квалификационной работе

Студентка: **Фадеева Нина Александровна**

1. Тема квалификационной работы: Пути и технологии утилизации попутного нефтяного газа в Узбекистане (на примере месторождения Северный Шуртан)

Утверждена приказом по институту от 6.12.2013 г. № 588/Г

2. Срок сдачи квалификационной работы: 23.06.2014 г.

3. Исходные данные по квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, фондовые материалы УДП «Шуртаннефтегаз», научные и технические пособия.

4. Содержание расчётно-пояснительной записи (перечень вопросов подлежащих разработке): Введение, геологическая часть, основная часть, охрана окружающей среды, охрана труда и техника безопасности, экономическая часть, заключение, использованная литература.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): 1. Геологический профиль I-I по линии скважин №№ 1, 9, 10, 11, 2, 17, 3.
2. Принципиальная схема предлагаемой УПН «Северный Шуртан». 3. Схема транспорта утиль. газа по I вар.

6. Консультанты по квалификационной работе: Эрматов Н.

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительн о общего объема %	Отметка о выполнении	Примечания
14.04-19.04.14г	Введение	4	3	выполнено	
21.04-26.04.14г	Геологическая часть	20	17	выполнено	
28.04-24.05.14г	Основная часть	59	52	выполнено	
26.05-31.05.14г	Охрана окружающей среды	8	7	выполнено	
2.06-7.06.14г	Охрана труда и техника безопасности	6	5	выполнено	
9.06-14.06.14г	Экономическая часть	6	5	выполнено	
16.06-18.06.14г	Заключение	5	4	выполнено	
19.06-21.06.14г	Использованная литература	4	3	выполнено	
	всего	117			

Руководитель квалификационной работы

Назаров Б.Ш.

Дата получения задания

14.04.2014 г.

Студентка

Фадеева Н.А.

Фадеева Н.А.



Содержание

Введение.....	6
I. Геологическая часть	10
I.1. Общие сведения о месторождении Северный Шуртан.....	10
I.2. Геологическое строение месторождения и залежи.....	11
I.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек.....	18
I.4. Характеристика нефти.....	20
I.5. Характеристика газов.....	22
I.6. Характеристика конденсатов.....	24
I.7. Запасы нефти, газа и конденсата.....	25
II. Основная часть.....	30
II.1. Основные этапы проектирования месторождения Северный Шуртан.....	30
II.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.....	33
II.3. Анализ текущего состояния разработки месторождения характеристика фонда скважин.....	43
II.4. Расчёт удельного расхода газа при газлифтном способе эксплуатации скважин.....	65
II.5. Фактическое состояние системы сбора промысловой подготовки и транспорта продукции скважин.....	73
II.6. Технологические решения по системам сбора, промысловой подготовки, компримирования и транспорта продукции	74
II.7. Технологические решения по системам утилизации попутных газов.....	83
III. Охрана окружающей среды и недр, экология.....	89
IV. Охрана труда и техника безопасности.....	97
IV.1. Общие положения для строительства нефтяных и газовых скважин.....	97
IV.2. Общие требования по охране труда.....	97
IV.3. Организация работ по охране труда.....	99
IV.4. Нефтегазосборные сети, коллекторы и конденсатопроводы.....	100
V. Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки месторождения Северный Шуртан.....	103
Заключение.....	109
Использованная литература.....	114

Введение

Кабинет Министров Республики Узбекистан отмечает, что в результате целенаправленной и системной реамуации важнейших приоритетов экономической программы на 2013 год обеспечено сохранение высоких устойчивых темпов роста, макроэкономической сбалансированности, модернизации и диверсификации экономики страны.

Валовой внутренней продукт страны вырос на 8%, объемы производства промышленной продукции – на 8,8 %, сельского хозяйства – на 6,8%, подрядных строительных работ – на 16,6%, услуг – на 13,5%, розничного товарооборота – на 14,8%. Доля услуг в структуре ВВП возросла до 53 %.

Государственный бюджет исполнен с профицитом. Уровень инфляции ниже прогнозного и составил 6,8 %.

Экономический потенциал нашей страны динамично и неуклонно наращивается. Под руководством Президента Ислама Каримова осуществляется широкомасштабная работа по модернизации диверсификации экономики, совершенствованию современной инфраструктуры бизнеса.

Нефть и газ стали неотъемлемыми элементами нашей повседневной жизни. В истории человечества ещё не было полезных ископаемых, настолько прочно связанных с жизнью общества.

Сейчас трудно назвать даты, когда люди впервые столкнулись с нефтью и газом. Скорее это было на самых первых шагах цивилизации, когда методом проб и ошибок человек искал для себя полезные вещества.

Сегодня уровень потребления энергии является важнейшим показателем степени развития той или иной страны. И это отражает объективную картину современного мира, так без энергетики сейчас нельзя решить ни одной задачи развития промышленности, транспорта, сельского хозяйства и т.д. Мировая потребность в энергии в настоящее время удовлетворяется за счёт нефти на-39,38%, газа-25,84%, угля-24,77%, атомной энергии-8,88% и гидроэлектроэнергии-1,03%.

С приобретением независимости и развития нефтегазовой промышленности Республика Узбекистан стала одним из немногочисленных стран мира, которые полностью удовлетворяют собственные потребности на нефть и газ, при этом имеется возможность экспортировать до 8 млрд.м³ газа в год.

Это стало возможным в результате осуществления стратегии Президента нашей страны И.А. Каримова, согласно которой нефтегазовая промышленность республики отнесена к числу приоритетных отраслей народного хозяйства.

Чтобы наше народное хозяйство опиралось на прочную энергетическую базу, Президентом Узбекистаном Узбекистана И.А. Каримовым определены основные стратегические задачи: увеличение добычи нефти и газового конденсата, углубление технологических процессов по переработке нефти и газа, увеличение запасов углеводородов, прежде всего жидких, путём открытия новых месторождений.

В результате целенаправленной и системной реализации важнейших приоритетов экономической программы на 2013 год обеспечено сохранение высоких устойчивых темпов роста макроэкономической сбалансированности, модернизации и диверсификации экономики страны.

Целью данной работы является разработка путей и технологий утилизации попутного нефтяного газа в Узбекистане (на примере месторождения северный Шуртан).

I. Геологическая часть

I.1. Общие сведения о месторождении Северный Шуртан.

Административно месторождение Северный Шуртан входит в состав Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан.

Ближайшие населённые пункты районный центр посёлок Гузар находится в 20 км, областной центр город Карши в 35 км.

Железнодорожное сообщение осуществляется по линии Ташкент-Китоб. Автомагистраль Карши-Гузар проходит параллельно железной дороге. В 7 км к юго-западу расположено газоконденсатное месторождение Шуртан.

В орографическом отношении район представляет собой безводную, адырную, всхлаиленную зону, изрезанную соями и оврагами. Ахолютные отметки рельефа колеблются в пределах 450-500 м. Постоянных источников воды нет.

Климат района резкоконтинентальный, типичен для полупустынных территорий Средней Азии. Лето сухое и жаркое, зима холодная и малоснежная. В летнее время воздух прогревается до 35⁰С-45⁰С, зимой температура колеблется от +5⁰С до -20⁰С. Летом и осенью для данной местности характерны ветры и пыльные бури.

Среднегодовое количество осадков 100-200 мм, большая часть которых выпадает весной и осенью.

I.2. Геологическое строение месторождения и залежи.

Геологическое строение разреза месторождения Северный Шуртан так же как и в целом для Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области характеризуется чётко выраженным расчленением на складчатом основании, представленное комплексом интенсивно дислоцированных пород дотриасового возраста, и осадочный чехол, сложенный осадками юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем, которые с резким угловым и стратиграфическим несогласиям залегают на породах фундамента.

Полезойские отложения на описываемой и бмулежащих площадях не вскрыты ни одной скважиной.

Максимальная вскрытая тамцина осадочного чехла в пределах площади составляет 4167 м (СКВ №5, забой которой находится в терригенных отложениях нижнего келловея).

В составе юрских отложений месторождения Северный Шуртан, согласно вышеназванным формациям, выделяются три толщи, резко отличающиеся друг от друга как по метолошческому составу, так и по условиям образования: терригенная (нижний келловей), карбонатная (средний келловей-нижний кимеридж) и соляно-ангидритовая (кимеридж-титон).

Толщина терригенных отложений составляет 83 м. (СКВ. №5) и представлена аргиллитами черными, крепкими, слюдистыми, известковистыми, в верхней части встречаются тонкие прослои темно-серых глинистых известняков прослои темно-серых глинистых известняков.

Карбонатная толща, залегающая на терригенных отложениях, делится на две половины. Нижняя относится к отложениям среднего келловея - среднего оксфорда, имеет выдержанную толщину (200-300 м.) представлена преимущественно плотными, часто глинистыми, неравномерно расслоенными известняками.

В тектоническом отношении по кровле юрских карбонатных отложений Северно-Шуртанская складка выражена в форме брахиантиклинали юго-запад-северо-восточного простирания с более крутым южным крылом. Размеры складки по замыкающей стратошогипсе минус 3240 м составляют 5 км x 2,5 км, высота 82 м. Свод складки пологий (в районе скв №2). На юго-западе Северо-Шуртанская складка через пологую широкую

седловину отделяется от собственно Шуртанской складки. Северное крыло складки осложнено тектоническим нарушением с амплитудой порядка 350м. В соответствии с принятой в Узбекистане номенклатурой на рассматриваемой площади выделяются следующие горизонты: XVI, X и XV-ПР (подрифовый), XV-Р (рифовый), XV-НР (надрифовый). Из них XV-Р и XV-НР продуктивные (Рисунок 11 и 12).

Собственно рифовый массив состоит из двух отмечающихся между собой по физическим и литолого-петрографическим свойствам толщ, из которых нижняя (XV-Р горизонт) характеризуется высокой пористостью и массивным строением, верхняя (XV-НР горизонт) чередованием пористых и уплотнённых разностей карбонатных пород. (Рисунок 1.3).

Доля коллекторов в разрезе XV-Р горизонта высокая и составляет 85-90% от общей толщины. Известняки водорослевые и комковато-водорослевые серого цвета средней крепости, характеризуются редкой чистотой, глинистые примеси практически отсутствуют. Толщины XV-Р горизонта изменяются от 62 до 130м.

Граница между XV-Р и XV-НР горизонтами чётко прослеживается по изменению физических свойств слагающих пород (отсюда и различные геофизические характеристики). Если XV-Р горизонт отличается однородной массивностью коллектора, то XV-НР характерен по его слоистости.

По литологическому составу породы XV-НР горизонта мало отличаются от пород, слагающих XV-Р горизонт, и представлены многочисленными разновидностями известняков биогенного происхождения серого цвета, плотных, крепких, с прожилками белого кристаллического кальцита.

Нефтяная залежь, охватывающая XV-НР и XV-Р горизонты, является массивной с единым газонефтяным контактами. Нефтенасыщенная часть залежи Севера - Шуртанского месторождения состоит из 2-х зон: с предельным нефтенасыщением и с непредельным нефтенасыщением. ВНК принят по верхней границе переходной нефти, только зоны с предельным нефтенасыщением. ГНК также представлен собой зоны на абсолютной отметке 3233м, что обеспечивало включение в подсчёт запасов практически горизонтальной плоскости с абсолютной отметкой 3216м.

При принятых отметках ВНК и ГНК этаж нефтеносности составляет 17м, газоносности - 58м, общая высота залежи - 75м.

Для верхнеюрского карбонатного разреза характерны довольно высокие температуры недр. Средняя температура пласта для XV-НР горизонта 127⁰С, для XV-Р горизонта 128⁰С. Среднее значение геометрического градиента для разреза XV-НР и XV-Р горизонтов месторождения составляет 3,25⁰/100м, а геометрической ступени 30,77м/с⁰. Начальное пластовое давление на глубине 3676м – 38,7МПа.

47

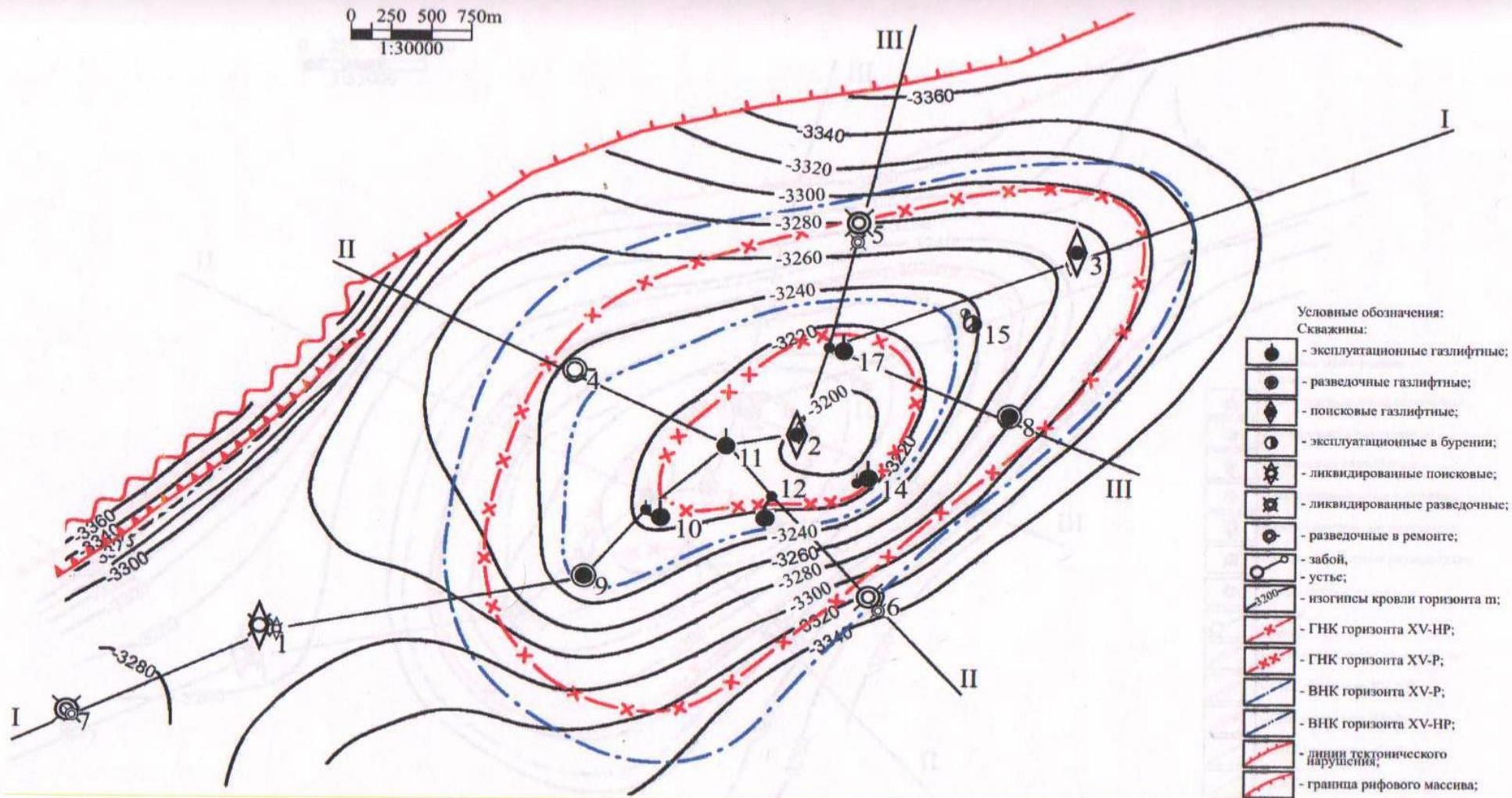


Рисунок I.1 – Структурная карта по кровле XV-P горизонта месторождения Северный Шуртан

Рисунок I.2 – Структурная карта по кровле XV-HP горизонта месторождения Северный Шуртан

15

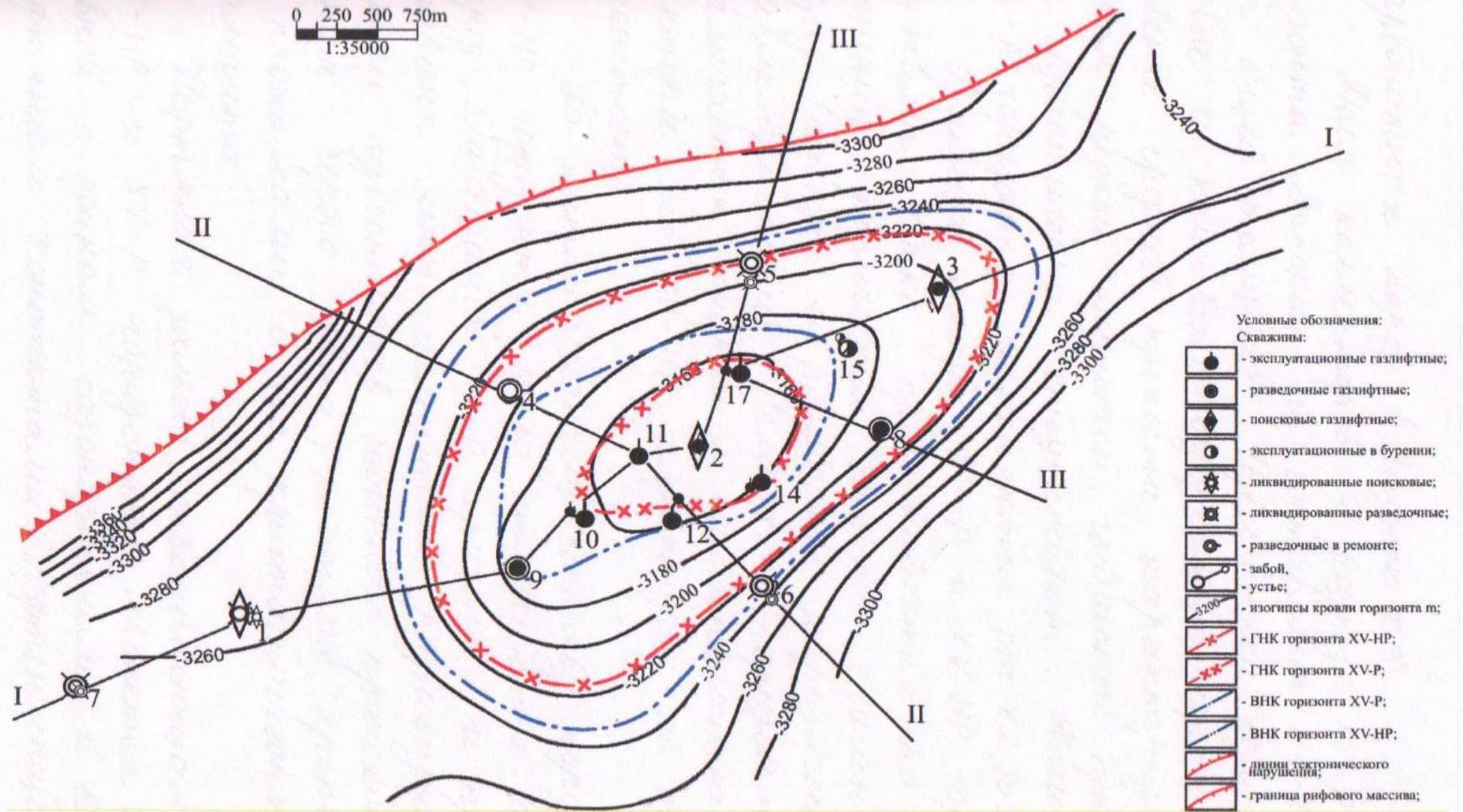


Рисунок I.2 – Структурная карта по кровле XV-HP горизонта месторождения Северный Шуртан

17

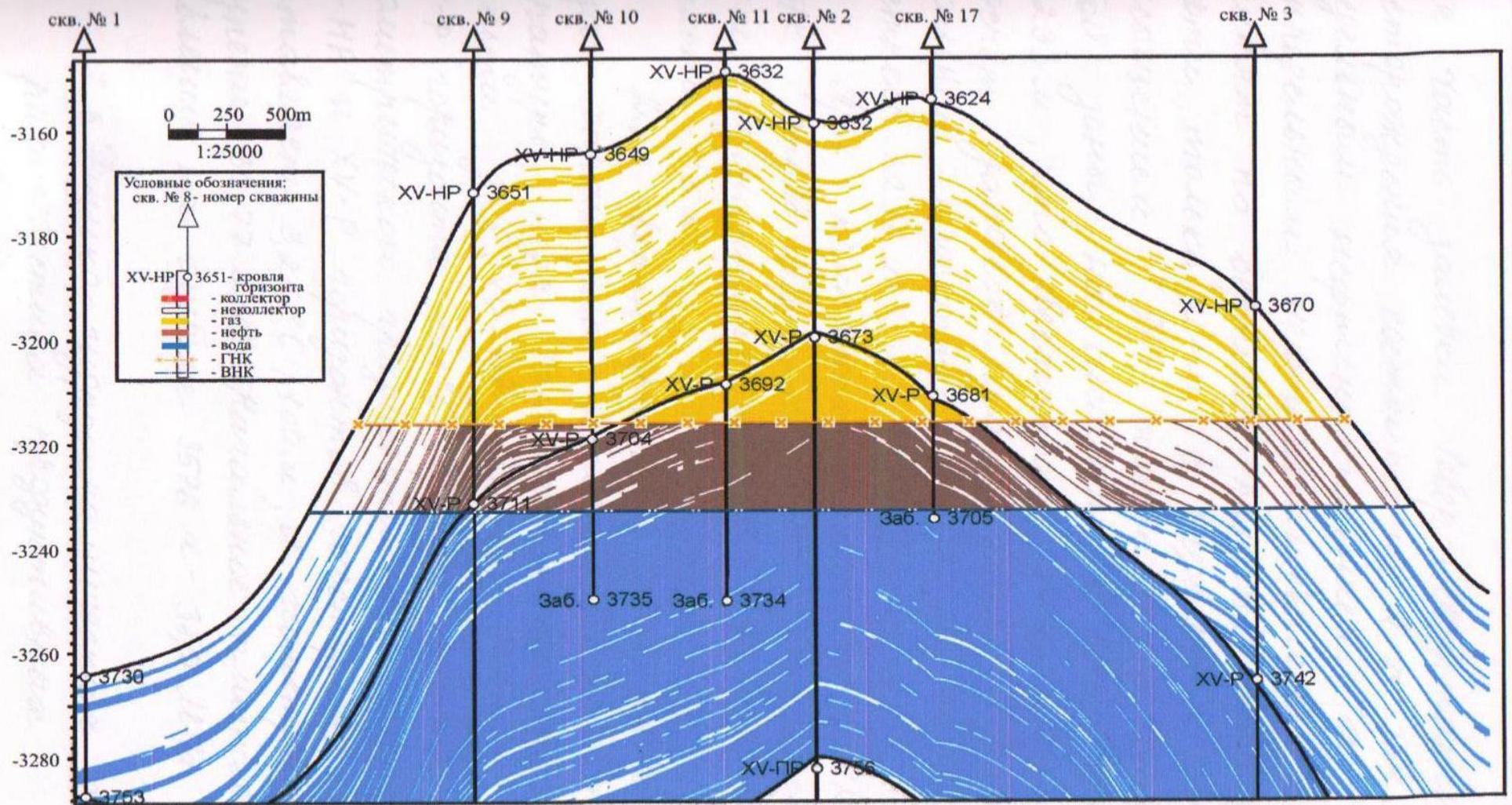


Рисунок I.3 – Геологический профиль I-I по линии скважин №№ 1, 9, 10, 11, 2, 17, 3

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Нефтяная залежь XV-HP и XV-P горизонтов является единой с общим ВНК и ГНК, но коллекторские свойства обеих зон значительно отличаются. Если нижняя (XV-P горизонт) характеризуется массивностью и более высокой пористостью, то верхняя (XV-HP горизонт) слоистым характером залегания пористых и плотных крепких пород, где коллектор в толще пласта составляет 20-40% (против 85-90% по XV-P горизонту). Тип коллектора – поровый, в XV-P горизонте развита мелкая кавернозность. Если известняки XV-P отличаются редкой чистотой, где практически отсутствуют глины, то для XV-HP горизонта характерно частое чередование пород коллекторов и неколекторов.

Пористость, изученная по 180 образцам, варьировала по XV-HP горизонту от 5% до 18%. Среднее значение пористости составило 11%. Но для подсчёта запасов принято значение пористости по данным ГИС равное 8% (как более полно характеризующее коллекторские свойства продуктивных горизонтов). Проницаемость также неравномерна по площади и изменяется от 0,001 мм², среднее значение составило 0,04 мм².

Открытая пористость по XV-P горизонту определялась по 175 образцам и варьировала в пределах от 5% до 22%.

Среднее значение составило 14%. Однако для расчётов принимается пористость по данным ГИС, как наиболее полно отражающую характеристику коллекторов. Для XV-P горизонта средняя пористость принята 11,0%, при компаниях по площади от 10,8 (СКВ №2) до 16,0 % (СКВ №9).

Начальная нефтенасыщенность определялась как по керну, так и по данным геофизических исследований. Но для подсчёта запасов были приняты мииь данные по ГИС как более полно характеризующие коллекторские свойства продуктивных горизонтов, то есть для горизонта XV-HP-0,77, для горизонта XV-P-0,91.

1.4. Характеристика нефти

Состав нефти на рассматриваемом месторождении охарактеризован анализами 3 проб из скважин №2 и 3. Согласно этим анализом величины плотности нефти изменяются от 827,5 кг/м³ до 896,9 кг/м³. При этом нефть с повышенной (896,9 кг/м³) плотностью распространена в нижних, а с пониженной (827,5кг/м³) – в верхних интервалах горизонта, т.е. с уменьшением абсолютной глубины залегания горизонта происходит уменьшение плотности нефти. Нефть с меньшей плотностью напоминает промежуточный продукт между нефтью и конденсатам: по своим физико-химическим показателям она близка к конденсатам, но наличие в ней смол, асфальтенов и парафина позволяет отнести её к нефти. В составе нефти содержание серы изменяется от 0,25% до 1,88% и составляет в среднем 1,04% массовой доли; смолот 10,7% до 17% (среднее значение 13,2%) и парафина - от 1,04% до 4,4% (среднее значение – 2,42%). Во всех случаях максимальные значения этих компонентов установлены в нижних, а минимальные в верхних интервалах. В характере изменения асфальтенов нет никакой закономерности. Содержание бензиновых фракций в нефти изменяется от 12% до 30%, а керосиновых от 7% до 14%, а суммарное их содержание колеблется от 19% до 55%. При этом количество бензиновых и керосиновых фракций возрастает снизу – вверх по разрезу с уменьшением глубины залегания горизонта. Проведённые исследования показывают, что в групповом углеводородном составе бензиновых фракций нефти содержится 12,5-28,3% ароматических, 7,2-45,2% нафтеновых и 48-64,6% метановых углеводородов.

В целом в карбонатных отложениях верхней юры Севера – Шуртанского месторождения распространены лёгкие, среднетяжёлые, низкосернистые и сернистые, смолистые и высокобензиновые нефти метана - ароматические – нафтенового, нафтена – метана – ароматического типа по групповому углеводородному составу бензиновых и метана – нафтена – ароматического типа по структурно – групповому составу керосина - масляных фракций.

1.5. Характеристика газов

Из газовой части залежи проанализировано 6 проб из трёх скважин (№2, 3, 9) в том числе 2 пробы из XV-Р и 4 пробы из XV-НР горизонтов (табличное приложение Г). Учитывая, что залежь вышеупомянутых горизонтов является единой, ниже приводится обобщённая характеристика физико-химических свойств газа. Согласно выполненным анализом исследованные газы по содержанию метана и его гомологов относятся к категории сухих метановых. При этом содержание метана в них изменяется от 86,61% до 89,2%, а суммарное содержание его гомологов составляет 8,37-9,71%. Относительная плотность газа по воздуху 0,65-0,654. В исследованных пробах установлено также наличие неуглеводородных компонентов. Присутствие сероводорода установлено во всех пробах, изменяясь в пределах 0,07% до 0,22%, и составляя в среднем 0,15%, что несколько ниже значения, полученного по данным полевых исследований (объёмная доля 0,21%). Объясняется это, по-видимому, условиями отбора и хранения устьевых проб. Содержание углекислого газа составляет 1,49-2,17%, а азота - 0,27-2,27%.

Из нефтяной части залежи проанализировано 4 пробы нефтерастворённого газа по скважинам №2 и №9. Эти газы близки по составу к вышеописанным газам газовой шапки и также относятся к категории сухих метановых. Однако в целом по залежи наблюдается по неженное содержание метана от 75,44% до 87,96% и повышенное содержание его гомологов -9,46%-16,7%. Содержание азота 0,94%-6,2%, углекислого газа-1,23%-1,83%, сероводорода – 0,02%-0,07% (по результатам палевых определений - 0,29%).

В целом, по содержанию неуглеводородных компонентов как сводные, так и нефтерастварённые газы относятся к типу низкосероводородных, низкоуглекислотных, низкоазотных.

1.6. Характеристика конденсатов

Свойства охарактеризованы четырьмя пробами из скважины №2. Согласно этим анализам относительная плотность конденсатов, распространённых в верхнеюрских отложениях, изменяется от 0,7868 до 0,796 и в среднем по горизонту составляет 0,7897. Количество серы в них невысокое и колеблется от 0,16% до 0,2% и поэтому показателю они относятся к категории сернистых конденсатов. Они полностью выкипают при температуре 450⁰С.

Количество бензиновых фракций в них – 54-56%, керосиновых -19-23% и масляных 23-25%, т.е. конденсаты состоят в основном, из бензиновых и в меньшей степени – керосиновых и масляных фракций. Смолы, асфальтены и парафин в них не обнаружены.

В бензиновых фракциях конденсатов 19,3-22,6% ароматических, 23-23,3% нафтеновых и 54,4-57,4% метановых углеводородов, т.е. ведущее место по концентрации занимают метановые углеводороды, а другие классы углеводородов, по сравнению с метановыми, значительно ниже. Следует отметить, что в некоторых узких фракциях

конденсатов отдельные классы углеводородов также распределены неравномерно. Так, например, во фракции, выкипающей при температуре 60-95⁰С, количество ароматических углеводородов составляет всего лишь 4,9-6%, их относительно нафтеновых в 5-7 раз и метановых в 10-12 раз меньше. И только во фракциях 95-122⁰С их содержание несколько повышается, и начиная с фракции 122-150⁰С и выше, происходит преобладание последних над нафтеновыми углеводородами.

I.7. Запасы нефти, газа и конденсата

Нефтяная залежь месторождения Северный Шуртан приурочена к коллекторам XV-НР и XV-Р горизонта. Подсчёт запасов нефти, газа, конденсата выполнен опытно-методической партией «Узбекнефтегазгеология» в 1988 году.

По величине запасов нефти месторождение Северный Шуртан относится к мелким.

Месторождение Северный Шуртан представляет собой двухкупальную антиклинальную складку Северо-восточного простирания, осложненную с севера к югу тектоническим нарушением. Глубина залегания кровли продуктивных отложений в пределах контура газоносности составляет 3158-3216м; нефтеносности 3216-3233м.

Размеры нефтяной оторочки: длина 4,5км, ширина-2,25км, высота-17м, площадь-8,93км². Размеры газовой залежи: длина-4км, ширина-1,85км, высота-58м, площадь 6,25км².

На баланс по XV-Р горизонту приняты: начальные запасы нефти категории С₁: геологические-1058·10³т, извлекаемые-389·10³т; запасы растворённого газа категории С₁: геологические-204·10⁶м³, извлекаемые-184·10⁶м³; начальные геологические запасы свободного газа-8991·10⁶м³; начальные запасы конденсата: геологические-58·10³т. На баланс по XV-НР горизонту приняты: начальные запасы нефти категории С₁: геологические-204·10⁶м, извлекаемые-184·10⁶м³; начальные геологические запасы свободного газа-8991·10⁶м³; начальные запасы конденсата: геологические-58·10³т, извлекаемые-36·10³т. На баланс по XV-НР горизонту приняты: начальные запасы нефти категории С₁: геологические-1058·10³т, извлекаемые-389·10³т; запасы растворённого газа категории С₁: геологические-204·10⁶м³, извлекаемые-184·10⁶м³; начальные геологические запасы свободного газа-8991·10⁶м³; начальные запасы конденсата: геологические-58·10³т, извлекаемые-36·10³т. На баланс по XV-НР горизонту приняты: начальные запасы нефти категории С₁: геологические-1058·10³т, извлекаемые-212·10³т; запасы растворённого газа категории С₁: геологические-111·10⁶м³, извлекаемые-100·10⁶м³; начальные геологические запасы свободного газа-899·10⁶м³; начальные запасы конденсата: геологические-198·10³м, извлекаемые-122·10³м.

В связи с введением новых эксплуатационных скважин №10,11,12,14, 17 были переоценены запасы нефти и газа которые указаны в таблице I.1 и I.2.

Таблица I.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Оценка запасов нефти и растворенного газа	Горизонт	Площадь нефтеносности, $1 \cdot 10^3$ м ²		Нефтенасыщенный объем, $1 \cdot 10^3$ м ³	Пористость, д.е.	Нефтенасыщенность, д.е.	Плотность нефти, г/м ³	Пересчетный коэффициент, д.е.	Геологические запасы нефти, $1 \cdot 10^3$ т	Извлекаемые запасы нефти, $1 \cdot 10^3$ т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Геологические запасы нефтяного газа, $1 \cdot 10^6$ м ³	Извлекаемые запасы нефтяного газа, $1 \cdot 10^6$ м ³
		Нефтенасыщенная толщина, м											
Подсчет запасов	XV-HP	6925	3	21770	0.08	0.77	0.875	0.901	1058	212	105.1	111	100
	XV-P	2013	12	24614	0.11	0.91			1943	389		204	184
Итого									3001			315	284
Переоцененные запасы	XV-HP	6879	4	24237	0.09	0.79	0.875	0.901	1359	272	105.1	143	129
	XV-P	2263	10	22561	0.13	0.87			2012	402		212	190
Итого									3371			354	319

Таблица I.2 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов

Оценка запасов газа и конденсата	Гори-зонг	Площадь газоносности, $1 \cdot 10^3 \text{ м}^2$	Газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем, $1 \cdot 10^3 \text{ м}^3$	Пористость, д.е.	Газонасыщенность, д.е.	Начальное пластовое давление, МПа $\cdot 10$	α	ζ	Геологические запасы газа, $1 \cdot 10^6 \text{ т}$	Потенциальное содержание конденсата, г/м 3	Геологические запасы конденсата, $1 \cdot 10^6 \text{ т}$	Извлекаемые запасы конденсата, $1 \cdot 10^6 \text{ т}$
Подсчет запасов	XV-HP	5381	7	39251	0.09	0.75	379	0.952	0.728	694	285	198	122
	XV-P	869	8	7078	0.13	0.85				205		58	36
Итого										899		256	158
Переоцененные запасы	XV-HP	5895	8	46053	0.09	0.79	379	0.952	0.728	858	285	244	151
	XV-P	912	8	6975	0.13	0.84				200		57	35
Итого										1057		301	186

29

II. Основная часть.

II.1. Основные этапы проектирования месторождением.

Северный Шуртан

Первым проектным документом по рассматриваемому объекту был составленный «УзбекНИПИнефтегаз» в 1994 году «Проект пробной эксплуатации нефти газовой залежи Северный Шуртан».

Проект пробной эксплуатации был составлен с целью анализа текущего состояния и эффективности применяемой системы разработки, оценки выработки запасов нефти и газа из залежи, а также для обоснования расчётных геолого-физических моделей объекта и расчёта на их основе технологических показателей разработки на перспективу.

В проекте были рассчитаны показатели по трём вариантам разработки с технико-экономическим обоснованием каждого из них.

Проект пробной эксплуатации нефтегазовой залежи Северный Шуртан был рассмотрен на геолого-техническом совещании ГПУ «Шуртангаз» 16 сентября 1994 г. После обмена мнениями совещание постановило:

1. Отчёт по теме «Проект пробной эксплуатации нефтегазовой залежи Северный Шуртан » выполненный в рамках договора ПШ 04.07./94.94. одобрить.
2. Рекомендовать на период пробной эксплуатации принять основные показатели разработки по варианту I с начальным дебитом нефти 15 м/г. В дальнейшем рассмотреть возможность реализации варианта II, обеспечивающего максимальный народнохозяйственный эффект.
3. Предусмотреть в проекте оборудование разведочных скважин, перфорированных в газовой части, спуск подъёмных покеров ОПР конструкции «УзбекНИПИнефтегаз».
4. Для контроля продвижения ГНК и ВНК предусмотреть контрольную скважину.

Вторым проектным документом по рассматриваемому объекту является отчёт «Технологическая схема разработка месторождения Северный Шуртан».

В Технологическая схема разработки в соответствии Техническим заданиям от 03.06.2006 г было рассмотрено 4 варианта дальнейшей разработки месторождения, отличающихся друг от друга схемами разработки, количеством, типатими и дебитами скважин.

Отчёт «Технологическая схема разработка месторождения Северный Шуртан» был рассмотрен на заседании НТС УДП «Шуртаннефтегаз» 29 августа 2006 г. После обмена мнениями секция НТС решила:

1. Научно-техническую работу «Технологическая схема разработка месторождения Северный Шуртан» принять и рекомендовать для утверждения II вариант разработки.
2. Отчёт передать в ЦКП АК «Узгеобурнефтегаздобыча» для рассмотрения и утверждения варианта разработки месторождения.
3. Авторский надзор за бурением, разработкой и технологией сбора и подготовки продукции месторождения Северный Шуртан возложить на институт ОАО «O'ZLITINEFTGAZ».

Принятый прогнозный вариант разработки характеризовался следующими показателями:

- фонд добывающих скважин -15 ед;

- максимальный уровень добычи нефти $26,11 \cdot 10^3 \text{м}$, достигаемый на 7 году прогнозного периода;
- максимальный уровень добыча жидкости – $26,62 \cdot 10^3 \text{м}$;
- экономически рентабельный срок разработки месторождения – 53 года;
- накопленная добыча нефти за прогнозный период $-405,12 \cdot 10^3 \text{м}$;
- накопленная добыча жидкости за прогнозный период $-545,34 \cdot 10^3 \text{м}$;
- накопленная добыча свободного газа за прогнозный период – $229,29 \cdot 10^3 \text{м}$;
- накопленная добыча попутного газа за прогнозный период – $32,45 \cdot 10^3 \text{м}$;
- конечный коэффициент увлечения нефти – 0,208.

Основные технологические показатели прогнозного варианта разработки месторождения по проекту технологической схемы приведены в таблице П.1. и показаны на графике П.1.

П.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Начало разработки месторождения Северный Шуртан относится к 2005 г, когда была введена в эксплуатацию (13.04.2005 г.) эксплуатационная скв. № 10.

В проектом документе «Технологическая схема разработка месторождения Северный Шуртан» (4) для реализации разработки был принят второй прогнозный вариант. За период эксплуатации с 2005 г по 2009 г фактические показатели разработки месторождения значительно отличались от принятого прогнозного варианта. В связи с этим выполнен анализ несоответствия фактических и проектных показателей разработки и выявлены основные причины их несоответствия.

Гистограммы отклонения фонда добывающих скважин, добычи нефти, жидкости и попутного газа приведены на рисунках П.2-П.5. Анализ динамики фонда скважин показывает, что действующей фонд скважин ниже проектного, но в целом фактический темп увеличения количества действующих скважин соответствует проекту. В 2006 г фонд действующих скважин составлял по проекту 3 ед, а фактически эксплуатировались 2 скважины (№ 10,11), в 2007 г. По проекту фонд действующих скважин составлял 5 ед, а по факту 4 ед. (№ 8,10,11,12) с 2008 г. По 2009 г. Разница между проектным и фактическим числом добывающих скважин возросла. Так в 2008 г. Против 7 проектных скважин эксплуатировались 5 скважин (№ 8,10,11,12,14), а в 2009 г. работали 7 скважин (№ 3,8,10,11,12,14,17) против проектного количества, равного 9 ед.

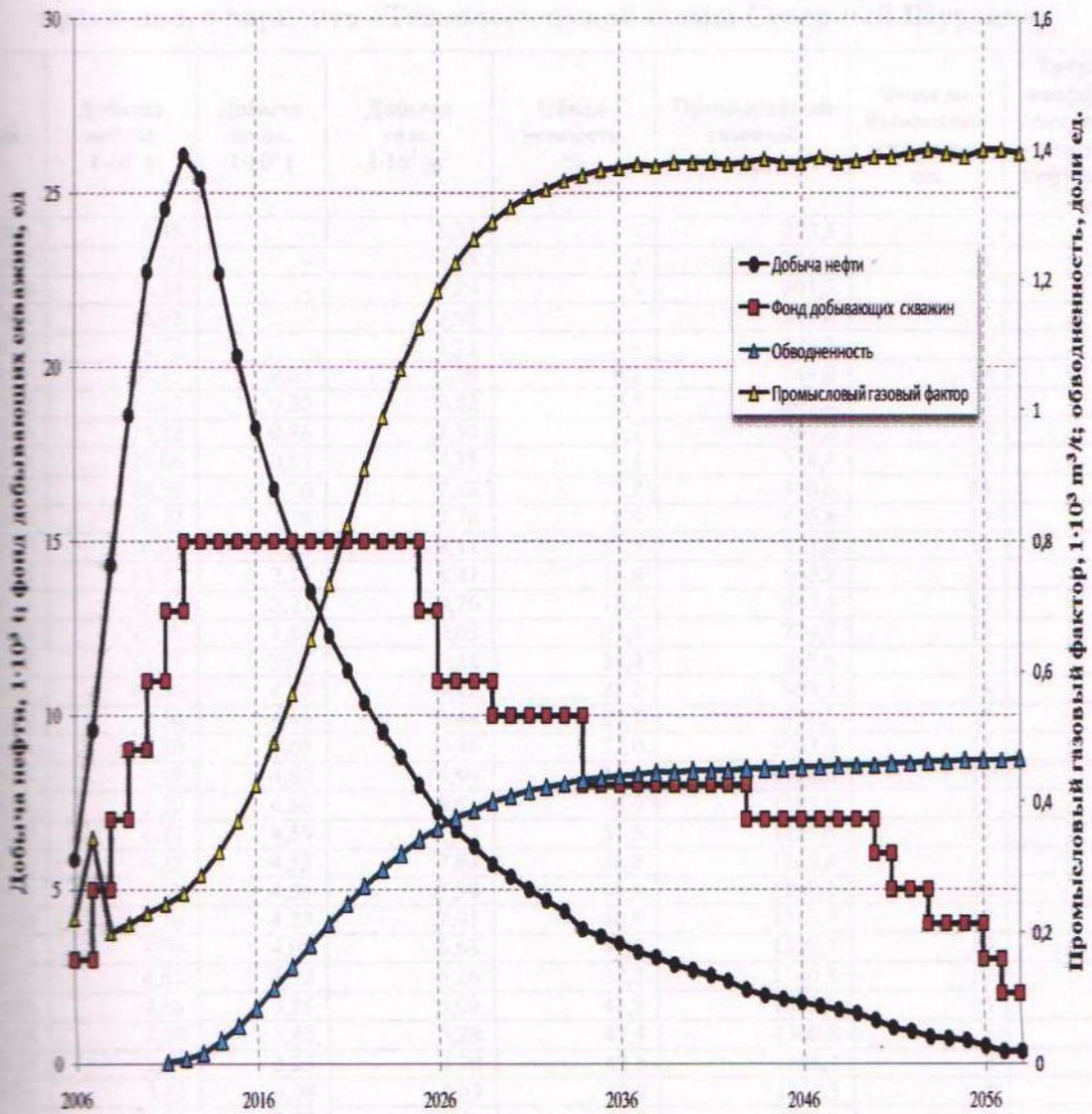


Рисунок П.4 – График основных технологических показателей прогнозного варианта месторождения Северный Шуртан (проект технологической схемы)

Из сравнения гистограмм проектных и фактических показателей добычи жидкости нефти видно, что фактический из месторождения извлекается значительно больше жидкости и нефти, чем предусмотрено в проекта, причём меньшим фондом действующих скважин. Данная ситуация может быть объяснена с точки зрения системы разработки, которая по проектному документу в основном была ориентирована на выработку нефтяной части, но в силу несовершенного контроля за технологическим режимом работы скважин была изменена на совместную систему, т.е. отбор нефти происходит при неконтролируемом прорыве свободного газа газовой шапки, включал в себя кроме тяжёлых фракций углеводородов (собственно нефти) ещё и лёгкие фракции, выпадающие из добываемого свободного газа в условиях промысловой сепарации.

Таблица П.1 – Основные технологические показатели разработки принятого прогнозного варианта «Технологической схемы Северный Шуртан»

Годы	Добыча нефти, $1 \cdot 10^3$ т	Добыча воды, $1 \cdot 10^3$ т	Добыча газа, $1 \cdot 10^6$ м ³	Обводненность, %	Промысловый газовый фактор, м ³ /т	Фонд добывающих скважин, ед.	Текущий коэффициент извлечения нефти, доли ед.
2006	5,85	-	1,31	-	223,5	3	0,003
2007	9,60	-	3,33	-	346,9	5	0,008
2008	14,34	-	2,89	-	201,5	7	0,015
2009	18,63	-	3,98	-	213,6	9	0,025
2010	22,72	-	5,21	-	229,3	11	0,037
2011	24,55	0,05	5,99	0,2	244,0	13	0,049
2012	26,11	0,20	6,82	0,8	261,2	15	0,063
2013	25,42	0,46	7,30	1,7	287,2	15	0,076
2014	22,66	0,82	7,35	3,4	324,4	15	0,087
2015	20,30	1,26	7,52	5,7	370,4	15	0,098
2016	18,27	1,75	7,78	8,4	425,8	15	0,107
2017	16,51	2,25	8,11	11,5	491,2	15	0,116
2018	14,97	2,75	8,47	14,8	565,8	15	0,123
2019	13,53	3,21	8,76	18,2	647,5	15	0,130
2020	12,29	3,61	9,03	21,4	734,7	15	0,137
2021	11,27	3,97	9,28	24,4	823,4	15	0,143
2022	10,36	4,27	9,42	27,2	909,3	15	0,148
2023	9,54	4,49	9,44	29,7	989,5	15	0,153
2024	8,80	4,65	9,36	32,0	1063,6	15	0,157
2025	7,98	4,67	8,99	34,2	1126,6	13	0,161
2026	7,20	4,60	8,51	36,0	1181,9	11	0,165
2027	6,71	4,59	8,22	37,5	1225,0	11	0,169
2028	6,25	4,53	7,88	38,8	1260,8	11	0,172
2029	5,72	4,36	7,38	40,0	1290,2	10	0,175
2030	5,34	4,23	7,01	40,9	1312,7	10	0,178
2031	4,99	4,09	6,63	41,7	1328,7	10	0,180
2032	4,67	3,92	6,26	42,3	1340,5	10	0,182
2033	4,36	3,75	5,90	42,9	1353,2	10	0,185
2034	3,88	3,42	5,28	43,4	1360,8	8	0,187
2035	3,64	3,25	4,98	43,8	1368,1	8	0,189
2036	3,42	3,08	4,69	44,0	1371,3	8	0,190
2037	3,21	2,92	4,42	44,3	1376,9	8	0,192
2038	3,02	2,76	4,15	44,4	1374,2	8	0,194
2039	2,83	2,61	3,91	44,6	1381,6	8	0,195
2040	2,66	2,46	3,67	44,7	1379,7	8	0,196
2041	2,50	2,32	3,45	44,8	1380,0	8	0,198
2042	2,35	2,18	3,24	44,9	1378,7	8	0,199
2043	2,08	1,94	2,87	45,0	1379,8	7	0,200
2044	1,95	1,82	2,70	45,0	1384,6	7	0,201
2045	1,84	1,72	2,54	45,1	1380,4	7	0,202
2046	1,73	1,63	2,39	45,2	1381,5	7	0,203
2047	1,62	1,54	2,25	45,4	1388,9	7	0,204
2048	1,53	1,45	2,11	45,5	1379,1	7	0,204
2049	1,44	1,37	1,99	45,6	1381,9	7	0,205
2050	1,21	1,16	1,68	45,7	1388,4	6	0,206
2051	1,00	0,96	1,39	45,8	1390,0	5	0,206
2052	0,94	0,91	1,31	45,9	1393,6	5	0,207
2053	0,75	0,73	1,05	46,1	1400,0	4	0,207
2054	0,71	0,69	0,99	46,2	1394,4	4	0,208
2055	0,67	0,66	0,93	46,3	1388,1	4	0,208
2056	0,50	0,49	0,70	46,3	1400,0	3	0,208
2057	0,35	0,34	0,49	46,5	1400,0	2	0,208
2058	0,33	0,32	0,46	46,6	1393,9	2	0,208

Сравнение проектного и фактического значений добычи попутного газа показывает, что началом прорыва свободного газа следует считать 2008 г, однако пластовое давление по промышленным данным в конце 2007 г составляло 36,5 мПа, т.е. снизилось относительно начального значения (38,9 мПа) на 2,4 мПа (24,5 кгф/см²). По технологической схеме, снижение не наблюдалось, пластовое давление в конце 2007 г должно было составлять 38,2 мПа. Таким образом, значительное снижение пластового давления происходило уже раньше 2008 г, и может указывать на отбор свободного газа газовой шапки. Подробный анализ отбора свободного газа газовой шапки приведён ниже в анализе текущего состояния разработки.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки с момента принятия технологической схемы приведено в таблице П.2.

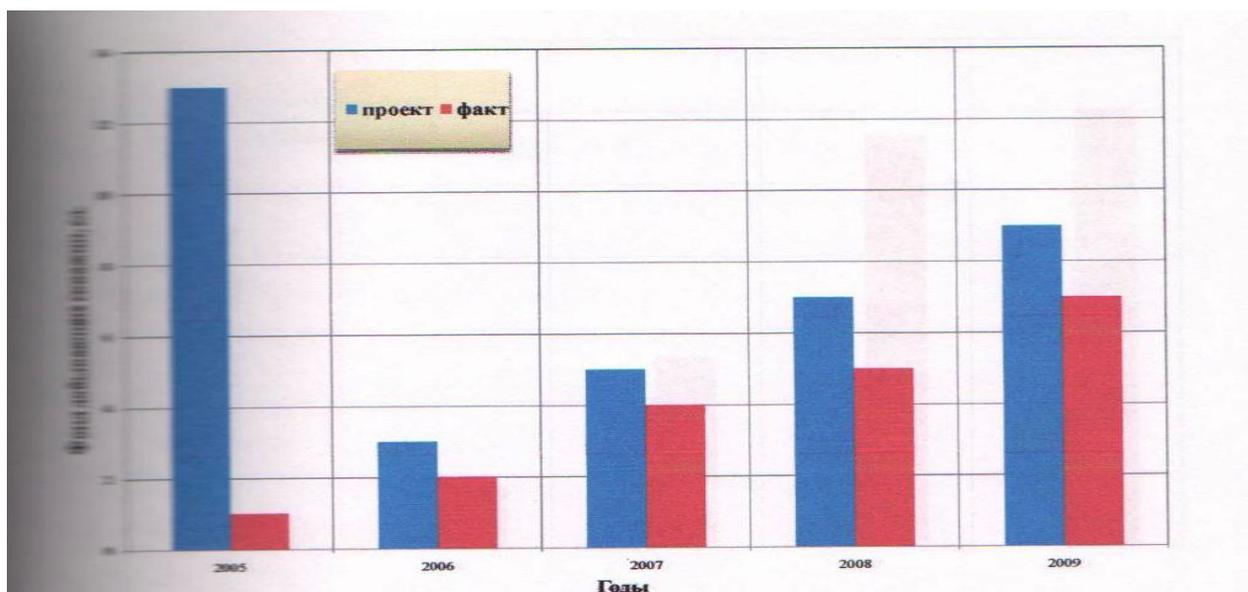


Рисунок П.2 – Сравнение проектного и фактического фонда добываемых скважин

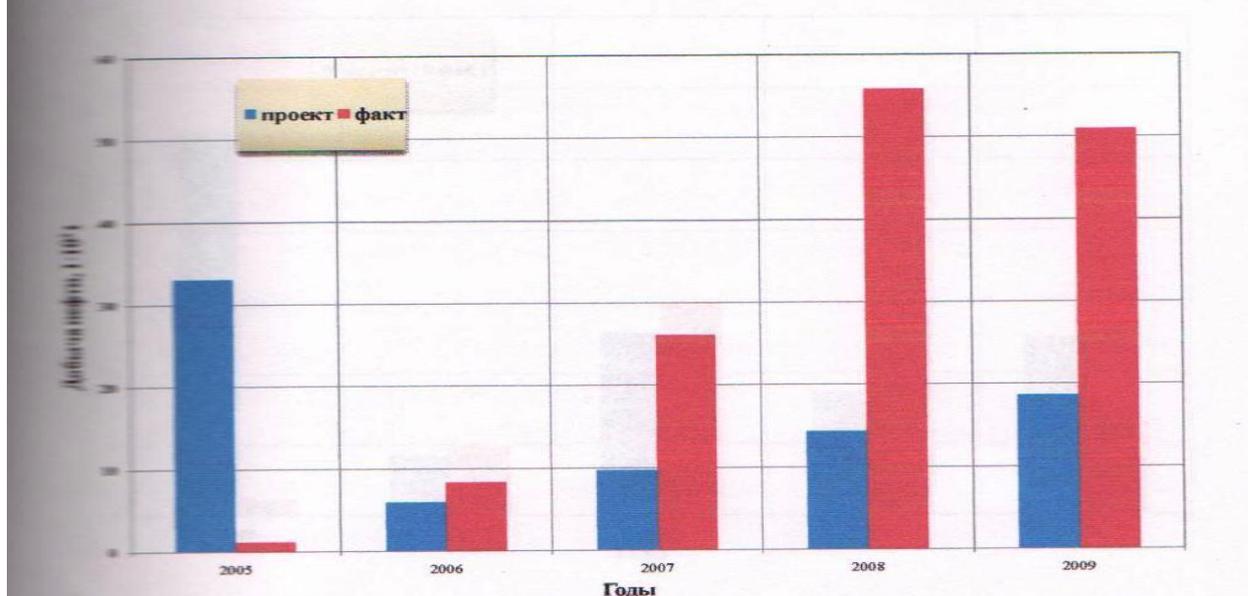


Рисунок П.3 – Сравнение проектного и фактического уровня добычи нефти

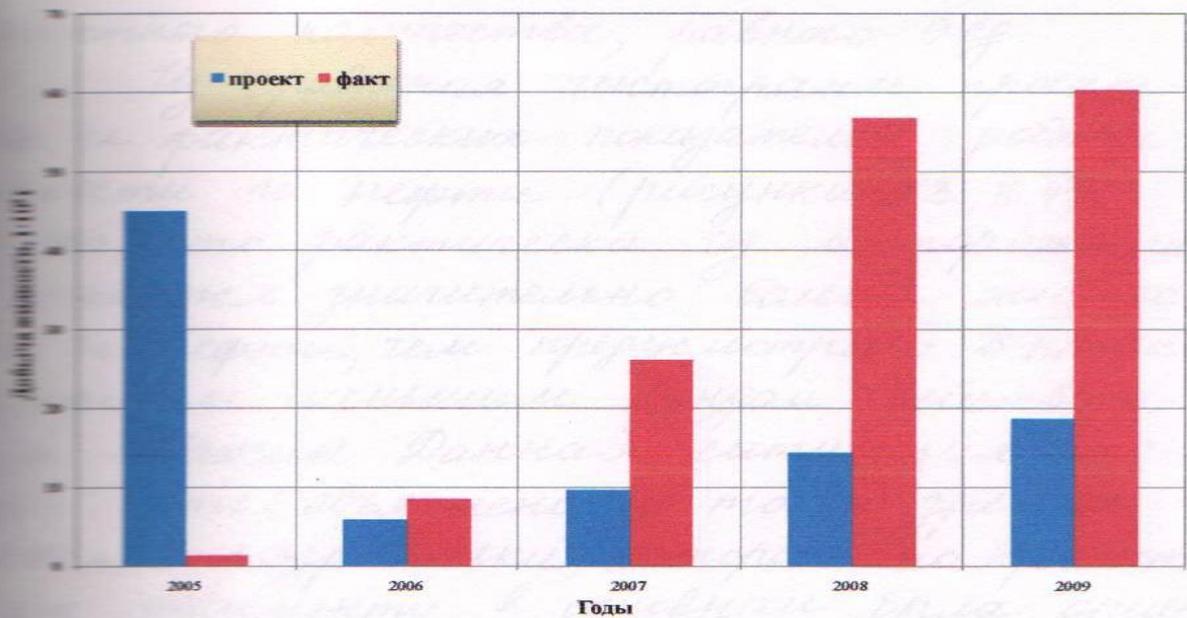


Рисунок П.4 – Сравнение проектного и фактического уровня добычи жидкости

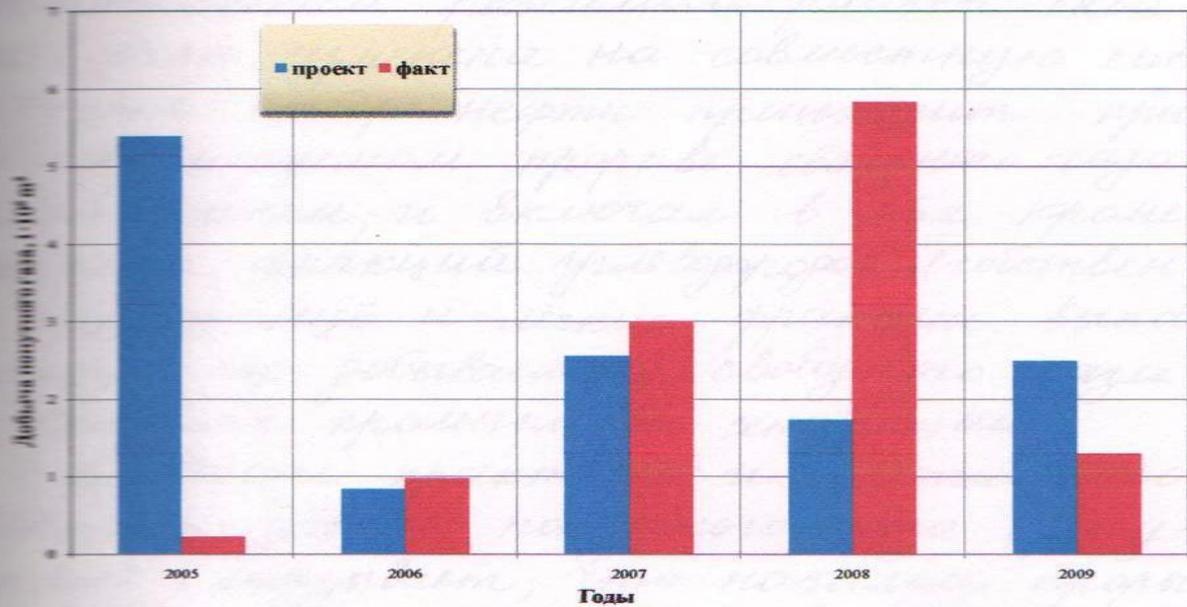


Рисунок П.5 – Сравнение проектного и фактического уровня добычи попутного газа

38

Сведения о состоянии реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин на дату анализа приведены в таблицах П.3. П.4.

Из вышесказанного следует, что сновкой причиной расхождения проектных и фактических показателей разработки месторождения является отклонение в технологическом режиме работы скважин, не предусмотренным в проектном документе, в частности переходом на совместную эксплуатацию газовой и нефтяной части залежи. Также следует отметить, что неконтролируемый отбор свободного газа из газовой шапки, используемого для выноса скважинной жидкости, приводит к значительному снижению пластового давления, что влечёт за собой нерациональный расход пластовой энергии, и соответственно, неравномерную выработку запасов нефти, а также выпадение части конденсата в пределах газовой шапки в соответствии с рисунком П.11

Таблица П.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Северный Шуртан за период с 2006 г. по 2009 г.

Показатели	2006		2007		2008		2009	
	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
Добыча нефти всего, тыс. т	5,85	8,33	9,60	26,12	14,35	55,91	18,63	50,98
В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	2,74	3,69	7,17	21,09	11,92	50,43	16,34	48,03
из новых скважин, тыс. т	3,11	4,64	2,43	5,03	2,43	5,48	2,29	2,96
Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	2	1	2	2	2	1	2	2
В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.	2	1	2	2	2	1	2	2
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,10	10,04	7,98	30,24	7,98	31,69	6,81	19,52
Среднее число дней работы новой скважины, дни	166,5	91	152,5	71,5	152,5	173	152,5	78
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дни			347	91,0	347	71,5	347	173,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. т			3,11	10,29	5,17	23,17	5,12	9,56
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	2	5	4	7	5	9	7
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	3	2	5	4	7	5	9	7
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	8,18	13,96	7,62	29,61	7,19	34,81	6,77	45,09
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	7,90	10,77	7,10	28,96	6,88	34,71	6,76	53,63
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,52	17,15	8,40	30,28	7,98	35,19	6,83	23,75
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,03	13,74	7,32	29,56	7,19	33,94	6,74	38,01
Средний дебит переходящих скважин по нефти по нефти, т/сут	7,90	10,60	6,89	28,88	6,87	34,50	6,72	45,31
Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	0,51	1,57	2,74	0,18	0,21	1,61	0,37	15,69
Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	0,05	1,58	2,97	0,27	0,09	0,61	0,49	15,52
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,00	1,6	0,00	0,1	0,00	9,1	0,00	13,85
Добыча жидкости всего, тыс. т	5,90	8,46	9,87	44,40	14,36	56,82	18,70	60,47
Добыча жидкости с начала разработки, тыс. т	5,90	9,72	15,77	54,12	30,13	110,94	48,83	171,41
Добыча нефти с начала разработки, тыс. т	5,85	9,48	15,45	35,60	29,80	91,51	48,43	142,49
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02	0,05
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,97	1,58	2,57	5,92	4,96	15,23	8,06	23,71
Темп отбора нефти от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,97	1,39	1,60	4,35	2,39	9,30	3,10	8,48
Темп отбора нефти от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,97	1,39	1,61	4,41	0,91	9,89	3,26	10,01
Добыча нефтяного газа годовая, млн. м ³	0,47	1,00	0,77	3,00	1,15	5,80	1,49	56,10
с начала разработки, млн. м ³	0,47	1,20	1,24	4,20	2,39	10,00	3,88	66,10

Н

Таблица П.3 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.08.2009 г.

Категория фонда	Номера скважин	Количество скважин, ед.
Утвержденный фонд, всего в том числе:	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24	8
- добывающие	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24	8
- магнетательные		
- газовые		
- контрольные		
- водозаборные		
Фонд скважин на 01.08.2009 г., всего в том числе	3, 8, 10, 11, 12, 14, 17	7
- добывающие	3, 8, 10, 11, 12, 14, 17	7
- магнетательные		
- газовые		
- контрольные		
- водозаборные		
Фонд скважин для бурения на 01.08.2009 г., всего в том числе	18, 19, 20, 21, 22, 23, 24	7
- добывающие	18, 19, 20, 21, 22, 23, 24	7
- магнетательные		
- газовые		
- контрольные		
- водозаборные		

Таблица П.4 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.08.2009 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин, ед.
Фонд добывающих скважин	Пробурено	14
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	14
	В том числе: Действующие	7
	из них: фонтанные	7
	ЭЦН	
	ШГН	
	газлифт:	
	-бескомпрессорный	
	-внутрискважинный	
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	В ожидании ликвидации	
Ликвидированные	7	

II.3. Анализ текущего состояния разработки месторождения характеристика фонда скважин.

В 1978-1980 гг. по данным сейсморазведки была выявлена Северо - Шуртанская складка. После интерпретации данных сейсморазведки на площади Северный Шуртан по проекту поискового бурения в 1979 г. было организовано глубокое бурение, в процессе которого, при опробовании поисковой скважины № 2 была выявлена нефтегазовая залежь.

За период с 1979 г. на месторождении было пробурено и опробовано кроме скважины № 6 3 поисковые (№ 1,2,3) и 6 разведочных скважин. При опробовании пробуренных скважин промышленные притоки нефти и газа были получены в 5 скважинах, которые затем были законсервированы до организации промысла. Остальные скважины были ликвидированы по геологическим причинам, как выполнившие своё назначение. Впоследствии разведочные скважины № 2,4,9 также были ликвидированы как выполнившие своё назначение.

Эксплуатационное бурение на месторождении было начато только в 2003 г. скважиной № 10.

По состоянию на 01.08.2009 на месторождении Северный Шуртан общий фонд скважин составляет 16 ед. и представлен в верующем виде:

- действующие фонтанные - 7 ед (№ 3,8,10,11,12,14,17);
- ликвидированные – 7 ед (1,2,4,5,6,7,8,9);
- в бурении – 2 ед (№ 15,19).

Текущее состояние фонда скважин приведено в таблице II.5.

Информация о техническом состоянии приведена в таблице II.6.

**Таблице II.5 – Состояния фонда скважин месторождения Северный Шуртан
(на 01.08.2009 г)**

Вид скважин	Категория скважин	Качество скважин	Номера скважин
Общий фонд скважин	Всего пробурено	14	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17
	в.т.ч поисковых	3	1,2,3
	разведочных	6	4,5,6,7,8,9
	эксплуатации-х	1	10,11,12,14,17
	Ликвидировано	7	1,2,4,5,6,7,9
	В бурении	2	15,19
Фонд действующих	Всего	7	3,8,10,11,12,14,17

Характеристика отборов нефти, газа и воды.

Нефтяная часть месторождения Северный Шуртан было введена в пробную эксплуатацию, эксплуатационной скважиной № 10 в апреле 2005 г. начальным дебетом по нефти, равным 3,53 м³/сут.

Рассмотрим динамику основных технологических показателей разработки месторождения Северный Шуртан за период эксплуатации с апреля 2005 г. по июль 2009г, введенную на рисунке II.6.

Таблица П.6 – Краткие сведения о пробуренных скважинах месторождения Северный Шуртан

Номер скважины	Тип скважины	Дата бурения		Альтитуда + удлинение, м	Глубина		Конструкция скважины				
		начало	конец		проектная, м	фактиче- ская, м	направление	удлиненное направление	кондуктор	техническая колонна	эксплуатацион- ная колонна
1	Поисковая	19.02.1979	30.06.1980	464 + 6	3800	3842	508 мм × 5 м	426 мм × 25 м	299 мм × 560 м	219 мм × 3110 м	140 мм × 3810 м
2	Поисковая	29.07.1980	15.06.1981	473 + 1	4200	3902	508 мм × 5 м	426 мм × 23 м	299 мм × 590 м	219 мм × 3628 м	140 мм × 3870 м
3	Поисковая	20.07.1981	04.05.1982	476 + 1	4200	4040	508 мм × 5 м		299 мм × 777 м	219 мм × 3657 м	140 мм × 3835 м
4	Разведочная	25.05.1982	25.03.1983	463 + 1	4200	3800	508 мм × 5 м	426 мм × 30 м	299 мм × 748 м	219 мм × 3655 м	140 мм × 3670 м
5	Разведочная	23.08.1982	14.07.1983	465 + 3	4200	4167	508 мм × 5 м		299 мм × 701 м	219 мм × 3657 м	140 мм × 3751 м
6	Разведочная	26.08.1983	14.06.1984	472 + 3	4200	3800	508 мм × 5 м		299 мм × 717 м	219 мм × 3630 м	
7	Разведочная	24.07.1984	13.07.1985	467 + 1	4200	3860	508 мм × 5 м	426 мм × 21 м	299 мм × 407 м	219 мм × 3638 м	140 мм × 3811 м
8	Разведочная	09.06.1986	25.03.1987	467 + 1	4200	3855	508 мм × 5 м	426 мм × 17 м	299 мм × 612 м	219 мм × 3645 м	140 мм × 3790 м
9	Разведочная	08.08.1985	16.04.1986	479 + 1	4200	3850	508 мм × 5 м	426 мм × 20 м	299 мм × 464 м	219 мм × 3632 м	140 мм × 3773 м
10	Эксплуатационная	21.06.2003	14.03.2005	482,9	3850	3735	508 мм × 5 м	426 мм × 100м	324 мм × 1625м	245 мм × 3445 м	140 мм × 3735 м
11	Эксплуатационная	16.04.2005	17.03.2006	482,2	3850	3734	508 мм × 7 м	426 мм × 100м	324 мм × 1625м	245 мм × 3469 м	140 мм × 3732 м
12	Эксплуатационная	04.04.2006	06.09.2007	477,6	3850	3760	508 мм × 5 м	426 мм × 100м	324 мм × 1645м	245 мм × 3460 м	140 мм × 3760 м
14	Эксплуатационная	30.09.2007	28.06.2008	469,96	3850	3710	530 мм × 5 м	426 мм × 100м	324 мм × 1650м	245 мм × 3484 м	140 мм × 3850 м
17	Эксплуатационная	13.08.2008	24.05.2009	468,12	3850	3705	508 мм × 5 м	426 мм × 101м	324 мм × 1662м	245 мм × 3300 м	140 мм × 3705 м

46

±4

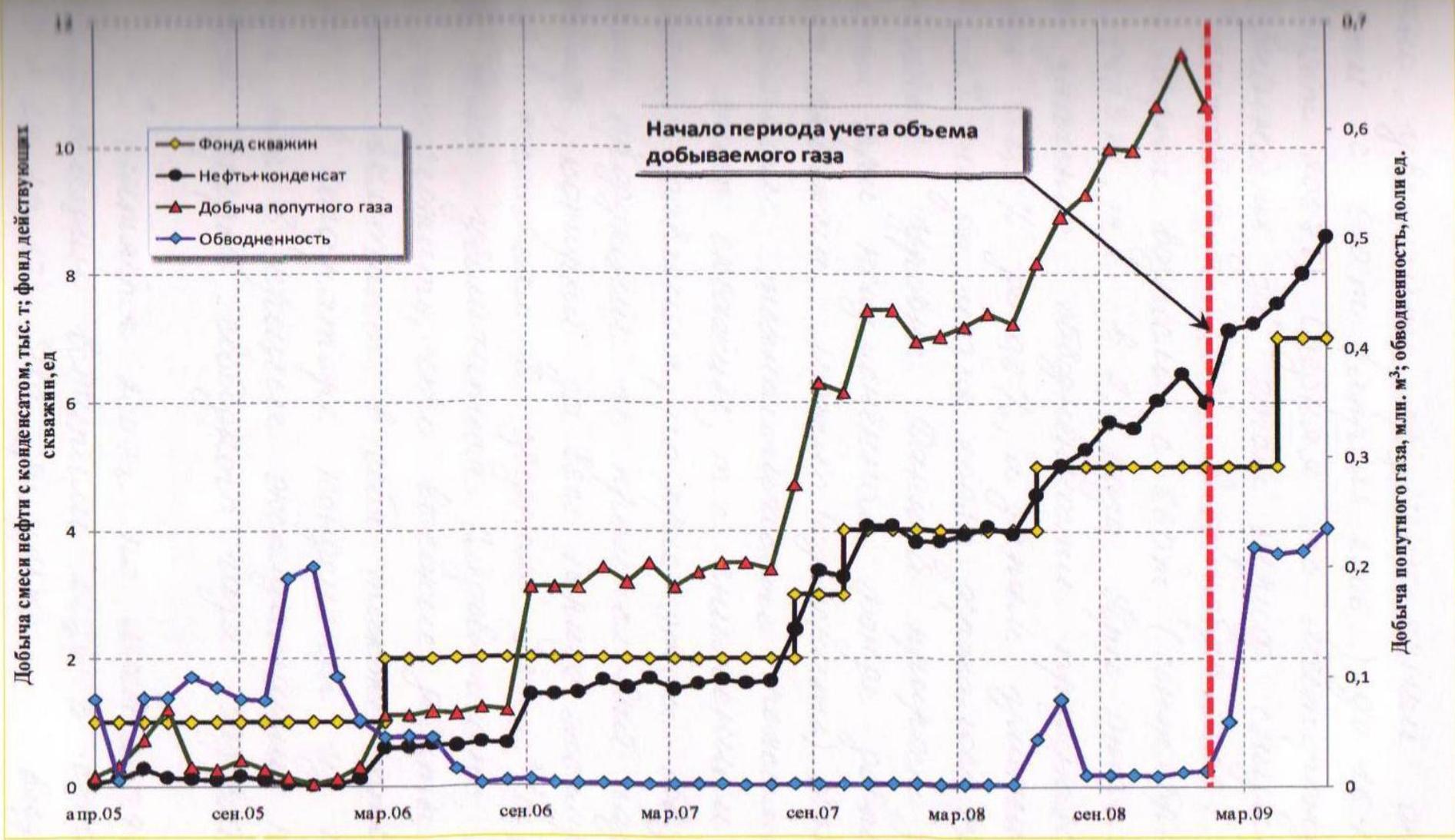


Рисунок П.6 – Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Северный Шуртан

В период с апреля 2005 г. по март 2006 г. среднемесячная добыча нефти и обводнённость составляли соответственно 111,1 и 9,5% при фонде действующих скважин, равно 1 ед.

С апреля 2006 г. в эксплуатацию вступила скважина № 11, что позволило постепенно увеличить среднемесячный отбор нефти с 600 м (апрель 2006 г.) до 1643 м (апрель 2007 г.). Средняя по месторождению обводнённость за этот период снизилась и составляла 1,1 %. В октябре 2006 г. добыча нефти возросла с 660 м (сентябрь 2006 г.) до 1413 м, т.е. в 2,1 раза. При этом среднее значение обводнённости проекции выросло с 0,5% до 0,6%, а затем уменьшилось до 0,2% и до июля 2008 г. держалось на постоянном уровне. Данный прирост добычи нефти при неизменённом фонде добывающих скважин можно (изменить) объяснить изменением технологического режима работы этих скважин, т.е. снижением забойного давления, но при этом обводнённость продукции и промысловый газовый фактор, который за весь период эксплуатации составлял в среднем 120 м³/т, должны были увеличиться. Следовательно, можно предложить, что высокие дебиты по нефти включают в себя также отбиваемый в сепараторе конденсат из газовой фазы, те в процессе эксплуатации происходил прорыв свободного газа газовой шапки.

С сентября 2007 г. по май 2009 г. в эксплуатацию вступили ещё 5 скважин (№ 3,8,12,14,17). На рисунки видно, что каждый раз при вводе добывающих скважин уровень стабильной добычи нефти увеличивается. С июля 2008 г. средняя обводнённость по месторождению резко возрастает за счёт шестикратного увеличения обводнённости по скважин № 10,11,12.

Суммарные эксплуатационные показатели по добывающим скважинам приведены в таблице II.7.

На основе фактических эксплуатационных данных по добывающим скважинам были построены карты накопленных отборов жидкости и текущего состояния разработки, приведённые на рисунках II.7. II.8.

В процессе эксплуатации месторождения, вследствие завышенных дебитов скважин по нефти, произошли гудения в системе разработки, и в настоящий время на месторождении Северный Шуртан нефтяная и газовая части эксплуатируются совместно.

Таблице II.7 – Суммарные показатели эксплуатации добывающих скважин месторождения Северный Шуртан по состоянию на (01.08.2009 г)

Номер скважина	Накопленная добыча			Суммарный колличество рабочих дней,	Средний коэффициент эксплуатации, доли.ед.	Дата ввода в эксплуатацию
	Смеси нефти с конденсатом 1·10 ³ м	Воды 1·10 ³ м	Газа 1·10 ³ м			
3	1,13	0,59	-	76,0	1,00	17.05.2009 г
8	16,10	1,11	0,97	613,0	1,00	27.11.2007 г
10	39,54	1,36	4,87	1551,0	0,99	13.04.2005 г
11	38,97	1,17	2,82	1218,0	1,00	28.03.2006 г
12	28,89	3,49	2,00	684,0	1,00	15.09.2007 г
14	15,04	2,88	0,69	385,0	1,00	12.07.2008 г
17	1,83	0,07	-	68,0	0,99	24.05.2009 г

Промысловый учёт добычи попутного газа стали вести только с марта 2009 г. фактический месячный объём попутного добываемого газа в марте 2009 г. по промысловом данным составил 6,0·10⁶ м³ в последующие месяцы его среднее значение составило 12,2·10⁶ м³.

По фактическим промысловым данным известно, что средний газовый фактор по месторождению с начала эксплуатации по март 2009 г. находился на уровне $120 \text{ м}^3/\text{т}$, дебиты скважин по нефти достигали $52 \text{ м}^3/\text{сут}$. В практике разработки месторождений данного типа при наличии газовой шапки промышленного значения, и маломощной нефтяной оторочка, эксплуатация скважин с такими высокими дебитами по нефти практически невозможна без прорыва свободного газа. Следовательно, для анализа эффективности процесса разработки и изучения механизма расхода пластовой энергии, свободного газа. Для этого применим метод материального баланса.

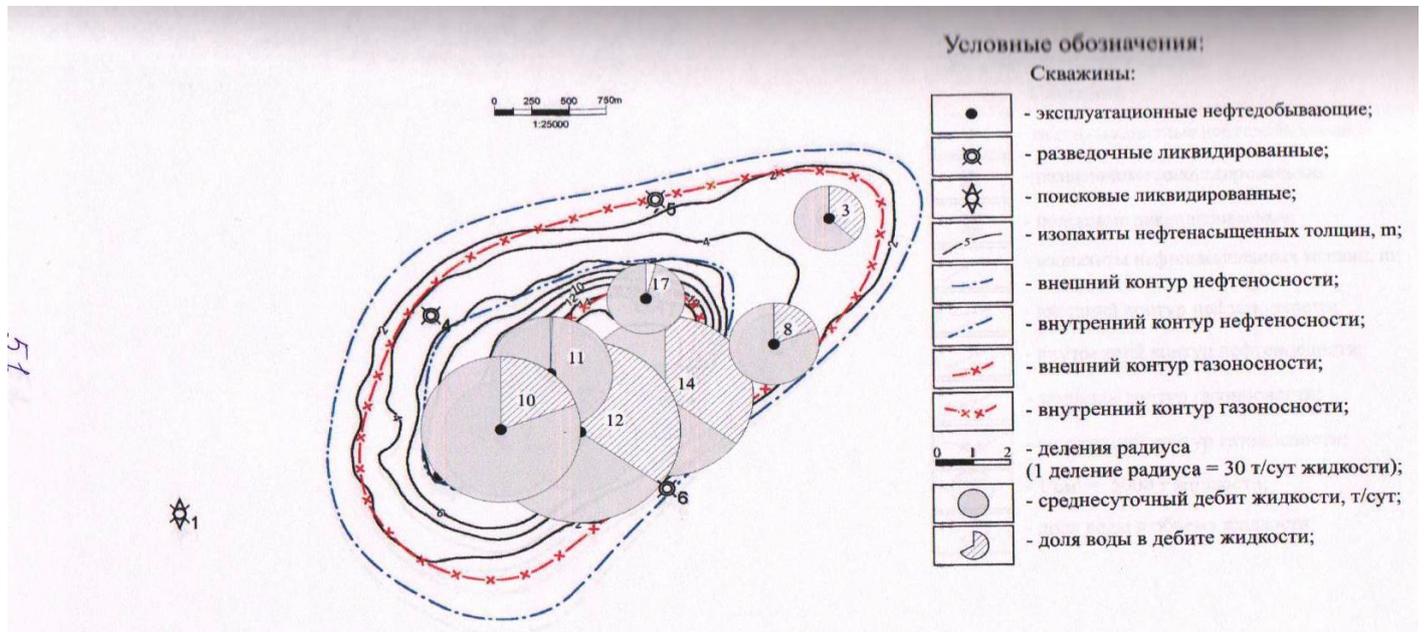


Рисунок П. 7. – Карта текущего состояния разработки месторождения Северный Шуртан по состоянию на 01.08.2009 г.

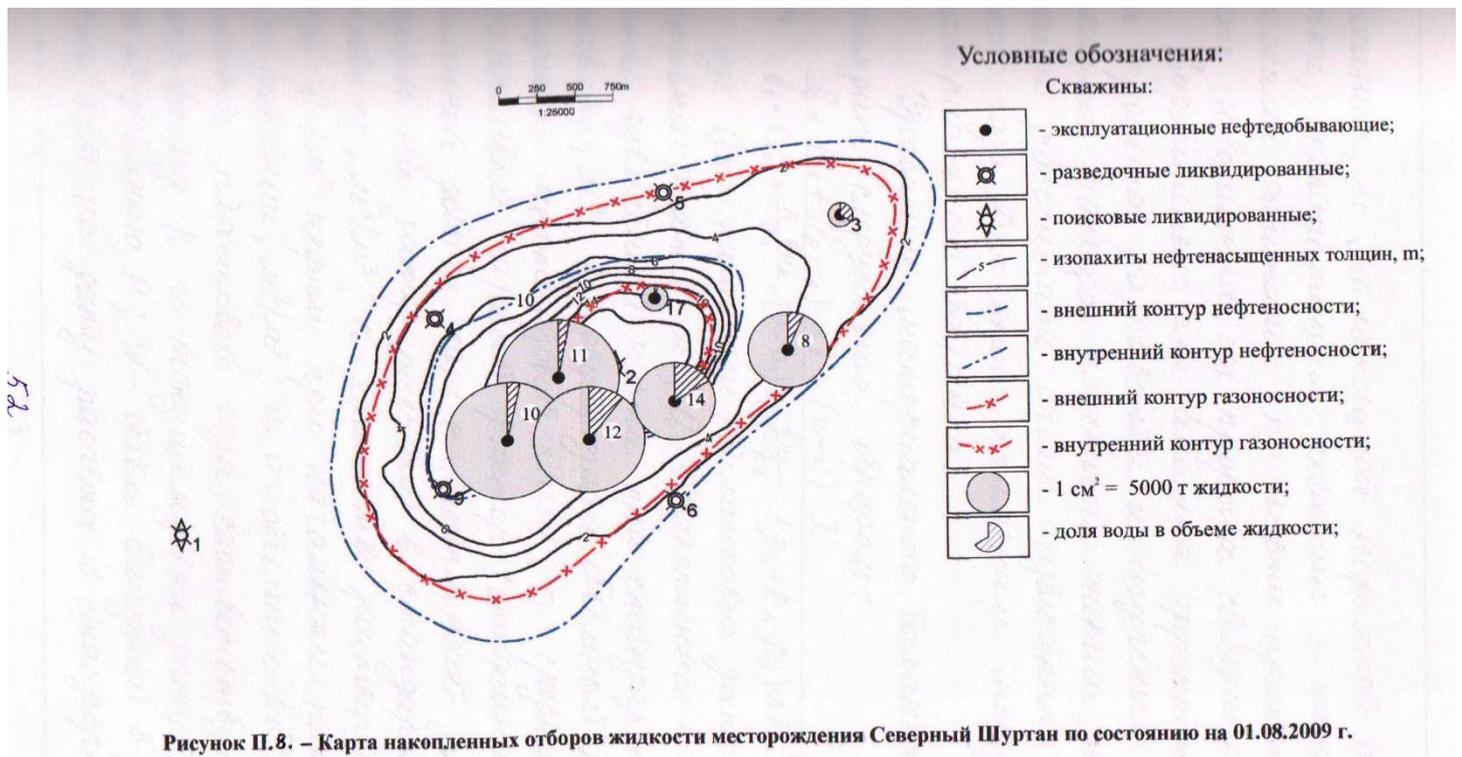


Рисунок П. 8. – Карта накопленных отборов жидкости месторождения Северный Шуртан по состоянию на 01.08.2009 г.

Для примера рассчитаем суммарный объем извлечённого свободного газа и скорректируем добычу нефти на дата анализа на (01,08, 2009 г.). подготовим каждый параметр уравнения отдельности.

Пластовое давление.

Среднее начальное пластовое давление в нефтяной части месторождения Северный Шуртан по отчётным данным составляло 38,9 мПа.

Динамика пластового давления принималась в соответствии с геологическим мечетям 2008 г. УДП «Шуртаннефтегаз». Текущие пластовое давление на дата анализа по технологическому режиму работы скважин на IV квартал 2009 г. принимается пивным 24,6 мПа.

Пластовая температура.

Среднее начальное значение пластовой температуры для нефтяной части месторождения по отчётным данным составлял 130,3°C или 403,4 К. далее в расчёте принимается изотермический режим, т.е. неизменное значение пластовой температура в процесса.

Для определения значения газонасыщенности пластовой нефти G_0 в зависимости по текущего пластового давления используем данные ступенчатого разгазирования пробы нефти скважины № 8. В приведенной зависимости давление насыщения нефти газом равно 13 мПа. Так как текущего пластовое давление равно 24,6 мПа, что значительно выше давления насыщения, по среднее значение газанасыщенности пластовой нефти на дата анализа принимается равным $70,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Объёмный коэффициент пластовой нефти.

Аналогичного определению газанасыщенности нефти в зависимости от текущего пластового давления, значение объёмного коэффициента пластовой нефти было взято из результатов ступенчатого разгазирования пробы нефти скважины № 8. В приведенной зависимости значение темного коэффициента пластовой нефти или текущем пластовом давлении на дату анализа составляет 1,16. Начальное значение объёмного коэффициента пластовой при начальном пластовом давлении равно 1,13.

Коэффициент сверхжимаемости для газа.

Расчёт коэффициента 2 был выполнен на основе выведенной корреляции между текущими термобарическими параметрами P,T и критическими давлением и температурой свободного газа газовой шапки. Критическое давление и критическая температура для газа месторождения Северный Шуртан были рассчитаны из данных по составу свободного газа, взятых из отчёта по подсчёту запасов и составили соответственно 13,36 мПа и 244,7 ° К. Данные по составу свободного газа приведены в таблице 8. Фазовая диаграмма свободного газа месторождения Северный Шуртан приведена на рисунки 10. коэффициент сверхжимоемости пластового газа при текущем пластовом давлении на дату анализа составляет 0,8894.

Таблице П.8 – Компонентный состав свободного газа месторождения Северный Шуртан (скважина № 9, интервал перфорации 3668-3659м)

Компонент	Мнемоника	Объёмное содержание, %
Метан	C ₁	81,35
Этан	C ₂	6,24
Пропан	C ₃	2,69
Изобутан	iC ₄	0,68
Нормальный бутан	nC ₄	0,87
Пентаны и высшие	C ₅ +выси	5,23
Среводород	H ₂ S	0,22
Углекейлый газ	CO ₂	1,75
Азот	N ₂	0,97

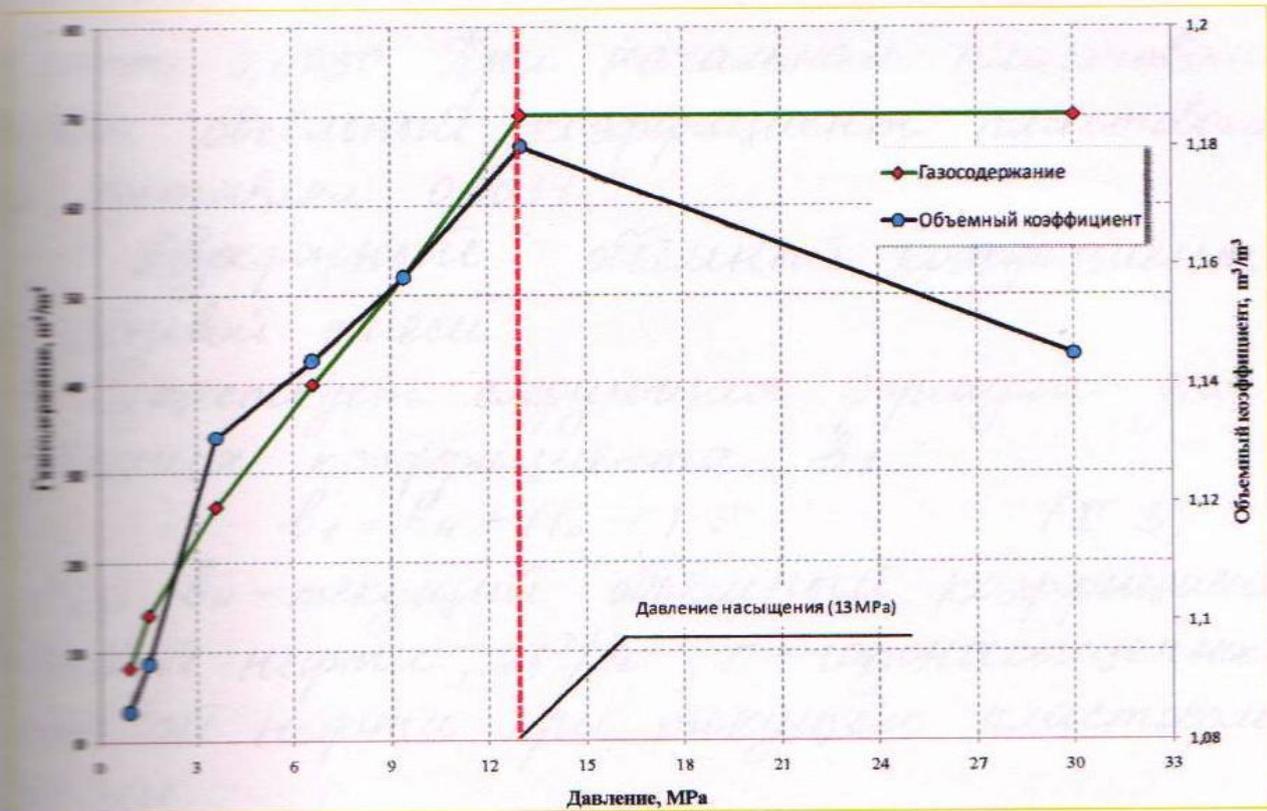


Рисунок П. 9. – График результатов ступенчатого разгазирования пробы нефти скважины № 8

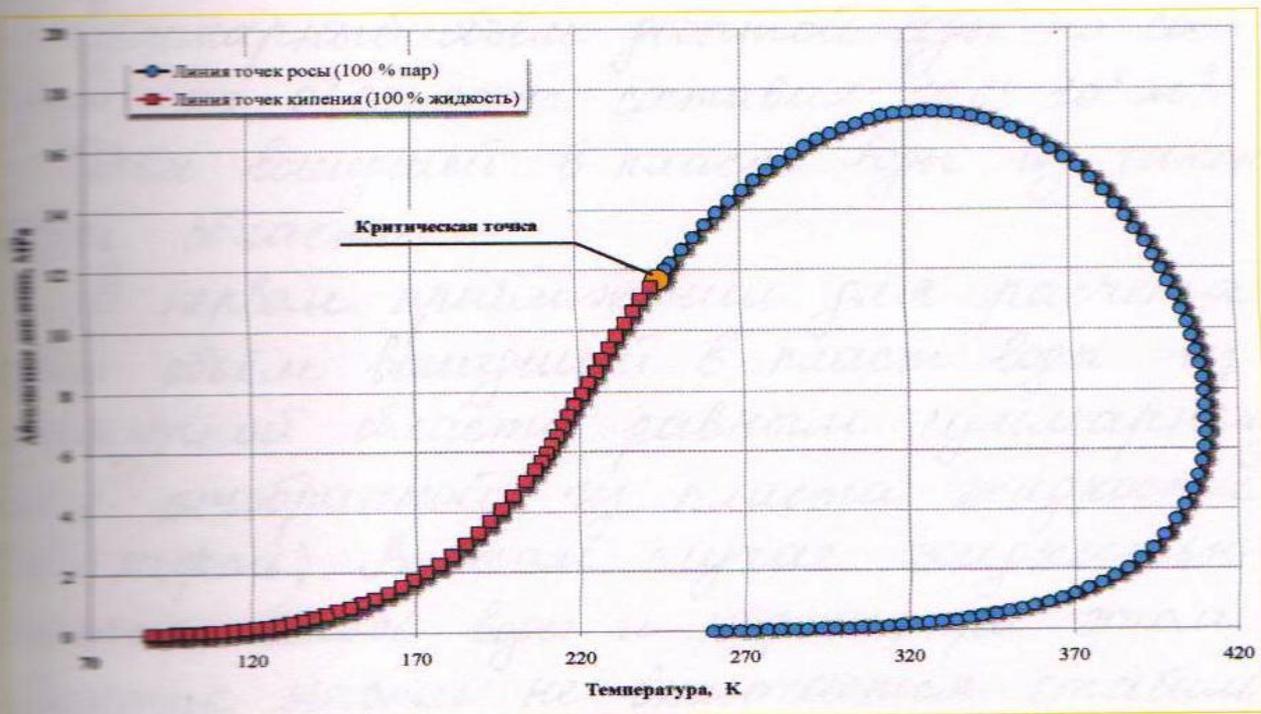


Рисунок П. 10. – Фазовая диаграмма свободного газа месторождения Северный Шуртан

В соответствии с этим, объёмный коэффициент пластового газа при текущем пластовом давлении на дату анализа составляет 0,0050. При начальном пластовом давлении объёмный коэффициент пластового составлял 0,001.

Суммарный объём добытой воды по составу на 01.08.2009 г. составил $10,68 \cdot 10^3$

Объём вошедшей в пласт воды из законтурной области.

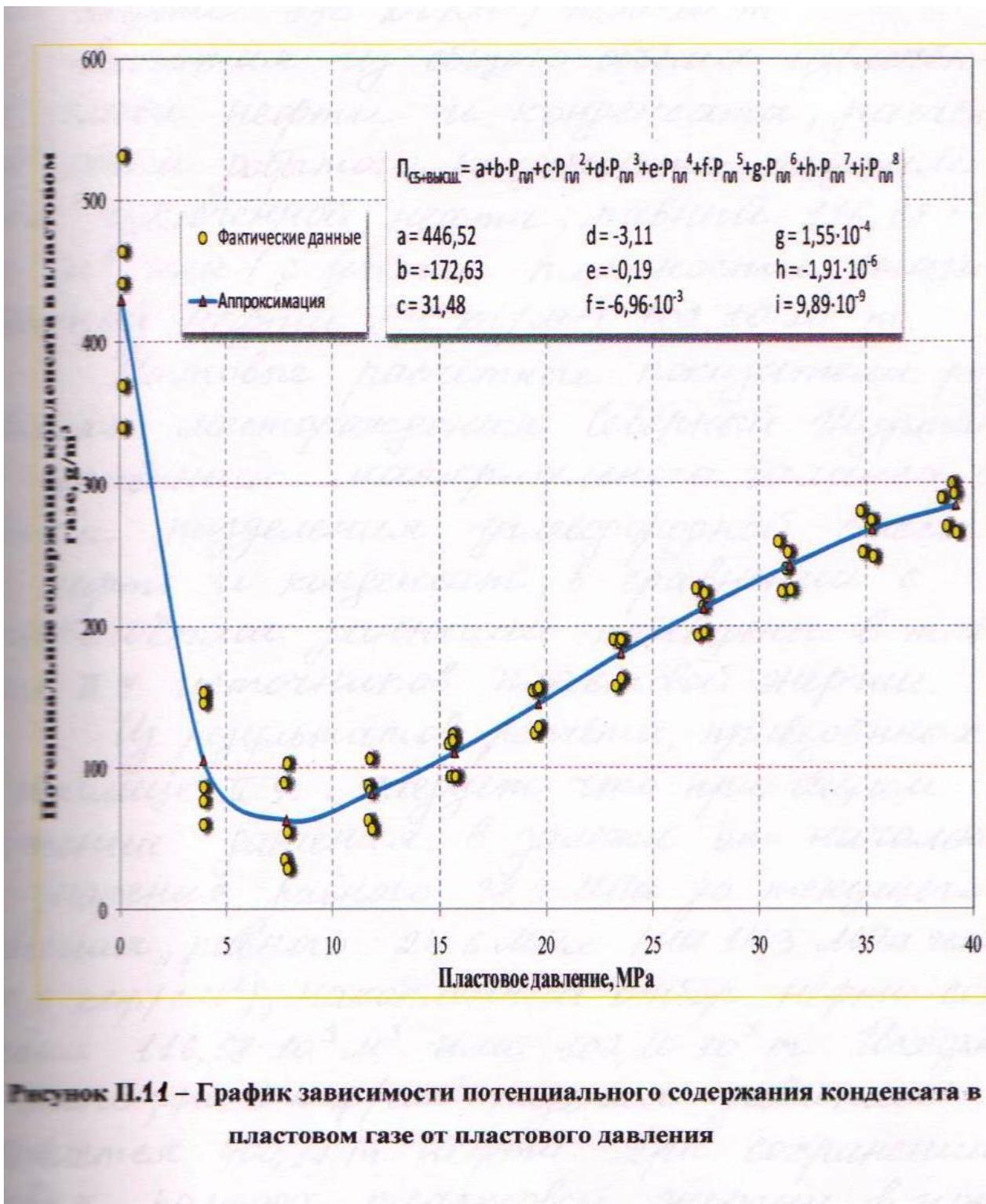
В первом приближении для расчёта приём объём вошедший в пласт воды из законтурной области равным суммарному объёму отобранной из пласта жидкости (вода+нефть). В этом случае жидкостью является смесь воды и нефти, при этом в понятие нефти не включается стабильный конденсат.

Отношение объёма пустот, занятых газовой шапкой к объёму пустот, занятых нефтью.

Суммарный объём добытой нефти

Как было сказано выше, по промысловым и выделившегося из попутно добываемого (прорывного) свободного газа конденсата, м.е. представляет собой смесь. Поэтому в процессе вычислений для расчёта объёма добытой чистой нефти, вначале необходимо определить объём добытого стабильного конденсата.

Объём добытого конденсата рассчитывался исходя из его потенциального содержания в пласте при изменении пластового давления, с учётом удельного выхода в условиях сепарации. График изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе в зависимости от пластового давления приведён на рисунке. П.11. По приведённой зависимости в пластовом газе на текущее пластовое давление (24,6 МПа) составляет $189,98 \text{ д/м}^3$. Исходя из значения потенциального содержания конденсата в пластовом газе на текущее пластовое давление, удельный выход стабильного конденсата в условиях промысловой сепарации при принятом коэффициенте утилизации, равном 0,6 составляет $1,5 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3$. Используя значение удельного выхода стабильного конденсата можно определить объём добытого количества конденсата, умножив добытый объём свободного газа на удельный выход конденсата. Нахождение объёма добытого свободного газа включает в себя процесс итерации, при котором соблюдается материальный баланс отбора флюидов из всей залежи в соответствии с падением пластового давления.



Подставляя все необходимые параметры в уравнение (П.1) и производя итерационным процесс, определим значение объёма извлечённого свободного газа на дату анализа разработки, равное $0,307 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Из полученного объёма извлечённого газа рассчитывается объём извлечённого стабильного конденсата, равный $46,16 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ или (с учётом средней плотности дегазированной нефти 875 кг/м^3) $40,39 \cdot 10^3$.

Вычитая из общего объёма извлечённой смеси нефти и конденсата, расчётный объём добытого конденсата, получим объём извлеченной нефти, равный $116,68 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ или (с учётам плотности дегазированной нефти 875 кг/м^3) $102,10 \cdot 10^3 \text{ т}$.

Итоговые расчётные показатели разработки месторождения Северный Шуртан по уравнению материального баланса, с учётом разделения углеводородной смеси на нефть и конденсат, в сравнении с промысловыми данными приведены в таблице П.9. источников пластовой энергии.

Из результатов расчёта, приведённых в таблице П.9. следует что при общем снижении давления в залежи от начального значения, равного 38,9 МПа до текущего значения, равного 24,6 МПа (на 14,3 МПа или 145,8 кгф/см²), накопленный отбор нефти составил $116,68 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ или $102,10 \cdot 10^3 \text{ т}$. Исходя из этого, на 1кгф/см² падения давления добывается 700,17т нефти. При сохранение уровня расхода пластовой энергии в идеальном случае при снижении пластового давления до 1 кгф/см² накопленная добыча нефти составит $174,92 \cdot 10^3 \text{ т}$, следовательно, конечное извлечение нефти от геологических запасов составит 5.83%, что значительно меньше проектного (20%).

Таким образом, совместная разработка нефтяной и газоконденсатной частей залежи при неконтролируемых отборах свободного газа может привести к значительному снижению конечного коэффициента извлечения нефти относительно проектного значения, что переопределяет низкую эффективность разработки месторождения. В связи с этим необходимо дальнейшее совершенствование системы разработки в плане рационального использования запасов свободного газа, являющегося одним из основных.

Таблица П.9 - Сравнение расчетных (по уравнению материального баланса) и фактических показателей разработки месторождения Северный Шуртан

Годы	Промысловые данные					Расчетные данные			
	Добыча			Промысловый газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Добыча			Промысловый газовый фактор, м ³ /т
	нефти, 1·10 ³ т	газа, 1·10 ⁶ м ³	конденсата, 1·10 ³ т			нефти, 1·10 ³ т	газа, 1·10 ⁶ м ³	конденсата, 1·10 ³ т	
2005	1,2	0,2	-	193,2	38,7	1,0	0,6	0,1	596,0
2006	8,3	1,0	-	116,7	37,6	6,8	7,8	1,5	1134,5
2007	26,1	3,0	-	115,1	36,5	21,8	22,7	4,3	1037,8
2008	55,9	5,8	-	104,6	26,4	34,4	162,0	21,5	4703,2
2009 ¹	51,0	56,1	-	1100,2	24,6	38,0	114,1	13,0	3005,6
Итого	142,5	66,1	-			102,1	307,1	40,4	

П.4. Расчёт удельного расхода газа при газлифтном способе эксплуатации скважин

Для определения оптимального режима работы газлифтной скважины было рассчитано движение газожидкостной смеси по стволу скважины. В расчётах по определению плотности газожидкостной смеси, скорости притока смеси в пласте, геометрического градиента и др. использованы расчетные формулы.

Для дальнейшего прогноза удельного расхода газа, была рассчитана зависимость его величины от обводнённости продукции при заданном дебите.

Дальнейшая эксплуатация месторождения предусматривает прекращение внутрискважинного газлифта, вследствие падения пластового давления, по всем вариантам разработки в различное время. Так по варианту I внутрискважинного газлифта прекратится - в 2012 году, по II варианту – в 2013 году, по III варианту – в 2011 году, по V варианту – в 2012 году, VI варианту – в 2013 году и VII варианту – в 2011 году.

Это обстоятельство обуславливает выбор механизированных способов добычи жидкости. Например, производить добычу скважинной продукции посредством штанговых скважинных насосов. Этими насосами в настоящее время оборудовано большинство трудность для этого вида добычи заключается в большом процентном содержании газа и серы в добываемой продукции, глубина спуска насоса (до 3293 м). Целесообразней будет использовать вставной скважинный насос, т.к. он спускается в собранном виде внутрь НКТ на штангах и извлекается из скважины при подъёме только колонны штанг. Поэтому его примеряют в скважинах с небольшим дебитом при больших глубинах спуска. Для борьбы с высоким объёмным содержанием газа в газожидкостной смеси на приёме насоса используют газовые якоря ЯГП 114-73-15, которые осуществляют сепарацию газа от жидкости и отводят его в затрубное пространство. Из затрубного пространство происходит перепуск в выкидную линию, где давление газа. В результате сепарации часть естественной энергии газа теряется и результаты расчёта по процентному содержанию газа после прохождения четырёх якорей показывают, что мы получим допустимое содержание газа на приёме насоса.

Помимо газопесочных якорей для борьбы с высоким содержанием газа и механических примесей, зарубежные компании – производители нефтегазового оборудования разрабатывают штанговые глубинные насосы, рабочий диапазон и конструктивные возможности которых позволяют использовать их на месторождениях с этими осложнениями. Так, например, китайская компания «СРТДС» производит «газонепроницаемые штанговые насосы с противопесочной защитой». Данный штанговый насос использует конструкцию кольцевого клапана с принудительным открытием и закрытием для эффективного решения проблемы закрытого гистерезиса шара клапана в загущённой нефти и газовой пробке. Верхняя и нижняя части тяговой штанги оснащены спиральными скребками песка (по одному на каждую часть) для избегания образования песчаной пробки. В таблице П.12. приведены различные вариации данного насоса.

Таблица П.12. Вариации «газонепроницаемых штанговых насосов с противопесочной защитой».

Диаметр насоса мм (inch)	Длина поршня м (foot)	Ход.м (foot)	НКТ, inch	Модель насосной штанги	Константа насоса м³/д	Макс внешний диаметр мм (inch)
38 (1 ¹ / ₂)	1,2 (4)	3-6 (10-20)	2 ⁷ / ₈	СУГ-16	1,64	88,9 (3 ¹ / ₂)
44 (1 ¹ / ₄)	1,2 (4)	3-6 (10-20)	2 ⁷ / ₈	СУГ-19	2,24	88,9 (3 ¹ / ₂)
57 (2 ¹ / ₄)	1,2 (4)	3-6 (10-20)	2 ⁷ / ₈	СУГ-19	3,69	88,9 (3 ¹ / ₂)

Кроме указанного механизированного способа эксплуатации, существуют и другие способы добычи нефти, используемые при аналогичных условиях на месторождениях зарубежных стран. К перспективным в этом направлении можно отнести установки струйных, гидропоршневых и винтовых насосов.

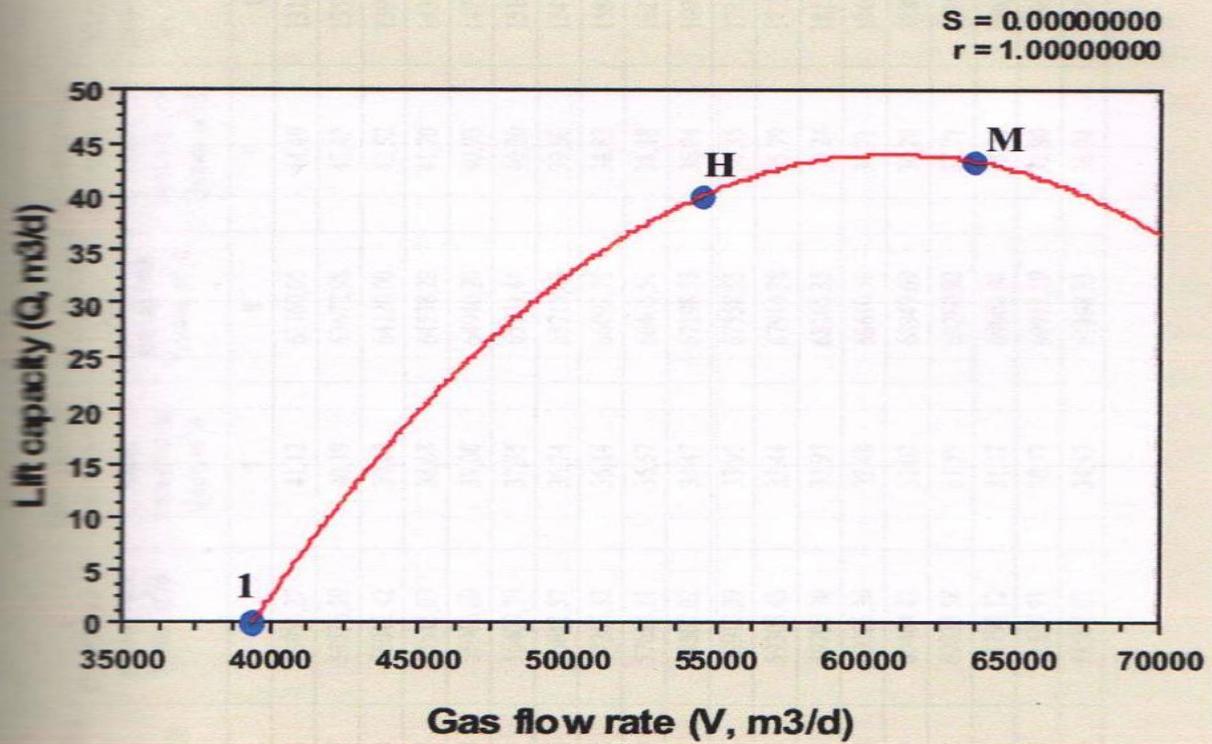


Рисунок П.12. – Регулировочная кривая $Q=f(V_0)$ по скв. № 10 месторождения при заданном дебите $60 \text{ m}^3/\text{d}$.

Таблица П.10 – Удельный расход газа в зависимости от обводненности при заданном дебите $60 \text{ m}^3/\text{d}$

Заданный дебит $Q, \text{ m}^3/\text{d}$	Длина подъемника $L, \text{ м}$	Диаметр подъемника $d, \text{ дюйм}$	Обводненность продукции и %	Расход газа в начале работы $V_{0\text{нач}}, \text{ m}^3/\text{d}$	Оптимальный расход газа $V_{0\text{опт}}, \text{ m}^3/\text{d}$	Оптимальная производительность подъемника $Q_{\text{опт}}, \text{ m}^3/\text{d}$	Максимальный расход газа $V_{0\text{макс}}, \text{ m}^3/\text{d}$	Максимальная производительность подъемника $Q_{\text{макс}}, \text{ m}^3/\text{d}$	Удельный расход газа $R_0, \text{ m}^3/\text{m}^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
60,00	3685	3	5	38727,94	53955,27	41,12	63160,05	44,49	1312,12
60,00	3685	3	10	39411,27	54536,59	40,19	63672,98	43,42	1357,05
60,00	3685	3	15	40011,30	55042,42	39,40	64120,00	42,52	1397,13
60,00	3685	3	20	40576,57	55515,09	38,68	64538,28	41,70	1435,41
60,00	3685	3	25	41123,18	55968,69	38,00	64940,20	40,93	1472,92
60,00	3685	3	30	41658,53	56409,70	37,35	65331,44	40,20	1510,13
60,00	3685	3	35	42186,53	56841,57	36,74	65715,03	39,50	1547,28
60,00	3685	3	40	42709,42	57266,32	36,14	66092,71	38,83	1584,52
60,00	3685	3	45	43228,49	57685,11	35,57	66465,51	38,18	1621,92
60,00	3685	3	50	44257,35	58507,02	34,47	67198,33	36,94	1697,34
60,00	3685	3	55	44767,22	58910,39	33,95	67558,55	36,35	1735,35
60,00	3685	3	60	45273,56	59308,46	33,44	67914,38	35,79	1773,51
60,00	3685	3	65	45775,58	59700,70	32,95	68265,35	35,24	1811,76
60,00	3685	3	70	46272,19	60086,36	32,48	68610,76	34,71	1849,99
60,00	3685	3	75	46761,90	60464,43	32,02	68949,69	34,20	1888,09
60,00	3685	3	80	47242,82	60833,58	31,59	69280,92	33,71	1925,88
60,00	3685	3	85	47712,53	61192,12	31,17	69602,90	33,24	1963,15
60,00	3685	3	90	48167,97	61537,91	30,77	69913,69	32,80	1999,62
60,00	3685	3	95	44257,35	58507,02	34,47	67198,33	36,94	1697,34

Таблица П.11 – Динамический уровень и глубина установки насоса по различным расчетным вариантам

№ п/п	годы	Уровень, м						Глубина спуска насоса, м					
		I вар	II вар	III вар	V вар	VI вар	VI вар	I вар	II вар	III вар	V вар	VI вар	VII вар
1	2009	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт
2	2010	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт	газлифт
3	2011	газлифт	газлифт	2827	газлифт	газлифт	2821	газлифт	газлифт	923	газлифт	газлифт	929
4	2012	2530	газлифт	2016	2543	газлифт	2020	1220	газлифт	1734	1207	газлифт	1730
5	2013	1821	3528	1661	1761	3442	1646	1929	222	2089	1989	308	2104
6	2014	1443	3516	1483	1360	3278	1433	2307	234	2267	2390	472	2317
7	2015	1203	2978	1401	1147	2836	1363	2547	772	2349	2603	914	2387
8	2016	1072	2332	1297	1014	2284	1266	2678	1418	2453	2736	1466	2484
9	2017	1008	2198	1187	928	2147	1161	2742	1552	2563	2822	1603	2589
10	2018	880	1833	1054	833	1796	1036	2870	1917	2696	2917	1954	2714
11	2019	856	1796	872	836	1705	858	2894	1954	2878	2914	2045	2892
12	2020	791	1704	815	793	1563	770	2959	2046	2935	2957	2187	2980
13	2021	806	1441	771	747	1280	723	2944	2309	2979	3003	2470	3027
14	2022	770	1343	595	721	1185	553	2980	2407	3155	3029	2565	3197
15	2023	776	1241	560		1193	517	2974	2509	3190		2557	3233
16	2024	754	1212	536			491	2996	2538	3214			3259
17	2025		1211	515			469		2539	3235			3281
18	2026			521			472			3229			3278
19	2027			506			457			3244			3293

П.5. Фактическое состояние системы сбора промышленной подготовки и транспорта продукции скважин

Добыча нефти на месторождения Северный Шуртан осуществляется фонтанными скважинами. Продукция скважин через БВН поступает в сепаратор С-1. Отсепарированный свободный и попутный газ с давлением 5,3 мПа направляется в газовый сепаратор С-2. После отделения жидкости в аппарате С-2 нефтяной газ по газопроводу направляется на УППГ ГС Шуртан. Жидкость из сепаратора С-1, а также из газового сепаратора С-2 поступает в дегазатор С-3. В дегазаторе осуществляется полная дегазация жидкости, а выделившийся остаточный нефтяной газ поступает на факел низкого давления, где сжигается. Так же непосредственно в дегазатор поступает продукция скважины № 17. Давление в дегазаторе 0,3 мПа – 0,5 мПа. Из дегазатора С-3 жидкость поступает в один из 12 горизонтальных резервуаров. Свободно выделившаяся пластовая вода из резервуаров сбрасывается в пруд-испаритель, а жидкость давлением 0,6 мПа – 0,7 мПа с помощью насосов, перекачивается в резервуары ННЭ «Шуртан».

П.6. Технологические решения по системам сбора, промышленной подготовки, компримирования и транспорта продукции

Системы сбора продукции скважин, подготовки, закачки в пласт, утилизации попутного нефтяного газа НГКМ Северный Шуртан рассмотрены в соответствии со всеми вариантами разработки месторождения Северный Шуртан.

Для всех вариантов разработки месторождения Северный Шуртан предлагается:

- подключение шлейфов проектных скважин осуществлять к шлейфов действующих скважин:

- подготовку нефтегазоконденсатной смеси осуществлять на существующем НСП Северный Шуртан:

- газ с НСП Северный Шуртан направлять на УППГ ГС Шуртан, нефть на ННЭ Шуртан;

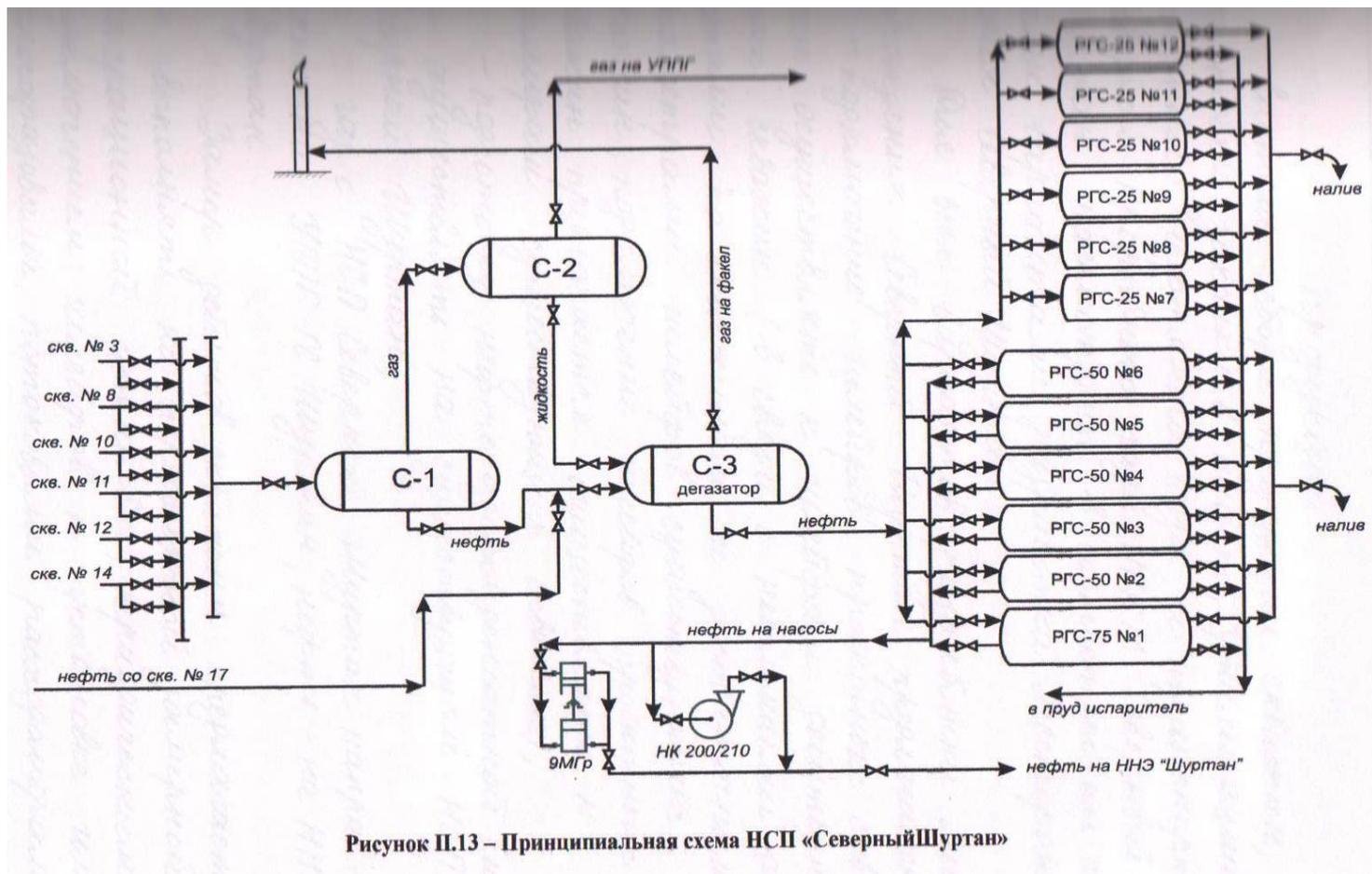


Рисунок II.13 – Принципиальная схема НСП «СеверныйШуртан»

Замер дебитов скважин предлагается выполнять на передвижной замерной сепарационной установке, периодическим подключением шлейфов к установке многофазовыми потоковыми расходомерами. Система подготовки и транспорта нефттеконденсатной смеси. Принципиальная схема предлагаемой УПН «Северный Шуртан» приведена на рисунке II.14. и разработана с учётом фактического исходного материала, прогноза технологических показателей разработки месторождения, результатов лабораторных исследований. Подготовка нефти месторождения Северный Шуртан до требований ГОСТ 9965 осуществляется следующим образом. Газожидкостный поток из газового сепаратора ГС – 2 поступает в трёхфазный сепаратор первой ступени С-1, где происходит дальнейшая дегазация продукции при давлении 1,0 мПа. На входе в сепаратор С-1 посредством блоков реагента дозируются ингибиторы коррозии и солеотложения в количестве 20-50 г/т. Выделившийся газ из сепаратора С-1 частично используется на собственные нужды, а его излишки поступают в систему утилизации. На всех линиях захода газа из сепаратора С-1 установлены расходомеры для ведения учёта данного вида сырья. Свободная вода из сепаратора С-1 сбрасывается в дренажную ёмкость Е-1. Трёхфазный сепаратор С-1 оборудован системой КИПиА состоящей из регуляторов давления и уровня. Из сепаратора С-1 водонефтяная эмульсия с остаточным растворённым газом подаётся в печь подогрева, где её температура повышается до 50-55°C. На входе в печь подогрева в поток сырья, посредством блока реагента дозируется деэмульгатор с удельным расходом от 50 до 100 г/т нефти затем газожидкостной поток направляется в сепаратор второй ступени С-2 (КТУ) для окончательной дегазации при давлении 0,0105 мПа. Газы дегазации из аппарата С-2 направляются на факел. На факельной линии аппарата С-2 оборудован системой КИПиА состоящей из регулятора уровня продукции. Из С-2 водонефтяная эмульсия поступает в технологический резервуар, где осуществляется процессы термохимического обезвоживания посредством 6 часового динамического отстоя.

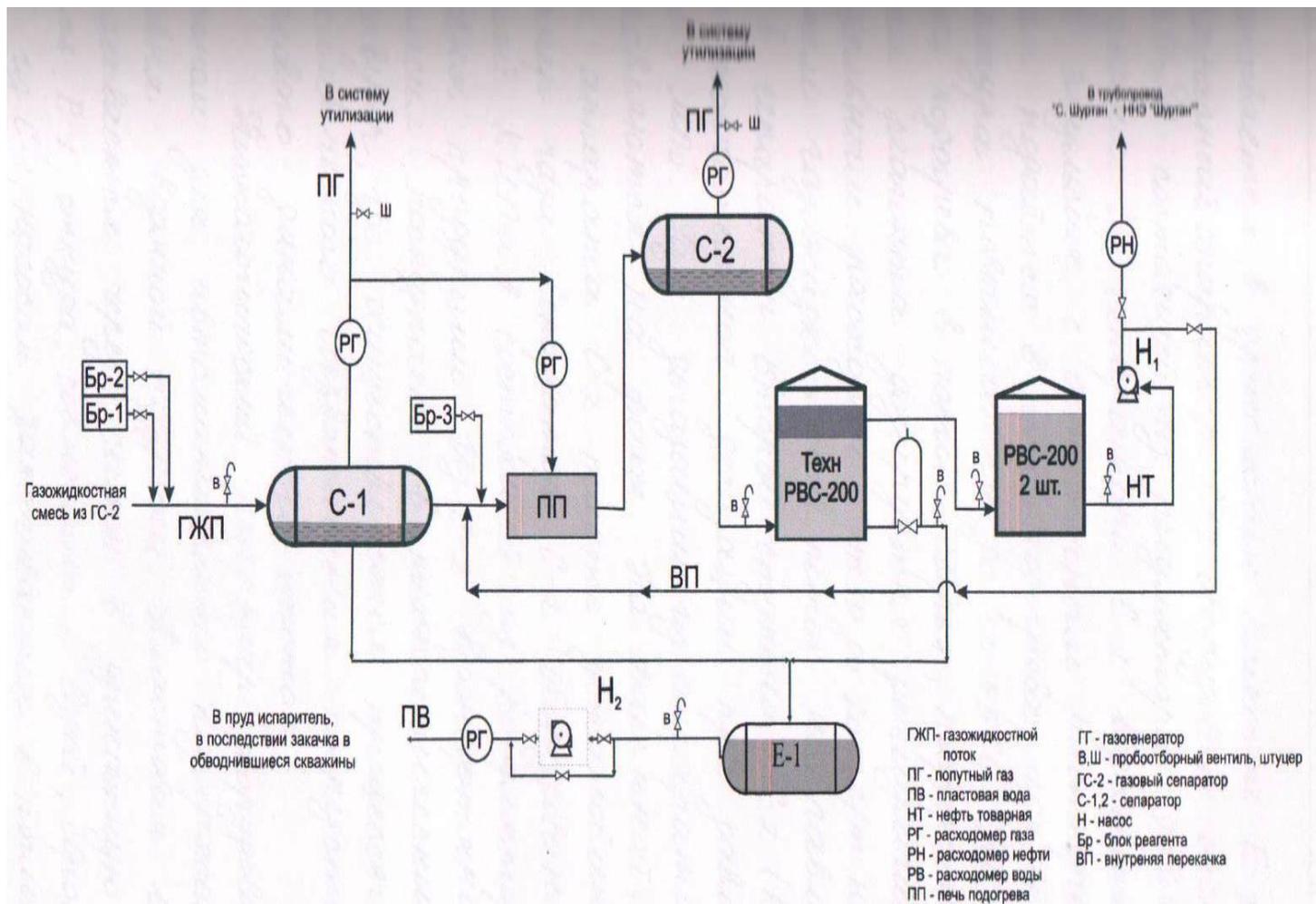


Рисунок П.14 – Принципиальная схема предлагаемой УПН «Северный Шуртан»

Технологический резервуар оборудован сифонам для автоматического поддержания уровня водяной подушки. Пластовая вода сбрасывается через сифон в дренажную емкость Е-1, откуда, совместно с водой, сброшенной из С-1, насосом закачивается в поглощающую скважину. Обезвоженная и обессоленная нефть из технологического резервуара самотеком поступает в один из товарных резервуаров. При соответствии качества продукции требованиям ГОСТ 9965 нефть транспортируется на ННЭ «Шуртан». Замер количества нефти осуществляется расходомером, установленным на линии откачки. При несоответствии качества нефти требованиям ГОСТ 9965, она возвращается на повторную подготовку на приём печи подогрева по линии внутренней перекачки.

На УПН «Северный Шуртан» необходимо создать лабораторию качества нефти, оснащенную средствами по контролю качества товарной нефти. Качество товарной продукции УПН должно обеспечиваться до требований ГОСТ 9965.

Транспортировка нефти осуществляется по трубопроводу по ННИ «Шуртан» диаметром 89×6 мм протяженностью около 13 км, при этом давлении на насосах УПН «Северный Шуртан» составит 1,6 мПа. После откачки на ННЭ «Шуртан», нефть транспортируется на ФНПЗ посредством железнодорожного транспорта.

Система компримирования газа (для вариантов 1,2,3,5,6 и 7).

В связи с естественным падением пластового давления в процессе эксплуатации месторождения Северный Шуртан для обеспечения условий транспорта газа по межпромысловому газопроводу Северный Шуртан УПГ ГС Шуртан необходимо ввести в технологическую схему подготовка нефть газоконденсатной смеси дожимную компрессорную станцию (ДКС). Для поддержания требуемого давления газа на входе в месторождения Северный Шуртан для обеспечения условий транспорта газа до

Северный Шуртан УПГ ГС Шуртан, газ предлагается компримировать на выходе НСП Северный Шуртан.

Динамика изменения пластового давления по годам позволяет прогнозировать сроки ввода ДКС, мощности ДКС и количество компрессорных агрегатов. По прогнозным показателям разработки месторождения Северный Шуртан (для вариантов 1,2,3,5,6 и 7) ввод ДКС предусматривается:

- по варианту 1 – в 2012 году;
- по варианту 2 – в 2017 году;
- по варианту 3 – в 2015 году;
- по варианту 5 – в 2012 году;
- по варианту 6 – в 2016 году;
- по варианту 7 – в 2015 году;

Компримированный до давления 5,4 мПа газ через узел оперативного замера направляется на УППГ ГС Шуртан.

По варианту 1 для компримированного газа в объеме $161,682 - 3,482 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 5,33-1,36 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 67,644 кв на валу компрессора.

По варианту 2 для компримированного газа в объеме $96,752 - 3,83 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 4,8-2,03 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 58,92 кв на валу компрессора.

По варианту 3 для компримированного газа в объеме $79,791 - 2,727 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 5,49-1,22 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 83,52 кв на валу компрессора.

По варианту 5 для компримированного газа в объеме $162,564 - 3,379 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 5,34-1,27 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 83,57 кв на валу компрессора.

По варианту 6 для компримированного газа в объеме $102,582 - 11,448 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 5,58-2,0 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 75,6 кв на валу компрессора.

По варианту 7 для компримированного газа в объеме $86,255 - 2,73 \cdot 10^3$ м³/д. от давления 5,53-1,02 мПа до 5,4 мПа требуется общая потребляемая мощность 100,33 кв на валу компрессора.

Параметры эксплуатации ДКС Северный Шуртан по всем вариантам представлены в таблице II.13.

II.7. Технологические решения по системам утилизации попутных газов

В целях соблюдения обязательств Республики Узбекистан по Киотскому протоколу, а также в целях полного использования не возобновляемых природных ресурсов необходимо при обустройстве нефтяных месторождений предусматривать возможность утилизации попутно-добываемых природных газов (нефтяных).

Рассматриваются два варианта утилизации газов:

- По первому варианту попутный нефтяной газ месторождения Северный Шуртан (совместно с попутными нефтяными газами месторождений Шуртанского региона в составе Гармистон, Кумчук и Шакарбулак) компримируются на индивидуальных проектируемых дожимных компрессорных станциях (ДКС) до давления, обеспечивающего условия его транспортирования до ГС, и совместно с газами дегазации ГС Шуртан компримируются на проектируемой ДКС до давления, обеспечивающего условия его подготовка, и направляются на действующую установку низкотемпературной сепарации (УНТС) газа ГС Шуртан. ДКС располагаются на площадках СП Северный Шуртан, Кумчук, УПН Шакарбулак, Гармистон и ГС Шуртан;

Таблица П.13 – Параметры эксплуатации ДКС Северный Шуртан (для вариантов 1, 3, 4, 6 и 7)

Годы	Суточный отбор газа, 10 ³ м ³ /д						Давление газа на входе в ДКС, МПа						Давление газа на выходе ДКС, МПа
	1 вар.	2 вар.	3 вар.	5 вар.	6 вар.	7 вар.	1 вар.	2 вар.	3 вар.	5 вар.	6 вар.	7 вар.	
2012	161,682	-	-	162,564	-	-	5,33	-	-	5,34	-	-	5,4
2013	96,558	-	-	98,500	-	-	4,36	-	-	4,35	-	-	
2014	65,224	-	-	72,070	-	-	3,7	-	-	3,62	-	-	
2015	46,973	-	73,518	52,758	-	76,255	3,22	-	5,49	3,08	-	5,53	
2016	41,815	-	76,900	45,348	102,582	81,021	2,78	-	4,67	2,6	5,58	4,67	
2017	39,576	90,055	79,791	43,076	98,430	86,255	2,37	4,8	3,8	2,15	4,57	3,72	
2018	29,479	61,0	69,421	29,867	70,594	74,215	2,06	4,17	3,04	1,83	3,85	2,91	
2019	25,870	60,776	52,067	24,700	70,291	56,048	1,79	3,54	2,48	1,57	3,11	2,29	
2020	15,588	52,324	36,133	14,403	49,942	37,555	1,62	3,0	2,06	1,41	2,58	1,87	
2021	10,409	38,942	29,512	10,573	31,103	29,436	1,5	2,58	1,73	1,3	2,26	1,54	
2022	6,709	25,015	16,133	3,379	14,388	16,152	1,43	2,32	1,56	1,27	2,11	1,37	
2023	3,482	15,339	11,406	-	11,448	11,427	1,4	2,15	1,43	-	2,0	1,24	
2024	3,379	7,564	8,391	-	-	8,406	1,36	2,07	1,34	-	-	1,14	
2025	-	3,83	5,415	-	-	5,421	-	2,03	1,28	-	-	1,08	
2026	-	-	2,815	-	-	2,818	-	-	1,25	-	-	1,05	
2027	-	-	2,727	-	-	2,73	-	-	1,22	-	-	1,02	

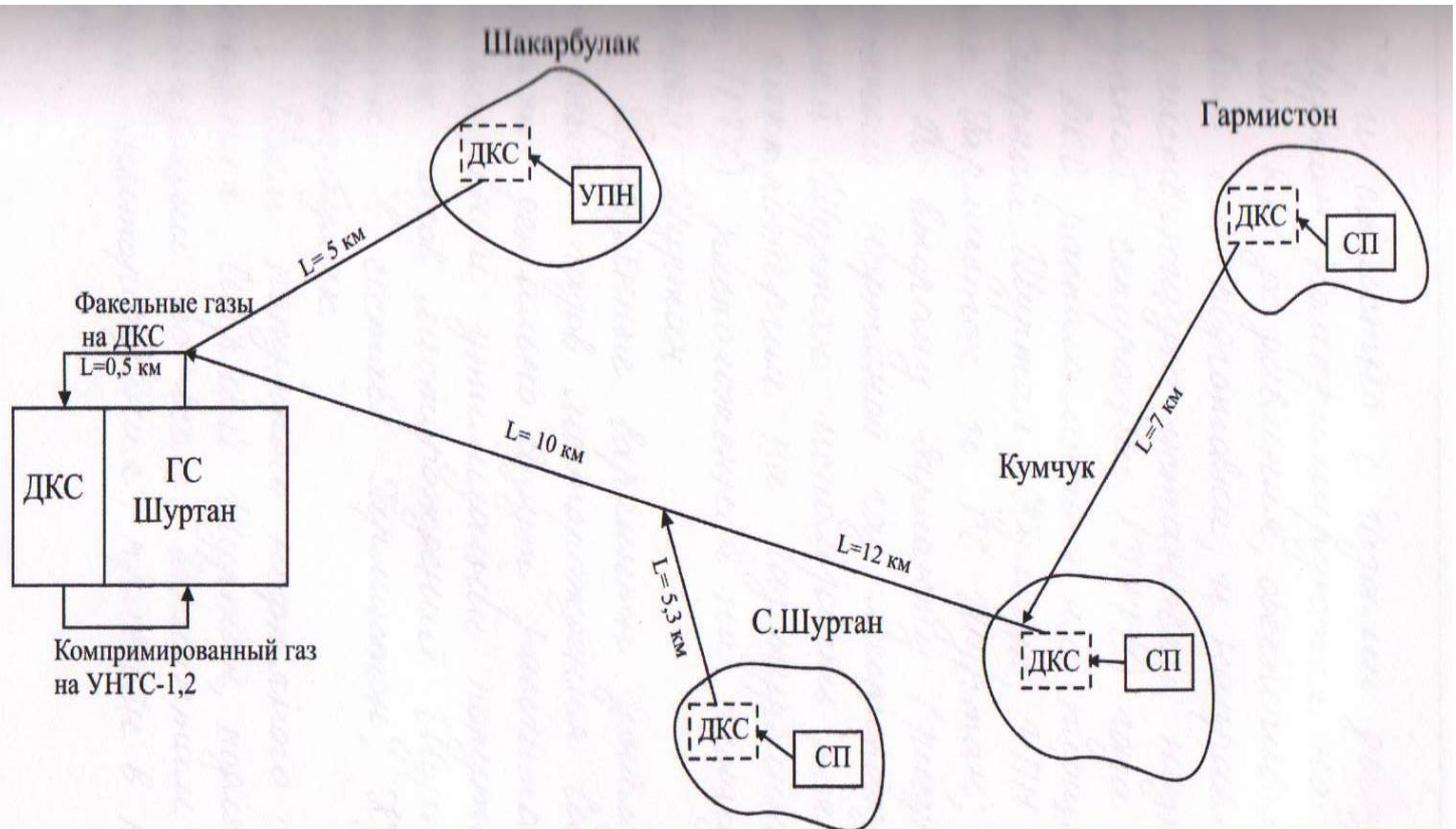


Рисунок П.1 5 – Схема транспорта утилизируемого газа нефтяных месторождений на ГС Шуртан по 1 варианту

- По второму варианту попутный нефтяной газ месторождений Северный Шуртан использовать для выработки, электроэнергии на газотурбинной станции (ГТС), расположенной на площадке НСП Северный Шуртан.

Приведённые варианты утилизации попутных газов месторождения Северный Шуртан детально будут рассчитаны при рассмотрении утилизации попутных нефтяных газов месторождений Шуртанского региона в составе Гармистон, Кумчук и Шакарбулак.

Объём попутного нефтяного газа месторождения Северный Шуртан, подлежащего утилизации по всем вариантам разработки месторождения, приведён в таблице П.14.

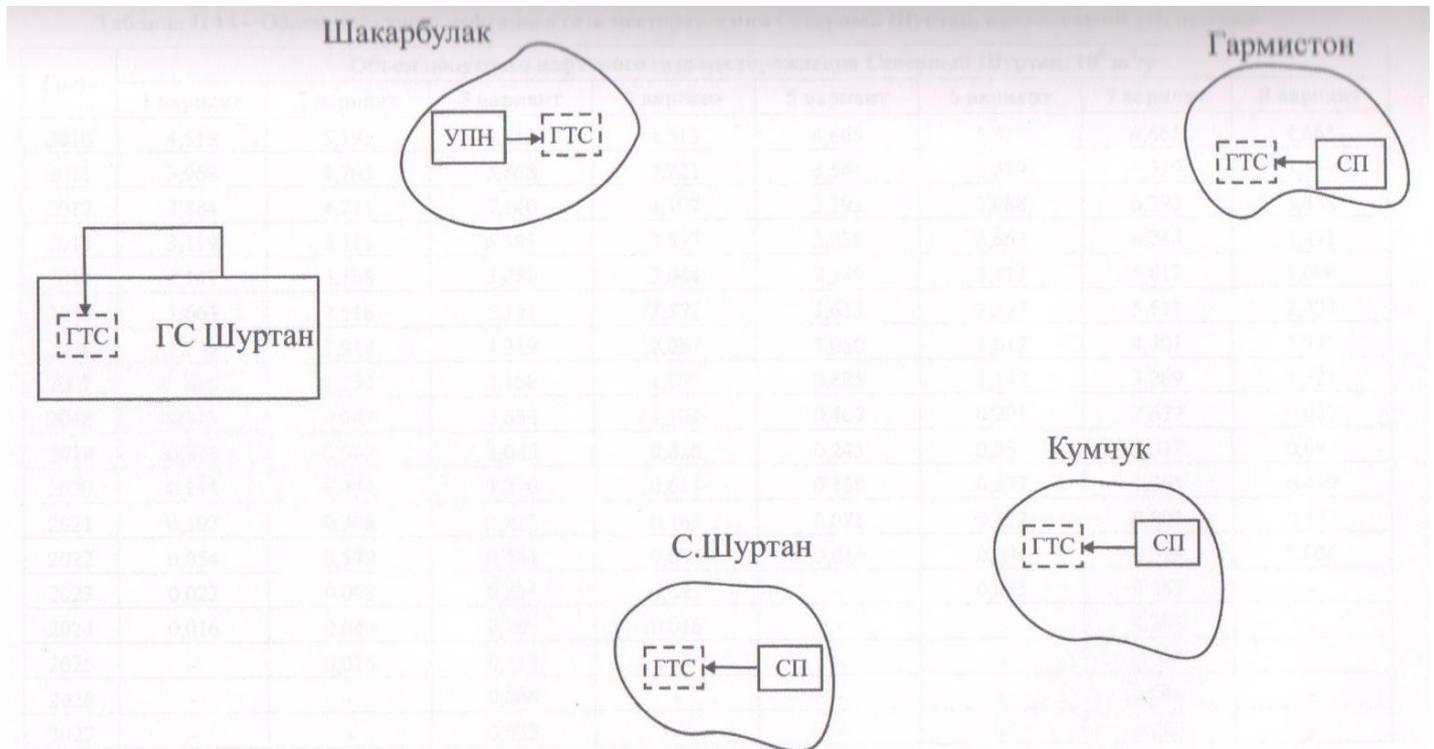


Рисунок П.1 6 – Схема расположения ГТС по 2 варианту утилизации факельных газов

Таблица П.14 – Объем попутного нефтяного газа месторождения Северный Шуртан, подлежащий утилизации

Годы	Объем попутного нефтяного газа месторождения Северный Шуртан, 10 ⁶ м ³ /у							
	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант	6 вариант	7 вариант	8 вариант
2010	4,513	5,195	4,513	4,513	4,665	5,327	4,665	4,665
2011	3,968	4,765	5,868	3,721	3,566	4,379	5,339	3,349
2012	3,884	4,711	7,140	4,197	3,192	3,988	6,293	3,488
2013	3,119	4,111	6,595	3,897	2,838	3,663	6,244	3,471
2014	2,149	3,108	5,488	3,064	2,329	3,112	5,812	3,096
2015	1,663	2,516	5,181	2,571	1,613	2,327	5,511	2,424
2016	1,233	1,914	4,219	2,037	1,050	1,617	4,401	1,777
2017	0,805	1,355	3,168	1,507	0,685	1,143	3,269	1,321
2018	0,511	0,943	2,656	1,122	0,407	0,791	2,677	0,987
2019	0,327	0,662	2,045	0,826	0,245	0,553	2,037	0,694
2020	0,191	0,448	1,270	0,611	0,138	0,337	1,265	0,499
2021	0,102	0,308	0,821	0,166	0,078	0,212	0,803	0,177
2022	0,054	0,179	0,541	0,074	0,016	0,094	0,529	0,056
2023	0,023	0,099	0,351	0,023	-	0,055	0,343	-
2024	0,016	0,040	0,209	0,016	-	-	0,205	-
2025	-	0,016	0,111	-	-	-	0,109	-
2026	-	-	0,046	-	-	-	0,045	-
2027	-	-	0,033	-	-	-	0,033	-

III. Охрана окружающей среды и недр, экология

Общеизвестно, что среди экологически неблагоприятных отраслей отечественной промышленности топливно-энергетический комплекс (ТЭК), одним из важных звеньев которого является нефтегазодобывающая отрасль, занимает едва ли не первое место. На его долю приходится большая часть общих загрязнений окружающей среды.

Нефтегазодобывающая отрасль отличается большой землеёмкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыва - и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси к ним являются вредными веществами для растительного и животного мира, а также для человека.

Она представляет реальную угрозу самим биологическим основам здоровья и жизнедеятельности (человека) населения.

Одновременно мероприятия по охране недр должны быть в соответствии с основной задачей - наиболее полного извлечения углеводородов (УВ) при максимальном использовании пластовой энергии.

Достижение этой цели связано с осуществлением следующих мер:

- экономное расходование пластовой энергии (особенно газа);
- соблюдение равномерного продвижения контура нефтеносности (водоносности) во избежание образования разрозненных целиков нефти, окружённых неравномерно продвинувшейся контурной водой (и во избежание образования конусов обводнения);
- недопущение продвижения нефти в газовую шапку с целью предотвращения потерь нефти вследствие смачивания ею сухих зёрен породы.

Первостепенное значение имеет охрана водоносных горизонтов от порчи их при вскрытии скважин. В первую очередь должны охраняться от порчи грунтовые и артезианские горизонты. При несоблюдении правил охраны недр, водоносные горизонты могут быть преждевременно истощены или загрязнены в результате проникновения в них минерализованной воды или нефти, добываемую вместе с нефтью воду целесообразно закачивать в проницаемые горизонты мела.

При бурении скважин необходимо принимать меры, предупреждающие открытое фонтанирование. Открытые фонтаны приводят к большим потерям нефти и особенно газа. Для предотвращения открытых фонтанов, бурение скважин должно производиться с применением промывочных жидкостей соответствующей плотности. На всех скважинах должны быть установлены превенторы. Если открытый фонтан всё-таки возник, необходимо срочно организовать работы по его ликвидации.

Важным вопросом является обеспечение (безопасности) изоляции во всех скважинах нефтяных и газовых пластов друг от друга и от водоносных пластов. Для предупреждения перетолков за эксплуатационной колонной необходимо создать надёжное цементное кольцо.

Основными причинами загрязнения окружающей среды является: испарение нефтепродуктов, выброс паров в резервуарных парках, при перевозке, негерметичность оборудования нефти - и газопроводов. Выбросы в атмосферу опасны тем, что в газах месторождения Северный Шуртан установлено содержание сероводорода в количестве 0,21% объёмных, углекислого газа-1,49-2,17%. В нефти присутствует сера в среднем в количестве 1,04% объёмных (по лабораторным данным ИГ и РНИГМ в скважине №2 содержание серы в нефти 2,65%).

Выброс загрязняющих веществ (ЗВ) от объектов добычи зоны, где приземные концентрации превышают ПДК (предельно допустимую концентрацию).

Объём загрязняющих веществ в воздухе, воде, почве непрерывно растёт. Риск выпадения, так называемых, дождей на сегодняшний день стали реальностью. Природная

среда не только сама изменяется, но и большое разнообразие биологических видов (биоценозов).

Таким образом, во всех видах производственной деятельности предприятий нефтегазовой отрасли, окружающая природная среда используется как источник потребляемых ресурсов и как природная ёмкость для хранения углеводородного сырья и для сброса непригодных для использования на данном этапе развития производственных отходов.

В нефтегазовой отрасли проблемы охраны окружающей среды должны учитывать следующие факторы:

1. Чтобы выжить, человек должен хозяйствовать на земле, добывать нефть, газ и другие полезные ископаемые.

2. На современном этапе развития науки и техники, не существует таких технологий добычи, транспорта и переработки нефти, которые реализовывались бы без отрицательного воздействия на природу.

Рациональное природоиспользование является компромиссом между необходимостью действий для обеспечения хозяйственной деятельности и соответствующим состоянием окружающей природной среды.

При этом необходимо оптимально совместить 1 и 2 фактор: добывать нефть и осваивать месторождения при соблюдении условий минимизации негативных последствий с максимально возможным восстановлением нарушенных территорий и недопущением аварийных разливов нефти.

Принятой ООН конвенцией по окружающей среде было отмечено, что прежняя модель социально-экономического развития себя исчерпала и достижение нового, более высокого уровня жизни для всех народов возможно только при условии исключения тех негативных факторов, которые не соответствуют модели устойчивого развития. Узбекистан в свою очередь объявил 2010 год, годом экологически сбалансированного развития и сохранения биологического разнообразия в Центральном - Азиатском регионе.

Парламентской комиссии по решению экологических и природоохранных проблем поручено с особым вниманием и учётом особенностей развития региона разработать меры по созданию эффективного правового механизма по обеспечению сохранения окружающей среды, защиты здоровья населения и экологической безопасности. Также эти меры должны предусматривать развитие и совершенствование системы экологической грамотности и воспитания, широкое вовлечение различных слоёв общества в процесс решения возникающих экологических проблем.

В этом ряду одним из важных направлений видится устранение противоречий между природноресурсными и природоохранными нормами. Также предусматривается устранение противоречий между законодательством в области охраны окружающей среды и нормами иных отраслей права. Подразумевается также развитие и кооптирование системы государственных стандартов и международных эко – стандартов в области охраны окружающей среды.

В нефтегазовой отрасли необходимо скорейшее решение ряда принципиальных задач. К их числу относится обеспечение стабилизации и последующего коренного улучшения состояния окружающей среды за счёт «экологизации» экономической деятельности, т.е. ввод хозяйственной деятельности в пределы ёмкости экосистем на основе массового внедрения энерго-и ресурсосберегающих технологий, внедрение системы экологического управления и менеджмента, включающего в себя создание такого механизма, который целенаправленно будет ориентировать все субъекты предпринимательства на соблюдение природоохранных требований, требуется системный подход, оптимизирующий весь материально-производственный цикл от сырья

до готового продукта и утилизации отходов производства. Этот цикл должен включать малоотходное и экономически приемлемое производства.

Выбор и осуществление конкретных природоохранных мероприятий во всём многообразии вопросов охраны недр и окружающей среды в нефтегазовой промышленности является актуальным и своевременным моментом в возможных ситуациях нанесения вреда окружающей среде.

Мероприятия по технике безопасности и промышленной санитарии необходимо проводить в соответствии с документом «Правила безопасности в нефтегазовой промышленности».

Мероприятия по предотвращению пожаров должны проводиться в соответствии с «Правилами пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан», разработанными в 2004 году «Давлат саноат кон тех назорат кумитаси»

IV. Охрана труда и техника безопасности

IV.1. Общие положения для строительства нефтяных и газовых скважин

Строительство скважины может быть начато только при наличии утверждённого проекта, разработанного в соответствии с требованиями Правил.

Работы по строительству скважины без осуществления комплекса мер по обустройству буровой, площади работ, месторождения, заложенных в проект, запрещаются.

Скважина любой категории должна закладываться за пределами охранных зон линий электропередач, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных и других промышленных и гражданских объектов.

Скважина считается законченной бурением после испытания эксплуатационной колонны на герметичность и выброса буровой колонны на приёмный мост.

IV.2. Общие требования по охране труда

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

К работе допускаются лица, прошедшие медицинские осмотры, соответствующее обучение и инструктаж по безопасному ведению работ, проверку знаний.

При введении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, при введении новых правил и инструкций проводится дополнительное обучение и инструктаж. Работник должен иметь все полагающиеся ему по нормам и правилам защитные средства, обеспечивающие безопасность работы, и во время работы обязан пользоваться ими.

При выполнении работ на пожароопасных и взрывоопасных объектах обязан пользоваться инструментом из цветного металла или сильно смазанных тавотом или солидолам.

Работа на исправном оборудовании и механизмах при снятых или неисправных средств защиты запрещается.

IV.3. Организация работ по охране труда

В 1999г введена в действие система управления охраной труда в нефтегазовой промышленности Узбекистана. Система обеспечивает единый, для всех производственных объектов, объединений, предприятий и организаций отрасли, подход к формированию и совершенствованию процессов управления охраной труда. Обязательным условием функционирования является разработка и внедрение 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.

Критериями эффективности «системы» являются:

- улучшение состояния условий труда;
- сокращение численности работающих, занятых на работах с вредными и тяжёлыми условиями труда;
- снижение производственного травматизма профессиональных заболеваний;
- сокращение материального ущерба от аварий и ДТП;
- снижение текучести кадров;
- повышение производительности труда улучшение качества продукции.

IV.4. Нефтегазосборные сети, коллекторы и конденсатопроводы

Шлейфы скважин, нефтегазосборные коллекторы, предназначенные для транспортирования нефти, газа, конденсата до дожимных насосных установок, установок комплексной подготовки, компрессорных станций, проектируются и сооружаются в соответствии с требованиями действующих норм с учётом перспективного развития месторождения.

Прокладка технологических трубопроводов нефтегазодобывающих предприятий через населённые пункты не допускается.

Трубы нефтегазоконденсаторов должны соединяться сваркой, фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, компенсаторов, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-газмерительных приборов.

При пересечении с автомобильными и железными дорогами нефтегазоконденсатопроводы необходимо заключать в футляры с установкой свечей.

Наземные и подземные трубопроводы должны быть проложены по самокомпенсирующему профилю или оборудованы компенсаторами, число которых определяется расчётам.

Продувку и испытание нефтегазосборных трубопроводов (шлейфов и коллекторов) следует осуществлять в соответствии с действующими требованиями.

Продувка и испытание трубопроводов сероводородсодержащим газом запрещается.

Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом, ранее транспортировавших углеводородные взрывоопасные среды только инертным газом.

Перед вводом трубопровода в эксплуатацию с природным газом должно быть проведено вытеснение из трубопровода воздуха газом, давлением не более 0,1 МПа в месте его подачи. Вытеснение воздуха можно считать законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2% по показаниям газоанализаторам.

На территории охранной зоны нефтегазопроводов не допускается устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте или реконструкции по плану производства работ, утверждённому руководителем предприятия.

V. Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки месторождения Северный Шуртан

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

Экономические расчёты выполнены на базе исходной технико-экономической информации, включающей в себя годовую добычу газа, нефти и конденсата, фонд скважин, представленные в технологической части проекта.

Проект разработки месторождения Северный Шуртан Предусматривает расчёт восьми вариантов, отличающихся сроком разработки; суммарным объёмам добычи газа, нефти и конденсата; количеством вводимых скважин, шлейфами, дожимной компрессорной станциями, и суммой капитальных вложений, предусмотренной на обустройство месторождения.

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

При расчёте вариантов разработки с учётом действующих цен реализации продукции (газ-25500 сум за $1 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, газовый конденсат-13800 сум за тонну, нефть-138000 сум за тонну) по УДП «Шуртаннефтегаз» денежные потоки имеют отрицательные значения, капитальные вложения не окупаются. В связи с этим, для достижения минимального порога рентабельности по нефтяным месторождениям НХК «Узбекнефтегаз» в размере 14%, принята расчётная цена на нефть в размере 485 долларов за тонну.

Все расчеты выполнялись в долл. США по курсу Центрального Банка Республики Узбекистан 1504,03 сум за 1 долл на момент выполнения проекта. Результаты расчётов показали, что реализация технологических решений по рассматриваемым вариантам может потребовать за весь срок разработки месторождения капитальных вложений в размере 42,38 млн. долл. США по первому варианту, 42,31 млн. долл. США по второму варианту, 114,51 млн. долл. США по третьему варианту, 49,44 млн. долл. США по четвертому варианту, 47,86 млн. долл. США по пятому варианту, 47,64 млн. долл. США по шестому варианту, 125,32 млн. долл. США по седьмому варианту, 55,71 млн. долл. США по восьмому варианту, и эксплуатационных расходов - соответственно 42,50 млн. долл. США по первому варианту, 47,02 млн. долл. США по второму варианту, 109,16 млн. долл. США по третьему варианту, 51,67 млн. долл. США по четвертому варианту, 41,85 млн. долл. США по пятому варианту, 46,01 млн. долл. США по шестому варианту, 117,32 млн. долл. США по седьмому варианту, 51,29 млн. долл. США по восьмому варианту.

Проведённые технико-экономические расчёты показали, что вариант первый, третий, четвёртый, пятый, шестой, седьмой, восьмой не достигают положительного значения по денежному потоку наличности, капитальные вложения не окупаются.

Разработка месторождения по второму варианту обеспечит за весь расчётный период (16 лет) реализацию природного газа в объёме $408,01 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, конденсата- $28,78 \cdot 10^3 \text{ т}$, нефти- $289,73 \cdot 10^3 \text{ т}$. При этом выручка от реализации продукции составит 147,02 млн. долл. США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений - денежный поток наличности составит 7,06 млн. долл. США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 72,48 млн. долл. США. Внутренняя норма рентабельности проекта составит в размере 14,34%. Срок окупаемости проекта составит 5 лет. Таким образом, проведённые технико-экономические расчёты по восьми вариантам проектов разработки показали, что только по второму варианту достигается минимальная пороговая рентабельность проекта, капитальные вложения окупаются, поток наличности имеет положительное значение.

Таблица V.1. Технические и экономические показатели (при расчетной цене на нефть 91,78 долл/т)

№	Наименование показателей	Единица измерения	вариант 1	вариант 1	вариант 1	вариант 1	вариант 8	вариант 8	вариант 7	вариант 8
			18	16	18	18	13	14	18	13
1	Срок реализации проекта, лет									
2	Среднегодовой уровень добычи									
	природный газ	1·10 ⁶ м ³	27.33	25.50	23.43	16.02	31.75	29.24	23.75	17.10
	конденсат	1·10 ³ т	1.74	1.80	1.61	3.45	2.03	2.07	1.67	4.19
	нефть	1·10 ³ т	14.32	18.08	26.59	18.00	15.26	18.78	26.23	19.05
3	Накопленная добыча									
	природный газ	1·10 ⁶ м ³	409.92	408.01	421.73	240.23	412.70	409.39	427.46	222.29
	конденсат	1·10 ³ т	26.14	28.78	29.07	51.68	26.45	28.95	30.04	54.52
	нефть	1·10 ³ т	214.85	289.24	478.65	269.95	198.32	262.87	472.18	247.66
4	Цены по видам продукции									
	природный газ	\$/1·10 ³ м ³	16.95	16.95	16.95	16.95	16.95	16.95	16.95	16.95
	конденсат	\$/т	91.75	91.75	91.75	91.75	91.75	91.75	91.75	91.75
	нефть,	\$/т	91.00	91.00	91.00	91.00	91.00	91.00	91.00	91.00
		млн. долл.	28.51	35.35	52.50	32.89	27.11	33.04	52.11	30.86
5	Выручка от реализации									
	природный газ		6.95	6.92	7.15	4.07	7.00	6.94	7.25	3.77
	конденсат		2.40	2.64	2.67	4.74	2.43	2.66	2.76	5.00
	нефть		19.16	25.79	42.68	24.07	17.68	23.44	42.11	22.08
	НДС		4.75	5.89	8.75	5.48	4.52	5.51	8.68	5.14
	природный газ		1.16	1.15	1.19	0.68	1.17	1.16	1.21	0.63
	конденсат		0.40	0.44	0.44	0.79	0.40	0.44	0.46	0.83
	нефть		3.19	4.30	7.11	4.01	2.95	3.91	7.02	3.68
		млн. долл.	42.38	42.31	114.86	49.44	47.86	47.64	125.67	55.71
6	Капитальные вложения:	млн. долл.								
	Бурения скважин		35.13	35.13	106.67	35.13	40.43	40.43	117.26	40.43
	Обустройство скважин		0.20	0.13	1.14	0.20	0.24	0.15	1.20	0.07
	КРС		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	Коллектора		0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
	УПН Сев Шуртан		5.58	5.58	5.58	5.58	5.58	5.58	5.58	5.58
	БВРМ					0.10				0.12
	Газопровод "БВРМ-ГНКС "					0.12				0.12
	ДКС		0.97	0.97	0.97	7.79	1.11	0.97	1.11	8.91
		млн. долл.	42.50	47.02	109.48	51.67	41.85	46.01	117.64	51.29
7	Эксплуатационные расходы	млн. долл.	23.24	23.77	37.25	24.25	23.40	23.96	39.12	24.48
8	Расходы периода	млн. долл.								
9	Налог на прибыль	млн. долл.								
10	Чистая прибыль	млн. долл.	-41.98	-41.34	-102.98	-48.52	-42.66	-42.45	-113.33	-50.056
11	Денежный поток	млн. долл.	-54.31	-52.15	-131.78	-60.85	-60.39	-58.46	-144.53	-68.07
12	Дисконтированный поток наличности	млн. долл.								
	при 10%	млн. долл.	-43.10	-42.36	-95.30	-50.18	-49.29	-48.45	-105.04	-57.061
	при 15%	млн. долл.	-39.45	-39.19	-84.03	-46.52	-45.55	-45.06	-92.76	-53.146
13	Срок окупаемости проекта, лет	лет	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.	не окуп.
14	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	не рент.	не рент.	не рент.	не рент.	не рент.	не рент.	не рент.	не рент.
14	Доход Государства (налоги и платежи)	млн. долл.	20.60	22.24	38.35	22.34	20.65	22.17	40.16	22.35

Таблица 5.4. Основные технико-экономические показатели по вариантам реализации проекта на участке 100 кв. км

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	вариант 1	вариант 2	вариант 3	вариант 4	вариант 5	вариант 6	вариант 7	вариант 8
			18	18	18	18	18	18	18	18
1	Средняя реализация проекта, лет									
2	Среднегодовая добыча									
	природный газ	1·10 ⁹ м ³	27,33	23,30	23,43	16,02	21,75	20,24	23,73	17,10
	конденсат	1·10 ³ т	1,74	1,80	1,61	3,43	2,03	2,07	1,67	4,19
	нефть	1·10 ³ т	14,32	16,08	26,39	18,00	13,26	18,78	26,23	19,03
3	Накопленная добыча									
	природный газ	1·10 ⁹ м ³	409,92	408,01	421,73	240,23	412,70	409,39	427,46	222,20
	конденсат	1·10 ³ т	26,14	28,78	29,07	31,68	26,45	28,95	30,04	34,32
	нефть	1·10 ³ т	214,85	289,24	478,63	269,95	198,32	262,87	472,18	247,66
4	Цена, по видам продукции									
	природный газ	\$/1·10 ³ м ³	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95	16,95
	конденсат	\$/т	91,75	91,75	91,75	91,75	91,75	91,75	91,75	91,75
	нефть	\$/т	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00	485,00
5	Выручка от реализации	млн. долл.	111,46	147,02	237,30	137,11	103,68	134,53	234,41	126,48
	природный газ		6,95	6,92	7,15	4,07	7,00	6,94	7,25	3,77
	конденсат		2,40	2,64	2,67	4,74	2,43	2,66	2,76	5,00
	нефть		102,11	137,47	227,49	128,30	94,25	124,93	224,41	117,71
	НДС		18,58	24,50	39,55	22,85	17,28	22,42	39,07	21,08
	природный газ		1,16	1,15	1,19	0,68	1,17	1,16	1,21	0,63
	конденсат		0,40	0,44	0,44	0,79	0,40	0,44	0,46	0,83
	нефть		17,02	22,91	37,91	21,38	15,71	20,82	37,40	19,62
6	Капитальные вложения:	млн. долл.	42,38	42,31	114,86	49,44	47,86	47,64	125,67	55,71
	Бурения скважин		35,13	35,13	106,67	35,13	40,43	40,43	117,26	40,43
	Обустройство скважин		0,20	0,13	1,14	0,20	0,24	0,15	1,20	0,07
	КРС		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
	Коллектора		0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
	УПН Сев Шурган		5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58	5,58
	БВРМ					0,10				0,10
	Газопровод "БВРМ-ГНКС"					0,12				0,12
	ДКС		0,97	0,97	0,97	7,79	1,11	0,97	1,11	8,91
7	Эксплуатационные расходы	млн. долл.	42,50	47,02	109,48	51,67	41,85	46,01	117,64	51,29
8	Расходы периода	млн. долл.	48,53	50,88	68,45	50,73	48,23	50,40	70,09	50,34
9	Налог на прибыль	млн. долл.	2,37	4,00	6,62	2,75	1,82	3,14	6,02	1,95
10	Чистая прибыль	млн. долл.	-2,12	17,87	8,62	7,24	-6,73	10,40	-33,76	0,505
11	Денежный поток	млн. долл.	-14,45	7,06	-20,18	-5,09	-24,47	-5,61	-33,76	-17,51
12	Дисконтированный поток наличности	млн. долл.								
	при 10%	млн. долл.	-12,14	1,50	-20,73	-10,08	-20,96	-8,56	-31,64	-20,361
	при 15%	млн. долл.	-11,48	-0,20	-20,57	-11,37	-19,80	-9,35	-30,53	-20,849
13	Срок окупаемости проекта, лет	лет	не окуп.	5	не окуп.					
14	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	не рент.	14,34%	не рент.					
14	Доход Государства (налоги и платежи)	млн. долл.	-72,48	72,48	108,21	68,90	59,87	68,83	108,48	65,74

Заключение

Месторождение Северный Шуртан разрабатывается с 2005 года месторождение разрабатывалось на естественном режиме с опережающей разработкой нефтяной части нефтегазоконденсатной залежи. В 2006 году была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Северный Шуртан», согласно утвержденному варианту которой нефтегазоконденсатная залежь должна была разрабатываться при безводных дебитах с регулируемым отбором свободного газа. Но фактически разработка месторождения является совместной с опережающей выработкой газоконденсатной части. В связи с чем наблюдается резкое снижение пластового давления в районе действующих скважин. Дальнейшая разработка при сложившейся системе чревата увеличением потерь нефти, за счёт миграции её в газовую шапку, а также газового конденсата, выпадающего в пласте. Для предотвращения возникающих осложнений была выполнена данная работа, в которой приводятся анализ текущего состояния разработки, выявленные проблема, методы решения, проверенные различными расчётными вариантами дальнейшей разработки и технико-экономический анализ проектных решений.

В процессе проектирования разработки месторождения были разработаны четыре основных варианта, предусматривающие:

- выработку нефтяной и газоконденсатной частей при сложившейся системе разработки на истощение с нерегулируемым отбором свободного газа (вариант I);

- разработку залежи в соответствии с утверждённым вариантам «Технологической схемы разработки месторождения Северный Шуртан» с регулируемым отбором газа, необходимого для подъёма жидкости (вариант II);

- разработку залежи с комплексом мероприятий (уплотнение сетки добывающих скважин) для максимального увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения (вариант III);

- разработку залежи с новыми технологиями (поддержание пластового давления), направленными на увеличение добычи жидких углеводородов (вариант IV).

- В связи со сложными геолого-физическими и резким снижением пластового давления, что в значительной степени влияет на проводку горизонтального ствола и его протяжённость (ни одна скважина из запланированных с горизонтальным стволом не достигла своей проектной длины по горизонтали), предложены дополнительные варианты (V-VIII) с разработкой месторождения вертикальными скважинами. Однако следует учесть – рациональная разработка подгазовых нефтяных залежей с подошвенной водой должна осуществляться системами горизонтальных скважин. Из вышеперечисленных вариантов следует отметить варианты IV и аналогичный ему, но без бурения горизонтальных скважин, вариант VIII с поддержанием пластового давления.

Проанализировав полученные результаты по расчётным вариантам разработки, был сделан следующий вывод: наиболее предпочтительным вариантом дальнейшей разработки месторождения выглядит вариант II или аналогичный ему, но без бурения горизонтальных скважин вариант VI, так как добыча жидких углеводородов по этим вариантам составляет $494,11 \cdot 10^3 \text{ т}$, по II и $467,902 \cdot 10^3 \text{ т}$ по VI, что уступает добыче жидких углеводородов по вариантам с уплотнением сетки скважин и с поддержанием пластового давления, но не требует значительных капитальных вложений. С точки зрения рационального расхода пластовой энергии без поддержания пластового давления данные варианты близки к идеалу. Однако они требуют своевременного перехода на режим оптимального газа, а также предполагают установку многофазных расходомеров и наличие отложенной системы контроля и регулирования разработки. Также основному мероприятиям по устранению негативных последствий ми по устранению негативных

последствий прорывов газа в добывающие скважины являются обоснованный выбор положения интервала перфорации и установление оптимального технологического режима работы скважин.

Для предотвращения резкого снижения пластового давления, наблюдающегося при совместной разработке нефтяной и газоконденсатной частей месторождения, необходимо либо ограничить отбор свободного газа до необходимого для выноса жидкости, либо применять сайклинг – процесс. Однако из-за небольших балансовых запасов свободного газа и значительных капитальных вложений сайклинг – процесс экономически не оправдан. Во всех остальных рассматриваемых вариантах разработки из-за снижения пластового давления и выработки запасов свободного газа вынос жидкости не будет осуществляться. Для осуществления добычи жидких углеводородов, в течение ближайших трёх лет потребуются перевод скважин на механизированный способ добычи подземным оборудованием, спускаемым на глубину от 1700 до 2000м.

В целях подготовки и транспортировки нефти по II варианту на месторождении Северный Шуртан предлагается установка по подготовке нефти, состоящая из 2 сепараторов, 2 блоков реагента, печи подогрева, дренажной ёмкости, технического резервуара (РВС-200), 2 товарных резервуаров (РВС-200), 2 насосов, 3 расходомеров газа, расходомера воды, расходомера нефти, а также трубопровод до ННЭ «Шуртан», диаметром 89х6мм. Протяжённостью скало 13км.

В заключении необходимо сказать (отметить), что рациональная разработка месторождения невозможна без чёткого и оперативного контроля за эксплуатацией. Система контроля за разработкой включает в себя контроль целого комплекса параметров, учёт и прогноз их изменений во времени. От своевременной, достоверной и представительной информации, получаемой в процессе контроля, во многом зависят такие показатели, как надёжность работы скважин и промысла, конечные нефти – и газоотдача, технико-экономическая эффективность эксплуатации месторождения.

Использованная литература

1. Каримов И.А. Об итогах социально-экономического развития республики в 2013 году и важнейших приоритетах экономической программы на 2014 год, Народное слово 21 января 2014 года, №:14.
2. Бравичева Т.Б., Масленикова Л.В. Исследование фильтрационных потоков при разработке водонефтяных и газонефтяных зон карбонатных коллекторов. Бурение и нефть. Москва: 2007-№ 11-С. 28-30.
3. Давыдов А.В., Черницкий А.В. Исследование сложнопостроенных залежей. Нефтепромысловое дело. Москва: 1995. - №4 – С. 18-20.
4. Закиров С.Н., Рошин А.А. Особенности разработки нефтегазоконденсатных залежей при безгазовых дебитах скважин. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: - 2007.-С. 14-19.
5. Киченко Э.А., Фурсов А.Я., Медведов Н.Я. Обоснование критериев дифференциации запасов газонефтяных залежей. Геология нефти и газа. Москва: 1992 - №7-С. 34-38.
6. Назаров А.У. Исследование компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений при газонапорном режиме. Автореферат. канд. диссертации. – Ташкент; ОАО «УзЛИТИнефтегаз», 2009г. – С.46.
7. Назаров А.У., Шевцов В.М. Поиск эффективных решений по увеличению темпов добычи углеводородов и компонентов отдачи нефтегазоконденсатных месторождений. Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент, 200№2. С. 34-42
8. О принципиальных вопросах проектирования разработки месторождений. В.Е. Лещенко, Р.Х. Муслимов, Е.П. Ефремов, Н.Е. Павлов. Нефтяное хозяйство. – Москва: 1984. - №8 С. 31-34.
9. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Ташкент, НХК «Узбекнефтегаз».
10. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИ, 1996г. С.202.
11. Сатаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти газа с помощью гареуонтальных скважин. Москва. изд. ВНИИ цент. ГКНТ – 1991. С.140.
12. Закиров С.Н., Рошин А.А. Разработка нефтяных оторочек при сверхкритических дебитах скважин по газу. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений Москва: 2007г. С. 30-37.
14. Проект пробной эксплуатации нефтегазовой залежи Северный Шуртан: Отчёт о НИР «Узбек НИПИ нефтегаз»; Руководитель договора, 1994г.
15. Жуковский Б.Л., Соколов В.И., Бурлуцкая И.П. Геологический отчёт о результатах глубокого бурения на пл. Северный Шуртан за период 1980-1988гг. (по состоянию на 01.10.1987г.) ОМП(ПЗ) ПГО «Узбекгифизика», г. Ташкент, 1988г.
16. Технологическая схема разработки месторождения Северный Шуртан: Отчёт о НИР ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»; Руководитель договора Бекметов ОК. – Ташкент, 2006г.
17. Амелин И.Д. Подсчёт запасов нефти, газа конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник. – Москва, Недра, 1989г. С.-45-48.
18. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчёты в технологии и технике добычи нефти. Москва, Недра, 1967г.
19. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том 2, Москва, Недра, 1965г.
20. «Правила безопасности в нефтегазовой промышленности».
21. Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной промышленности, 1980г.

WWW. transneft.ru

WWW. lukoil.ru

WWW. [novosti neti i gaza.ru](http://novosti.neti-i-gaza.ru)

WWW. oilgas-expo.com

WWW. neftegaz.ru

WWW. sibneft.ru