Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин на примере Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.276.522- 047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	**Пристяжникова Марина Викторовна**		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	**Карпова Е.Г.**			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	**Вазим А.А.**	**к.э.н, доцент**		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	**Гуляев М.В.**	**доцент**		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	**Чернова О.С.**	**к.г-м.н., доцент**		

Томск - 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Природный ресурсов
Направление подготовки (специальность) – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б33Т	**Пристяжникова Марина Викторовна**

Тема работы:

Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин на примере Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора	2005/с от 31.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научные статьи, публикации на основе которых проводился обзор и анализ состояния разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.Введение 2. Общие сведения о месторождении 3. Геолого – физическая характеристика Лугинецкого месторождения 4. Состояние разработки месторождения Лугинецкого месторождения 5. Газлифтная эксплуатация скважин 6. Применение газлифтных скважин на Лугинецком месторождении 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность 9. Заключение 10. Список используемых источников
Перечень графического материала	1.Обзорная карта района Лугинецкого месторождения 2.Выкопировка из тектонической карты мезокайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И.Шпильмана, 1998 г. 3. Схема морфологии аномального и гравитационного полей (М 1:500 000) 4. Структурная карта по отражающему горизонту Ф2 (кровля доюрских отложений) 5.Структурная карта по ОГ IIа (подошва баженовской свиты) 7.Выкопировка из отчета по подсчету запасов 1972 г 8.Динамика основных показателей разработки Лугинецкого месторождения 9.Динамика фонда скважин Лугинецкого месторождения 10.Динамика основных показателей разработки пласта $Ю_1^4$ 11.Динамика фонда скважин пласта $Ю_1^4$ Лугинецкого месторождения 12.Динамика основных показателей разработки пласта $Ю_1^3$ 13.Динамика фонда скважин пласта $Ю_1^3$ Лугинецкого месторождения 14.Динамика добычи нефти по способам эксплуатации 15.Остаточные извлекаемые запасы нефти Лугинецкого месторождения 16. Принципиальная схема газлифта 17. Газлифтные подъемники

	18.Схема пуска скважины в эксплуатацию методом продавки сжатым газом (а) и изменение давления закачиваемого газа на устье во времени при пуске (б) 19.Газлифтные клапаны 20.Кривые распределения давления вдоль ствола газлифтной скважины 21.Пример номограммы распределения давления вдоль ствола скважины при различных удельных расходах газа 22.Графический расчет глубины установки газлифтных клапанов 23.Блочная газораспределительная батарея для газлифтной эксплуатации 24.Зависимость параметров работы газлифтной скважины от расхода закачиваемого газа 25.Технологические схемы внутрискважинного газлифта 26.Тенденция экономической эффективности 27.Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	**Вазим А.А.**
Социальная ответственность	**Гуляев М.В.**

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	**15.12.2016**

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	**Карпова Е.Г.**			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	**Пристяжникова Марина Викторовна**		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	**2**
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования и компьютерных технологий*
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для со*ставления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б33Т	**Пристяжникова Марина Викторовна**

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	**Направление**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	Распределение сметной стоимости объема капитальных вложений
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия (устройство газлифта)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	Экономическая оценка вариантов разработки
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	Расчет капитальных затрат и эксплуатационных вложений
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	Оценка рентабельности различных вариантов и срока их окупаемости

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	Пристяжникова Марина Викторовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б33Т	Пристяжникова Марина Викторовна

Институт	**ИПР**	**Кафедра**	**ГРНМ**
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01«Нефтегазовое дело» Профиль: «Геологии и разработки нефтяных месторождений »

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения:	Административно месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области, недропользователем месторождения является ОАО «Томскнефть» ВНК. Территория района представляет собой сглаженную, слаборасчлененную равнину, климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время - 40-50ºС. Самый жаркий месяц лета - июль, когда температура воздуха поднимается до +35°С. При эксплуатации газлифта могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	*Основные понятия производственной безопасности*
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при газлифтной эксплуатации:	*Вредные факторы:* *1.Климатические условия;* *2.Превышение уровня шума;* *3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу* *4.Тяжесть и напряженность физического труда;*
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при газлифтной эксплуатации:	*Опасные факторы:* *1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподьемные);* *2. Пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;* *3. Взрывоопасность и пожароопасность;* *4. Поражение электрическим током.*
2. Экологическая безопасность:	При эксплуатации газлифта *воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.* *Эксплуатация скважины газлифтным способом сопровождается:* *- загрязнением атмосферного воздуха;* *- нарушением гидрогеологического режима;* *- повреждением почвенно-растительного покрова;* *- загрязнение почвы парафино - смолистыми отложениями;*

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	*Чрезвычайные ситуации.при газлифтной эксплуатации скважины:* ***- природного характера:*** 1. *Метеорологические (буря, сильный ветер);* 2. *Геологические (обвал грунта при выполнении земляных работ);* 3. *Гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный мороз, сильная метель, сильный туман).* ***- техногенного характера:*** 1. *Обрыв строп при укладке трубопровода в траншею* 2. *Пожар на трубопроводе при выполнении огневых работ* 3. *Разгерметизация трубопровода в процессе его испытания на прочность и герметичность* ***- из-за террористического акта.***
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	***Специальные:*** 1. Постановление Госгортехнадзора от 30.10.1998 №63 «Об утверждении правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства». 2. Приказ Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты». 3. Приказ Минтруда России от 22.12.2015 №1110н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением». ***Организационные:*** 3. *ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ - Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.* 4. *ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.* 5. *ГОСТ 12.1.030-81 – Электробезопасность, защитное заземление, зануление.* 6. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 7. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 8. *РД 39-132-94 – Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.* 9. *СН 4557-88 - Санитарные нормы ультрафиолетового излучения.* 10. *ВН 39-1.9-004-98 – Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов на прочность и герметичность.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	**Гуляев Милий Всеволодович**	**доцент**		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	**Пристяжникова Марина Викторовна**		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 140 страниц, 27 рисунков, 19 таблиц, 16 источников.

Ключевые слова: воздействие на призабойную зону, запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, коллектор, пористость, проницаемость, водонасыщенность, скважина, разработка залежи, добыча нефти, заводнение, гидроразрыв пласта.

Объектом исследования является Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение и Казанское нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – анализ научно-технических и промысловых данных разработок в области эксплуатации скважин газлифтным способом.

В работе представлены методика процесса эксплуатации газлифтным способом, история проектирования Лугинецкого НГКМ, сведения о геолого-физических характеристиках Лугинецкого месторождения, дан анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, а также применение газлифта на данном месторождении.

В процессе работы проанализировано современное состояние добычи по фонду скважин Лугинецкого месторождения. Выявлено, что в условиях данных нефтегазоконденсатных месторождений применение газлифта нецелесообразно.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

КИН – коэффициент извлечения нефти ГКЗ

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ГРП – газораспредилительный пункт

ППД – поддержание пластового давления

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НКТ – насосно – компрессорные трубы

ГИС – геодезические исследования скважин

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ППГ – передвижные подогреватели газа

МИМ – мембранным исполнительным механизмом

ГРБ – газораспределительные батареи

УПН – установка подготовки нефти

БГК – скважины с внутрискважинным газлифтом

ПРС – подземный ремонт скважин

ЧДД – дисконтированный доход

ВНД – внутренняя норма доходности

НКПВ – концентрационный предел распространения пламени

Оглавление

Введение 14

1 Общие сведения о месторождении 15

2 Геолого-физическая характеристика Лугинецкого месторождения 18

2.1 Стратиграфия 18

2.2 Тектоника 22

2.3 Нефтегазоносность 33

3 Состояние разработки Лугинецкого месторождения 48

3.1 Состояние фонда скважин 48

3.2 Состояние запасов нефти на месторождении 54

4 Газлифтная эксплуатация скважин 58

4.1 Общие принципы газлифтной эксплуатации 58

4.2 Сущность, разновидность и область применения газлифтного способа эксплуатации 62

4.3 Конструкции и системы газлифтных подъемников 65

4.4 Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление) 67

4.4.1 Характеристика процесса пуска 67

4.4.2 Расчет пускового давления 69

4.5 Методы снижения пускового давления. Определение мест установки пусковых отверстий 71

4.5.1 Переключение работы подъемника с кольцевой системы на центральную 72

4.5.2 Продавка жидкости в пласт 72

4.5.3 Применение пусковых отверстий 73

4.5.4 Определение мест установки пусковых отверстий 74

4.5.5 Использование пусковых газлифтных клапанов 75

4.6 Газлифтные клапаны. Их расчеты и тарировка 76
4.6.1 Классификация газлифтных клапанов 76
4.6.2 Расчет и тарировка сильфонного клапана, управляемого давлением газа 78
4.6.3 Расчет и тарировка сильфонного клапана, управляемого давлением смеси в трубах 80
4.6.4 Расчет пружинного клапана 80
4.7 Расчет размещения пусковых газлифтных клапанов аналитическим методом 81
4.8 Технологический расчет газлифтного подъемника при условиях ограниченного и неограниченного отборов по методике А. П. Крылова 83
4.8.1 Отбор жидкости ограничен 83
4.8.2 Отбор жидкости не ограничен 86
4.9 Технологический расчет газлифтного подъемника с использованием кривых распределения давления вдоль лифта 88
4.9.1 Построение кривых распределения давления 88
4.9.2 Использование номограмм распределения давления 90
4.10 Использование кривых распределения давления для расчета рабочего и пусковых газлифтных клапанов 92
4.10.1 Предварительные определения и построения 92
4.10.2 Расчет первого верхнего пускового клапана 94
4.10.3 Расчет второго пускового клапана 96
4.10.4 Расчет следующих пусковых и рабочего клапанов 98
4.11 Системы газоснабжения и газораспределения 99
4.12 Исследование газлифтных скважин 104
4.12.1 Технология исследований 104
4.12.2 Обработка результатов исследования 105

4.13 Внутрискважинный газлифт 107
4.13.1 Технологические схемы 107
5 Применение газлифтных скважин на Лугинецком месторождении..... 109
6 Экономическая часть 120
6.1 Расчет экономической эффективности газлифта..... 120
6.2 Результаты экономической эффективности 124
7. Социальная ответственность 126
7.1 Производственная безопасность..... 126
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 127
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 130
7.2 Экологическая безопасность..... 133
7.3 Чрезвычайные ситуации..... 133
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 136
Заключение 138
Список использованной литературы..... 139

Введение

Обычно, скважины фонтанируют только в начале своего жизненного цикла, т.е. сразу после бурения. Спустя некоторое время давление в пласте падает и фонтан иссякает. Разумеется, если бы на этом завершилась эксплуатация скважины, то под толщами земли оставалось бы более 80% нефти.

При завершении фонтанирования, требуется установка дополнительного оборудования, т.к. дефицит пластовой энергии не позволяет скважине работать на прежнем уровне и получать высокий отбор жидкости. Каждый способ эксплуатации имеет свою рациональную область применения, которая соответствует минимальным затратам энергии на подъем жидкости из скважин. Границы этой области определяют на основе, прежде всего, экономической эффективности данного способа эксплуатации и оборудования для эксплуатации конкретной скважины с учетом технических возможностей способа эксплуатации и влияния на эффективность глубин скважин, диаметров эксплуатационных колонн, геометрических особенностей ствола скважин, дебитов, состава пластовой жидкости или газа.

Множество факторов влияет на эффективность применения того или иного способов эксплуатации приводит к практически невозможному определению границ их применения. Поэтому на практике границы этих областей перекрываются и срок службы эксплуатационных способов зависит от навыков обслуживающего промыслового персонала, уровнем его квалификации, общим техническим уровнем и организацией производства в отрасли.

Газлифт – один из механизированных способов эксплуатации, энергия при котором вводится в виде сжатого газа. В данной выпускной работе рассмотрена эксплуатация нефтяных скважин при газлифтном способе добычи.

1 Общие сведения о месторождении

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1966 году скважиной № 152. Введено в разработку в 1982 году с запуска разведочной скважины № 155, эксплуатационное бурение начато в 1983 году.

Административно месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области (рисунок 1.1), недропользователем месторождения является ОАО «Томскнефть» ВНК на основании лицензии ТОМ № 00083 НЭ от 1998 года.

Месторождение разрабатывалось с 1982 года на основании «Технологической схемы», составленной СИБНИИНП в 1980 году и утвержденной ЦКР Миннефтепрома (протокол № 908 от 20.05.1981 г.).

В соответствии с геологической моделью, принятой при первоначальном подсчете запасов, месторождение представлялось единым массивно-пластовым нефтегазовым резервуаром и, соответственно, предусматривалась разработка его нефтяной оторочки как единого эксплуатационного объекта. Скважины основного фонда (917 скважин) размещены по квадратной сетке 500 × 500м для создания площадной обращенной девятиточечной системы. Разработка запасов свободного газа не предусматривалась.

С начала разработки проектные показатели не выполнялись, причина - отставание в эксплуатационном бурении и быстром изменении представлений о геологическом строении, что объективно снижало темпы освоения залежей приблизительно в два раза, по сравнению с проектными показателями.

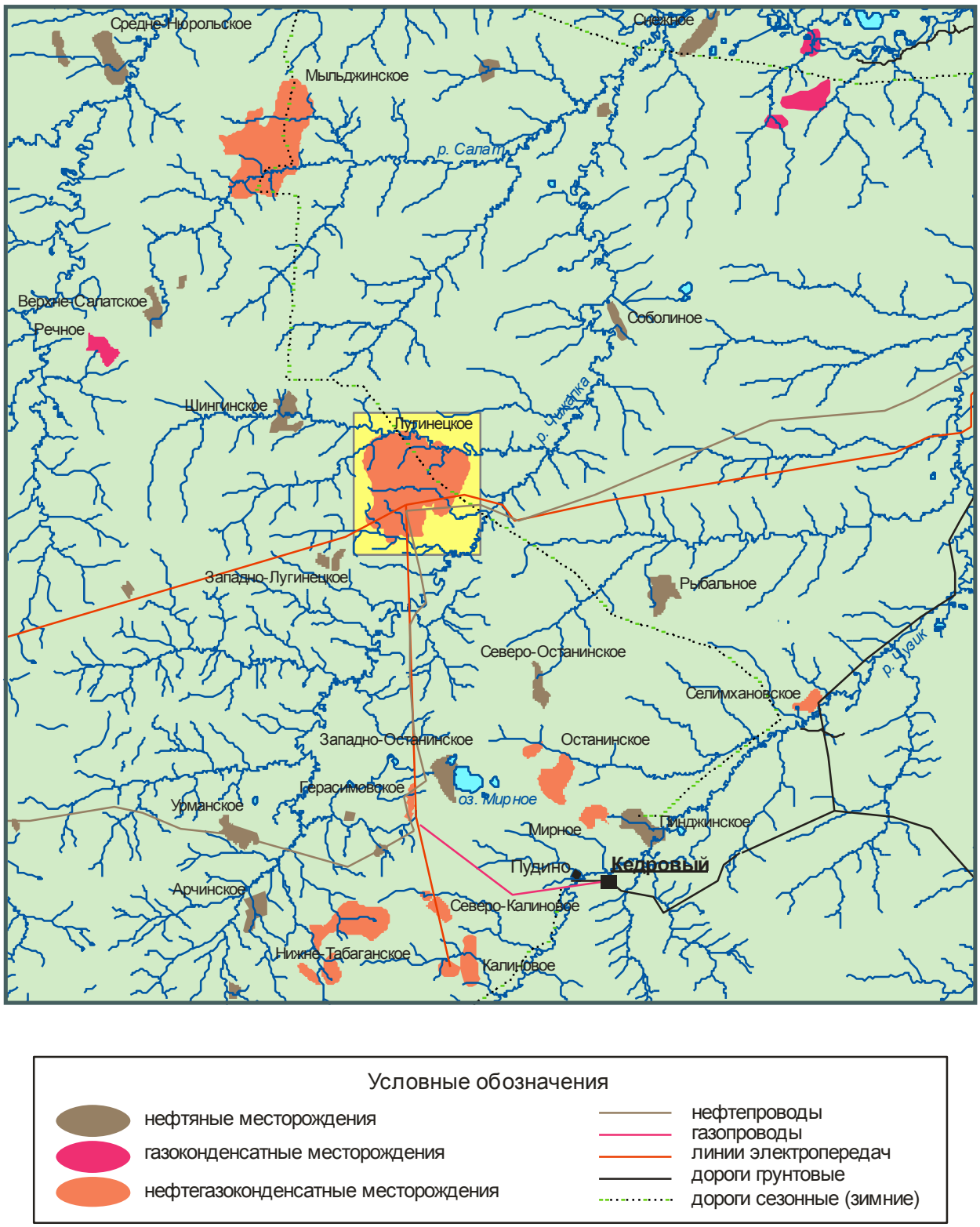


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района Лугинецкого месторождения

В 1995 году на основе утвержденных ЦКЗ запасов нефти, газа и конденсата ВНИИнефть, составлен новый проектный документ, принятый ЦКР Минтопэнерго РФ в качестве «Технологической схемы комплексной разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол

№ 2048 от 24.07.1996г.). «Технологическая схема …» предусматривала вовлечение в разработку, наряду с нефтяными оторочками пластов $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$, запасов газа и конденсата газовой шапки (с 2001 года), для чего предлагалось по принятому четвертому варианту бурение 261добывающих, 78нагнетательных, 87газодобывающих и 50резервных скважин. Общий проектный фонд должен был составить 987скважин (688добывающих и 299нагнетательных). Максимальный уровень добычи нефти (1175тыс.т.) предусмотрен на 2006 год. Принятый вариант разработки предусматривал последовательный отбор свободного газа по пластам и перевод скважин для организации повторного отбора газа после восстановления пластового давления.

Согласно утвержденной «Технологической схемы разработки», продуктивные пласты месторождения выделены в четыре объекта разработки. Первый объект включает пласты $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, второй объект – пласт $Ю_1^3$, третий объект – пласт $Ю_1^4$, четвертый объект – пласт $Ю_2$. Основными объектами разработки являются пласты $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$, которые обладают высокой продуктивностью, содержат основные запасы нефти и поэтому разрабатываются в первую очередь. Два других объекта: $Ю_1^{0\text{-}1\text{-}2}$, $Ю_2$ являются второстепенными [17].

2 Геолого-физическая характеристика Лугинецкого месторождения

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Лугинецкого месторождения представлен мощной толщей более двух километров мезо-кайнозойского осадочного чехла, вскрытой на всю глубину в десяти скважинах. Разрез осадочного чехла включает отложения юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов. В основу стратиграфического расчленения осадочного чехла положено выделение ряда свит, имеющих местное название, т. к. границы таких свит, выделяемых по комплексу литологических и палеонтологических признаков, не всегда совпадают с хронологическими границами обычных подразделений стратиграфической шкалы (отделов, ярусов). Номенклатура стратиграфических подразделений в отчете принята по «Региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утвержденных МСК СССР 30.01.1991г.

Отложения доюрского основания на месторождении вскрыты разведочными скважинами 151, 160, 170, 180, 182, 186 и эксплуатационными 734, 804, 850, 1166 и датируются как верхненедевонские.

Палеозойская группа (Pz). Девонская система (Д). Верхний отдел (Д3)

Максимальная толщина разреза промежуточного комплекса пройдена поисковой скважиной 170 и составила 1525м. По исследованиям Г.Д.Исаева, в которых учтены практически все палеонтологические данные по скважинам, пробуренным в описываемом районе и прилегающим территориям, палеозойские породы вскрыты скважиной 170, объединяются в Лугинецкую свиту и возраст их определен как верхнедевонский ($Д_3$ lq). Девонские образования представлены однородными, кремовыми, серыми, внизу массивными темно-серыми глобоидными водорослево-фораминиферовыми известняками, слабо метаморфизованными с многочисленными трещинами,

выполненными белым и серым кальцитом и коричневато-серым доломитом, и прослоями терригенных пород (аргиллитов, алевролитов) и эффузивов различной толщины. Магматические тела в разрезе промежуточного комплекса на Лугинецкой площади скважинами не вскрыты и по данным гравимагниторазведки в данном районе отсутствуют.

Пермская + триасовая системы (P+T)

По палеозойским отложениям развиты древние породы коры выветривания. Кора выветривания охарактеризована керном из скважины 151р и представлена переотложенной каолинизированной и карбонатизированной породой, сильно выветрелой. В остальных скважинах она выделяется только по каротажу. Возраст коры выветривания с известной долей условности принимается как позднепермский раннетриасовый. Толщина коры выветривания – от нескольких метров до 25м. В скв.180Р из отложений коры выветривания (горизонт М) получен приток нефти.

Мезозойская группа (Mz). Юрская система (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена средним и верхним отделами.

Средний отдел (J2)

Среднеюрские породы залегают на выветрелых образованиях промежуточного комплекса со стратиграфическим и угловым несогласием. Отложения средней юры объединяются в тюменскую свиту, возраст которой датируется как байос-батский (средний отдел) и нижне-келловейский (верхний отдел юры). Отложения тюменской свиты характеризуются повсеместным распространением, представлены песчано-глинистыми породами континентального генезиса с прослоями углей и углистых аргиллитов. Для разреза тюменской свиты характерна своеобразная «пилообразная» форма кривых электрического каротажа. В разрезе тюменской свиты выделяются песчаные пласты $Ю_6$-$Ю_2$. Верхний из них ($Ю_2$) является продуктивным. Из-за

частого переслаивания и литологической изменчивости тюменских отложений песчаные пласты выделяются не всегда уверенно. На полную мощность отложения тюменской свиты вскрыты в 10 скважинах, в которых толщина свиты достигает 140м.

Верхний отдел – (J3)

Верхний отдел в разрезе месторождения представлен всеми ярусами: келловейским, оксфордским, киммериджским и волжским.

Васюганская свита (келловейский + оксфордский J_3) сложена переслаиванием песчаников и алевролитов, разделенных прослоями аргиллитов, участками углистых, встречаются маломощные прослои углей.

Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые, алевролиты серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчанистые, в верхней – глинистые и известковистые, часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная.

К отложениям васюганской свиты приурочен продуктивный горизонт $Ю_1$. Согласно с принятым для данного района расчленением, горизонт $Ю_1$ повсеместно разделяется на три пачки: подугольную, межугольную и надугольную.

Нижняя подугольная пачка включает в себя выдержанные по площади и разрезу основные продуктивные пласты Лугинецкого месторождения $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$ прибрежно-морского генезиса.

Межугольная пачка представлена аргиллитами и слоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального генезиса.

Верхняя надугольная пачка представлена песчаниками и алевролитами предположительно прибрежно-морского генезиса. К верхней пачке приурочены пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$, разделенные углистыми аргиллитами.

Верхняя граница васюганской свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свиты, а в случае их отсутствия – по подошве баженовской свиты. Толщина отложения васюганской свиты изменяется в пределах 50-85м.

Георгиевская свита (киммериджский ярус - J_3 km) представлена аргиллитами, иногда в ее подошве выделяется песчано-алевролитовый прослой, который можно рассматривать в качестве базального слоя киммериджской трансгрессии. Этот песчано-алевролитовый прослой индексируется как продуктивный пласта $Ю_1^0$ и включается в состав продуктивного горизонта $Ю_1$ васюганской свиты, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, хотя стратиграфически он относится уже к другой свите – георгиевской, возраст которой определяется как киммериджский. Аргиллиты георгиевской свиты черного цвета имеют толщину до 10м, однако на значительных по площади участках Лугинецкого месторождения эти отложения отсутствуют.

Баженовская свита (J_3 vl) завершает разрез верхнего отдела. По возрасту она относится к волжскому ярусу, имеет повсеместное распространение. Свита выдержана по толщине, литологии и является региональным геолого-геофизическим репером, уверенно выделяется в разрезе всех скважин как по керну, так и по электрокаротажу, а также в волновом сейсмическом поле. Фациально выражена в морских отложениях, литологически представлена аргиллитами темно-серыми, часто до черных, толщиной от 8,2 до 18м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы представлены всеми отделами и ярусами и подразделяются (снизу вверх) на куломзинскую и тарскую свиты валанжинского яруса, киялыкскую свиту готерив-барремского возраста, покурскую свиту апт-альб-сантона, кузнецовскую свиту туронского возраста, ипатовскую свиту сантон-коньякского возраста. Продуктивные пласты в описываемой толще отсутствуют.

Толщина отложений меловой системы составляет 1642 -1882м.

Кайнозойская группа (Kz). Палеогеновая система (Pg)

Палеогеновые отложения разделяются на две толщи – нижнюю глинистую (талицкая и люлинворская свиты) и верхнюю песчаную (чеганская свита, некрасовская и бурлинская). Общая толщина палеогеновых пород 254-278м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные осадки представлены песками и глинами толщиной 10-40м.

2.2 Тектоника

Тектоническое строение Лугинецкого месторождения приведено с учетом последних детализационных сейсморазведочных работ и данных разведочного и эксплуатационного бурения, позволивших значительно уточнить тектонику месторождения.

В соответствии со схемой тектонического районирования мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В. И. Шпильмана (1998г.) Лугинецкое месторождение расположено в пределах Пудинского мегавала, что показано на рисунке 2.1.

Пудинский мегавал является структурой I порядка. В гравитационном поле ему соответствует значительная по величине отрицательная аномалия силы тяжести (схема морфологии аномального и гравитационного полей представлена на рисунке 2.2). Мегавал осложнен серией куполовидных поднятий (КП) второго порядка (Лугинецкое, Пудинское, Горелоярское КП, Останкинский вал и др.), имеет северо-западное простирание. Северо-западнее его расположен Средневасюганский мегавал, с которым он соединен Шингинской седловиной. Северо-западное крыло Пудинского мегавала плавно

погружается, образуя моноклиналь. Юго-западнее Пудинского и Средневасюганского мегавалов расположена Нюрольская впадина, отделяющая их от Каймысовского свода; северо-восточнее – Соболиный прогиб; и на северо-востоке – Парабельский мегавал. Лугинецкое месторождение приурочено к одноименному КП, расположенному на северо-западной периклинали Пудинского мегавала.

Сейсмогеологическая характеристика разреза площади изучена по данным сейсмокаротажа скважины № 152,154,170, а также по результатам региональных и детальных работ МОГТ, проведенных на Лугинецкой площади и сопредельной территории.

Наиболее выдержанная отражающая граница приурочена к длительному перерыву в осадконакоплении, сопоставляется с кровлей промежуточного комплекса (доюрского основания плиты) и индексируется как отражающий горизонт $Ф_2$. В толще осадочных мезозойских отложений прослеживаются волны ОГ: I – кровля тюменской свиты, $II^а$ – подошва баженовской свиты, III (кошайская свита), IV (кузнецовская свита), V (талицкая свита). При этом наиболее выдержаны горизонты, связанные с периодами трансгрессии моря (горизонты $II^а$ и $IV^в$). Основные отражающие горизонты продуктивной части разреза, приуроченной к средне-верхнеюрским отложениям, следующие:

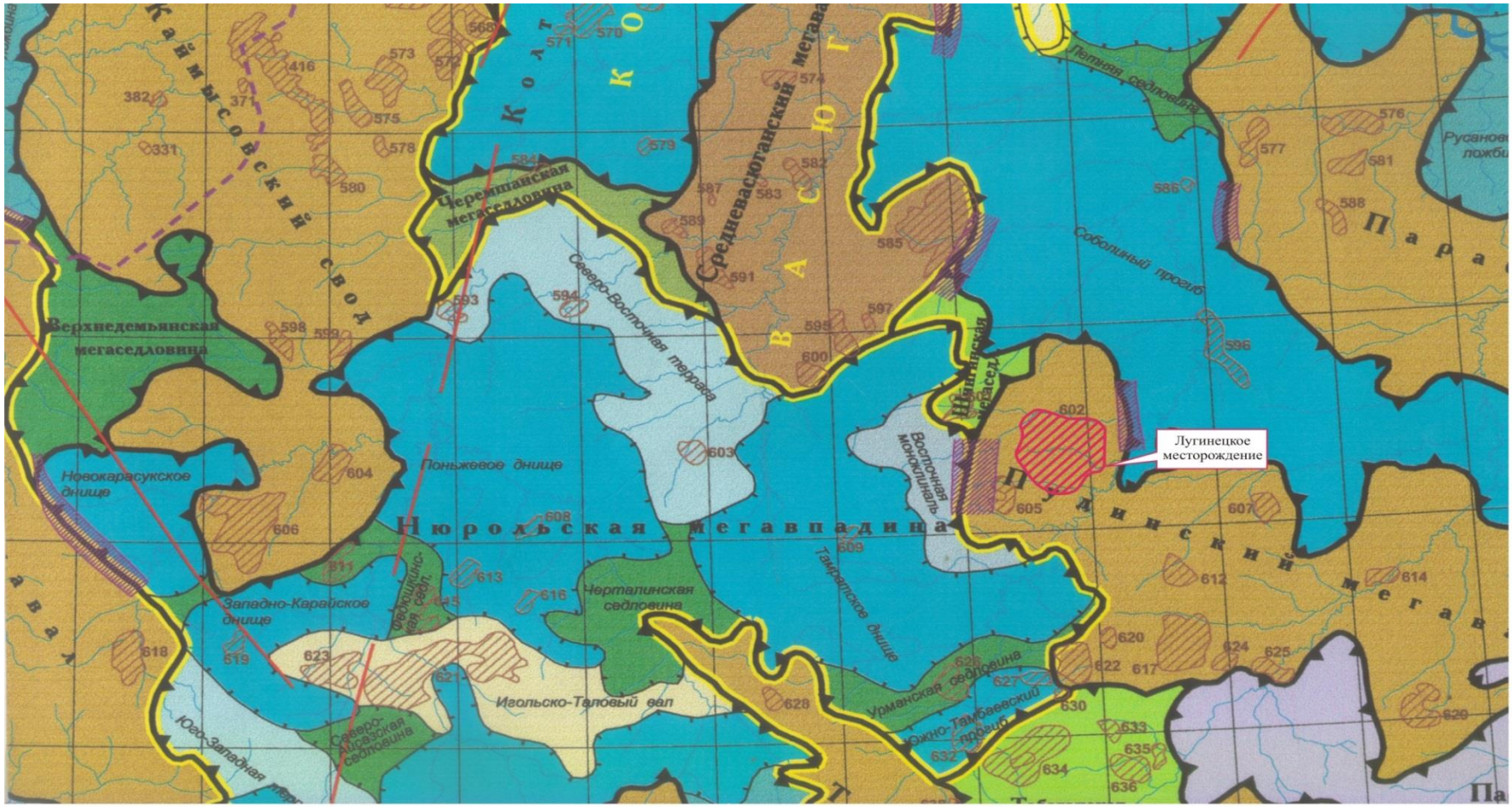
$Ф_2$ – кровля доюрских отложений – маркирующий;

$I^а$ – средняя часть тюменской свиты – маркирующий;

$I^б$ - верхняя часть тюменской свиты – условный;

$II^а$ – подошва баженовской или кровля георгиевской свиты – маркирующий.

Тектоническое строение Лугинецкой площади изучено по отражающим горизонтам $Ф_2$, $II^а$ и по ряду других ОГ в осадочном чехле.



Условные обозначения: 1 - открытые месторождения нефти; 2 - границы тектонических элементов I порядка; 3 - границы тектонических элементов II порядка; 4 - тектонические нарушения; 5 - своды, мегавалы; 6 - прогибы, днища; 7 - мегаседловины, седловины; 8 - террасы, моноклинали; 9 - валы

Открытые месторождения:

551-Южно-Киевъеганское, 552-Хвойное, 553-Никольское, 554-Полуденное, 555-Южно-Назинское, 556-Квартовое, 557-Кульеганское, 558-Матюшкинское, 559-Северо-Демьянское, 560-Нижнекеумское, 561-Чкаловское, 562-Ледовое, 563-Северо-Кальчинское, 564-Оленье, 565-Северо-Васюганское, 566-Северо-Грушевое, 567-Кальчинское, 568-Столбовое, 569-Грушевое, 570-Ломовое, 571-Южно-Ломовое, 572-Северное, 573-Катыльгинское, 574-Средневасюганское, 575-Западно-Катыльгинское, 576-Северо-Сильгинское, 577-Снежное, 578-Дуклинское, 579-Пионерское, 580-Лотыньяхское, 581-Усть-Сильгинское, 582-Средненюрольское, 583-Пугалымское, 584-Южно-Черемшанское, 585-Мыльджинское, 586-Двойное, 587-Ключевское, 588-Белоярское, 589-Западно-Ключевское, 590-Урненское, 591-Колотушное, 592-Усановское, 593-Поселковое, 594-Чворовое, 595-Верхнесалатское, 596-Соболиное, 597-Южно-Мыльджинское, 598-Павловское, 599-Северо-Карасевское, 600-Речное, 601-Шингинское, 602-Лугинецкое, 603-Фестивальное, 604-Моисеевское, 605-Западно-Лугинецкое, 606-Крапивинское, 607-Рыбальное, 608-Глуховское, 609-Тамратское, 610-Тайтымское, 611-Тагайское, 612-Северо-Останинское, 613-Поньжовое, 614-Селимхановское, 615-Федюшкинское, 616-Налимье, 617-Останинское, 618-Ягыльяхское, 619-Западно-Карайское, 620-Западно-Останинское, 621-Игольско-Таловое, 622-Герасимовское, 623-Карайское, 624-Мирное, 625-Пинджинское, 626-Урманское, 627-Южно-Тамбаеское, 628-Елейское, 629-Верхнекамбарское, 630-Широтное, 631-Тебрязское, 632-Арчинское, 633-Северо-Калиновое, 634-Нижнетабаганское, 635-Восточно-Калиновое, 636-Калиновое, 637-Прирахтовское, 638-Смоленое, 639-Казанское, 640-Южно-Табаганское, 641-Солоновское, 642-Ракитинское, 643-Малоичское, 644-Верхтарское, 645-Восточно-Тарское, 646-Восточно-Тайдасское, 647-Тайдасское, 648-Восточное, 649-Восточно-Межовское, 650-Межовское, 651-Веселовское

Рисунок 2.1 - Выкопировка из тектонической карты мезокайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И.Шпильмана, 1998г.

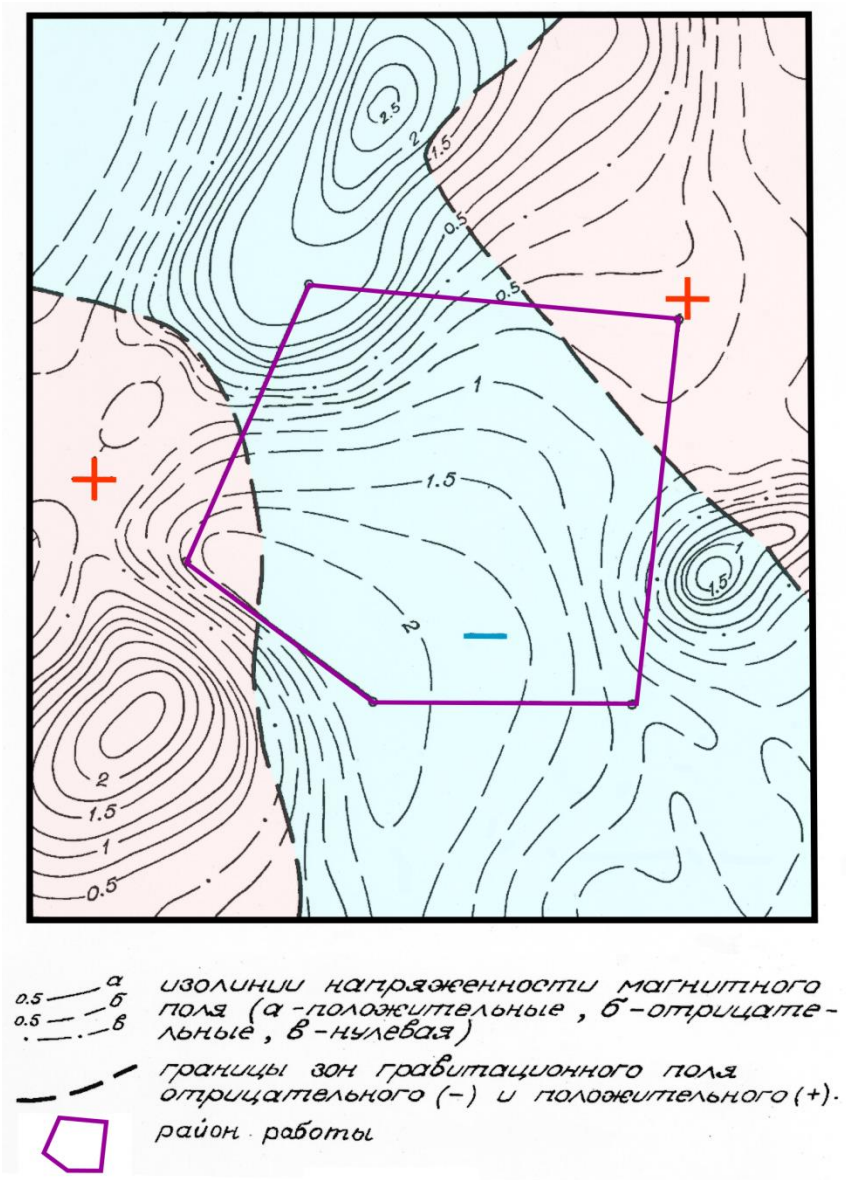


Рисунок 2.2 - Схема морфологии аномального и гравитационного полей (М 1:500 000)

Структурные карты по ОГ Ф2 и по ОГ IIа, составленные с/п 4/91-92, представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Поверхность отражающего горизонта $Ф_2$ имеет дифференцированный блоковый характер рельефа. В пределах рассматриваемой территории выделяется поднятие, оконтуренное изогипсой -2540м, размеры его составляют 27,6х15-28,2км, амплитуда ~ 200м. Поднятие имеет изометричную форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении. С

юго-востока на северо-запад восточнее центральной линии через поднятие проходит прогиб глубиной до отметки -2460м, который делит его на западную и восточную структуры, оконтуренные изогипсой -2440м, вытянутые в северо-западном направлении и осложненные структурными формами более низкого порядка и тектоническими нарушениями.

В пределах западной части наиболее высокое залегание пород доюрского комплекса (-2360-2340 м) отмечается на севере структуры в районе скважин № 180р, 151р и южнее – в районе скважины № 168р.

На юго-западе в районе скважины № 182р выделяется еще структура более низкого порядка, вытянутая в северо-западном направлении, оконтуренная изогипсой -2420м, высотой 20-40м. Южный и западный склоны поднятия осложнены мелкими малоамплитудными формами, преимущественно северо-западного простирания и тектоническими нарушениями.

Северный склон моноклинально погружается в сторону прогиба.

Восточная часть Лугинецкого поднятия имеет валообразную форму северо-западного простирания. Южная часть ее представляет собой восточную структуру собственно Лугинецкого поднятия. Она наиболее выражена в рельефе, оконтурена изогипсой -2440м, осложнена небольшими неправильными структурными формами. Наиболее высокое залегание доюрских пород с абсолютными отметками -2340-2360м отмечается в районе скважин № 158р-166р. Южный склон ее довольно крутой, осложнен структурными носами, на востоке наблюдается неравномерное, ступенеобразное погружение доюрских пород.

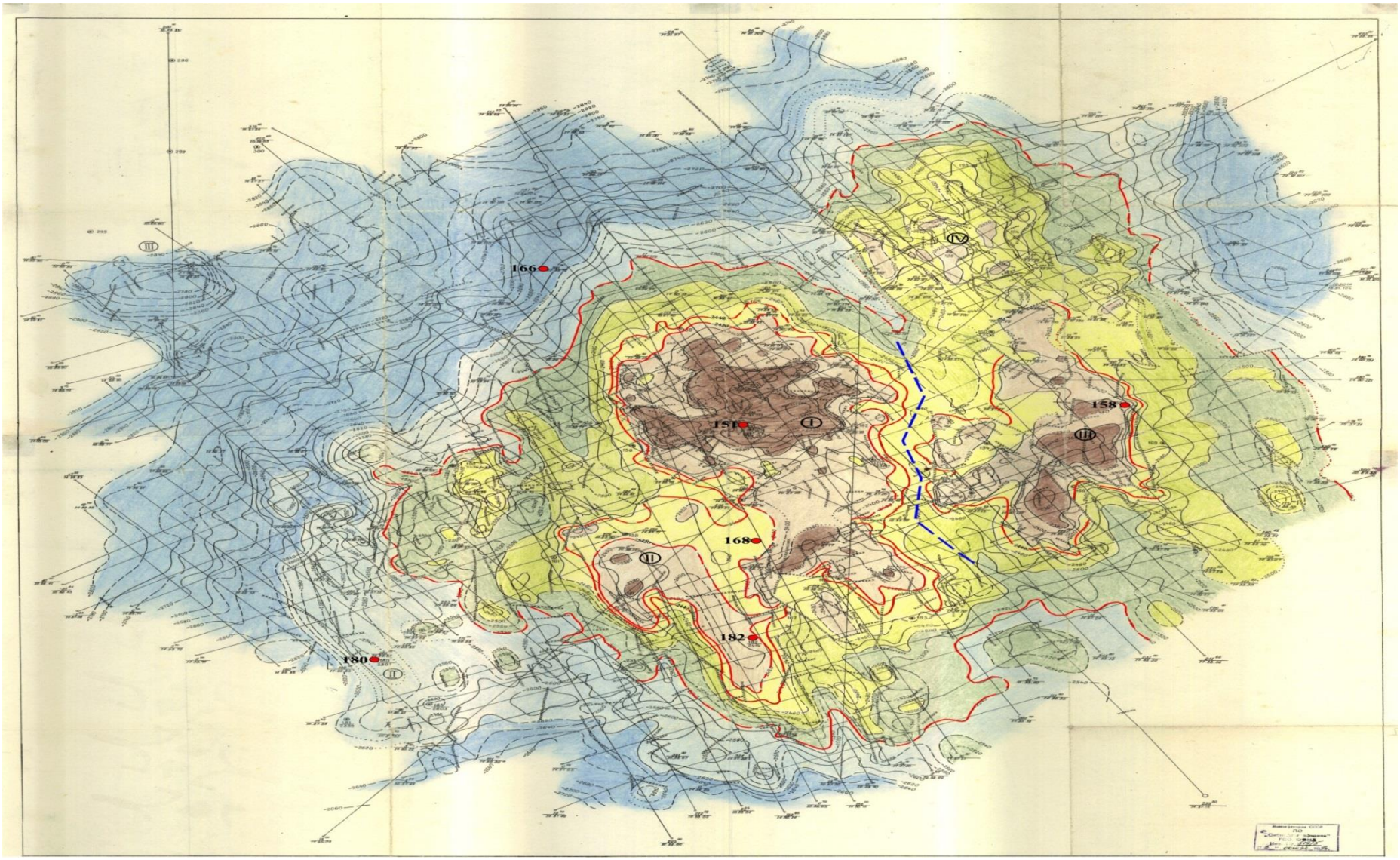
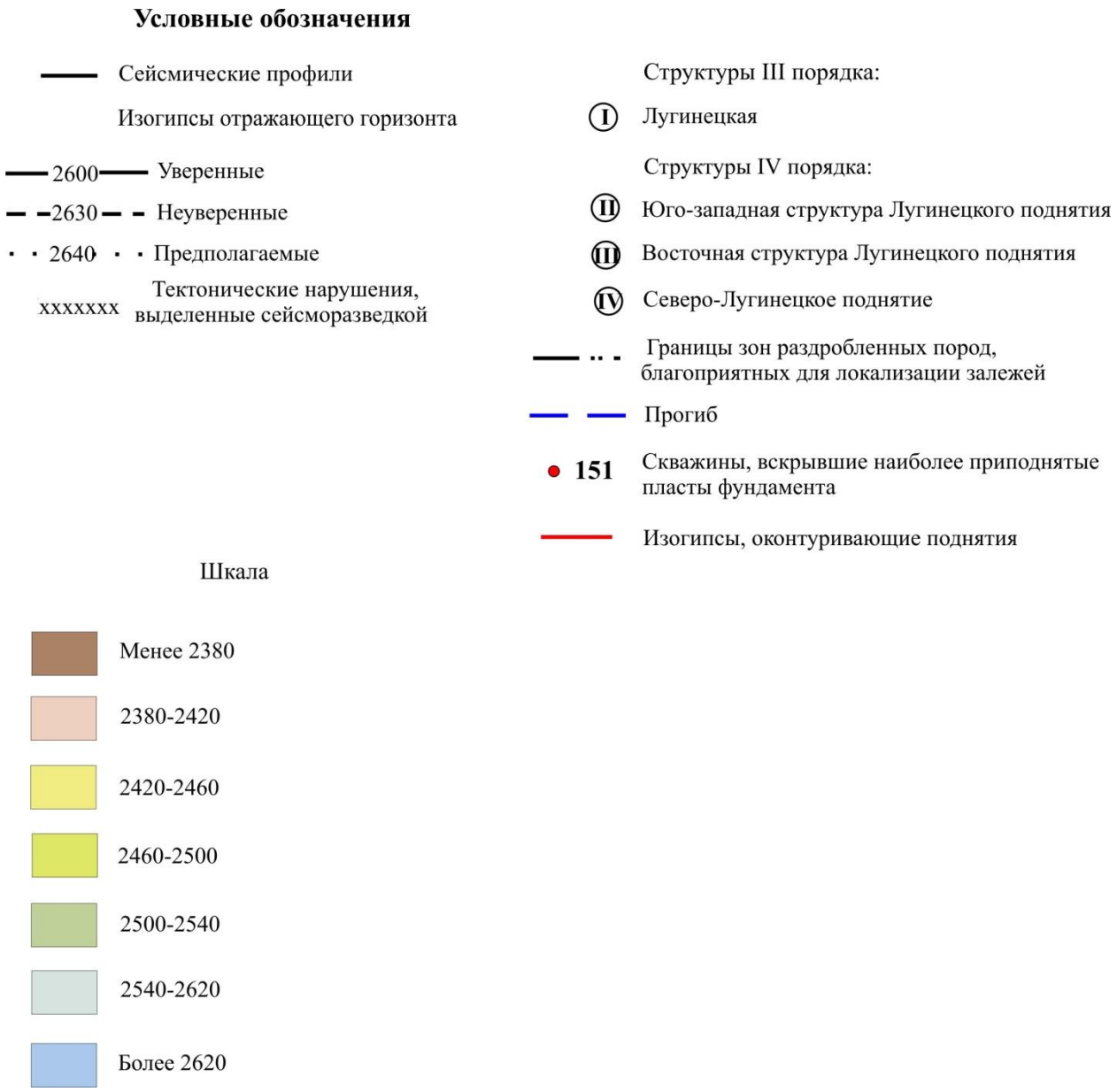


Рисунок 1.3 - Структурная карта по отражающему горизонту $Ф_2$ (кровля доюрских отложений)



Условные обозначения к рисунку 2.3

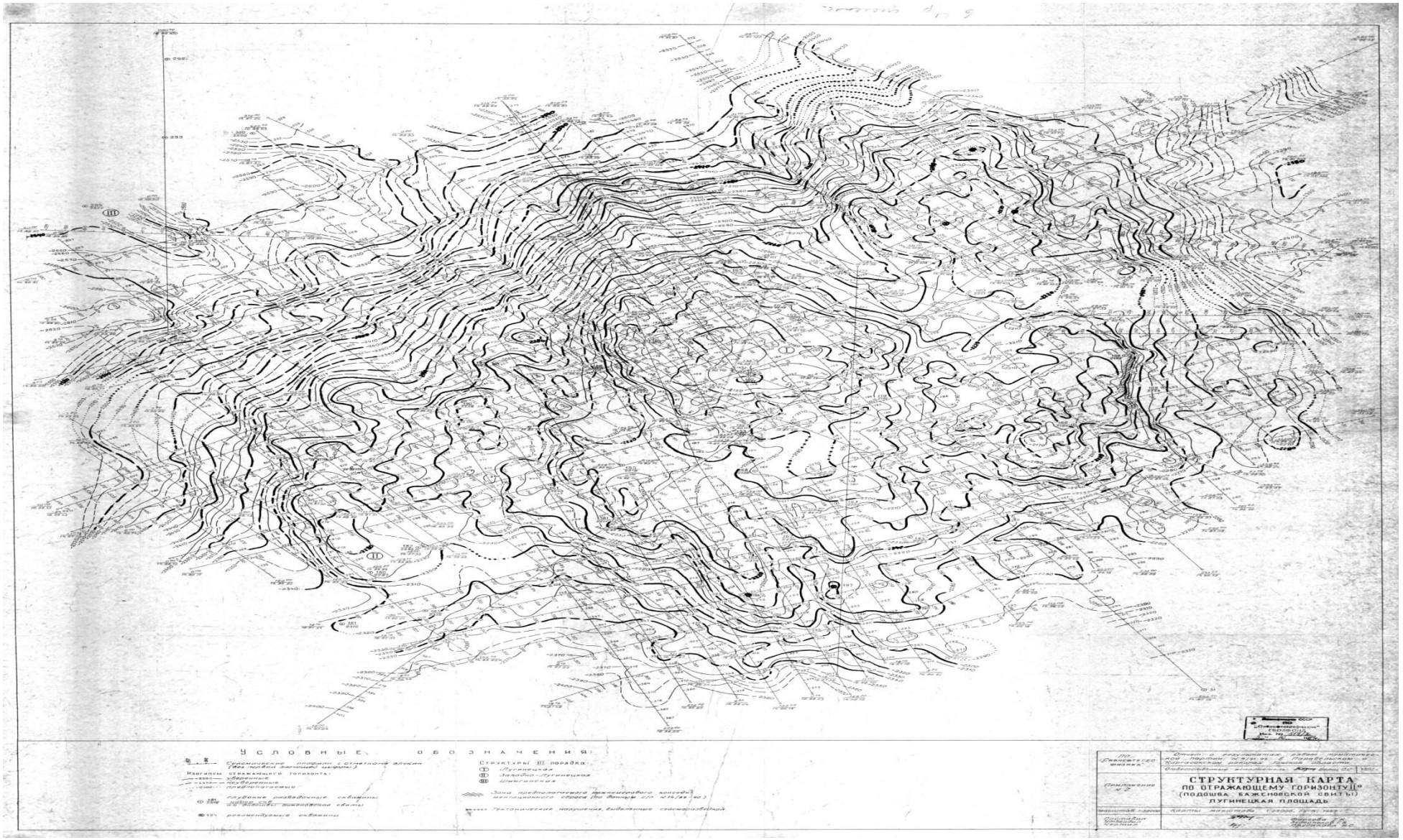


Рисунок 2.4 - Структурная карта по ОГ II^{а} (подошва баженовской свиты)

Северная часть валообразной зоны выделена под названием Северо-Лугинецкая структура. Осевая часть ее осложнена малоамплитудными вершинами в пределах которых а.о. не превышают -2420м. Западный склон Северо-Лугинецкой структуры контролируется тектоническими нарушениями, северный слон моноклинально погружается на север, восточный склон пологий, осложнен малоамптудными структурными формами различных размеров.

Как уже отмечалось, вся поверхность отражающего горизонта $Ф_2$ разбита на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями различной протяженности и простирания. Наиболее выраженным является нарушение, контролирующее Северо-Лугинецкую структуру с запада.

Структурный план по ОГ II^a, который соответствует подошве баженовской свиты, в целом сохраняет морфологические особенности ОГ $Ф_2$.

По отражающему горизонту II^a Лугинецкое поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку амплитудой 200-140м. Размеры складки по оконтуривающей изогипсе -2280м составляют 20х28км, углы падения пород на крыльях изменяются от 1015' на юге до 1055' на севере. Как видно из представленных структурных карт, построенных по данным детализационной сейсмики и бурения разведочных и сетки эксплуатационных скважин, Лугинецкое поднятие имеет более сложное строение, чем было принято при подсчете запасов 1972г. В 1972 г. по данным сейсморазведки МОВ и материалам бурения разведочных скважин поднятие вырисовывалось в виде очень простой структуры с плоским сводом, плавным и постепенным погружением на крыльях (рисунок 2.5), осложненной на севере-северо-востоке структурным мысом. В настоящее время установлено, что Лугинецкое поднятие осложнено многочисленными структурными формами различных очертаний, контролирующими площадное простирание нефтегазоносности.

На структурной карте по подошве баженовской свиты субмеридиональный прогиб, закартированный по ОГ $Ф_2$, хорошо выражен.

Он протягивается с юга на север через скважины № 200, 782, 1184, 733, 709, 687, 588, 535, 484, 409, имеет глубину до а.о.-2210-2224м и разделяет Лугинецкое поднятие на западную и восточную части.

В пределах западной части закартирована брахиантиклинальная структура, сводовая часть которой находится в районе скважин № 151, 180, абсолютная глубина залегания горизонта $II^{а}$ - 2137м. К югу структурная поверхность погружается, осложняясь множеством локальных поднятий, структурных носов, впадин, ложбин. Наиболее высокие абсолютные отметки горизонта $Ю_1$ в этой части структуры -2158-2170м (скважина № 1165).

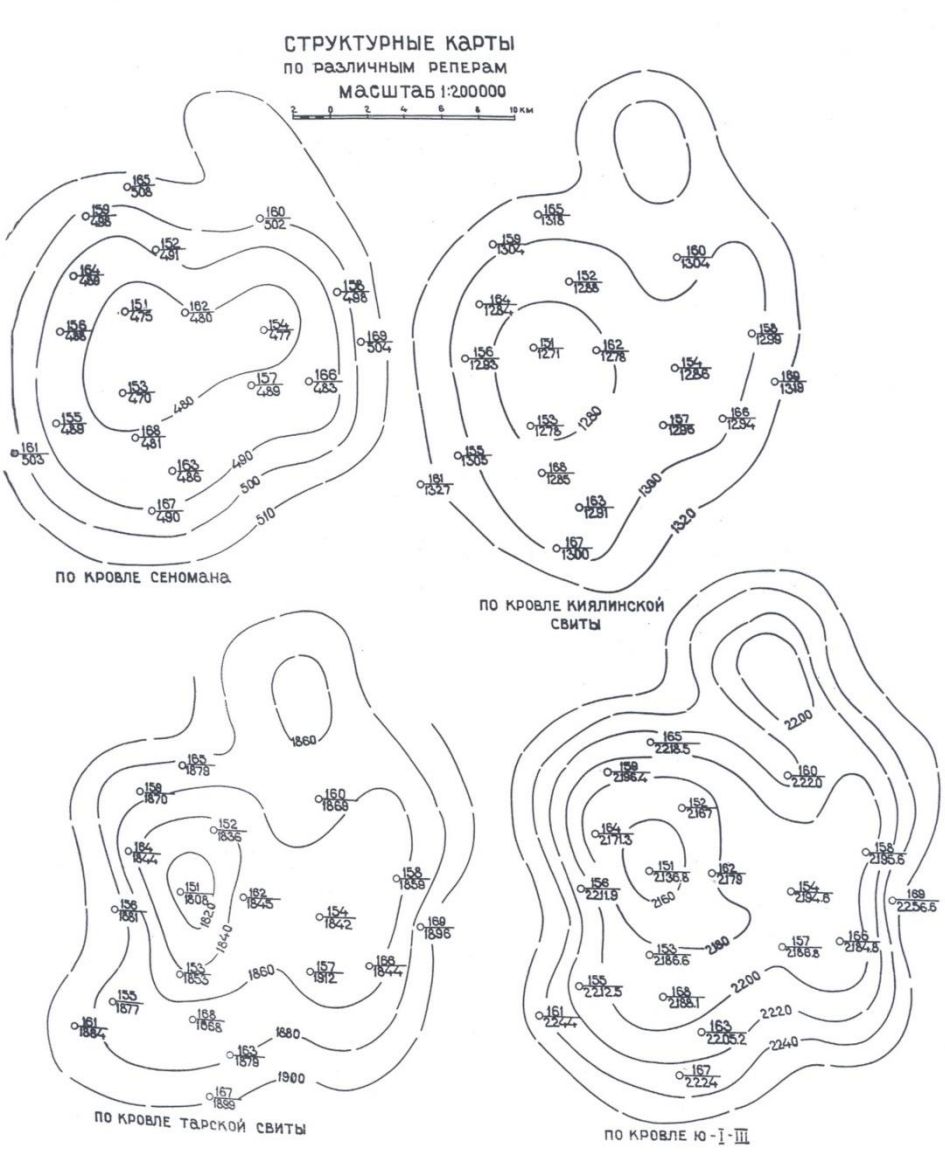


Рисунок 3.5 - Выкопировка из отчета по подсчету запасов 1972 г

На южной периклинали структуры в районе скважин № 182, 183 установлено два структурных мыса, разделенных ложбиной, заходящей в район скважины № 167.

Западнее скважины № 161 подошва баженовской свиты полого неравномерно погружается, осложняясь мелкими структурными формами (брахиантиклинальных структур – в районе скважины № 190, мысов – район скважины № 187, прогибов и др.).

В восточной части Лугинецкого поднятия развиты две структуры – южная и северная. Южная структура, являющаяся восточной структурой собственно Лугинецкого поднятия, имеет неправильную форму бранхиантиклинали, осложнена мелкими структурами различной формы. Наиболее высокое гипсометрическое положение залегания подошвы баженовской свиты (а.о.-2165-2180м) наблюдается в восточной части структуры. С юга в свод структуры заходят прогибы в районе скважин № 759, 740, 741, 693 и в районе скважин № 1190, 697. К востоку от последнего по данным сейсмики поверхность осложнена структурным носом. Восточное крыло структуры имеет крутое падение.

В пределах Северо-Лугинецкой структуры поверхность горизонта II^a осложнена небольшими структурами брахиантиклинальной формы северо-западного простирания. Абсолютная глубина в сводах ~-2220м. От восточной структуры Лугинецкого поднятия, расположенной южнее, отделяется прогибом ~-2040м. Некоторые исследователи не исключают здесь наличие экранирующего тектонического нарушения. Восточное крыло структуры пологое, осложнено структурными носами. Северный склон моноклинально погружается в сторону Соболиного прогиба. Западное крыло крутое.

Лугинецкое поднятие прослеживается по всем вышележащим реперам, сохраняются его простирание, очертания, но вверх по разрезу оно выполаживается, становится менее контрастным. По кровле покурской свиты углы падения крыльев до 1^0, амплитуда ~35м.

Проявление в осадочном чехле тектонических нарушений, зафиксированных данными сейсморазведки в многочисленном количестве по ОГ $Ф_2$, не является до конца выясненным. Многие исследователи, как и авторы отчета по подсчету запасов, утвержденного ГКЗ, считают, что Лугинецкое поднятие по горизонтам осадочного чехла характеризуется проявлением пликативной тектоники.

В то же время предполагается наличие экранирующих тектонических нарушений в районе Северо-Лугинецкой структуры, одно из которых отделяет ее от восточной структуры Лугинецкого поднятия. Наличие предполагаемых тектонических нарушений и их изолирующие свойства необходимо проверить гидродинамическими исследованиями.

Авторами настоящего отчета структурные построения выполнены по данным бурения и сейсмики в пликативном варианте.

2.3 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов $Ю_2$ и $Ю_1$ (верхняя юра) и трещино-поровыми коллекторами горизонта М отложений палеозоя.

Горизонт $Ю_2$ вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубине 2314,4 -2426,8м (абс.от.-2196,2-2331,4). Литологически горизонт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне от 1,5м (скважина № 510) до 75,1м (скважина № 166). Средняя эффективная нефте и - газонасыщенная толщины равны соответственно: 6,8м и 17м.

По площади его распространения отмечаются зоны отсутствия пласта, либо коллектора.

Горизонт $Ю_1$ васюганской свиты, содержащий около 95% запасов нефти и газа месторождения, разделяется на пять продуктивных пластов снизу вверх: $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, $Ю_1^2$, $Ю_1^1$ и $Ю_1^0$, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую залежь. Однако, при защите отчета в ГКЗ РФ (ноябрь, 2007г.) пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$ и $Ю_1^0$ были объединены в один объект подсчета $Ю_1^{0-2}$, с учетом того, что все пласты имеют похожие коллекторские свойства и общий ГНК и ВНК.

Горизонт М изучен слабо. Продуктивность его установлена в разведочной скважине № 180р. При опробовании интервала 2428-2438м (а.о.-2306,9-2316,9м) получен приток нефти 6м^3/сут на 4мм штуцере (1991г.).

Залежи Лугинецкого поднятия

Пласт $Ю_1^{0-2}$

Этот пласт занимает наибольшую площадь нефтегазоносности на месторождении, в его состав входят ранее выделенные пласты $Ю_1^0$, $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$, объединенные в одну залежь, имеющие единые уровни газожидкостных контактов. Пласт $Ю_1^{0-2}$ залегает непосредственно под аргиллитами георгиевской свиты или (в случае ее отсутствия) баженовской свиты. Характерным для пласта является наличие многочисленных зон отсутствия коллектора или зон замещения коллекторов на плотные разности пород. Фильтрационные свойства пласта низкие (средняя проницаемость 00055мкм^2). Глубина залегания пласта 2260 – 2353,2м (а.о. – 2157 – 2257,8м). Общая толщина пласта изменяется в относительно большом диапазоне от 0,8 до 17м, средняя толщина по площади составляет 14,9 м. Эффективная толщина изменяется от от 0,4 до 14м, в среднем составляя 9,6м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 8,2м при интервале изменения от 0,4 до 14м. Основную площадь залежи составляет газовая шапка (76%) от площади залежи в целом. Ширина нефтяной оторочки не

выдержана по площади и изменяется от 0,2 до 4км в северо-восточной части. Коэффициент расчлененности дифференцированно по пластам $Ю_1^0$, $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ составил соответственно 1,46/1,46/2,25, песчанистости – 0,6/0,53/0,37. Размеры залежи определяются контуром ВНК, проведенным по изогипсе – 2244м, ГНК, проведенного по изогипсе – 2225м. Размеры залежи 23,1х18,7км, высота 100м. Тип залежи пластово-сводовый, литологически ограниченный.

Коэффициент вытеснения нефти водой определен в лаборатории физики пласта «ТомскНИПИнефть ВНК» на 26 образцах с проницаемостью от 6,3 до 78,5мкм^{2}х10^{-3}. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения равны соответственно 34,8% и 0,444.

.Из продуктивной части пласта вынесено 617.6м керна, в том числе из песчаников нефтегазовой части – 99,45м. Освещенность керном эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной части пласта составила соответственно 30.8 и 42.6%. По пласту $Ю_1^{0-2}$ выполнено 192 определения коэффициента открытой пористости (Кп), 151 определения коэффициента проницаемости (Кпр) и 126 определений водоудерживающей способности (Кво). Пробами нефти пласт охарактеризован слабо (единичными пробами, 2-5 проб).

Пласт $Ю_1^3$

Пласт $Ю_1^3$ имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубинах от 2278.8 до 2386.4м (а.о.-2160.5-2291м). В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой глинистыми пропластками. Общая толщина пласта изменяется в широком диапазоне от 8.6м (скважина № 531) до 29.2м (скважина № 730), среднее значение ее 11.8м. Эффективная толщина изменяется от 0.8м (скважина № 595) до 20.3 (скважина № 1102). Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины равно 6.5м, газонасыщенной – 7.1м. Отсутствие пласта-коллектора наблюдается в единичном случае в восточной части залежи, в скважине № 567.

Среднее значение коэффициента расчлененности по пласту составляет 3.3, коэффициента песчанистости – 0.67.

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта.

Пласт $Ю_1^3$ в отличие от пластов верхней части продуктивного разреза характеризуется лучшими фильтрационно - емкостными свойствами, более выдержан по площади и разрезу.

Коэффициент вытеснения определен на 35 образцах с проницаемостью от 6.0 до 107мкм^{2}х10^{-3}. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения равны соответственно 28.3% и 0.515.

Из интервала пласта вынесено керна 630.88м, в том числе из нефтегазонасыщенной части 281.82м. Освещенность керном эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной части пласта составила соответственно 63.8 и 64.7%. Выполнено 669 определений коэффициента открытой пористости (Кп), 445 определений коэффициента проницаемости (Кпр) и 307 определений водоудерживающей способности (Кво). Пласт наиболее полно, по сравнению с другими пластами, охарактеризован пробами нефти (47 проб).

В пласте $Ю_1^3$ выявлена одна нефтегазоконденсатная залежь, с тремя газовыми шапками в пределах западной, юго-западной и восточной структур Лугинецкого поднятия. Площадь газовых шапок составляет 66.5% от всей площади залежи в целом.

Газовая шапка залежи в пределах западной структуры вскрыта 248 скважинами, в том числе 6 разведочными. Эксплуатационными скважинами разбурены центральная и южная части залежи, северная часть залежи вскрыта разведочными скважинами №№ 180р, 151р, 152р, 159р, 164р, 162р. Газонефтяную зону пласта вскрыли 148 скважин, остальные скважины вскрыли чисто газовую. Минимальная эффективная газонасыщенная

толщина составляет 0.3м (скважина № 1315), максимальное значение 17.3м (скважина № 809). Среднее значение составляет 7.1м.

Газонасыщенная часть пласта опробована в разведочных скважинах. Раздельное опробование проведено в скважинах №№ 159р и 162р. В скважине № 162р из интервала 2323-2332м (а.о. 2207.9-2316.9м) получен приток газа 269.2тыс.м^3/сут с конденсатом – 49 м^3/сут через 12.5мм шайбу при депрессии на пласт 18МПа. В скважина № 159р опробована нефтегазонасыщенная часть пласта, из интервала 2325-2333 м (а.о.-2221.4-2229.4м) получен приток газа 19.5 тыс.м^3/сут и нефти – 21.2м^3/сут ($Д_{шт}$=7.9 мм, $Р_{пл}$-16.1МПа). Совместно с пластом $Ю_1^2$ опробовано 4 скважины - №№153, 154, 158, 166, с $Ю_1^4$ – 1 скважина № 152р. В скважинах №№152р, 153р, 154р, 158р получены притоки газа, в скважине № 166р получен приток газа с конденсатом.

В эксплуатационных скважинах газонасыщенная часть перфорирована в 57 скважинах, газовая шапка эксплуатируется совместно с нефтяной оторочкой пласта $Ю_1^3$ или с другими пластами. ГНК проведен по изогипсе -2225м.

Газовая шапка, приуроченная к юго-западной структуре, по всей своей площади подстилается нефтью, за исключением района скважины №71, разбурена по эксплуатационной сетке, всего пробурено 22 скважины, эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах 0.3-9м. Из 20 скважин ведется добыча, газовая часть залежи, которая разрабатывается совместно с нефтяной частью пласта $Ю_1^3$ или с $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. ГНК по залежи проведен по изогипсе - 2225м.

Газовая часть залежи, приуроченная к восточной структуре, на западе подстилается нефтью (за исключением района скважины № 663). На востоке отмечены две чисто газовые зоны - северная и южная. Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется в чисто газовой зоне от 8.8 до17.3, в целом по залежи – от 0.9 до 17.3. Пластовое давление равно 24.7МПа. Газовая залежь разрабатывается в 64 скважинах совместно с

нефтяной частью пласта $Ю_1^3$ или с пластом $Ю_1^4$. ГНК по залежи принят по изогипсе -2225м.

Нефтяная часть пласта вскрыта 360 скважинами, из которых 12 разведочные. Чисто нефтяная зона вскрыта 131-ой скважиной, 148-ю – газонефтяная и 82 скважины вскрыли водонефтяную зону. Площадь нефтяной оторочки составляет 60.7% от общей площади залежи. Общая ширина нефтяной оторочки заметно увеличилась по сравнению с шириной оторочек вышележащих пластов, однако также не выдержана по площади и изменяется от 0.225км в восточной (район скважины № 158) и западной частях залежи до 7.5км в юго-западной части залежи. Эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах залежи изменяется от 0.3м в скважине № 820 до 17.9м в скважине № 693.

Раздельное опробование нефтяной части залежи проведено в скважинах №№ 154р, 163р, 181р, 182р, 159р. Получены фонтанные притоки нефти от 21.8 $м^3$/сут до 75.7 $м^3$/сут с газовыми факторами от 109$м^3/м^3$ до124$м^3$/м+ Нефтяная часть пласта находится в разработке.

Все скважины эксплуатируются фонтанным способом, получены притоки нефти с газом. Размеры и форма залежи определяется контуром ВНК, проведенным по изогипсе -2244м. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи составляют 23.1×18.2км, высота - 92м, в том числе высота газовой шапки 73м.

Пласт $Ю_1^4$

Пласт $Ю_1^4$ вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глубине 2298-2413м (а.о.-2179.9-2293.6м). Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт представлен непроницаемыми разностями (район скважин №№ 536, 562, 615, 666, 793, 810). Покрышкой для пласта служит раздел, представленный аргиллитами и алевролитами, толщиной от 2.8м (скважина № 170) до 16.8м (скважина №567). Пласт $Ю_1^4$ неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов. Общая толщина его изменяется от 6.4м (скважина №

615) до 31.6м (скважина № 89). Минимальная эффективная толщина составляет 0.6 м (скважина № 811), максимальная толщина – 21.9 м (скважина 89), в среднем по пласту составляет 10.6 м.

Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев изменяется от 1 до 9 при изменении толщин от 0.4 до 6.8 м. Коэффициент расчлененности в целом по пласту – 3.3, для восточной части – 2.7 при коэффициенте песчанистости, соответственно, 0.71 и 0.66.

Коэффициент вытеснения определен на 30 образцах с проницаемостью от 7.9 до 149.4мкм^{2}х10^{-3}. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения равны соответственно 30.2% и 0.530.

Из интервала пласта вынесено керна 383.4м, в том числе из нефтегазонасыщенной части 108.4м. Освещенность керном эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной части пласта составила соответственно 44.2 и 52.7%. Выполнено 367 определений коэффициента открытой пористости (Кп), 264 определений коэффициента проницаемости (Кпр) и 221 определение водоудерживающей способности (Кво). Пласт охарактеризован пробами нефти (26 проб).

В пласте Ю$_1^4$ выявлено 5 залежей, из которых 2 нефтегазоконденсатные и 3 нефтяные. Наиболее крупные 3 залежи пласта Ю$_1^4$ приурочены к западному, юго-западному и восточному куполам. Западная залежь отделяется от восточной и юго-западной неглубокими прогибами. Остальные 2 залежи приурочены к небольшим по размеру куполам, осложняющим западную структуру, и вскрыты одной скважиной.

Западная залежь 1 вытянута в меридиональном направлении. **Газовая** шапка залежи вскрыта 46 скважинами, в том числе, северная часть залежи вскрыта одиночными разведочными скважинами – №№ 151р, 152р, 159р, 164р, 180р. Чисто газовая зона залежи разбурена 16 скважинами, газонефтяная – 28. Площадь газовой шапки западной залежи составляет 60%

от площади всей залежи. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в пределах 4.5-17.3м.

Газовая часть залежи опробована в 3 скважинах. Раздельное опробование проведено в скважине 164р, из интервала 2336-2342м (а.о.2215.7-2221.7м) получен приток газа 195 тыс. $м^3$/сут и конденсата 26.5$м^3$/сут. Скважины №№ 152р, 168р опробованы совместно с пластом $Ю_1^3$. В скважине № 152р, получен незначительный приток газа и нефти. Из нефтегазовой части залежи в скважина № 168р (интервал перфорации 2334-2348м, а.о.-2223.3-2237.3м) получен приток нефти – 106.8 $м^3$/сут и газа – 19.1 тыс.$м^3$/сут.

В трех эксплуатационных скважинах газовая часть залежи разрабатывается раздельно. В скважине № 630 из интервала 2377.4-2382.4 м получено 1.1тыс.$м^3$/сут газа, 0.8$м^3$/сут нефти. В скважине № 728 из интервала 2452.4-2456.4м приток газа составил 52.8тыс.$м^3$/сут, нефти 6.6$м^3$/сут, в скважине № 1166 из интервала 2350-2359м приток газа составил 1.8$м^3$/сут, нефти – 0.8$м^3$/сут. Контур газоносности проведен по изогипсе - 2225м.

Нефтяная часть залежи вскрыта 143 скважинами, из которых 6 разведочные. В чисто нефтяной зоне пробурено 56 скважин, в газонефтяной – 28 скважин, в водонефтяной– 59. Площадь нефтяной оторочки составляет 67.7% от общей площади залежи, ширина ее изменяется от 0.325км до 4.8км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 2.1-19.6м.

Нефтяная часть опробована в трех скважинах: №№ 153р, 162р и 168р, в том числе раздельно в скважине № 162р, в которой из интервала 2342-2348 м (а.о.2226.9-2232.9м) получен приток нефти с газом (нефти – 87.2$м^3$/сут, газа -102 тыс.$м^3$/сут, $Д_{шт}$=10.2мм Нефтяная часть залежи эксплуатируется в 117 скважинах, в том числе в 82 скважинах раздельно. Суточные притоки нефти изменяются от 0.1 (скважина № 752) до 92 (скважина № 801), газовый фактор в этих же скважинах составляет 1.0-8.0 тыс.$м^3$/$м^3$.

Контур нефтеносности проведен по изогипсе -2244м. Залежь относится к пластово-сводовому типу. Размеры залежи составляют 18.5×9.6км, высота– 66м, в том числе высота газовой шапки – 47м.

Восточная залежь 2 – нефтегазоконденсатная. По размеру значительно меньше западной, имеет неправильную форму. **Газовая** часть залежи вскрыта 6 эксплутационными скважинами, в том числе чисто газовая зона - 3 скважинами, газонефтяная – 3. Площадь газовой шапки восточной залежи составляет 18.2% от площади всей залежи. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в пределах 1.6-12.5м.

В эксплуатационных скважинах газовая часть перфорирована в 3 скважинах совместно с нефтяной частью пласта Ю13 или с пластом $Ю_1^4$. Газонефтяной контакт проведен по изогипсе - 2225м.

Нефтяная часть пласта вскрыта 85 скважинами, из которых 3 разведочные. В пределах чистонефтяной зоны пласта пробурена 71 скважина, газонефтяной – 3, водонефтяной – 11. Площадь нефтяной оторочки составляет 90% от общей площади залежи, ширина ее изменяется от 0.275км до 5.5км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 0.8-14.9м, ниже, чем в пределах западной залежи.

Нефтяная часть пласта $Ю_1^4$ опробована в скважине №№ 166р и 157р. В скважине №№ 166р из интервала 2321-2329м (а.о.-2230.1-2238.1м) получено нефти – 10.6$м^3$/сут, газовый фактор- 518.8$м^3/м^3$, $Д_{шт}$=8мм, в скважине № 157р из интервала 2340-2343м (а.о.-2234.8-2237.8 м), получен приток газа 95.5тыс.$м^3/м^3$ и конденсата 22.5$м^3$/сут, Дшт=12мм. Нефтяная часть залежи разрабатывается в 68 скважинах, в том числе в 57 -пласт разрабатывается раздельно. Суточные притоки нефти по скважинам при вступлении в эксплуатацию изменяются от 0.7 (скважина № 715) до 30.2 (скважина № 646).Приток газа в этих же скважинах составляет соответственно 1.0 и 39.1 тыс.$м^3$/сут.

ГЖК проведен по изогипсам -2225 (ГНК) и 2244м (ВНК). Восточная залежь является пластово-сводовой, частично литологически ограниченной,

размеры залежи составляют 9.9×6.9км, ее высота - 37м, в том числе высота газовой шапки 18м.

Юго-западная нефтяная залежь 3 вскрыта 29 эксплуатационными скважинами. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта $Ю_1^4$ изменяются от 5.2м до 18.8м.

Залежь находится в разработке. Всего в работе находилось 14 скважин, в том числе в 12 скважинах пласт $Ю_1^4$ работает раздельно. При фонтанном способе эксплуатации суточные притоки нефти изменяются от 3.6 до 18м^3/сут.

Юго-западная нефтяная залежь относится к пластово-сводовому типу, размеры залежи составляют 5.9×4.3км, высота 1 м.

Нефтяная залежь 4 вскрыта одной скважиной 1144, из которой ведется добыча. Суточный приток нефти 8.6м^3/сут, газа – 12.2тыс.м^3/сут. Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой, размеры 0.4х0.212 км, высота 3 м.

Нефтяная залежь 5 вскрыта одной скважиной № 718, в водонефтяной зоне эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 1.5м. Пласт работает совместно с пластом $Ю_1^1$, получено нефти 8.3м^3/сут, газа 12.2тыс.м^3/сут. Залежь пластовая сводовая, подстилается водой, размеры 0.4×0.27 км с высотой 2м.

Нефти горизонта $Ю_1$ Лугинецкого месторождения типичны для данного района и относятся к легким (плотность в поверхностных условиях 0.825 – 0.839г/см^3), маловязкая (вязкость в пластовых условиях 0.480 – 0.750мПа х с), малосернистым (содержание серы в среднем 0.26-0.38%),смолистым (2.9%), парафинистым (1.4-3.42%).

Свободный газ и газ газовых шапок имеет углеводородный состав, основным компонентом является метан (78–92%). Содержание гелия в нем некондиционное (0.03%), сероводород отсутствует.

Конденсат имеет метаново-нафтеновый состав, плотность его составляет 0.721-0.732г/см^3.

Пласт $Ю_2$

Пласт $Ю_2$ вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубинах от 2314.4 до 2426.8м (а.о.-2196.2-2331м). Литологически пласт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне – от 2.2м (скважина № 906) до 30.6м (скважина №1185). Минимальная эффективная толщина составляет 0.8м (скважина №161), максимальная – 25.7м (скважина №704). Отсутствие в пласте коллекторов наблюдается в единичных скважинах восточной части площади (скважина №№ 615, 664, 712, 741, 742, 1139, 1171).

Пласт неоднородный, среднее значение коэффициента расчлененности равно 5.6 при коэффициенте песчанистости 0.50. Более однородный пласт в нефтяной зоне, где коэффициент песчанистости равен 0.658 при коэффициенте расчлененности 3.6. Отличается от вышележащих пластов пониженными ФЕС, значительным уменьшением толщин пропластков коллекторов и высокой расчлененностью.

Из интервала пласта вынесено керна 235.9м, в том числе из нефтегазонасыщенной части 26.6м. Освещенность керном эффективной и эффективной нефтегазонасыщенной части пласта составила соответственно 26.3 и 63.5%. Выполнено 95 определений коэффициента открытой пористости (Кп), 41 определение коэффициента проницаемости (Кпр) и 58 определений водоудерживающей способности (Кво). Пласт пробами нефти не охарактеризован.

В пласте $Ю_2$ выявлено 5 залежей, из которых 1 нефтегазоконденсатная, остальные нефтяные. Наиболее крупные две залежи пласта, приуроченные к западной и восточной структурам IV порядка, установленным в пределах Лугинецкого куполовидного поднятия. Остальные 4 залежей вскрыты одной или двумя скважинами, располагаются в центральной и восточной частях месторождения, приурочены к небольшим структурам, осложняющим поверхность пласта $Ю_2$

К западной части Лугинецкого куполовидного поднятия приурочено 2 залежи пласта $Ю_2$ – западная залежь, залежь 2 в районе скважины № 707.

Западная нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя разведочными скважинами №№ 151Р и 180Р, которые пробурены в сводовой части структуры.

При опробовании скважины № 151р в интервале пласта $Ю_2$ 2327-2336м (а.о.-22038-2212.8м) получен фонтан газа дебитом 464.3 тыс.$м^3$/сут через 17.5мм шайбу при депрессии на пласт 5.42МПа. Одновременно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его составил 39.8$м^3$/сут через 15.4мм шайбу. Пластовое давление – 24.39МПа. Площадь газовой шапки составляет 30.6% от площади всей залежи. Эффективная газонасыщенная толщина составляет в скважине №151р составляет 15.4м, в скважине № 180р – 18.2м. ГНК проведен по изогипсе -2225м.

Нефтяная часть пласта вскрыта 27 скважинами, из которых 3 разведочные, пробуренные в северной части залежи (скважины №№ 152, 164, 162). Чисто нефтяная зона вскрыта 2 скважинами, водонефтяная – 25. Площадь нефтяной оторочки составляет 99% от общей площади залежи, ширина ее изменяется от 1км до 7.9км. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 3.3 – 23.2м.

Нефтеносность пласта подтверждена исследованием эксплуатационных скважин. В результате испытания скважины №728 в интервале 2468-2474м получен приток нефти дебитом 39.2т/сут на 4мм штуцере. В пределах залежи добыча на протяжении разработки залежи велась из 22 скважин (за исключением одной скважины) раздельно. Притоки нефти при фонтанном способе эксплуатации изменяются от 0.1$м^3$/сут (скважина №1197) до 14.3$м^3$/сут (скважина № 826).

Западная залежь пластово-сводовая, размеры залежи определяются контуром ВНК, проведенным на отметке 2344м и составляют 13.6×8.8км, высота залежи – 47м, в том числе высота газовой шапки 28м.

Остальные 4 залежи небольших размеров, вскрыты одной- двумя скважинами. По типу пластово-сводовые, в основном, подстилающиеся водой. ВНК отбивается на а.о.-2244м. Размеры залежей от 0.15- 1.9 х 0.18 – 1.5 км, высота – от 1.0 до 16м.

Горизонт М

Залежь нефти в горизонте М вскрыта одной скважиной № 180р.

Продуктивность горизонта доказана опробованием интервала 2428-2438м (а.о.-2306.9-2316.9м), получен приток нефти 6м^3/сут на 4мм штуцере и газа 2.4тыс.м^3/сут, газовый фактор 400м^3/м^3. После проведения интенсификации притока методом СКО суточный приток нефти составил 8.2м^3 на 4мм штуцере. Керном продуктивная часть не охарактеризована. По ГИС коллектор выделен в интервале глубин 2433-2444.0м. Коэффициент песчанистости – 0.89, коффициент расчлененности 1.0.

Горизонт М охарактеризован одной поверхностной и двумя глубинными пробами нефти. Нефть горизонта М более тяжелая, чем нефти горизонта $Ю_1$ и $Ю_2$ (плотность нефти в пластовых условиях 0.865кг/м^3), более вязкая (3.91мПа х с), менее газонасыщенная.

Подсчетный план построен на основе сейсмической структурной карты по горизонту $Ф_2$ и данных бурения. Водонефтяной контакт не вскрыт и контур подсчета запасов принят на абсолютной отметке -2322м, соответствующей отметке подошвы коллектора в скважине № 180р.

Залежь нефтяная, относится к массивному типу, размеры ее по условному контуру подсчета 2.04 х 2.0км, высота – 10м.

Залежи Северо-Лугинецкого поднятия

В пределах Северо-Лугинецкой структуры пробурено 3 скважины, установившие залежи УВ в пластах $Ю_1^0$ (скважина № 191р), $Ю_1^1$ (скважина № 189р), $Ю_1^3$ (скважина № 188р, 189р), относящихся к Северо-Лугинецкому участку Лугинецкого месторождения. Остальные пласты, в разрезе

пробуренных скважин, УВ не содержат: пласт $Ю_1^2$ – заглинизирован, в пластах $Ю_1^4$, $Ю_2$ песчаники являются водоносными.

Пласт $Ю_1^0$

Песчаники пласта $Ю_1^0$ по площади не выдержаны и вскрыты лишь скважиной № 191р, в пределах восточной части площади пласт заглинизирован.

В скважине № 191р песчаники залегают в интервале глубин 2349.6-2354.6м (абс.отм.-2238.2-2243.2 м), по данным ГИС пласт продуктивен до подошвы, эффективная толщина – 5м, средняя эффективная нефтенасыщенная - 2.8м. Пласт опробован в интервале 2349-2354м (абс.отм.-2237.6-2242.6м), получен приток газа 970м^3/сут с водой (воды – 054м^3/сут). Залежь вскрыта одной скважиной, построения подсчетного плана выполнены по данным бурения и сейсмической структурной основы.

Контур газоносности проведен по изогипсе -2243.2м, соответствующей отметке подошвы коллектора. Залежь по характеру насыщения газовая, по типу пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 48х2.2км, высота – 25м.

Пласт $Ю_1^1$

Песчаники пласта $Ю_1^1$ по площади не выдержаны, вскрыты одной скважиной № 189р, в пределах западной части площади пласт представлен непроницаемыми породами.

В скважине № 189р песчаники залегают в интервале глубин 2347.7-2350.5м (абс.отм.-2236.0-2238.8), эффективная толщина и эффективная нефтенасыщенная равны 2.8м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составила 2.6м, по данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы. Опробован пласт в интервале 2346-2350м (абс.отм.-2234.3-2238.3м), получен фонтанный приток нефти 11м^3/сут, $Д_{шт}$=4мм. Залежь по характеру насыщения нефтяная. Водонефтяной контакт не вскрыт и принят условно на отметке -2238.8м, соответствующей подошве нефтенасыщенного коллектора

в скважине № 189р Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 2.5х1.4км, высота – 8м.

Пласт $Ю_1^3$

Песчаники пласта $Ю_1^3$ развиты по всей площади, эффективная толщина изменяется от 15.5м (скважина № 191р) до 18.5м (скважина № 189р), увеличение происходит с запада на восток.

Залежь нефти вскрыта скважинами №№ 188р, 189р, пробуренными в водонефтяной зоне. В скважине № 188р пласт залегает в интервале глубин 2360.1-2389.7м (а.о.-2244-2264м), эффективная толщина 16.1м. По данным ГИС пласт характеризуется как нефтенасыщенный до глубины 2372м, ниже характеризуется как нефтеводонасыщенный. При опробовании интервала 2364-2368м (а.о.-2247.9-2271.9м) получен фонтанный приток нефти 31$м^3$/сут на $Д_{шт}$=6 мм, после приобщения интервала 2308-2372м (а.о.-2251.9-2255.9м) получен фонтанный приток нефти 16.2$м^3$/сут и воды 1.2$м^3$/сут.

В скважине № 188р пласт вскрыт в интервале глубин 2362.5-2384.7м (а.о.-2250.8-2273.0м). По данным ГИС в кровельной части он характеризуется как нефтенасыщенный. При опробовании интервала 2362-2368м (а.о.-2250.3-2256.3м) получен приток нефти и воды 13.8$м^3$/сут при переливе.

ВНК принят на отметке - 2256м, что соответствует нижним отверстиям перфорации. Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой. Размеры залежи 6х3.1км, высота – 12м [17].

3 Состояние разработки Лугинецкого месторождения

3.1 Состояние фонда скважин

По состоянию на 01.01.2009г. на месторождении пробурено 577 скважин из них: 395 добывающих, 158 нагнетательных, 24 водозаборных скважины. Не разбурены северо-восточная и северо-западная части площади Лугинецкого месторождения.

Месторождение находится на третьей стадии разработки. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2009 года составляет 18270,8тыс.т, доля конденсата составляет – 2018,7тыс.т (11,0% от добычи нефти) или 24,8% от начальных извлекаемых запасов конденсата категории $B+C_1$. Накопленная добыча газа составила 15086,8млн.м^3, в том числе свободного газа 11493,2млн.м^3 или 76,2% от суммарной добычи газа. Коэффициент извлечения нефти составил 0,129 (КИН конечный – 0,350). Водонефтяной фактор – 0,41, среднегодовая обводненность продукции достигла 66,4%. Накопленная компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 98,4%, текущая – 42,3%. Текущее пластовое давление в зоне отбора на 01.01.2009г. по пласту $Ю_1^3$ – 22,13МПа, по $Ю_1^4$ – 21,45МПа, первоначальное пластовое давление по данным пластам – 24,3МПа. Соотношение действующих нагнетательных скважин (72ед.) и действующих добывающих (170ед.) на 01.01.2009г. составило 1:2.4. Динамика основных технологических показателей и динамика фонда скважин за весь период разработки Лугинецкого месторождения и по основным объектам разработки $Ю_1^3$, $Ю_1^4$ представлена на рисунках 3.1 – 3.6.

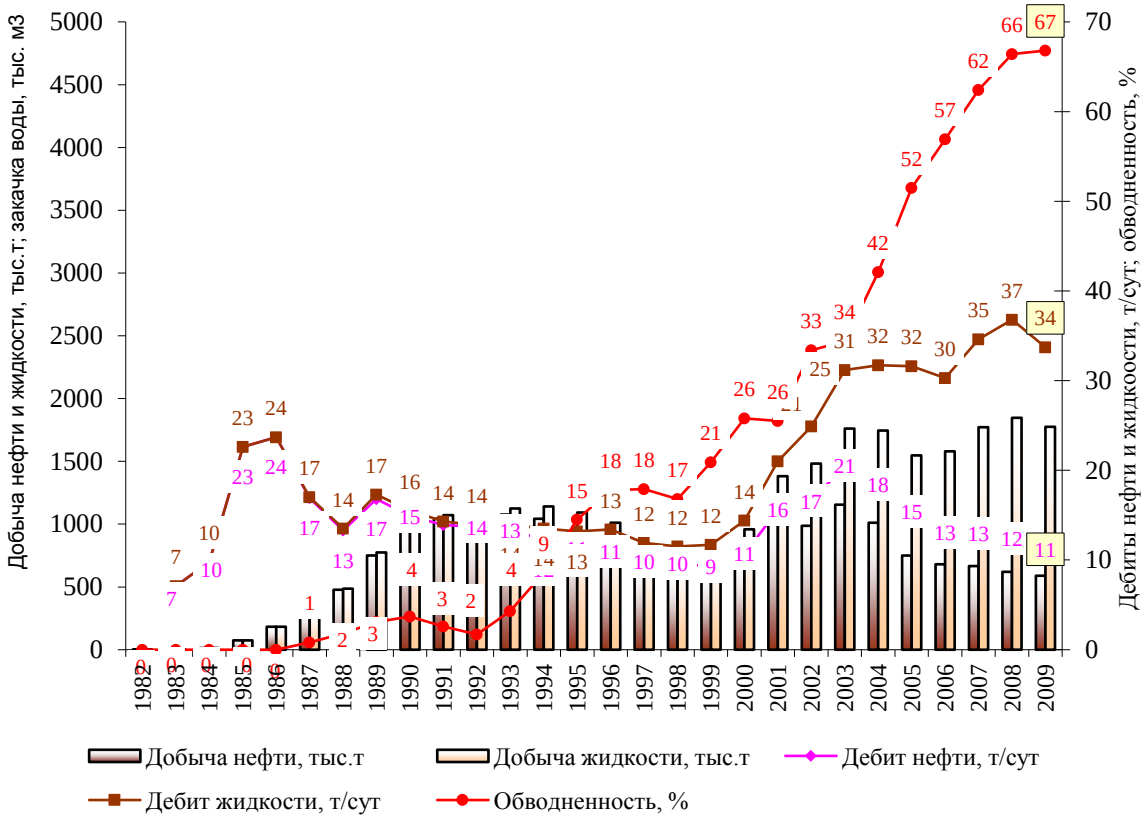


Рисунок 3.1 - Динамика основных показателей разработки

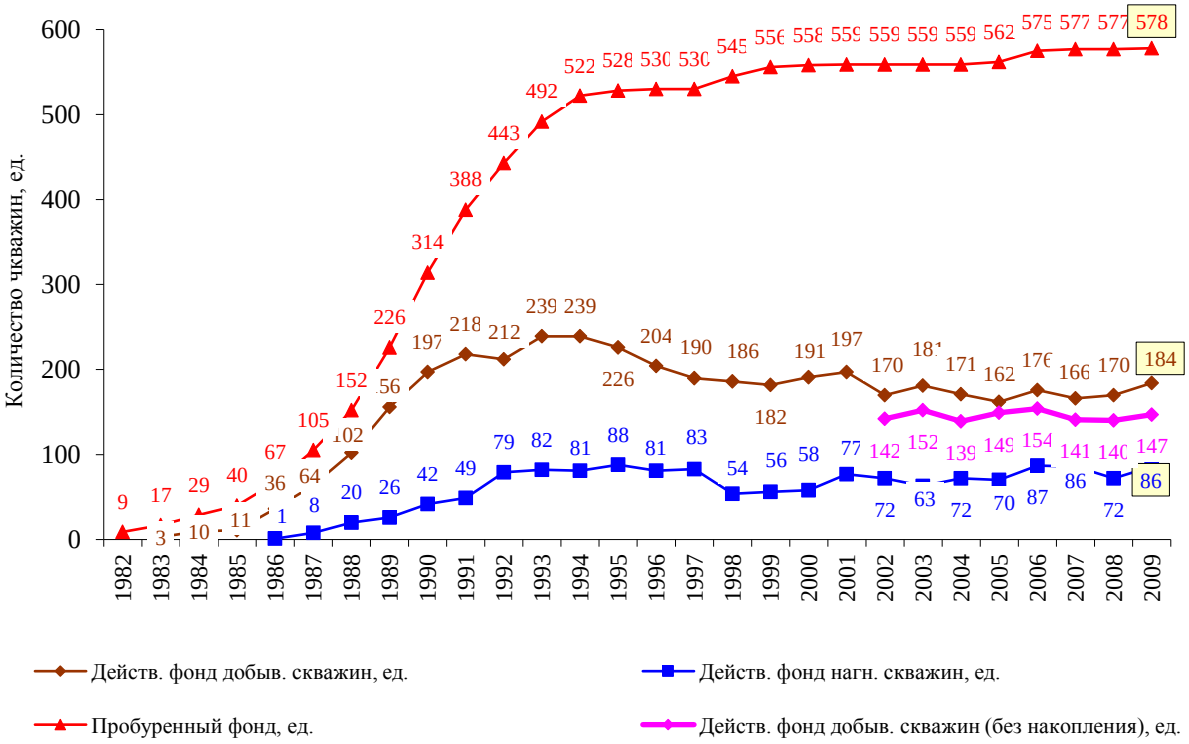


Рисунок 3.2 - Динамика фонда скважин Лугинецкого месторождения

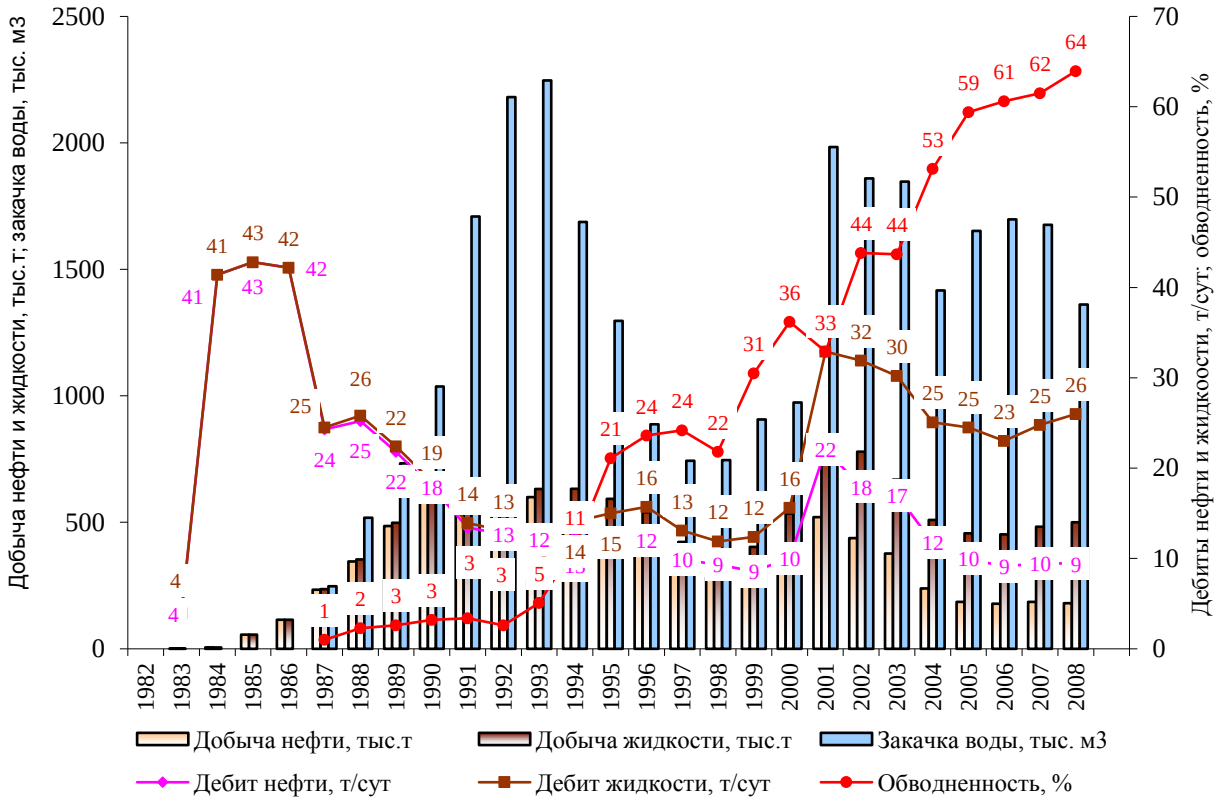


Рисунок 3.3 - Динамика основных показателей разработки пласта $Ю_1^4$

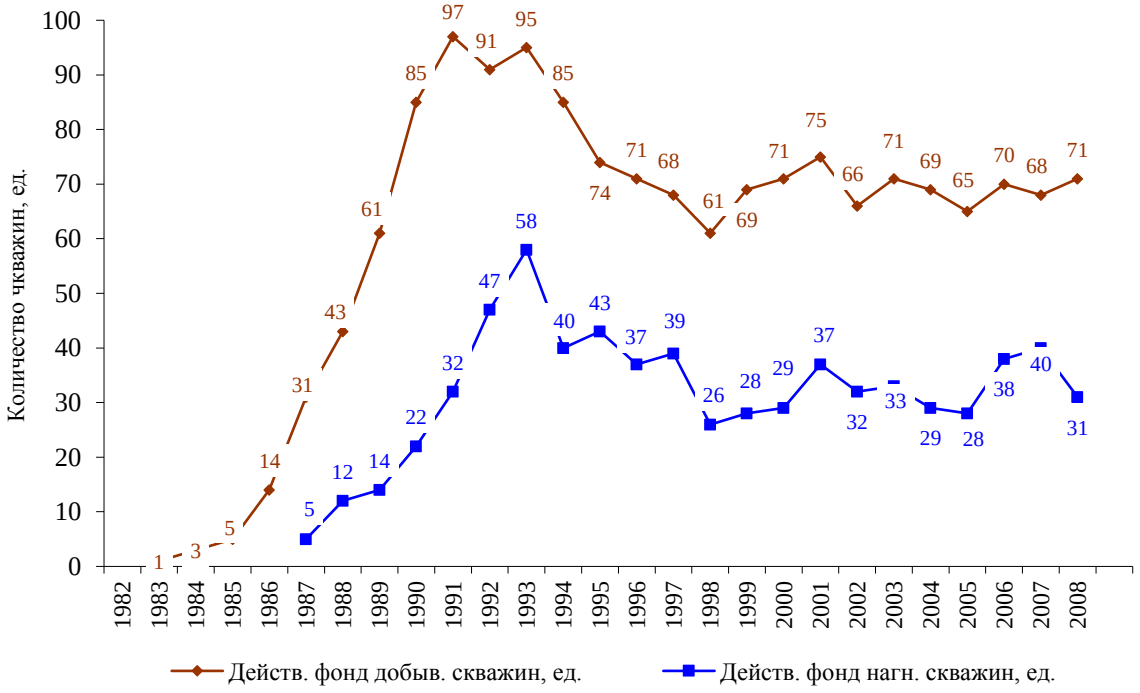


Рисунок 3.4 - Динамика фонда скважин пласта $Ю_1^4$ Лугинецкого месторождения

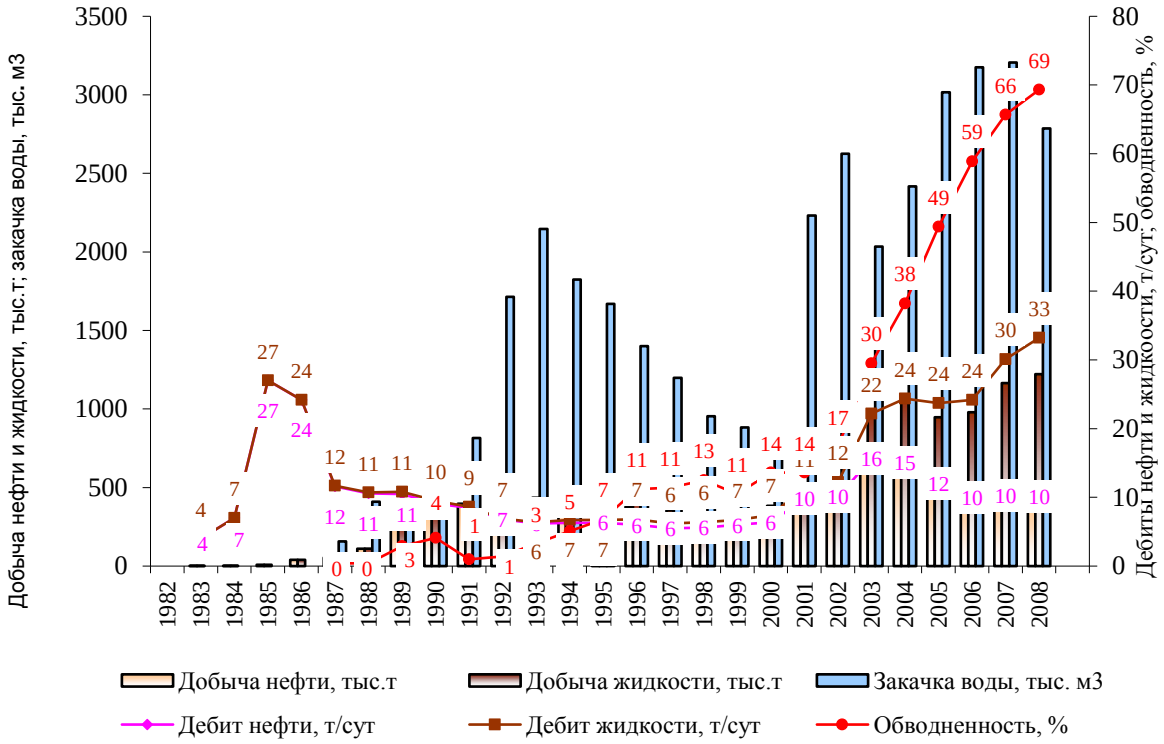


Рисунок 3.5 - Динамика основных показателей разработки пласта $Ю_1^3$

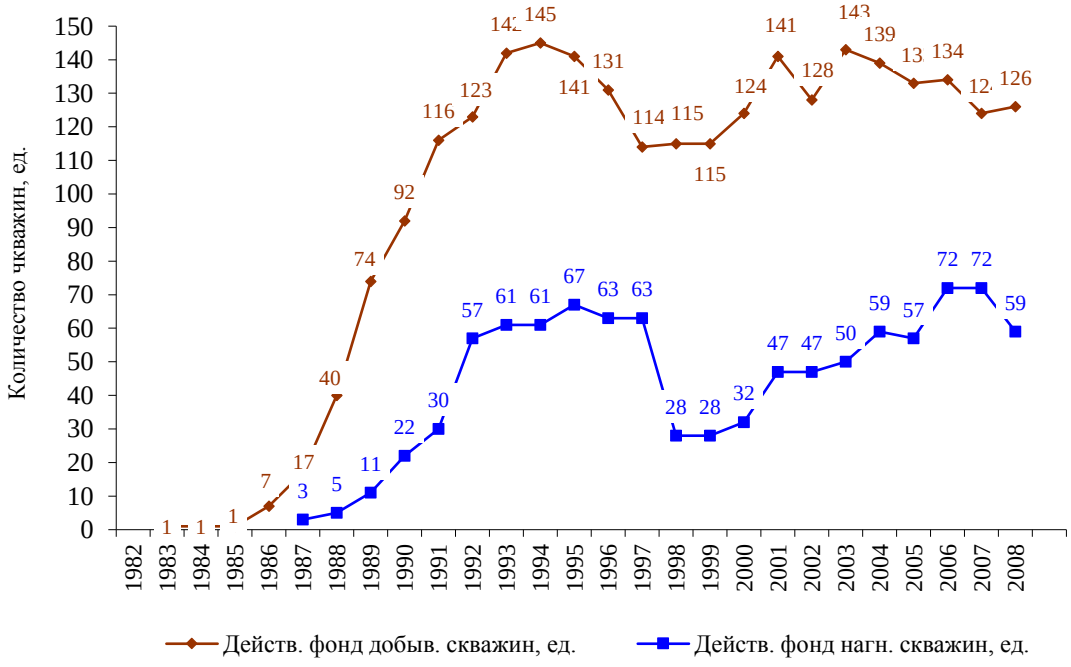


Рисунок 3.6 - Динамика фонда скважин пласта $Ю_1^3$ Лугинецкого месторождения

За период 2004 - 2008гг. произошло значительное снижение годовых отборов нефти по месторождению. Так в 2004г. отбор нефти достигал 1011,2тыс.т, начиная с 2005г. наблюдается снижение добычи нефти. В 2008г. отбор нефти составил 620,3тыс.т (- 38,7% к уровню 2004 года). Дебит нефти снизился с 18,4т/сут (2004г.) до 12,4 т/сут (2008 г.). Годовая добыча жидкости по сравнению с 2004г., напротив, увеличилась на 101,4тыс.т и в 2008г. составила 1846,9тыс.т, обводненность добываемой продукции выросла с 42,1% (2004г.) до 66,4 % (2008 г.). Действующий добывающий фонд скважин за 2004 - 2008 гг. по состоянию на конец года находился в пределах 170 – 172 скважин, т.е. существенно не менялся. Объем закаченной жидкости по пластам Лугинецкого месторождения компенсирует добычу жидкости в среднем на 40,0 – 60,0%, т.е. по месторождению продолжается процесс недокомпенсации.

В эксплуатации месторождения основная доля в добыче нефти и конденсата принадлежит фонтанному способу – 14570,4тыс.т или 79,7% от всей добычи нефти с начала разработки. Добыча нефти механизированным способом началась в 1989г. с оборудования скважин штанговыми насосами (ШГН), накопленная добыча нефти на 01.01.2009г. составила 699,2 тыс.т (3,8%). С 1990г. началось оборудование скважин электропогружными насосами (ЭЦН), накопленная добыча нефти данным способом составила 2950,0тыс.т (16,1%). Эрлифт использовался в период 1995-2001гг., добыто 44,5 тыс. т нефти. Бескомпрессорный газлифт применялся только в период 2003-2007гг., добыча нефти составила 6,8тыс.т. В таблице 3.1 представлены основные показатели разработки по способам эксплуатации с начала разработки Лугинецкого месторождения. Максимальное использование фонтанного способа эксплуатации обусловлено высоким газосодержанием добываемой продукции, влияющим на эффективность работы различных типов насосов. На рисунке 3.7 представлена динамика добычи нефти по способам эксплуатации: фонтанному и механизированному (ЭЦН, ШГН). Из графика видно, что уже с 2005г. наблюдается преобладание

механизированного способа эксплуатации скважин над фонтанным способом, что связано с ростом обводненности добываемой продукции.

Таблица 3.1 - Распределение накопленных отборов нефти по способам эксплуатации

Показатели	Способ эксплуатации					Всего:
	ФОНТАН	ЭЦН	ШГН	БКГ	ПДН	
Количество скважин, ед.	487	172	118	4	10	
Накоп.отбор нефти (с конденсатом),тыс.т	14570.4	2950.0	699.2	6.8	44.5	18270.8
Накоп. отбор жидкости, тыс.т	16699.2	8075.1	944.3	8.7	45.2	25772.5
Обводненность, %	12.7	63.5	26.0	22.0	1.5	29.1
Накоп. отбор конденсата, тыс.т	1758.1	231.1	28.1	0.0	1.2	2018.6
Добыча попутного газа, тыс.м^3	2836.1	602.3	144.0	1.5	9.6	3593.6

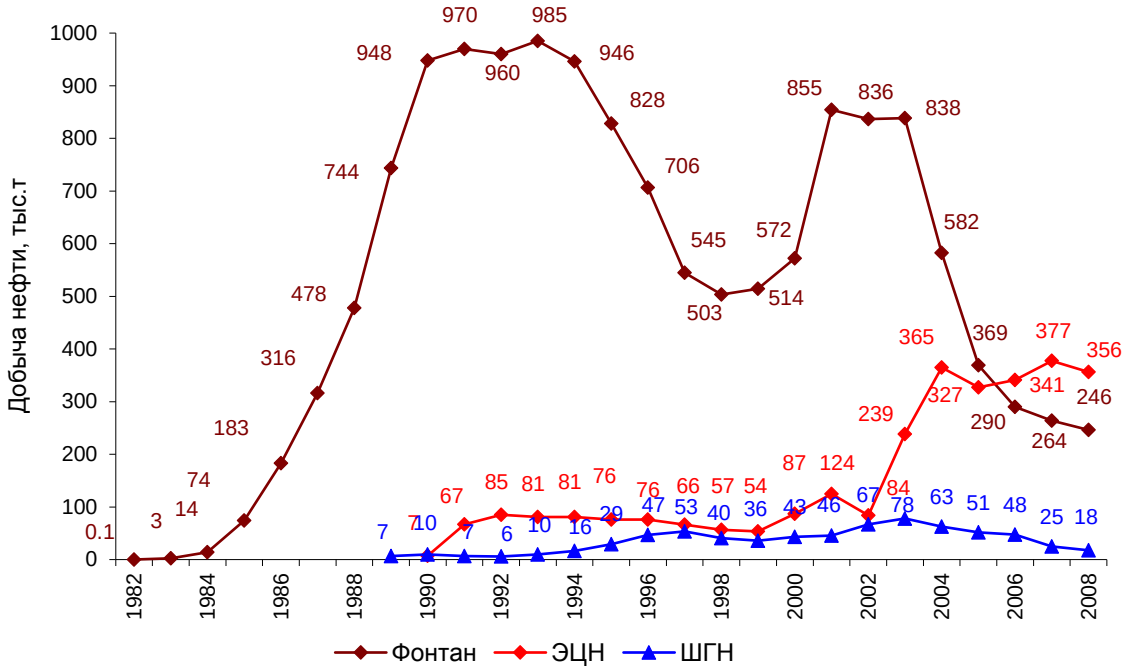


Рисунок 3.7 - Динамика добычи нефти по способам эксплуатации

В 2008г. объем добычи жидкости механизированным способом составил 1435,3тыс.т, что превысило добычу жидкости фонтанным способом в 3,5 раза (411,7тыс.т). Добыча нефти фонтанным способом составила 246,1тыс.т. Добыча нефти механизированным способом составила

374,2тыс.т, по типам насосов распределилась следующим образом: ЭЦН – 356,3тыс.т (95,2%), ШГН – 17,9тыс.т (4,8%). Практически вся добыча ведется из скважин, оборудованных насосами ЭЦН. В таблице 3.2 приведены основные показатели разработки по способам эксплуатации за 2008г. Максимальный дебит по жидкости и нефти приходится на скважины, оборудованные насосами ЭЦН. В 2008г. прекратилась эксплуатация скважин, оборудованных плунжерными установками [17].

Таблица 3.2 - Распределение отборов нефти по способам эксплуатации

Показатели	Способ эксплуатации				Всего:
	ФОНТАН	ЭЦН	ШГН	БКГ	
1. Количество скважин, ед.	109	69	13	0	
2. Годовой отбор нефти, тыс. т	246.1	356.3	17.9	0.0	620.3
3. Годовой отбор жидкости, тыс. т	411.6	1408	27.3	0.0	1846.9
4. Обводненность с начала года, %	40.2	74.7	34.3	0.0	66.4
5. Дебит нефти, т/сут	9.4	18.2	4.2	0.0	12.4
6. Дебит жидкости, т/сут	15.7	71.9	6.3	0.0	36.8
7. Добыча попутного газа, тыс.м^3	54736.8	75912.1	3484.8	0.0	134133.7

3.2 Состояние запасов нефти на месторождении

Запасы углеводородов Лугинецкого месторождения впервые были подсчитаны по материалам разведки и утверждены ГКЗ в 1972 году (протокол №6675 от 13.09.1972г.). Затем проведен подсчет запасов углеводородов выполнен «УкргипроНИИнефть» в 1993 году (протокол ЦКЗ Минтопэнерго РФ № 36 от 3.08.1993 года) на основании материалов детальных сейсморазведочных работ, проведенных в период с 1984 по 1990гг. Запасы подсчитаны по пластам $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_2$ по категориям В, $С_1$ и $С_2$ (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Начальные запасы по Лугинецкому месторождению

Нефть:	$B+C_1$	126725 / 34280 тыс. т
	C_2	4122 / 824 тыс. т
Растворенный газ:	$B+C_1$	28570 / 7523 млн. $м^3$
	C_2	920 / 187 млн. $м^3$
Свободный газ:	C_1	70603/- млн. $м^3$
	C_2	512/- млн. $м^3$
Конденсат:	C_1	12624 / 8332 тыс.т
	C_2	91 / 60 тыс.т

В 2000 году проведено списание запасов нефти категории C_2 по пластам $Ю_1^0$, $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ на Западно-Лугинецкой площади, как не подтвердившиеся по результатам бурения разведочных скважин №№ 187Р и 190Р. Состояние запасов по Лугинецкому месторождению на 01.01.2007 года представлено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Запасы нефти по Лугинецкому месторождению на 01.01.2007г. (тыс.т)

Месторождение	Балансовые		Извлекаемые		КИН
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1/C_2$
Числящиеся на балансе ВГФ					
Лугинецкое	126725	0	34280	0	0.269
Утвержденные ГКЗ					
Лугинецкое	116130	0	34870	0	0.300

На рисунке 3.8 представлены остаточные извлекаемые запасы нефти Лугинецкого месторождения, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.2009г., добыча нефти с начала разработки (без конденсата) составила 16252.0тыс.т.

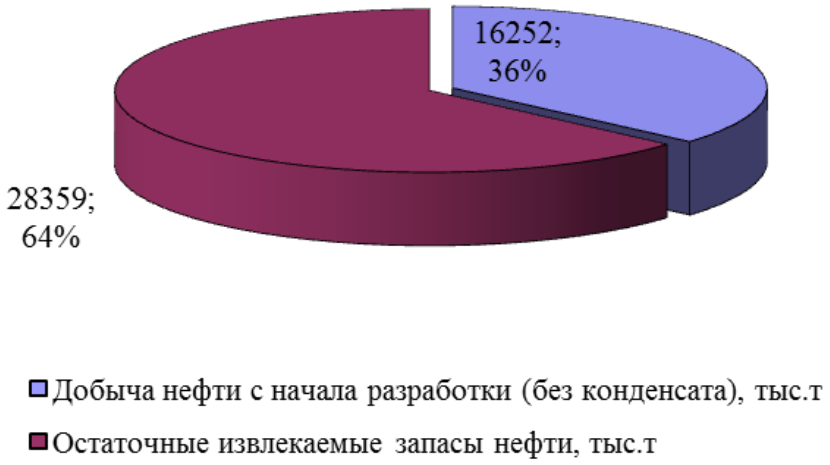


Рисунок 4 Остаточные извлекаемые запасы нефти Лугинецкого месторождения

В таблице 3.5 представлены запасы нефти геологические и извлекаемые, в таблице 3.6 представлены геологические и извлекаемые запасы конденсата по состоянию на 1.01.2009г.

Таблица 3.5 - Запасы нефти по Лугинецкому месторождению на 01.01.2009г.

Месторождение	Балансовые запасы нефти, тыс. т		Извлекаемые запасы нефти, тыс. т		КИН, доли ед.
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1 / C_2$
Утвержденные ГКЗ (2007 г.)					
Лугинецкое	128345	5973	44959	1965	0.350 / 0.329
Начальные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ					
Лугинецкое	128345	5973	44959	1965	0.350 / 0.329
Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ					
Лугинецкое	111745	5973	28359	1965	

Таблица 3.6 - Запасы конденсата по Лугинецкому месторождению на 01.01.2009г.

Месторождение	Балансовые запасы конденсата, тыс. т		Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т		КИК, доли ед.
	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1$	C_2	$A+B+C_1 / C_2$
Утвержденные ГКЗ (2007 г.)					
Лугинецкое	12328	89	8137	59	0.66 / 0.66
Начальные запасы конденсата, числящиеся на балансе ВГФ					
Лугинецкое	12328	89	8137	59	0.66 / 0.66
Остаточные запасы конденсата, числящиеся на балансе ВГФ					
Лугинецкое	10656	89	6465	59	

4 Газлифтная эксплуатация скважин

4.1 Общие принципы газлифтной эксплуатации

Газлифтная добыча - способ подъема жидкости из скважины, применяемый для добычи нефти и пластовых вод за счет энергии газа, находящегося под избыточным давлением. В качестве рабочего агента применяется сжатый компрессором попутный газ (компрессорный газлифт) или воздух (эрлифт), а также природный газ под естественным давлением (бескомпрессорный газлифт). В том числе применяется газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной (внутрискважинный бескомпрессорный газлифт).

Задача газлифта - газирование жидкости. При этом плотность газожидкостной смеси (а следовательно, давление ее столба в скважине) с ростом газосодержания уменьшается, забойное давление скважины снижается. Приток продукции зависит от расхода газа.

Газлифт используют при наличии факторов, которые значительно усложняют работу насосов:

- высокое газосодержание или температура жидкости,
- наличие песка,
- отложения парафина и солей,
- а также добыча в кустовых и наклонно направленных скважинах.

Эффективность газлифта зависит от вязкости, скорости движения смеси, устьевого и РА давлений [1,2,14].

Газлифтная скважина - та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу (рисунок 4.1). С поверхности подается газ через колонну труб 1 к башмаку2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, который выделяется из пластовой жидкости в следствии чего образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно, чтобы поднять жидкость на поверхность.

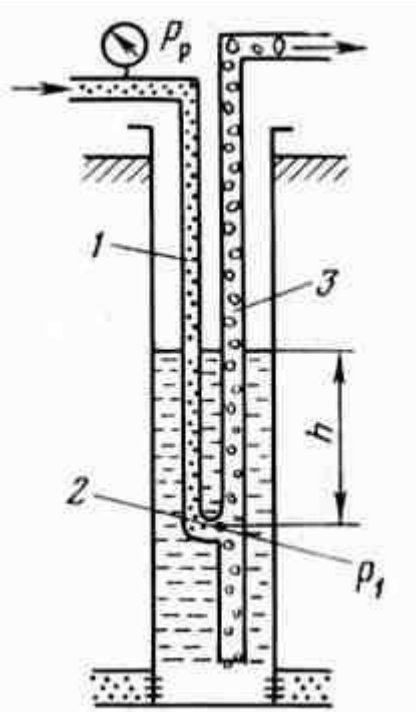


Рисунок 4.1 - Принципиальная схема газлифта

Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h; давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением $P_1 = h\rho g$. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением Рр. Оно практически равно давлению у башмака P_1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в трубе ΔP_2, причем ΔP_1 увеличивает давление внизу P_1, а ΔP_2 уменьшает.

Таким образом,

$$P_1 = P_р + \Delta P_1 - \Delta P_2$$

или

$$P_р = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2 \qquad (4.1)$$

В реальных скважинах ΔP_1 составляет несколько процентов от P_1, а ΔP_2 еще меньше. Поэтому рабочее давление Рр и давление у башмака P_1 мало отличаются друг от друга и не сложно определить давление на забое

работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье, что значительно облегчает процесс исследования скважины, регулировку ее работы и установление оптимального режима. Скважину, в которую закачивают газ для использования его энергии для подъема жидкости, называют газлифтной, при закачке для той же цели воздуха – эрлифтной [8,13,16].

Применение воздуха способствует образованию в НКТ очень стойкой эмульсии, разложение которой требует ее специальной обработки поверхностно-активными веществами, нагрева и длительного отстоя. Выделяющаяся при сепарации на поверхности газовоздушная смесь опасна в пожарном отношении, так как при определенных соотношениях образует взрывчатую смесь. Это создает необходимость выпуска отработанной газовоздушной смеси после сепарации в атмосферу.

Применение углеводородного газа, хотя и способствует образованию эмульсии, но такая эмульсия нестойкая и разрушается (расслаивается) часто простым отстоем без применения дорогостоящей обработки для получения чистой кондиционной нефти. Это объясняется отсутствием кислорода или его незначительным содержанием в используемом углеводородном газе и химическим родством газа и нефти, имеющих общую углеводородную основу. Кислород, содержащийся в воздухе, способствует окислительным процессам и образованию на глобулах воды устойчивых оболочек, препятствующих слиянию воды, укрупнению глобул и последующему их оседанию при отстое. Вследствие своей относительной взрывобезопасности отработанный газ после сепарации собирается в систему газосбора и утилизируется. Причем отсепарированный газ газлифтной скважины при бурном перемешивании его с нефтью при движении по НКТ обогащается бензиновыми фракциями. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Что касается нефти, то она стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Переработанный (осушенный) на газобензиновых заводах газ снова используется для работы газлифтных скважин после его предварительного сжатия до необходимого давления на компрессорных станциях промысла.

Таким образом, газлифт позволяет улучшать использование газа и эксплуатировать месторождение более рационально по сравнению с эрлифтом. Единственным достоинством эрлифта является неограниченность источника воздуха как рабочего агента для газожидкостного подъемника. Реальные газлифтные скважины не оборудуются по схеме, показанной на рисунке 4.1, так как спуск в скважину двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу башмаком, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только лишь для пояснения принципа работы газлифта. Однако ее использование вполне возможно и в ряде случаев целесообразно для откачки больших объемов жидкости, например, из шахт или других емкостей с широким проходным сечением.

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4 -10МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров. Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником

сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром.

В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ.

Внутрискважинный газлифт исключает необходимость предварительной подготовки газа, но вносит трудности в регулировку работы газлифта. Этот способ оказался эффективным средством эксплуатации добывающих скважин на нефтяных месторождениях Томской области, в которых над нефтяными горизонтами залегают газонасыщенные пласты с достаточными запасами газа и давления для устойчивой и продолжительной работы газлифта [8,13,16].

4.2 Сущность, разновидность и область применения газлифтного способа эксплуатации

По мере разработки месторождения условия эксплуатации скважин ухудшаются: а) обводняется продукция — увеличивается гидростатическое давление столба флюидов, образуется высоковязкая эмульсия, возрастают потери давления на трение в стволе и выкидной линии; б) при отсутствии применения или недостаточной эффективности ППД возможно уменьшение $p_{пл}$. А это приводит к нарушению условия фонтанирования. Применение ППД продлевает период фонтанирования до наступления определенной обводненности, а при большой гидропроводности пласта иногда даже до 100% обводненности продукции.

Если притекающую пластовую энергию пополнять закачкой газа в скважину с поверхности, то осуществляется искусственное фонтанирование, которое называется газлифтным подъемом, а способ эксплуатации —

газлифтным. Тогда условие работы газлифтного подъемника (газлифта) аналогично условию газлифтного фонтанирования.

В качестве газа можно использовать воздух или углеводородный газ. Тогда подъемник соответственно называют эрлифтом или газлифтом. Эрлифт впервые был применен на бакинских промыслах по предложению В. Г. Шухова в 1897г. Преимущество эрлифта — неограниченность источника воздуха. При использовании газлифта в отличие от эрлифта достигается полная утилизация газа, сохранение и утилизация легких фракций нефти, образование в обводняющихся скважинах менее стойкой эмульсии, для разрушения которой требуются меньшие затраты. Поэтому в настоящее время применяется только газлифт.

Газ может подаваться с помощью компрессора. Такую разновидность газлифта называют компрессорным газлифтом. В качестве газа можно использовать нефтяной или природный углеводородный газ. Нефтяной газ отделяют от добываемой нефти, подвергают промысловой подготовке и закачивают в газлифтные скважины (замкнутый газлифтный цикл, предложенный в 1914г. М. М. Тихвинским). Природный газ может подаваться из соседнего газового месторождения (по данным технико-экономических расчетов допустим транспорт до нескольких десятков километров), из магистрального газопровода или газобензинового завода. Подготовка природного газа на нефтяном промысле не требуется.

При бескомпрессорном газлифте природный газ под собственным давлением поступает из скважины газовых или газоконденсатных месторождений. Там же осуществляется его очистка и осушка. На нефтяном промысле иногда его только подогревают. Если нефтяная и газовая залежи залегают на одной площади, то возможен внутрискважинный бескомпрессорный газлифт, отличительная особенность которого — поступление газа из выше- или нижезалегающего газового пласта непосредственно в нефтяной скважине.

Область применения газлифта — высокодебитные скважины с большими забойными давлениями, скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения, песочные скважины, а также скважины в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота, отсутствие дорог и др.). Газлифтный способ эффективен при эксплуатации искривленных скважин, разработке многопластовых месторождений. Преимущества его по сравнению с другими, особенно механизированными способами эксплуатации, следующие: высокая технико-экономическая эффективность; отсутствие подъемных механизмов и трущихся деталей; большой межремонтный период; простота обслуживания скважин и регулирования работы, автоматизации и смены режимов; возможность проведения широкого комплекса исследовательских работ, централизованная дозировка различных добавок в скважину; использование энергии пластового газа; отсутствие отрицательного влияния пластового газа, высоких забойных температур; надежность наземного оборудования и т.д. Вместе с тем газлифтному способу, особенно компрессорному газлифту, присущи серьезные недостатки: низкий коэффициент полезного действия всей газлифтной системы, включающей компрессорную станцию, газопроводы и скважины; большие капитальные вложения на строительство компрессорной станции и газопроводов; большие энергетические затраты на компримирование газа; сравнительно высокие эксплуатационные расходы на обслуживание компрессорной станции; сравнительно низкий коэффициент полезного действия, равный 0,09— 0,16, против насосных способов (0,25—0,3 для центробежных и 0,25 для штанговых насосов). Газлифт можно применять только при наличии достаточного количества углеводородного газа. Поэтому ввиду названных недостатков газлифта производят технико-экономическое сопоставление газлифтного и насосного способов эксплуатации и выбирают наиболее эффективный способ. Отметим только, что при бескомпрессорном

газлифте себестоимость добычи нефти может быть в несколько раз меньше, чем при эксплуатации штанговыми насосными установками.

Если на промысле уже организована газлифтная эксплуатация скважин, а забойные давления и дебиты уменьшились (менее 50т/сут), то с целью повышения технико-экономической эффективности добычи нефти можно перевести работу скважин с непрерывного газлифта на периодический (закачка газа в скважину периодически) [9,10,15].

4.3 Конструкции и системы газлифтных подъемников

Конструкция любого газлифтного подъемника должна обеспечивать в скважине наличие двух каналов: для закачки газа; для подъема газожидкостной смеси на поверхность. Такие каналы могут быть созданы либо двумя параллельными (лифт Поле), либо концентрично расположенными (лифт Саундерса) рядами труб. Ввиду сложности спуска в скважину на большие глубины двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу у башмака, и невозможности использования НКТ больших диаметров при малом (96,3—140,3мм) диаметре эксплуатационной колонны лифт Поле не получил распространения. В зависимости от числа рядов труб, концентрично расположенных в скважине, различают конструкции двух-, полутора- и однорядных подъемников (рисунок 4.2). В первых двух подъемниках внешний ряд труб спускают до интервала перфорации для улучшения условий выноса песка с забоя за счет увеличения скорости потока, в том числе подкачкой жидкости в затрубное пространство между первым (внешним) рядом НКТ и эксплуатационной колонной. Однако ввиду большой металлоемкости, стоимости, осложнений при увеличении глубины спуска подъемных (внутренних) труб из-за необходимости предварительного изменения подвески внешнего ряда труб полуторарядного подъемника, обеспечения условий выноса песка другими путями двух- и полуторарядные

подъемники не применяются. Их использование оправдано только как вынужденная мера при отсутствии герметичности эксплуатационной колонны.

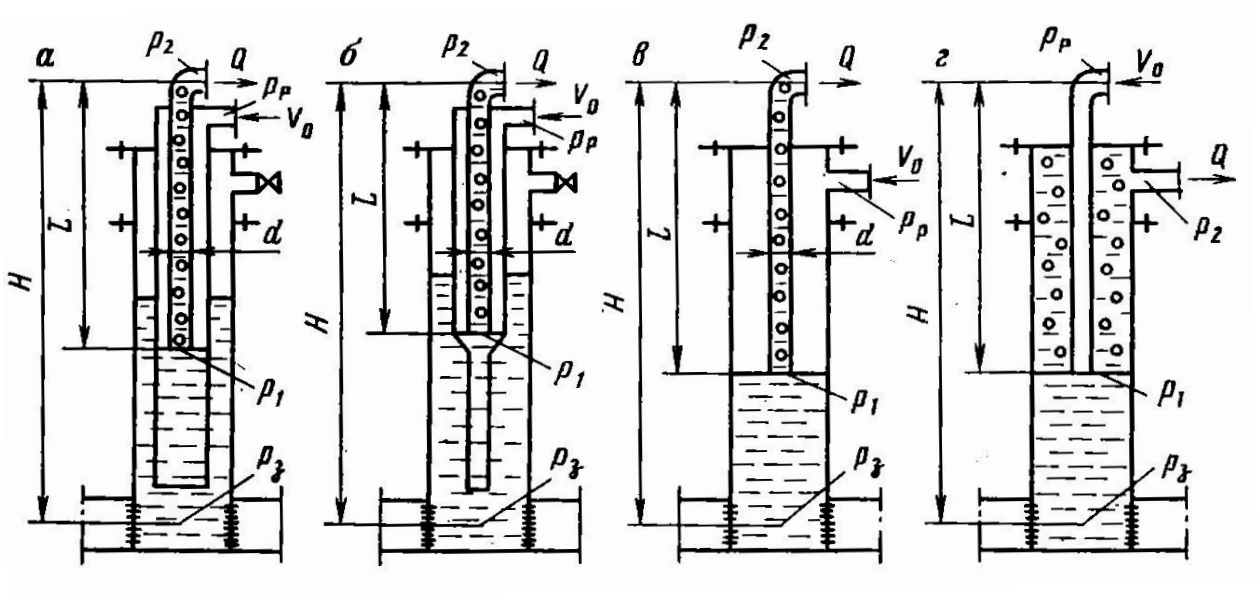


Рисунок 4.2 - Газлифтные подъемники: а, б, в – соответственно двух-, полутора- и однорядный подъемники кольцевой системы; г – однорядный подъемник центральной системы

В настоящее время применяется однорядный подъемник. Он является наименее металлоемким и наиболее дешевым, обеспечивает возможность свободного изменения диаметра и длины подъемных труб, причем диаметр может быть уже значительно большим. Для обеспечения условий выноса песка с забоя скважины трубы спускают до забоя, а газ вводят выше на необходимой глубине через рабочий газлифтный клапан (или иногда через 2-4 отверстия диаметром 5-8мм в рабочей муфте). Рабочая муфта или клапан при прохождении газа создают постоянный перепад давления 0,1-0,15МПа, который удерживает уровень жидкости ниже точки ввода газа на 10-15м и обеспечивает тем самым равномерное поступление газа в подъемные трубы. Этим уменьшаются пульсации в работе, которые способствуют разрушению пласта и образованию песчаных пробок.

Для очистки забоя от песка обратной (закачкой жидкости в НКТ) промывкой скважины рабочий газлифтный клапан снабжают

дополнительным узлом обратного клапана, который перекрывает отверстия, и жидкость идет не через газлифтный клапан, а через башмак НКТ. Большой диаметр затрубного пространства позволяет устанавливать газлифтные клапаны вдоль колонны НКТ.

В зависимости от направления подачи газа различают кольцевую и центральную системы подъемников. При кольцевой газ закачивают в кольцевое (затрубное или межтрубное) пространство, а при центральной — в центральные трубы. На практике газлифтные скважины в основном работают по кольцевой системе, так как оптимальные условия лифтирования достигаются обычно при малых проходных сечениях, а при центральной системе песок разъедает соединения муфт на трубах и возможен их обрыв, в случае добычи парафинистой нефти периодическое удаление отложений парафина со стенок кольцевого пространства затруднено [1,3,7,12,15,16].

4.4 Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию (пусковое давление)

4.4.1 Характеристика процесса пуска

Этот процесс осуществляется для ввода в работу новых и отремонтированных скважин. Перед пуском скважина заполнена жидкостью (дегазированной нефтью, водой или другой жидкостью глушения). Уровень ее в скважине соответствует пластовому давлению. Сущность пуска скважины заключается в вытеснении жидкости газом в линии газоподачи до башмака подъемных труб методом продавки и вводе газа в подъемные трубы. Схема пуска скважины и динамика давления закачиваемого газа на устье при пуске показаны на рисунке 4.3. Для общности рассмотрения принят двухрядный подъемник.

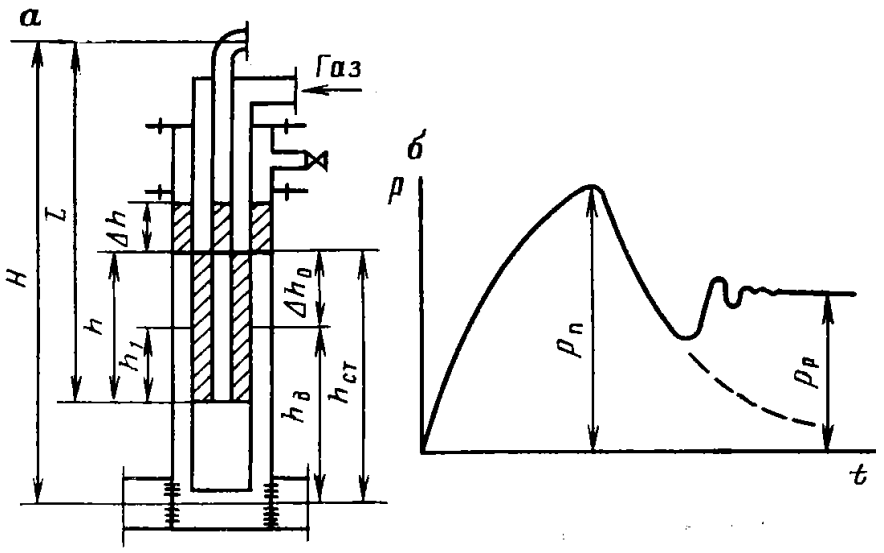


Рисунок 4.3 - Схема пуска скважины в эксплуатацию методом продавки сжатым газом (а) и изменение давления закачиваемого газа на устье во времени при пуске (б)

Наибольшее давление газа, которое возникает при пуске, называют пусковым давлением $p_п$. Давление закачки газа в процессе эксплуатации скважины называют рабочим давлением $p_р$, причем $p_п > p_р$. Это обусловлено следующим: а) пуск осуществляется при статическом уровне $h_{ст}$, а работа — при динамическом $h_д < h_{ст}$ (депрессия уровня $\Delta h_0 = h_{ст} - h_д$); соответственно погружение труб под уровень $h_1 < h$ б) в подъемных трубах уровень повышается на высоту Δh и на момент поступления газа в НКТ условное погружение составляет $h + \Delta h > h > h_1$.

При пуске вытесняемая жидкость как правило, перемещается в подъемные трубы и затрубное пространство и частично поглощается пластом. Достигнув башмака подъемных труб, газ поступает в них и, расширяясь, всплывает. Плотность газожидкостной смеси уменьшается, уровень ее повышается до устья, после чего происходит выброс части жидкости, уровень жидкости в затрубном пространстве снижается ниже $h_{ст}$, начинается приток жидкости из пласта. При достаточном расходе газа скважина выходит на рабочий режим.

В процессе снижения уровня жидкости в линии газоподачи до башмака подъемных труб и повышения уровня смеси в подъемных трубах до устья давление закачиваемого газа монотонно увеличивается до наибольшего значения $\rho_п$. При выбросе жидкости оно резко уменьшается и после нескольких колебаний, обусловленных инерционностью потоков в системе «пласт - скважина», достигает значений $p_р$ при непрерывном и достаточном расходе газа. В «сухих» скважинах (отсутствие гидродинамической связи скважины с пластом, пласт непродуктивный) оно снизилось бы до значения потерь давления на трение газа (см. пунктирную линию на рисунке 4.3, б) [1,3,7].

4.4.2 Расчет пускового давления

При пуске скважины на пласт создается нарастающая во времени репрессия давления, достигающая значения $\Delta p=\Delta h\rho g$, где ρ - плотность скважинной жидкости; g - ускорение свободного падения. Под действием этой репрессии происходит поглощение жидкости пластом с расходом, который определяется продолжительностью продавки (темпом подачи газа), упругими процессами перераспределения давления в пласте и состоянием призабойной зоны (коэффициентом продуктивности). Если призабойная зона загрязнена, то в пласт уходит очень мало жидкости. Пренебрегая потерями давления на гидравлическое трение, можно записать при условии у башмака подъемных труб пусковое давление

$$p_п=(h+\Delta h)\,\rho g \qquad (4.2)$$

Неизвестное повышение уровня Δh можно оценить из уравнения баланса объемов жидкости, вытесненной из кольцевого пространства $V_к$, перемещенной в сообщаемые с атмосферой трубное и затрубное пространства $V_т$ и ушедшей в пласт $V_{пл}$:

$$V_к=V_т+V_{пл} \qquad (4.3)$$

откуда

$$V_т = V_к - V_{пл} = V_к\left(1 - \frac{V_{пл}}{V_к}\right) = V_к\,(1-\Psi_{погл}) \qquad (4.4)$$

где $\Psi_{погл} = \frac{V_{пл}}{V_к}$ - коэффициент, характеризующий поглощение жидкости пластом (доля поглощенной жидкости от всей вытесненной). Так как $V_т=(F_т+F_з)\,\Delta h$, $V_к=F_к h$, то уравнение (1.4) запишем

$$(F_т+F_з)\,\Delta h = F_к h(1-\Psi_{погл}) \qquad (4.5)$$

откуда

$$\Delta h = h(1-\Psi_{погл})\frac{F_к}{F_т+F_з} \qquad (4.6)$$

где $F_т$, $F_к$, $F_з$ - площади поперечного сечения соответственно трубного, кольцевого и затрубного пространств. Тогда пусковое давление

$$p_п = h\rho g\left[1+(1-\Psi_{погл})\frac{F_к}{F_т+F_з}\right] = m_п h\rho g \qquad (4.7)$$

где $m_п = 1+(1-\Psi_{погл})\frac{F_к}{F_т+F_з}$ - коэффициент, определяемый соотношением площадей сечений и долей поглощенной жидкости. При центральной системе подачи газа в формуле (1.7) величины $F_к$ и $F_т$ следует поменять местами, а для однорядного подъемника принимают $F_з=0$. В формуле (1.7) часто записывают площади, выраженные через диаметры труб. Для однорядного подъемника неучет толщины стенки труб вносит погрешность менее 5 %.

Из анализа формул (1.7) следует: а) при $\Psi_{погл} > 0$, т. е. при частичном поглощении жидкости пластом, $p_п$ меньше, чем при отсутствии поглощения ($\Psi_{погл}=0$); б) при $\Psi_{погл} = 0$ определяем $p_п$ с расчетным запасом (в зависимости от соотношения площадей наиболее употребляемых труб величина $m_п$ может изменяться от 1,13 до 8,49, причем большие значения соответствуют однорядному подъемнику кольцевой системы, средние — двухрядному и наименьшие — однорядному центральной системы); в) при $\Psi_{погл} \to 1$ (полное поглощение) $p_п \to h\rho g$ (приблизиться к этому можно при очень медленных темпах подачи газа и соответственно большой продолжительности процесса продавки).

Продолжительность процесса продавки можно оценить отношением объема кольцевого пространства $V_к ' = F_к L$ к расходу закачиваемого газа, приведенному по уравнению Менделеева — Клайперона к давлению и температуре в скважине. В литературе имеются более точные уравнения, описывающие изменение давления закачиваемого газа во времени с учетом поглощения жидкости пластом.

Если при пуске уровень жидкости в подъемных трубах достигнет устья раньше, чем газ подойдет к башмаку подъемных труб, и начнется перелив жидкости с противодавлением на устье $p_2=p_л$ (например, в нефтесборную линию), то максимально возможное пусковое давление (при $h+\Delta h = L$) запишется

$$p_{п\,max}=L\rho g+ p_2 \qquad (4.8)$$

Таким образом, всегда $p_п \leq p_{п\,max}$.

[1,3,7]

4.5 Методы снижения пускового давления. Определение мест установки пусковых отверстий

Так как всегда $p_п>p_р$, то для пуска скважин необходимо иметь источник газа высокого давления в виде либо передвижного компрессора (аналогично как при освоении скважин), либо дополнительной газовой линии, рассчитанной на пусковое давление. Однако пусковое давление может быть очень высоким (до 30—50МПа в глубоких скважинах). Создание таких давлений затруднительно из-за отсутствия компрессоров высокого давления, больших затрат на строительство газовой линии высокого давления, поэтому наиболее разумно применить методы снижения пускового давления. Анализируя процесс пуска и формулу пускового давления, можно назвать несколько методов, рассмотренных ниже [1,4,7,11].

4.5.1 Переключение работы подъемника с кольцевой системы на центральную

Переключение скважины с кольцевой системы на центральную только на период ее пуска уменьшает пусковое давление при однорядном подъемнике в 7,5 раз. При двухрядном - такое переключение дает незначительный эффект и пусковое давление уменьшается всего лишь на 11%. Поэтому при однорядном лифте переключение на центральную систему пуска может оказаться очень эффективным средством. После пуска скважины лифт переключается на кольцевую систему для нормальной ее эксплуатации [1,4,7,11].

4.5.2 Продавка жидкости в пласт

Выше показано, что при пуске на пласт создается репрессия давления, которая обусловливает поглощение жидкости пластом. При поддерживании репрессии, можно обеспечить продавку в пласт большей части жидкости. Как показано на рисунке 4.2, при этом давление $p_{к0}$, создаваемое компрессором, должно превышать статическое давление у башмака подъемных труб $p_{к0}>h\rho g$. Ускорить процесс продавки жидкости в пласт и несколько уменьшить требуемое давление $p_{к0}$ можно путем последующего закрытия задвижки на кольцевом пространстве и подачи газа в трубное и затрубное пространства, где уровень до этого повысился. Этим можно увеличить репрессию почти в 2 раза. Иногда целесообразно провести затем разрядку давления газа в скважине и снова аналогично повторить процесс продавки. Однако это очень длинный процесс [1,4,7,11].

4.5.3 Применение пусковых отверстий

Более быстро можно осуществить процесс с применением пусковых отверстий. Сущность метода заключается в том, что в подъемных трубах предварительно сверлят, так называемые, пусковые отверстия на определенных расстояниях от устья и между собой. При закачке газа в кольцевое пространство уровень снижается до первого отверстия и часть газа через него поступает в подъемные трубы. В трубах образуется газожидкостная смесь, уровень ее повышается и жидкость частично выбрасывается из скважины. Через отверстие в трубы поступает только часть закачиваемого газа, поэтому давление газа в кольцевом пространстве остается высоким. В трубах по мере выброса жидкости давление на уровне отверстия уменьшается. Поэтому равенство давлений в трубах и кольцевом пространстве восстанавливается дальнейшим снижением уровня жидкости в кольцевом пространстве до второго отверстия. Это снижение уровня зависит от $p_{к0}$ и плотности газожидкостной смеси в трубах (расхода перетекающего в трубы газа). Если давление в трубах снизится ниже $p_{пл}$, то будет отмечаться приток жидкости из пласта в скважину. Тогда вместо барботажа в скважине будет осуществляться обычное лифтирование. При поступлении газа через второе отверстие процесс снижения давления и уровня жидкости повторится. Причем снижение уровня замедляется, так как часть газа уходит в трубы через первое отверстие. Таким образом, уровень жидкости можно снизить до башмака подъемных труб, после чего газлифт перейдет на нормальную работу. Недостатки этого метода (повышенный расход газа и уменьшение коэффициента полезного действия на 10%) исключили его практическое применение [1,2,5,6,7,8,12,13,14,15,16].

4.5.4 Определение мест установки пусковых отверстий

Определение мест установки пусковых отверстий сводится к следующему. Снижение уровня жидкости до первого отверстия происходит при балансе давлений

$$p_{к0} = p_{п} + p_2 \quad (4.9)$$

где $p_{к0}$ – устьевое давление газа, развиваемое компрессором; $p_{п} = m_{п} L'_1 \rho g$ – достигнутое пусковое давление; L'_1 - снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве ниже статического уровня ; p_2 - противодавление на линии выброса жидкости. Тогда из уравнения (4.9) находим:

$$L'_1 = (p_{к0} - p_2) / (m_{п} \rho g) \quad (4.10)$$

Если расстояние от устья до статического уровня $h_{ст}' \leq L'_1$,

где $h_{ст}' = H - h_{ст}$, H - глубина скважины, то расстояние от устья до первого отверстия аналогично формуле (4.8) будет равно:

$$L_1 = (p_{к0} - p_2) / (\rho g) \quad (4.11)$$

При $h_{ст}' > L_1$, имеем:

$$L_1 = h'_{ст} + L'_1 \quad (4.12)$$

На уровне второго отверстия установится равенство давления в кольцевом пространстве $p_{к0}$ и давления в подъемных трубах, создаваемого суммой давления газожидкостной смеси от устья до первого отверстия $p_{тр(1)}$ и гидростатического давления столба негазированной жидкости высотой L_2' от первого до второго отверстия $p_{ст(1)}$:

$$p_{к0} = p_{тр(1)} + p_{ст(1)} = p_{тр(1)} + L_2' \rho g \quad (4.13)$$

откуда расстояние между первым и вторым отверстиями:

$$L_2' = \frac{p_{к0} - p_{тр(1)}}{\rho g} \quad (4.14)$$

Расстояние от устья до второго отверстия:

$$L_2 = L_1 + L_2' \quad (4.15)$$

Аналогично рассчитываем для третьего и последующих отверстий. С увеличением глубины расстояния между отверстиями уменьшаются:

$L'_1 > L_2' > L_3' > \dots L_i'$. Для гарантированного пуска скважины, т. е. для создания движения газа через отверстие (при равенстве давлений в трубах и кольцевом пространстве движения газа не будет), расчетные L_i' несколько уменьшают или фактическое число отверстий принимают на 10 — 15% больше расчетного.

Трудности возникают при расчете давления в трубах на уровне любого отверстия $p_{тр(i)}$. Оно вычисляется по формулам работы газожидкостного подъемника на режиме нулевой подачи. Для этого необходимо знать расход газа, который определяется по формуле расхода при истечении газа через отверстие. Скорость истечения газа через отверстие принимается равной скорости звука, тогда отношение давлений в кольцевом пространстве и трубах равно критическому. Отсюда определяют диаметр отверстия, затем расход газа через отверстие и по нему $p_{тр(i)}$. Для упрощения расчетов используются графики.

Методика расчета расстановки пусковых отверстий в более точной постановке должна учитывать начальный перелив жидкости, поглощение жидкости пластом при $p_з > p_{пл}$ и приток в скважину при $p_з < p_{пл}$.

Разработано много других практических приемов преодоления трудностей, связанных с возникновением высоких пусковых давлений (последовательный допуск труб, предварительное понижение уровня жидкости в скважине путем поршневания или тартания желонкой и др.). Выбор того или другого метода должен определяться конкретными условиями и возможностями располагаемой техники [1,2,5,12,15].

4.5.5 Использование пусковых газлифтных клапанов

Современный основной метод снижения пусковых давлений — применение пусковых газлифтных клапанов. Главная особенность работы клапанов в отличие от отверстий заключается в том, что в момент поступления газа в подъемные трубы через каждый последующий клапан

закрывается предыдущий. При работе скважины на заданном технологическом режиме газ подается в подъемные трубы через нижний рабочий газлифтный клапан (или башмак НКТ, рабочую муфту) при закрытых верхних пусковых клапанах. Возможность установки газлифтных клапанов вместо пусковых отверстий имеется только при однорядной конструкции подъемника[5,8].

4.6 Газлифтные клапаны. Их расчеты и тарировка

4.6.1 Классификация газлифтных клапанов

В настоящее время известно много различных типов газлифтных клапанов. Их классифицируют по различным признакам.

1. По назначению различают пусковые и рабочие клапаны. Первые применяют для пуска газлифтных и освоения фонтанных скважин. Рабочие клапаны служат для подачи газа при нормальной, работе, оптимизации режима работы скважины путем ступенчатого изменения глубины ввода газа в НКТ и периодической подачи газа в НКТ при периодической газлифтной эксплуатации.

2. По способу крепления к НКТ имеются клапаны: а) наружные (стационарные), которые крепят на колонне НКТ снаружи и для их замены или регулировки извлекают из скважины всю колонну НКТ (рисунок 4.4 а, в, г); б) внутренние (съемные) — крепят внутри скважинных газлифтных камер, имеющих эллиптическое сечение (рисунок 4.4, б); извлекают и устанавливают внутренние клапаны с помощью, так называемой, канатной техники.

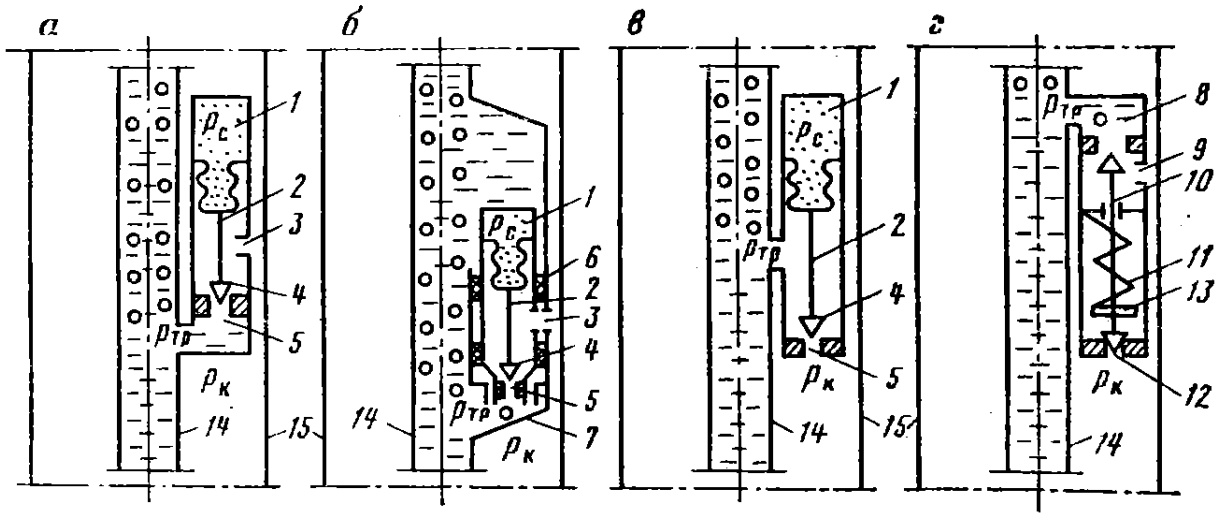


Рисунок 5.4 -. Газлифтные клапаны: 1 - сильфонная камера; 2 - шток; 3 - отверстия для ввода газа в сильфонный клапан и в газлифтную камеру; 4 - клапан; 5 - штуцерное отверстие; 6 - сальник; 7- скважинная газлифтная камера; 8 - основной (верхний штуцер); 9 – отверстия для ввода газа в пружинный клапан; 10 — шток с двумя (верхней н нижней) клапанными головками; 11 - пружина; 12 - вспомогательный (нижний) штуцер; 13 - гайка; 14 - насосно- компрессорные трубы; 15 — эксплуатационная колонна

3. По принципу действия выделяют клапаны: а) управляемые давлением либо газа в затрубном пространстве (см. рисунок 4.4, а, б), либо жидкости в НКТ (см. рисунок 4.4, в); б) дифференциальные, которые открываются и закрываются в зависимости от перепада давлений в затрубном пространстве и в НКТ на уровне клапана (см. рисунок 4.4, г).

4. По конструктивному исполнению различают сильфонные (см. рисунок 4.4, а, б, в) пружинные (см. рисунок 4.4, г) и комбинированные клапаны. Сильфонные клапаны работают либо под действием давления в кольцевом (затрубном) пространстве $p_к$ (рисунок 4.4, а, б), либо — давления в трубах $p_{тр}$ (см. рисунок 4.4, а). Их отличительный элемент — сильфонная камера 1, заряженная азотом до давления $p_с$. Так как $p_с$ повышенное, то клапан нормально закрыт. Гофрированная стенка сильфона обеспечивает перемещение штока с клапанной головкой. Известны и клапаны других типов. В настоящее время на наших промыслах широко применяются сильфонные газлифтные клапаны, управляемые давлением газа [2,7,12].

4.6.2 Расчет и тарировка сильфонного клапана, управляемого давлением газа

В сильфонном клапане, управляемом давлением $p_к$ (см. рисунок 4.4, а, б), на сильфон всегда действует давление $p_к$. Расчет такого клапана сводится к следующему. При закрытом клапане на площадь сильфона $f_с$ действует с одной стороны давление $p_к$, а с другой — $p_с$; на площадь клапана $f_{кл}$ — аналогично $p_{тр}$ и $p_к$. При сопоставлении действующих сил можно записать условие открытия клапана

$$p_{тр} f_к + p_к f_с \geq p_к f_{кл} + p_с f_с \quad (4.16)$$

Отсюда давление в кольцевом пространстве открытия клапана

$$p_{к\,от} \geq p_с К_с - p_{тр} К_к \quad (4.17)$$

где $К_с = f_с / (f_с - f_{кл})$ - конструктивный коэффициент сильфона; $К_к = f_{кл} / (f_с - f_{кл})$ - конструктивный коэффициент клапана, причем $К_с = f_с / (f_с - f_{кл}) = (f_с - f_{кл} + f_{кл}) / (f_с - f_{кл}) = 1 + f_{кл} / (f_с - f_{кл}) = 1 + К_к$.

При открытом клапане только на площадь сильфона действуют давления $p_с$ и $p_к$. Клапан 3 находится в среде газа под давлением $p_к$ перед штуцерным устройством. Тогда условие закрытия клапана

$$p_с \geq p_к \quad (4.18)$$

Давление в кольцевом пространстве закрытия клапана

$$p_{к\,закр} \leq p_с \quad (4.19)$$

Сопоставим давления $p_{к\,от}$ и $p_{к\,закр}$, приняв в соотношениях (4.17) и 18.19) знак равенства. Для этого подставим $p_с$ из равенства (4.19) в равенство (4.17), т.е.

$$p_{к\,от} = p_{к\,закр} К_с - p_{тр} К_к = p_{к\,закр} (1 + К_к) - p_{тр} К_к = p_{к\,закр} + К_к (p_{к\,закр} - p_{тр}) \quad (4.20)$$

откуда разница открывающего и закрывающего давлений

$$\Delta p_{кл} = p_{к\,от} - p_{к\,закр} = К_к (p_{к\,закр} - p_{тр}) \quad (4.21)$$

Для применяемых газлифтных клапанов диаметр штуцерного отверстия составляет 3—12мм, а $К_к$ = 0,033—0,342. Действительная величина по сравнению с расчетной, определенной выше, без учета сил трения в

клапане при движении газа меньше на 6—7%. Из уравнения (4.21) следует, что $p_{к\ от} > P_{к\ закр}$, а изменением давления газа в затрубном пространстве можно открывать или закрывать клапан, т. е. с момента начала подачи газа в затрубное пространство все клапаны открываются. После поступления газа через клапан давление $p_{тр}$ уменьшается, увеличивается перепад давления на клапане, расход газа через клапан растет, снижается давление $p_к$ и клапан закрывается.

Надежность работы клапана в условиях скважины зависит от его зарядки азотом и последующей тарировки. Тарировка клапана проводится на тарировочном стенде при температуре 20°С. На клапан действует атмосферное давление (клапан нормально закрыт), а для действия на сильфон внутри создается номинальное давление тарировки $p_{ном}$, т. е. внешнее давление, при котором клапан открывается при нормальной (20°С) температуре (аналог $p_{к\ от}$). Тогда давление азота в сильфоне при температуре Т в месте установки клапана согласно закону Шарля можно записать

$$p_с = p_{сн} \frac{Т}{293} = p_{сн} К_t \qquad (4.22)$$

откуда давление зарядки сильфона при нормальной температуре (20 °С)

$$p_{сн} = p_с / К_t \qquad (4.23)$$

где $К_t = Т / 293$ – температурный коэффициент.

Для условий тарировки аналогично равенству (4.17) при избыточном давлении $p_{тр} = 0$ можно записать потребное номинальное давление тарировки

$$p_{ном} = p_{сн} К_с = \frac{p_с К_с}{К_t} \qquad (4.24)$$

Выражая произведение $p_с К_с$ из равенства (4.17), запишем номинальное давление тарировки

$$p_{ном} = \frac{p_{к\ от} + p_{тр} К_к}{К_t} \qquad (4.25)$$

и с учетом уравнения (4.24) давление азота в сильфоне при условиях тарировки

$$p_{сн} = \frac{p_{к\ от} + p_{тр} К_к}{К_t К_с} \qquad (4.26)$$

4.6.3 Расчет и тарировка сильфонного клапана, управляемого давлением смеси в трубах

В сильфонном клапане (см. рисунок 4.3, г), управляемом давлением в подъемных трубах $p_{тр}$, на сильфон всегда действует давление $p_{тр}$. Тогда аналогично можно записать условия и давления соответственно открытия и закрытия клапана:

$$p_{тр} f_с + p_к f_{кл} \geq p_с f_с + p_{тр} f_{кл}; \quad (4.27)$$

$$p_{тр\ от} \geq p_с K_с - p_к K_к; \quad (4.28)$$

$$p_с \geq p_{тр} \quad (4.29)$$

$$p_{тр\ зак} \leq p_с \quad (4.30)$$

4.6.4 Расчет пружинного клапана

Пружинный газлифтный клапан (см. рис. 4, г) относится к дифференциальному типу. Отличительный элемент его — пружина 11, которая держит шток прижатым к вспомогательному (нижнему) штуцеру 12. При этом клапан нормально открыт. Расход газа через клапан (пропускная способность) регулируется числом или размером отверстий 9.

При открытом клапане на нижнюю клапанную головку действуют давления $p_к$, $p_{тр}$ и сила натяжения пружины $F_п$. Тогда можно записать условие закрытия клапана:

$$\Delta p_{закр} f_2 \geq F_п \quad (4.31)$$

где $\Delta p_{закр} = p_к - p_{тр}$ - закрывающий перепад давления, f_2 — площадь сечения нижнего штуцера.

При закрытом клапане на верхнюю клапанную головку действуют $p_к$, $p_{тр}$ и $F_п$. Тогда аналогично имеем условие открытия клапана:

$$\Delta p_{от} f_1 < F_п \quad (4.32)$$

где $p_{от} = p_к - p_{тр}$ - открывающий перепад давления; f_1 — площадь сечения верхнего штуцера.

Сопоставим эти условия по силе $F_п$:

$$\Delta p_{закр} > \Delta p_{от} \frac{f_1}{f_2} \qquad (4.33)$$

Так как $f_1 >> f_2$, то $\Delta p_{закр} >> \Delta p_{от}$. Величины $\Delta p_{закр}$ и $\Delta p_{от}$ можно регулировать изменением $F_п$ и f_2. Сила натяжения пружины $F_п$ регулируется гайкой 13.

Комбинированные клапаны в качестве упругого элемента имеют сильфон и цилиндрическую пружину, воспринимающую на себя часть нагрузки. Это обеспечивает большую чувствительность клапана к изменениям давления при открытии и закрытии [2,12].

4.7 Расчет размещения пусковых газлифтных клапанов аналитическим методом

Глубина установки первого верхнего клапана определяется аналогично глубине размещения первого пускового отверстия. Для пружинных клапанов дальнейший расчет ведется аналогично расчету размещения пусковых отверстий, причем в момент обнажения следующего клапана предыдущий закрывается. Клапаны регулируются натяжением пружины.

Для сильфонных клапанов, управляемых давлением закачиваемого газа в затрубном пространстве, дальнейший расчет ведется по формулам типа (4.15). Так как в момент открытия второго клапана первый закрывается, то можно записать для этого момента уравнение баланса давлений в затрубном пространстве и трубах на уровне второго клапана в виде:

$$p_{к\ закр\ (1)} = L'_2 \rho g + L_1 \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_1 + p_2 \qquad (4.34)$$

откуда

$$L'_2 = \frac{p_{к\ закр\ (1)} - (L_1 (\frac{\Delta p}{\Delta L})_1 + p_2}{\rho g} \qquad (4.35)$$

где $(\frac{\Delta p}{\Delta L})_1$ - градиент давления газожидкостной смеси в колонне подъемных труб выше первого клапана (ввиду трудности определения его обычно принимают равным 0,2ρg). Аналогично записывают для последующих клапанов. При этом принимают $p_{к\ от(1)} = p_{к\ 0}$, $p_{к\ закр(1)}$ рассчитывают по формуле регулировки с учетом $p_{к\ от(1)}$, $p_{к\ закр(1)} = p_{к\ от(2)}$ и т. д., т. е. давление открытия каждого последующего клапана уменьшают таким образом, чтобы оно равнялось давлению закрытия предыдущего. Разницу давлений открытия клапанов устанавливают с целью создания условий их последовательного закрытия в процессе пуска. Для обеспечения ввода газа при нормальной работе только через один рабочий клапан давление его открытия должно быть меньше давления открытия последнего пускового клапана на 0,25 МПа и более.

Сильфонные клапаны, управляемые давлением в подъемных трубах, размещают согласно расчету по одному из двух методов. По первому методу все клапаны в рабочих условиях имеют одинаковое давление открытия $p_{от}$, которое выбирается равным 75% рабочего (или пускового) давления или на 1,05—1,4МПа меньше его. Расчет выполняется с учетом того, что пусковое давление скважины равно ее рабочему давлению. Предварительно определяют давление газа $p_з$ на забое по барометрической формуле и строят график линейного распределения давления газа по глубине скважины. Вычисляют первое приближение

$$L'_2 = \frac{p_з - p_{от}}{\rho g} \qquad (4.36)$$

а по формуле (4.15) — L_2. Затем по графику устанавливают давление p_{L_2} на глубине L_2, по формуле (4.36) при $p_з = p_{L_2}$ находят второе (окончательное) приближение $L_{2'}$ и по формуле (4.15) — L_2. Аналогично определяют глубину размещения остальных клапанов, предварительно допуская равенство расстояний $L_{i-1}{}' = L_i{}'$ в качестве первого приближения.

По второму методу одинаковой для всех клапанов принимают разность $\Delta p_{кл}$ пускового $p_{к0}$ и открывающего давлений, равной 1,05—1,4МПа или 25% от рабочего давления $p_р$. Расстояние Δl между любыми клапанами (кроме первого) вычисляют по формуле типа (4.36), где числитель заменяют на величину $\Delta p_1=p_{к0}-0{,}75p_р$ или $\Delta p_1=p_{к0}—p_р+$ (1,05÷1,4). Глубину установки клапана вычисляют по формуле типа (4.15) [1,2,16].

4.8 Технологический расчет газлифтного подъемника при условиях ограниченного и неограниченного отборов по методике А. П. Крылова

Расчет включает определение длины L и диаметра d НКТ, расхода закачиваемого газа $V_{0\ зак}$ и давлений. Его выполняют при двух условиях: а) отбор жидкости из скважины ограниченный; это означает, что известен дебит Q по жидкости, забойное давление $p_з$, расход притекающего газа $V_г$; дебит задается проектом разработки; б) отбор жидкости из скважины неограниченный, т. е. дополнительно подлежат определению Q, $p_з$ и $V_г$.

4.8.1 Отбор жидкости ограничен

Заданный отбор разумно обеспечивать на оптимальном режиме, при котором удельный расход принимает минимальное значение $R_{о\ опт}$. При этом $R_{0\ опт}$ тем меньше, чем больше давление p_1 у башмака труб, которое вследствие потерь в линии газоподачи обычно на 0,3—0,4МПа меньше рабочего давления $p_р$ закачки газа. Отсюда основное требование — наиболее полное использование $p_р$. Тогда при заданном $p_з$ длину подъемных труб (глубина ввода газа при использовании рабочего газлифтного клапана) можно записать:

$$L=H-\frac{p_з-p_1}{\rho_{см}g} \qquad (4.37)$$

где $\rho_{см}$ — плотность смеси нефти, воды и газа в зоне от башмака до забоя (средняя арифметическая величина значений для условий башмака и забоя). При $p_з \approx p_1$ трубы устанавливают на 20—30м выше верхних отверстий фильтра, чтобы закачиваемый газ не мешал нормальному притоку нефти или не поступал в продуктивный пласт вверх по его восстанию.

Затем определяют: а) диаметр труб по формуле А. П. Крылова при оптимальном режиме; б) удельный расход газа $R_{о\ опт}$; в) удельный расход закачиваемого газа

$$R_{0\ зак} = R_{о\ опт} - G_{эф} = R_{о\ опт} - [G_0 - \alpha_р(\frac{p_1+p_2}{2} - p_0)]\ (1\text{-}n_в) \qquad (4.38)$$

г) расход закачиваемого газа

$$V_{0\ зак} = R_{0\ зак}\ Q \qquad (4.39)$$

где p_2 — давление на выкиде, определяемое из условий сбора и подготовки продукции; p_0—атмосферное давление; $n_в$ — заданная обводненность продукции (по проекту разработки).

Если расчетный диаметр d не совпадает со стандартным диаметром НКТ, то принимают ближайший меньший стандартный. Тогда подъемник будет работать в области между оптимальным и максимальным режимами.

При больших дебитах может оказаться, что НКТ диаметром d невозможно спустить в данную эксплуатационную колонну. Тогда для обеспечения заданного отбора рекомендуется запроектировать эксплуатацию скважины на максимальном режиме, приняв наибольший диаметр НКТ d_1, который можно опустить в данную эксплуатационную колонну. Если и в этом случае не обеспечивается заданный отбор, то следует переходить на центральную систему подъемника. В первом случае, задавшись d_1, вычисляют Q_{max}. Если $Q_{max} \approx Q$, то определяют R_{0max} и уточняют

$$R_{0\ зак} = R_{0max} - G_{эф} \qquad (4.40)$$

Если $Q_{max} > Q$, то фактический режим работы скважины находится между максимальным и оптимальным режимами. Тогда для этого же диаметра d_1, дополнительно находят $Q_{опт}$, $V_{0\ max}$, $V_{0\ опт}$ и, построив по двум

точкам часть кривой лифтирования $Q(V_o)$, графически оценивают потребный общий расход газа V_0, а расход закачиваемого газа

$$V_{0\,зак} = V_0 - G_{эф}Q \qquad (4.41)$$

Во втором случае ($Q_{max}<Q$) при переходе на центральную систему подъемника определяют при оптимальном режиме эквивалентный затрубному пространству диаметр d_Q. Затем из эмпирической формулы

$$d_Q = D - \frac{d_r+25.4}{2} \qquad (4.42)$$

находят диаметр труб линии газоподачи d_r (в мм), где D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны. Чем меньше диаметр НКТ (линии газоподачи), тем больше пропускная способность затрубного пространства для смеси, однако тем больше потери давления газа на трение. Поэтому для каждого диаметра D существует следующий минимальный допустимый внутренний диаметр НКТ (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Минимально допустимые внутренние диаметры НКТ

D, мм	…	203	178	153	127
Dr min, мм	…	76	63	51	38

Если $d_r \geq d_{r\,min}$, то для дальнейшего расчета $R_{0\,опт}$, $R_{0\,зак}$, $V_{0\,зак}$ предварительно определяют используемый в формуле для $R_{0\,опт}$ эквивалентный расчетный диаметр

$$d_R = (D - d_r)/2 \qquad (4.43)$$

Если $d_r < d_{r\,min}$, то дальнейший расчет выполняют для центральной системы, но уже при максимальном режиме, приняв диаметр НКТ, равным d_{rmin}. Тогда по формуле (4.42) вычисляют d_Q' и затем Q_{max}. Дальше аналогично первому случаю сопоставляют Q И Q_{max}: а) при $Q \approx Q_{max}$ по формуле (4.43) определяют d_R', а затем $R_{0\,max}$, $R_{0зак}$, $V_{0зак}$; б) при $Q_{max}>Q$ графически оценивают V_0 и по формуле (4.41) рассчитывают $V_{0зак}$, причем в формуле для V_{0max} вместо $d^{2,5}$ принимают $(d_Q')^3/(d_R')^{0,5}$; в) при $Q_{max}<Q$

заключают, что из данной скважины практически можно обеспечить только отбор Q_{max}, вычисляют d_R', $R_{0\,max}$, $R_{о\,зак}$, $V_{0\,зак}$.

4.8.2 Отбор жидкости не ограничен

Поскольку отбор жидкости из пласта не ограничивается, то основное требование расчета заключается в достижении возможно большего дебита скважины Q или наименьшего давления $p_з$, которое достигается, как это следует из формулы (4.37), при спуске труб до забоя. Тогда трубы устанавливают на 20—30м выше верхних отверстий фильтра. Понятно, что $p_1 \approx p_з$. При данном условии ограничения отбора могут быть вызваны либо экономическими, либо техническими причинами: а) ограничен удельный расход закачиваемого газа, т. Е., исходя из экономических соображений, задан допустимый удельный расход $R_{0доп}$; б) ограничена пропускная способность подъемника.

В первом случае неизвестны $p_з$ и d. Для их определения можно составить систему двух уравнений, принимая режим работы оптимальным:

$$\left.\begin{aligned} R_{0\,доп} + G_{эф} &= R_{0\,опт} \\ Q_{пл} &= Q_{опт} \end{aligned}\right\} \quad (4.44)$$

или в развернутом виде

$$\left.\begin{aligned} R_{0\,доп} + \left[G_0 - \alpha_p\left(\frac{p_1+p_2}{2} - p_0\right)\right](1-n_в) &= \frac{0{,}282L\rho g[L\rho g-(p_1-p_2)]}{d^{0.5}(p_1-p_2)p_0\ln\frac{p_1}{p_2}} \\ K_0\,(p_{пл}-p_з)^n &= \frac{55d^3(p_1-p_2)^{1.5}[L\rho g-(p_1-p_2)]}{(L\rho g)^{2.5}} \end{aligned}\right\} \quad (4.45)$$

где $Q_{пл}$, $Q_{опт}$ — дебит скважины соответственно по уравнений притока и по формуле оптимальной подачи. Так как $p_1 \approx p_3$, то выражая из первого уравнения d и подставляя во второе, находят $p_з$, затем по уравнению притока — дебит скважины, а расход газа по уравнению

$$V_{0\,зак} = R_{0\,доп}Q \quad (4.46)$$

Диаметр мало влияет на $p_з$, поэтому обычно сначала задаются d=63 мм, из первого уравнения определяют $p_з$, по уравнению притока вычисляют дебит, а по нему — диаметр d. Для глубоких скважин может оказаться, что располагаемое рабочее давление $p_р$ и соответственно $p_1<p_з$, тогда L выражают по формуле (4.37) как при ограниченном отборе и подставляют в уравнения системы (4.45).

Если расчетный диаметр НКТ d окажется больше максимально возможного диаметра для данной эксплуатационной колонны или удельный расход закачиваемого газа не ограничен, то расчет ведут для центральной системы подъемника. В первом случае принимают $d = d_Q$ и из формулы (4.42) находят d_r. Если $d_r>d_{min}$, то подъемник будет работать при центральной системе на оптимальном режиме. Если $d_r<d_{r\ min}$, то подъемник не может пропустить дебита, определенного при оптимальном режиме из условия заданного $_{R0\ доп}$. Во втором случае, а также при $d_r<d_{r\ min}$ задаются значением диаметра труб $d_{r\ min}$, по формуле (4.42) определяют эквивалентный диаметр d_Q. Забойное давление $p_з$ устанавливают по условию совместной согласованной работы пласта и газлифтного подъемника при максимальном режиме:

$$Q_{пл} = Q_{max} \tag{4.47}$$

или

$$К_0(p_{пл} - p_з)^n = \frac{55d^3(p_1-p_2)^{1,5}}{(L\rho g)^{1.5}} \tag{4.48}$$

Длину труб L выражают по формуле (4.37) и подставляют в уравнение (4.48). Это необходимо для согласования располагаемого давления $p_р$ с давлением p_1. При возможности принимают $p_1 = p_з$. Дальше определяют дебит по уравнению притока, d_R по формуле (4.43), $R_{0\ max}$, $R_{0\ зак}$ и $V_{0\ зак}$ по соответствующим формулам. Если отбор жидкости по затрубному пространству недопустим (например, происходит отложение парафина в стволе), то ограничиваются только кольцевой системой подъемника [2].

4.9 Технологический расчет газлифтного подъемника с использованием кривых распределения давления вдоль лифта

Данный расчет в отличие от предыдущего позволяет учесть особенности потока и изменение свойств газожидкостной смеси вдоль ствола скважины, а также минимизировать расход подаваемой в скважину энергии.

Для выполнения расчета должны быть известны следующие данные: условия притока флюидов (дебит скважины Q, обводненность $n_в$, газовый фактор G_0, забойное $p_з$ и пластовое $p_{пл}$ давления, коэффициент продуктивности или уравнение притока); давление на выкиде p_2; свойства флюидов; средняя температура в скважине; глубина H скважины и диаметр эксплуатационной колонны.

В результате расчета требуется определить глубину L ввода газа (длину подъемных труб); диаметр d подъемных труб; расход закачиваемого газа $V_{0зак}$; рабочее давление $p_р$ закачки газа. Расчет сводится к перебору различных вариантов сочетания значений подлежащих определению величин, часть из которых задается, а также к графическим построениям кривых распределения давления [2,14,16].

4.9.1 Построение кривых распределения давления

Исходя из реальных возможностей или технологических соображений, задаются диаметром d подъемных труб (НКТ) и удельным расходом $R_{0зак}$ закачиваемого газа. В зависимости от дебита скважины рекомендуют следующие внутренние диаметры подъемных труб (таблица 4.2):

Таблица 4.2 - Внутренние диаметры подъемных труб

Q, м3/сут	…	20 – 50	50 – 70	70 – 250	250 – 350	Более 350
d, мм	…	40,3	50,3	62	76	88,6

Задаются также способом ввода газа в НКТ (через башмак или через рабочий газлифтный клапан). При вводе газа через башмак длина НКТ равняется глубине ввода газа. Если возникает необходимость спуска НКТ до забоя, то газ вводят через газлифтный клапан. Определяют глубину ввода газа L и рабочее давление $p_р$. Для этого строят кривую распределения давления p(z) в обсадной колонне или в НКТ (если трубы спущены до забоя) по любой методике расчета, начиная от давления $p_з$ шагами по принципу «снизу вверх», а также кривую распределения давления в НКТ с учетом закачиваемого газа, начиная от давления p_2 шагами по принципу «сверху вниз». Затем обе кривые p(z) совмещаются на одном графике. Точка их пересечения (рис. 5) дает глубину ввода газа L и давление у башмака (в точке ввода газа) p_1. Рабочее давление $p_р$ рассчитывают либо по формуле Адамова, либо по барометрической формуле (без учета потерь давления на трение газа).

Дальше задаются другими значениями $R_{о\ зак}$ и аналогично определяют соответствующие им L, p_1 и $p_р$ (см. рисунок 4.4). Такие же расчеты и построения могут выполняться для других заданных диаметров НКТ. Тогда выбирают наиболее подходящие или оптимальные условия (режимы) работы. Оптимальным режимом можно считать режим, характеризующийся минимумом удельной, подаваемой в скважину энергии, приходящейся на единицу расхода жидкости (более точно процесс расширения газа следует считать политропическим):

$$E_{зак} = R_{0\ зак}\, p_0 \ln\frac{p_1}{p_2} \qquad (4.49)$$

или, считая газ реальным

$$E_{зак} = \frac{R_{0\ зак} p_0 z_{ср} T_{ср}}{T_0} \ln\frac{p_1}{p_2} \qquad (4.50)$$

где $z_{ср}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, определенный при средней температуре в скважине $T_{ср}$ и среднем давлении $p_{ср}= (p_1+p_2)/2$.

4.9.2 Использование номограмм распределения давления

При многократном повторении (для многих скважин) расчеты можно сократить использованием номограмм распределения давления (рисунок 4.5), рассчитанных с учетом свойств жидкостей и газа данного месторождения, средней температуры потока, разных дебитов, обводненности, различных диаметров труб. Крайняя правая кривая номограммы (R_0 =0) соответствует профилю давления потока негазированной жидкости, а крайняя левая — профилю давления с минимальным градиентом. При увеличении выше указанного значения для данной глубины градиент давления возрастает и профиль давления смещается вправо. Поэтому расчет кривой распределения давления следует ограничивать профилем с минимальным градиентом. Порядок расчета с использованием номограмм следующий: а) задаются рядом значений диаметров НКТ; б) на кальке в масштабе номограммы наносятся оси давления и глубины, отмечаются глубина скважины H, давления $p_{пл}$, $p_з$ и p_2; в) калька накладывается на номограмму (для данного дебита, обводненности и диаметра труб — НКТ или обсадной колонны) так, чтобы оси глубин совпали, и перемещается по оси глубин таким образом, чтобы точка ($p_з$; H) совместилась с кривой R_0=$G_{эф}$, где $G_{эф}$ — пластовый газовый фактор с учетом обводнения продукции; эта кривая переносится на кальку (если такой кривой на номограмме нет, то она интерполируется); получается первая кривая p(z); г) снова калька аналогично накладывается на номограмму (для данного дебита, обводненности и диаметра НКТ) и перемещается вдоль оси глубин так, чтобы точка (p_2; 0) последовательно совмещалась с кривыми R_0 > $G_{эф}$; эти кривые переносятся на кальку; получается ряд вторых кривых p(z); д) точки пересечения кривых p(z) дают совокупность значений L, $p_р$, $R_{0\ зак}$= R_0—$G_{эф}$, которые определяют возможные режимы работы газлифтной скважины; е) аналогично повторяются определения для других диаметров НКТ; ж) выбираются условия работы скважины, например, такие, которые соответствуют наименьшему значению

$R_{0\ зак}$. Если газлифтных скважин много, то составляется таблица зависимости диаметра НКТ от дебита скважины.

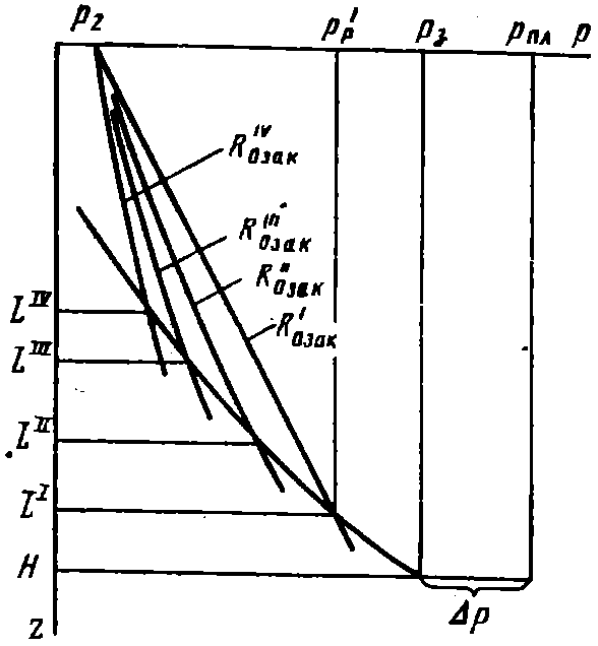


Рисунок 4.5 - Кривые распределения давления вдоль ствола газлифтной скважины

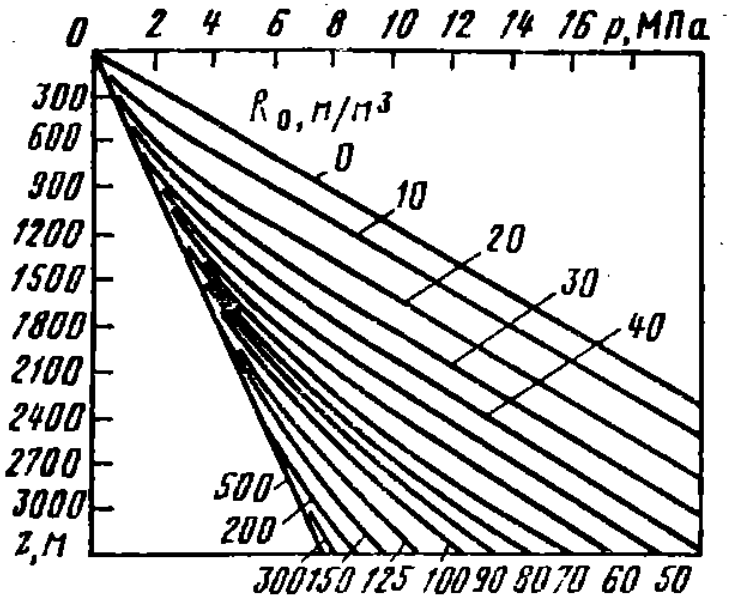


Рисунок 4.6 - Пример номограммы распределения давления вдоль ствола скважины при различных удельных расходах газа R_0. Внутренний диаметр труб 73мм, дебит нефти 1272м^3/сут при отсутствии воды, плотность нефти 850кг/м^3, относительная плотность газа 0,65

4.10 Использование кривых распределения давления для расчета рабочего и пусковых газлифтных клапанов

Эта методика по сравнению с аналитическим расчетом позволяет учесть большее количество факторов, влияющих на размещение клапанов.

Для этого необходимо иметь: а) номограмму (см. рисунок 4.6) распределения давления p(z) для условий данной скважины; б) кальку с нанесенными осями давления и глубины в том же масштабе, что и на номограмме p(z). Для лучшего понимания методики выделим отдельные расчеты.

4.10.1 Предварительные определения и построения

На кальке наносят глубину скважины H, давления $p_{пл}$, $p_з$, p_2, рабочее давление газа в кольцевом пространстве на устье скважины $p_{ко}$ и температуру на устье T_2 проведя ось температур (рисунок 4.7).

Из точки $p_{пл}$ проводят прямую 1 распределения гидростатического давления в неработающей скважине, уклон которой определяется плотностью жидкости. Пересечение прямой 1 с осью глубин указывает расстояние от устья до статического уровня $h_{ст}^{I}$.

Из точки $p_з$ проводят кривую 2 распределения давления от забоя вверх по колонне НКТ или по обсадной колонне (если трубы спущены практически только до глубины установки рабочего клапана), для чего, совмещая кальку с номограммой, накладывают точку $p_з$ на кривую p(z) с $R_0=G_{эф}$. Также из точки $p_з$ проводят кривую 3 гидродинамического давления потока негазированной жидкости (кривая с параметром $R_0=0$). Уклон ее отличается от уклона прямой 1 на значение градиента давления на трение.

Из точки p_2 проводят кривую 4 минимального градиента давления ($R_0=max$), для чего накладывают точку p_2 на кривую p(z) с $R_0=max$ (левая огибающая кривая) при совпадении осей глубин на кальке и номограмме.

Из точки T_2 проводят кривую 5 изменения температуры по стволу скважины.

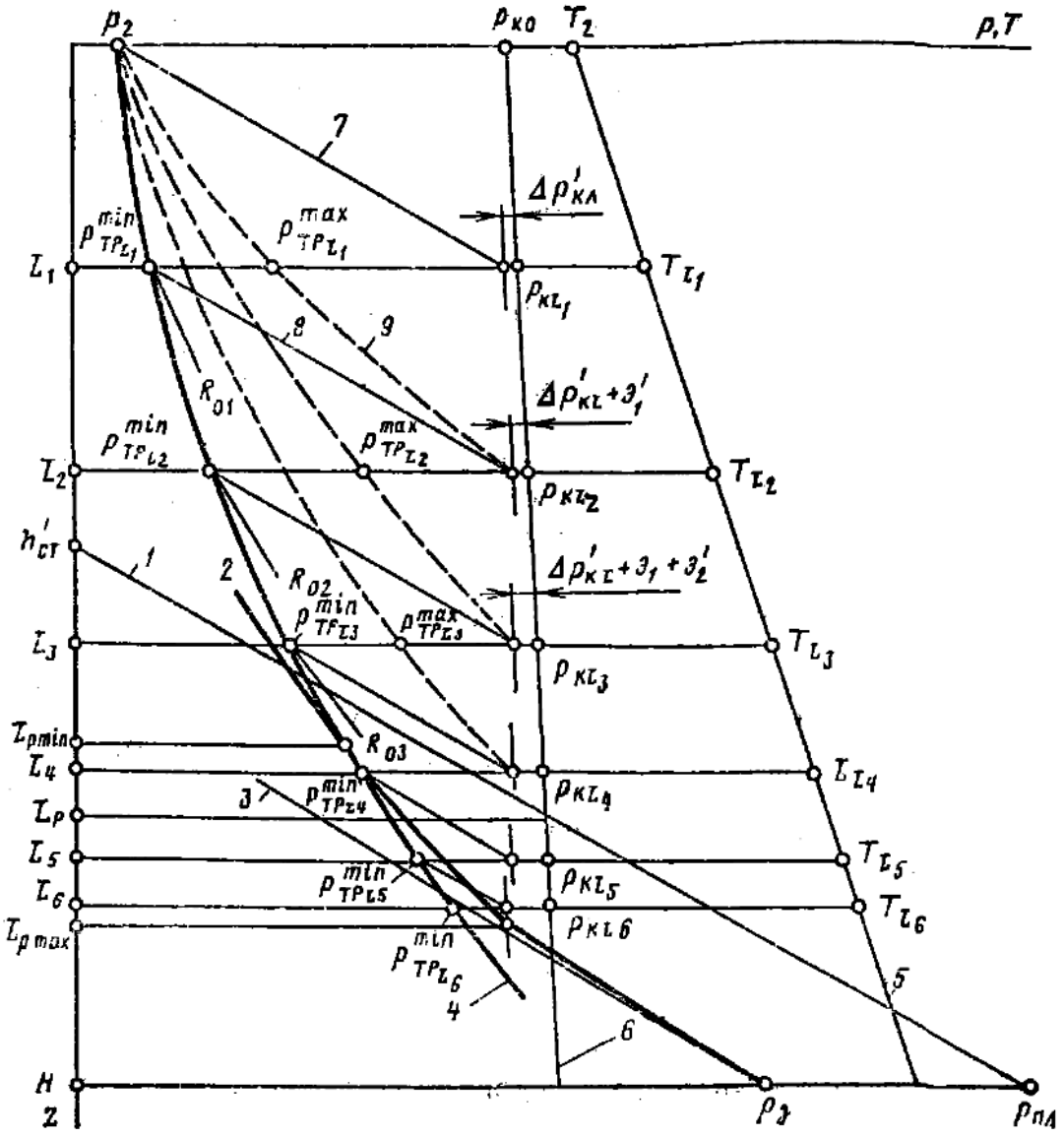


Рисунок 4.7 - Графический расчет глубины установки газлифтных клапанов

Из точки $p_{к0}$ проводят кривую 6 (можно ограничиться прямой) изменения давления газа в кольцевом (затрубном) пространстве по барометрической формуле

$$p_к(z) = p_{к0} e^{\frac{0{,}03415\bar{\rho}_г z}{z_г T_{ср}}} \quad (4.51)$$

где $\bar{\rho}_г$ — относительная плотность газа (по воздуху);

$T_{ср}$ — средняя температура газа (для ее расчета используется кривая 5 распределения температуры по стволу);

z_r — средний коэффициент сверхсжимаемости газа при средних давлении и температуре, определяемых методом последовательных приближений.

От принципа действия пусковых клапанов несколько зависит процесс пуска скважины. Рассмотрим процесс пуска с использованием наиболее распространенных сильфонных клапанов, управляемых давлением газа в кольцевом пространстве. Их особенность заключается в том, что после начала подачи газа в кольцевое пространство все клапаны в скважине открываются. На линии газоподачи у устья скважины или в газораспределительной будке устанавливают регулируемый штуцер. По мере ввода газа через последующий клапан для того, чтобы предыдущие (вышележащие) клапаны оставались закрытыми, давление газа в кольцевом пространстве ступенчато снижают. Давление открытия последующего клапана меньше давления открытия каждого предыдущего (вышележащего).

Расчет клапанов включает определение глубины их установки, расхода газа через каждый клапан, диаметра отверстия седла клапана, типоразмеров и параметров тарировки.

4.10.2 Расчет первого верхнего пускового клапана

Расчет глубины установки первого клапана L_1 целесообразнее выполнять аналитическим методом по формуле (4.11) или (4.12) для глубины установки первого пускового отверстия. Величину L_1 можно установить также графически. Для этого определяют расстояние от устья до приведенного уровня жидкости в НКТ после подачи газа в кольцевое пространство

$$h_{\text{пр}} = \left(h'_{\text{ст}} + L'_1\right) - h_1 \qquad (4.52)$$

где L'_1 — снижение уровня жидкости в кольцевом пространстве ниже статического уровня, определяемое из формулы пускового давления (4.10);

h_1 = ($p_{ко}$—p_2)/(ρg) — повышение уровня жидкости в НКТ над сниженным уровнем в кольцевом пространстве.

При пуске скважины забойное давление сначала больше $p_{пл}$, а затем меньше, т. е. отмечаются поглощение жидкости пластом и приток из пласта, что вносит изменения в размещение клапанов. Если пуск осуществляется подачей газа от компрессорной станции, то допустимо принять отсутствие поглощения при расчете $h_{пр}$ (при большом расходе газа продавка уровня кратковременна и за это время пласт поглощает очень малый объем жидкости). Поглощение обусловливает увеличение значения L_1. Отметим, что приток также учитывается с запасом, поскольку расход газа через каждый клапан ниже рассчитывается по дебиту скважины при нормальной работе. Если $h_{пр}$<0, то происходит перелив жидкости. Величина определяется как глубина, соответствующая положению точки пересечения прямой 7, проведенной из точки (p_2; 0) параллельно прямой 1, с кривой, отстоящей от кривой 6 на величину $\Delta p_{кл}'$≈0,3МПа (см. рисунок 4.7). Начальный перепад давления $\Delta p_{кл}^{I}$ обеспечивает возможность поступления газа из кольцевого пространства в НКТ, определяется глубиной установки клапана и принимается ориентировочно. Если $h_{пр}$ >0 (перелив жидкости отсутствует), то уровень в НКТ находится ниже устья и построение прямой 7 начинают тогда не из точки (p_2; 0), а из точки (p_2; $h_{пр}$).

Построив горизонталь на уровне L_1 в точках пересечения ее с линиями 4 и 6 определяют давление газа в кольцевом пространстве на уровне первого клапана $p_{кL1}$ и минимальное давление смеси в колонне НКТ на этом же уровне $p_{\text{тр}L_1}^{min}$(см. рисунок 4.7). По ближайшей снизу от точки давления $p_{\text{тр}L_1}^{min}$ кривой, отходящей от кривой минимального градиента, устанавливают удельный расход газа R_{01} (см. рисунок 4.7, кривая R_{01}). Тогда минимальный расход газа через первый пусковой клапан (для достижения минимального градиента давления в колонне НКТ выше этого клапана)

$$V_{01} = R_{01}Q \qquad (4.53)$$

где Q — дебит скважины по жидкости при нормальной работе.

Температуру газа в затрубном пространстве на уровне первого клапана T_{L_1} определяют в точке пересечения горизонтали L_1 с кривой 5.

Диаметр отверстия седла клапана d_{c1} либо вычисляют с использованием формулы политропического истечения идеального газа через штуцер, либо находят по номограмме. За давление на входе принимается p_{kL}, а на выходе $p_{\text{тр}L_1}^{min}$. Номограмма построена для газа с относительной плотностью $\rho_г$ по воздуху, равной 0,65, при температуре Т, равной 288,8К. Для других условий при расчете диаметра расход газа V_{01} умножают на поправочный коэффициент

$$K_{\text{п}} = 0{,}0731\sqrt{\bar{\rho}_{\text{г}}\text{T}} \qquad (4.54)$$

По диаметру отверстия седла выбирают типоразмер клапана, принимая клапан с ближайшим большим отверстием седла. Определяют тарировочные параметры клапана:

давление в его сильфоне (давление закрытия) на глубине установки клапана, найденной из формулы (4.17), по уравнению:

$$\text{p}_{\text{c1}} = \frac{\text{p}_{kL_1} + p_{\text{тр}L_1}^{min} K_{k1}}{1 + K_{k1}} \qquad (4.55)$$

Температурный коэффициент K_{t1} по температуре T_{L_1}; давление зарядки сильфона $p_{\text{сн}_1}$ по формуле (4.26) и номинальное давление тарировки $p_{\text{ном1}}$ по формуле (4.24).

4.10.3 Расчет второго пускового клапана

Глубину установки второго клапана L_2 определяют ординатой точки пересечения прямой 8, проведенной из точки $p_{\text{тр}L_1}^{min}$ параллельно кривой 3, с кривой, отстоящей от кривой 6 на удалении вдоль абсциссы $\Delta p_2 = \Delta p_{\text{кл}}^{\text{I}} + Э_1^{\text{I}}$, где $Э_1^{\text{I}}$ = 0,lМПа — принимаемое априорно снижение давления газа в затрубном пространстве на устье, предотвращающее открытие первого

клапана в момент поступления газа через второй клапан, приблизительно равное так называемому трубному эффекту первого клапана $Э_1$ ($Э_1 \approx Э_1^I$).

В момент поступления газа через второй клапан в НКТ устанавливается профиль давления, соответствующий пунктирной кривой 9. Для ее построения, наложив кальку на номограмму и обеспечив параллельность осей, перемещением кальки добиваются того, чтобы точка p_2 лежала на кривой 4 номограммы, а одна из линий с некоторым R_0 проходила через точку (p_{kL_2}— Δp_2). По точке пересечения кривой 9 с горизонталью L_1 находим давление $p_{\text{тр}L_1}^{min}$, которое устанавливается в трубах на уровне первого клапана в момент подачи газа через второй клапан. Тогда трубный эффект первого клапана рассчитывают по формуле

$$Э_1 = (p_{\text{тр}L_1}^{max} - p_{\text{тр}L_1}^{min})/К_{к1} \qquad (4.56)$$

где $К_{к1}$ — коэффициент клапана (первого). Отсюда видно, что для определения $Э_1$ необходимо знать L_2 и наоборот. Поэтому в силу такой неопределенности задаются перепадом давления на втором клапане Δp_2 заведомо большим $Э_1$. Тем самым предотвращается открытие первого клапана и обеспечивается возможность поступления газа из кольцевого пространства в НКТ через второй клапан. Обычно трубный эффект пусковых газлифтных клапанов редко превышает 0,1МПа. Необходимость учета трубного эффекта объясняется следующим. При поступлении газа через первый клапан жидкость выбрасывается из НКТ и градиент давления смеси в трубах уменьшается от максимального значения (прямая 7) до минимального (кривая 4). Перепад давления на клапане увеличивается от $\Delta p'_{кл}$ до ($p_{кL_1} - p_{\text{тр}L_1}^{min}$). Соответственно увеличивается расход газа до максимального значения V_{01} и уменьшается давление газа в кольцевом пространстве до давления закрытия первого клапана. Клапан закрывается. Уменьшение давления газа в кольцевом пространстве достигается тем, что газ подается через регулируемый штуцер, установленный у устья или на газораспределительном пункте.

После закрытия первого клапана давление газа в кольцевом пространстве увеличивается, уровень жидкости там снижается. Давление открытия второго клапана задается меньшим давления открытия первого клапана, и второй клапан открывается. Газ начинает поступать через второй клапан и устанавливается градиент давления, соответствующий кривой 9. В это время на уровне первого клапана давление повышается от $p_{\text{тр}L_1}^{min}$, до $p_{\text{тр}L_1}^{max}$, что может привести к открытию первого клапана. Для того, чтобы первый клапан был закрыт при подаче газа через второй, давление закачиваемого газа снижают на величину трубного эффекта первого клапана.

Аналогично расчету первого клапана определяют остальные параметры: $p_{\text{к}L_2}$, $p_{\text{тр}L_2}^{min}$, R_{02}, V_{02}, T_{L_2}, d_{c2}, p_{c2}, K_{12}, $p_{\text{сн}2}$, $p_{\text{ном}2}$, причем за давление на входе в клапан (давление открытия) принимается значение $(p_{\text{к}L_2} - Э_1)$.

4.10.4 Расчет следующих пусковых и рабочего клапанов

Расчеты следующих пусковых клапанов выполняются аналогично. За давление на входе в n-й клапан принимается значение $(p_{\text{к}L_n} - \sum_{i=1}^{n-1} Э_i$. Расчет выполняют до тех пор, пока глубина установки n-го пускового клапана не превысит глубину установки рабочего клапана L_p. Расчет прекращают на (n—1)-м пусковом клапане.

Минимальная глубина установки рабочего клапана $L_{p\ min}$ определяется ординатой точки пересечения кривых 2 и 4, а максимальная глубина установки рабочего клапана $L_{p\ max}$ — ординатой точки пересечения кривой 4 с кривой, проведенной параллельно кривой 6 на удалении вдоль абсциссы $\Delta p_n = p_{\text{к}L_2} - \Delta p'_{\text{кл}} - \sum_{i=1}^{n-1} Э_i$. Если глубина L_p не рассчитана из условий оптимального режима, то при наличии достаточно большого давления закачки газа с целью уменьшения удельного расхода глубину установки рабочего клапана можно принять $L_{p\ max}$.

Рабочее давление закачки газа принимают ниже давления закрытия пусковых клапанов, приведенного к устью скважины.

Расчет выполнен для случая, когда газ подается из рабочей газовой линии. Если рабочее давление меньше принятого $p_{к0}$, то максимальная глубина установки рабочего клапана определяется пересечением линии этого давления в скважине с кривой 2. Для пуска скважины при рабочем давлении требуется установка большего числа пусковых клапанов, однако отпадает необходимость в строительстве пусковые газопроводов или применения пусковых компрессоров.

Учет $\Delta p^{I}_{кл}$' и $Э_i$ приводит к увеличению числа пусковых клапанов (приблизительно на 10 %), что обеспечивает надежность системы пуска [2,14,16].

4.11 Системы газоснабжения и газораспределения

Технически правильно организованная система газлифтной эксплуатации обязательно должна предусматривать использование отработанного в газлифтных скважинах газа низкого давления или так называемый замкнутый технологический цикл. Сущность его состоит в сборе отработанного газа и подаче его вновь на прием компрессоров, снабжающих газлифтные скважины газом высокого давления. Источником газа высокого давления могут быть как компрессорные станции, так и скважины чисто газовых месторождений. Отработанный газ после интенсивного перемешивания с нефтью в подъемных трубах насыщается тяжелыми газообразными углеводородами и для повторного использования требует предварительной подготовки.

Природный газ газовых месторождений так же нуждается в предварительной подготовке - в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистралях и в контрольно-

измерительной арматуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения. Подготовка газа - отделение конденсата и осушка - может производиться различными способами и составляет особую проблему, начиная от сооружения специальных газоперерабатывающих заводов с установками для низкотемпературной сепарации, абсорбционных установок для отделения тяжелых бензиновых фракций, осушки газа от влаги при его прокачке через «молекулярные сита» (твердые адсорбенты - молекулярные сита), очистки от сероводорода, механических примесей и др. до простого подогрева газа в беспламенных газовых печах перед подачей его в скважины. При использовании природного газа важно не допустить снижения давления ниже необходимого уровня в процессе предварительной подготовки газа. В наиболее простом виде подготовка осуществляется на специальных установках и состоит в следующем.

1. Дозированный ввод в поток газа на устье газовых скважин ингибиторов для предотвращения гидратообразования. Такими ингибиторами могут быть растворы хлористого кальция ($CaCl_2$), гликоли, метанол и др.

2. Охлаждение газа с одновременным частичным понижением давления с последующим пропусканием его через сепараторы для отделения сконденсировавшейся капельной жидкой фазы.

3. Дросселирование газа через последовательную систему штуцеров для снижения давления газа до нужных пределов.

4. Подогрев газа в газовых пламенных или беспламенных печах до температуры 60—90°С.

5. Пропуск газа через сосуды высокого давления - фильтры-пылеуловители для отделения механических примесей, вызывающих эрозию газлифтных клапанов, контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры и ряд других осложнений в работе всего газлифтного хозяйства. Для стабилизации давления в промысловой газораспределительной сети

перед установкой по подготовке газа предусматривают регулятор давления «после себя». При движении по промысловым распределительным сетям газ охлаждается и газоконденсат, который улавливается в сепараторах и автоматически отводится при его накоплении по конденсатопроводам в нефтяную групповую установку.

Опыт внедрения газлифта показал, что наиболее простым способом предотвращения осложнений в работе системы газораспределения, связанных с гидратообразованием, является подогрев газа. С этой целью разработаны передвижные подогреватели газа (ППГ-1), состоящие из двух секций трубчатого змеевика. В первой секции змеевик нагревается за счет теплоизлучения от раскаленных панелей беспламенных газовых горелок. Во второй секции - за счет конвективного подогрева отходящими газами. Змеевики, нагревательные элементы, а также вся автоматика подогревателя крепятся на сварной металлической конструкции, снабженной салазками для транспортировки. Нагревательные элементы питаются горячим газом низкого давления. Отклонение температуры уходящего газа от заданной воспринимается регулятором температуры, воздействующим на клапан топливного газа. При увеличении температуры давление топливного газа понижается и наоборот. Установка, технические характеристики которой представлены в таблице 4.3, снабжена необходимой автоматикой, запальным устройством и работает на автоматическом режиме.

Таблица 4.3 - Техническая характеристика установки

Производительность, $м^3$/сут	$15\text{-}10^4$
Нагрев газа, °С	до 95
Расход топлива при давлении 50—70 кПа, $м^3$/ч	20-30
Температура уходящего газа, °С	215—230
Максимальное давление подогреваемого газа, МПа	20
Гидравлические потери давления газа в змеевике, МПа	0,1—0,15
К. п. д.	0,75—0,83
Габаритные размеры, м	4,3х2,5х2,7
Масса, т	7,5

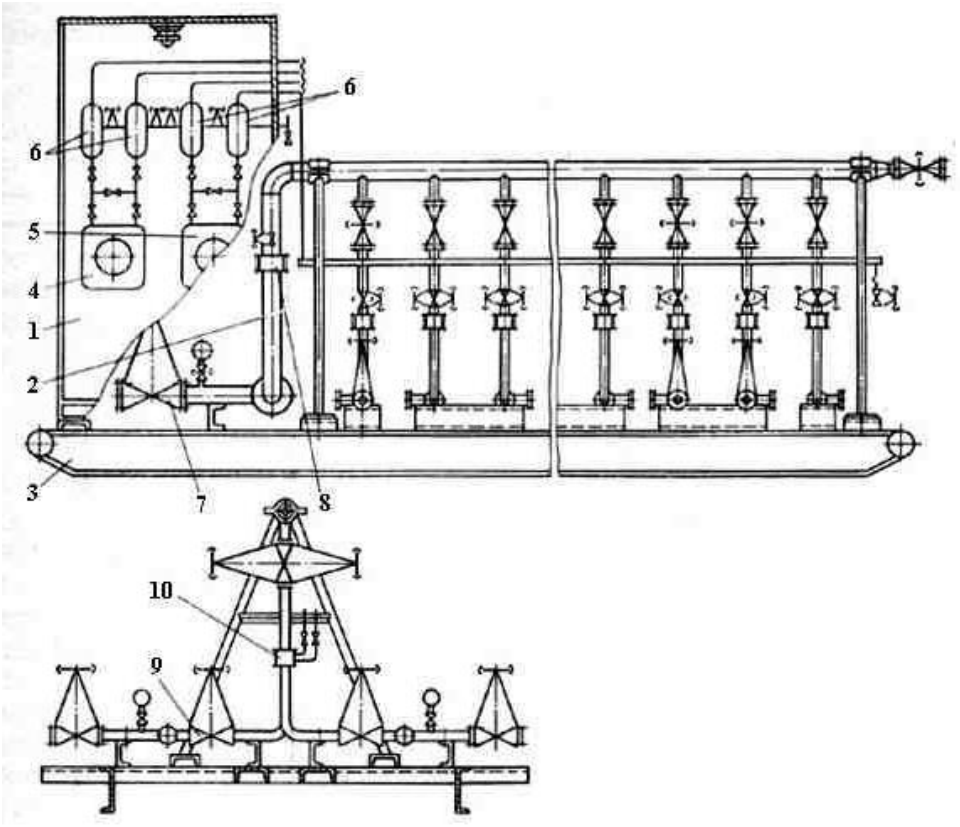


Рисунок 4.8 - Блочная газораспределительная батарея для газлифтной эксплуатации: 1 – шкаф КИП; 2 – трубопроводная обвязка; 3 – рама; 4, 5 – дифманометры; 6 – разделительный сосуд; 7 – запорная арматура; 8, 10 – диафрагма; 9 – регулирующая арматура

Подогреватели ППГ-1 и его модернизированная модель ППГ1-64 нашли широкое применение на отечественных промыслах с развитой газлифтной эксплуатацией. Подогреватели устанавливаются непосредственно у газовых скважин, иногда вдоль самого газопровода или перед газораспределительным пунктом (ГРП).

В ГРП сосредоточено все управление и контроль за работой группы ближайших газлифтных скважин. Обычно к ГРП подводятся две линии - линия высокого давления для пуска скважин и линия нормального давления для работы газлифтных скважин.

Регулировка рабочего давления и измерение расхода газа по каждой газлифтной скважине осуществляются на ГРП, в которых устанавливаются одна или несколько блочных газораспределительных батарей (ГРБ-14). ГРБ-

14 рассчитана на подключение 14 скважин, изготавливается в заводских условиях и доставляется на ГРП в собранном виде (рисунок 4.8).

Батарея смонтирована на раме, имеет габариты 8х2м, и массу 5т. Суточный расход на одну скважину 5 - 12тыс.м^3. На каждой линии установлен игольчатый регулировочный вентиль и измерительная шайба. Дифференциальное давление до и после шайбы по тонким трубкам подается на регистрирующий самопишущий прибор с часовым механизмом для круглосуточной записи абсолютного давления и расхода на круглом бумажном бланке, отградуированном в процентах от максимального паспортного значения этих величин. В ряде случаев на линиях к скважинам устанавливается регулировочный клапан с мембранным исполнительным механизмом (МИМ), связанным с расходомером особой конструкции и позволяющим автоматически поддерживать заданный режим работы газлифтной скважины без ручной регулировки игольчатым вентилем. Трубопроводная обвязка и соответствующая запорная арматура позволяют осуществлять питание каждой скважины либо от пусковой, либо от рабочей линий. Выкидные линии скважин оборудуются обратными клапанами.

В помещениях, где размещаются ГРБ, устанавливаются взрывобезопасное освещение и вентиляционные устройства. Кроме того, в нагнетаемый в газлифтные скважины газ часто вводят различные ингибиторы или ПАВы для борьбы с образованием стойких эмульсий и лучшего диспергирования газожидкостных смесей, которое снижает потери давления на относительное скольжение газа и повышает к. п. д. подъема. Обработка эмульсий ПАВами уменьшает их эффективную вязкость, что также приводит к повышению к.п.д. и снижению удельных расходов нагнетаемого газа. Вводить ингибиторы и ПАВы удобнее всего на ГРП, на которых для этих целей кроме ГРБ устанавливают специальные дозировочные насосы с регулируемой и очень малой подачей. При ГРП сооружают легкое помещение для хранения затаренных ПАВов и для приготовления их растворов в специальных емкостях. Из емкости

дозировочные насосы раствор ПАВа подают индивидуально в газовую линию каждой скважины пропорционально расходу газа пли подаче скважин. В чисто нефтяные скважины растворы ПАВа не подаются [2,16].

4.12 Исследование газлифтных скважин

Газлифтные скважины исследуют методом установившихся режимов.

Исследование газлифтных скважин необходимо для:

- установления режима работы скважины с минимальным расходом нагнетаемого газа;
- снятия индикаторной линии или определения уравнения притока;
- определения глубины ввода газа в лифт;
- снятия профиля притока при эксплуатации многопластового горизонта с помощью скважинных дебитомеров.

4.12.1 Технология исследований

В практике исследования получил применение метод АзНИИ ДН. Сущность его заключается в том, что изменение дебита скважины Q достигается изменением расхода газа $V_{0\ зак.}$ Исследование начинают с максимальных расходов газа и продолжают до минимальных значений. Этим обеспечивается вероятность ввода газа через рабочий газлифтный клапан. Расход газа изменяют либо на ГРБ, либо непосредственно на скважине. Изменение расхода газа вызывает неустановившиеся режимы течения в газопроводе, стволе скважины и выкидном трубопроводе, а так же в пласте. Поэтому после изменения режима выжидают (обычно не менее 24ч) его стабилизацию, в наступлении которой убеждаются путем неоднократных (три — четыре раза) измерений расхода газа, давлений на устье. Число режимов обычно принимают в пределах пяти. Исследование заканчивается,

если достигнуто существенное изменение Q при росте и дальнейшем уменьшении с переходом через максимум. На каждом установившемся режиме одновременно измеряют расход $V_{0\ зак}$ и давление $p_р$ закачиваемого газа, дебит жидкости Q и газа $V_г$ (закачиваемого и притекающего), отбирают пробы жидкости для определения обводненности и концентрации песка в продукции.

Желательно с этим совмещать измерение забойного давления $p_з$, поинтервальные измерения давления в подъемнике p(z) и снятие профиля притока флюидов (глубинная дебитометрия, термометрия). Поинтервальные измерения давления p(z) позволяют контролировать глубину ввода газа в НКТ, выявлять неполадки в работе газлифтных клапанов и негерметичности НКТ. Более точно это можно установить путем непрерывной записи температуры T(z) в подъемных трубах высокочувствительным электротермометром или проведением фонометрии. При колебаниях $p_р$ любой пусковой газлифтный клапан может работать как рабочий. На кривых T(z) в местах притока газа наблюдается излом вследствие охлаждения при дросселировании газа. Фонометр (шумопеленгатор) представляет собой микрофон, спускаемый в скважину на кабеле. На глубине работающего клапана он непосредственно отмечает появление интенсивного шума.

4.12.2 Обработка результатов исследования

По результатам исследования строят графические зависимости: а) индикаторную линию $Q(\Delta p)$ или $Q(p_з)$; б) кривую лифти рования $Q(V_{0\ зак})$. Кривая $Q\ (V_{0\ зак})$ напоминает по характеру кривую лифтирования, однако она снята при переменных p_1 и p_2 (рисунок 4.9). Строят также зависимости $R_{0\ зак}$ $(V_{0зак})$, $p_р(V_{0\ зак})$ и $p_з\ (V_{0\ зак})$. Точка В соответствует оптимальному режиму работы ($Q_{опт}$; $V_{0\ опт}$) при минимальном удельном расходе газа $R_{0\ min}$, а точка С—максимальному режиму (Q_{max}, $V_{0\ max}$, минимум $p_р$ И $p_з$). Точку В можно

найти с помощью касательной (пунктирная линия). Дебит Q = 0 при $p_з = p_{пл}$, что можно оценить путем экстраполяции.

По результатам исследования определяют параметры пласта и устанавливают рациональный технологический режим работы скважины, соответствующий требованиям разработки залежи. Критерием рациональности может также служить минимум $R_{0\ зак}$ или максимум Q. Обычно область рациональных режимов лежит между $R_{0\ min}$ и Q_{max}. При этом необходимо также учитывать рабочее давление газа $p_р$, ресурсы газа и коэффициент полезного действия газлифта. Может ставиться задача получения максимального количества жидкости (нефти) при заданном суммарном расходе газа, т. е. при минимальном удельном расходе газа в среднем по всем скважинам. Эту задачу можно решить по методике распределения газа в условиях его дефицита методом динамического программирования или более точным аналитическим методом.

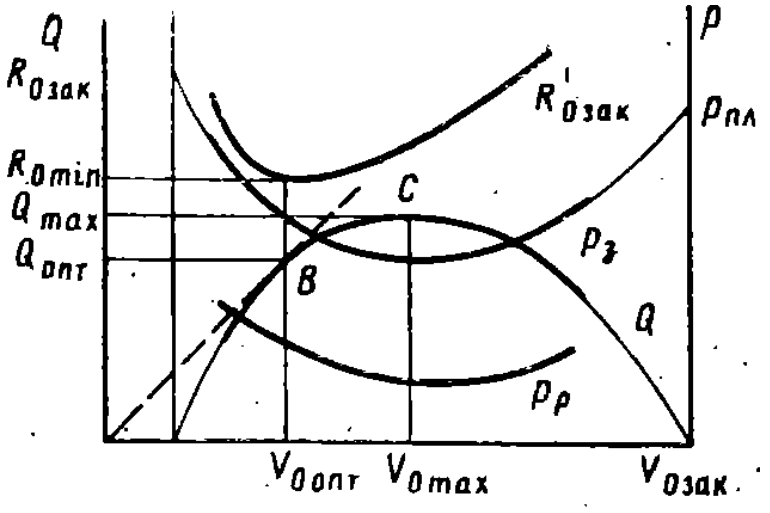


Рисунок 6 Зависимость параметров работы газлифтной скважины от расхода закачиваемого газа

Часто ограничиваются измерением $V_{0\ зак}$, $p_р$ и Q. Поэтому для построения индикаторной линии требуется расчет $p_з$. По нисходящему потоку газа рассчитывают давление у башмака труб p_1, а для перехода к забойному давлению $p_з$ необходимо учесть гидростатическое давление газоводонефтяной смеси в интервале между башмаком и забоем и потери давления на трение смеси. При расчете p_1 по $p_р$ можно использовать формулу

Адамова или ограничиться барометрической формулой. Потери на трение газа в газлифтной скважине составляют примерно 1—2 % p_p [11,12].

4.13 Внутрискважинный газлифт

Для организации внутрискважинного бескомпрессорного газлифта газовый пласт должен обладать достаточной энергией (давлением и запасами газа) для устойчивой и продолжительной работы.

4.13.1 Технологические схемы

Возможны различные технологические схемы ввода газа. По схеме рисунок 4.10, *а* газовый пласт залегает над нефтяным. В скважину спускается один ряд НКТ 3 с двумя гидравлическими пакерами: нижний 10 разобщает газовый и нефтяной пласты; верхний 5 отделяет затрубное пространство от газового пласта высокого давления. Между пакерами имеется газлифтная камера 6 с газлифтным клапаном 7 или штуцерным устройством для регулирования расхода вводимого газа. Дополнительно в схему введены следующие узлы: обратный клапан 11 для опрессовки НКТ и пакеров, посадки верхнего и нижнего гидравлических пакеров созданием избыточного давления в НКТ (это башмачный срезной или съемный клапан, который спускается и поднимается на проволоке канатным методом); циркуляционные клапаны (верхний 4 для освоения, глушения скважины и обеспечения эксплуатации одновременно по НКТ и затрубному пространству при необходимости получения высоких отборов; нижний 9 для промывки возможных отложений песка и грязи перед подъемом нижнего пакера из скважины); телескопическое устройство 8, обеспечивающее поочередной срыв пакеров перед подъемом из скважины.

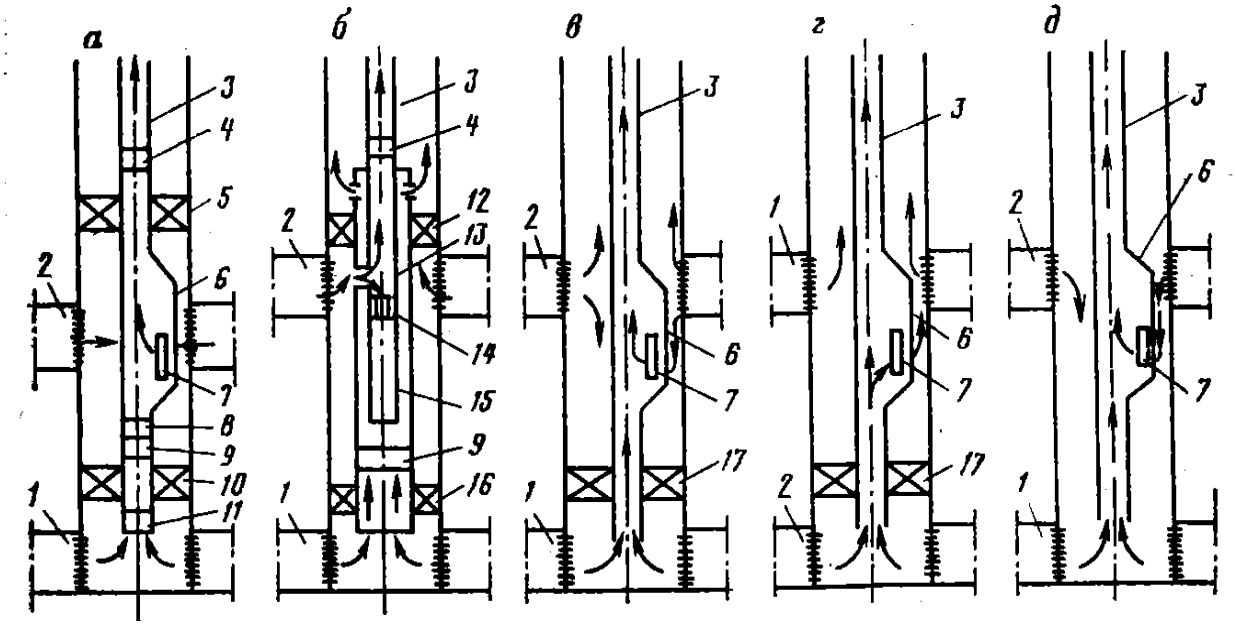


Рисунок 4.10 - Технологические схемы внутрискважинного газлифта: 1 – нефтяной пласт; 2 – газовый пласт; 3 – НКТ; 4 – верхний циркуляционный клапан; 5 – верхний гидравлический пакер; 6 – скважинная газлифтная камера; 7 – газлифтный клапан; 8 – телескопическое устройство; 9 - нижний циркуляционный клапан; 10 – нижний гидравлический пакер; 11 – обратный клапан; 12 – верхний гидромеханический пакер; 13 – узел перекрестного течения; 14 – штуцер; 15 – колонна труб; 16 – нижний гидромеханический пакер; 17 – пакер.

5 Применение газлифтных скважин на Лугинецком месторождении

На Лугинецком месторождении эрлифт использовался в период 1995-2001гг., добыто 44,5тыс.т нефти. На 01.01.2005г. большинство действующих скважин добывающего фонда являлись фонтанными, из 138 действующих скважин фонтанировали 94 скважины, 31 скважина эксплуатировались ЭЦН, на ШГН и газлифт приходилось 13 скважин. Бескомпрессорный газлифт применялся только в период 2003-2007гг., добыча нефти составила 6,8тыст. (таблица 5.1).

Таблица 5.1 - Основные показатели разработки за 2007 год

Показатели	по месторождению	по объектам			
		$Ю_1^{0-1-2}$	$Ю_1^3$	$Ю_1^4$	$Ю_2$
1	2	3	4	5	6
1. Годовая добыча нефти с конденсатом, тыс. т	666.2	67.4	399.2	185.6	14.0
в том числе конденсата, тыс.т	223.6	21.2	76.1	113.8	12.5
2. Годовая добыча жидкости, тыс т	1772.0	98.9	1165.0	482.7	25.4
3. Накопленная добыча нефти с конденсатом, тыс.т	17650.5	1118.5	7961.6	8441.5	128.9
в том числе накопленная добыча конденсата, тыс т	1807.7	133.4	664.8	978.5	30.8
в том числе фонтан	14324.3	915.5	5832.9	7448.8	127.1
ЭЦН	2593.6	132.8	1516.0	944.4	0.4
ШГН	681.2	68.6	589.2	22.1	1.3
газлифт	6.8	1.4	2.7	2.7	0.0
плунжерные установки	44.5	0.2	20.8	23.5	0.0
4. Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	23925.6	1299.5	10939.6	11378.2	308.2
5. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов, %	35.2	21.6	36.8	47.8	2.4
6. Текущий коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.123	0.063	0.131	0.177	0.008
7. Среднегодовая обводнённость, %	62.4	31.9	65.7	61.5	44.9
8. Среднегодовой дебит действующей скважины, т/сут по нефти	8.6	4.0	7.2	3.1	0.9
по жидкости	34.6	6.7	30.1	24.8	16.3
10. Дебит ЭЦН, т/сут по нефти с конденсатом	19.8	9.2	18.0	5.0	0.4
по жидкости	68.6	16.2	56.5	42.0	23.8
11. Дебит ШГН, т/сут. по нефти с конденсатом	5.3	3.5	5.5	0.0	0.0
по жидкости	13.9	4.0	14.8	0.0	0.0
12. Дебит фонтанной скважины, т/сут по нефти с конденсатом	9.6	3.0	4.0	12.2	9.1
по жидкости	14.7	3.7	7.9	16.4	16.3
13. Дебит БКГ, т/сут по нефти с конденсатом	0.7	0.1	0.3	0.3	0.0
по жидкости	1.6	0.1	0.3	1.2	0.0

Добыча нефти по $Ю_1^4$ велась в 2007г. в основном из фонтанных скважин – 152.6тыс.т (82.2% годовой добычи нефти по пласту), из механизированных скважин добыто только 33.0тыс. т (17.8%), все скважины оборудованы насосами ЭЦН. На 1.01.2007год (таблица 5.2) в действующем фонде числились две скважины БКГ (скважины с внутрискважинным газлифтом), где газовый (верхний) и нефтяной (нижний) пласты разделены пакером, а по стволу НКТ были размещены 5 клапанов (мандрелей) срабатывающих при определённом давлении газа в затрубном пространстве. Идея заключалась в том, что верхний (газовый) пласт аэрирует через клапана в НКТ столб жидкости, которая поступает из нижнего (нефтяного) пласта. В течение года в скважинах: №№724 ($Ю_1^1$+$Ю_1^3$+$Ю_1^4$), 1310 ($Ю_1^2$+$Ю_1^3$+$Ю_1^4$) велась совместная эксплуатация объектов, и использовался бескомпрессорный газлифт, суммарная добыча нефти составила 99тонн. Скважины №№724,1310 переведены в бездействующий фонд в июле 2007г., для определения источника обводнения.

Для работы БКГ необходимо было обеспечить приток газа в затруб из газовых пластов. Но, к сожалению после спуска установок, газовые пласты были блокированы раствором глушения и впоследствии так и не освоились и на 11.2007г. оборудование по внутрискважинному газлифту из скважин извлечено.

Таблица 5.2 - Использование пробуренного фонда скважин по месторождению и каждому из объектов на 1.01.2007 г.

	Характеристика фонда скважин	Объект				По месторождению
		$Ю_1^{0+1+2}$	$Ю_1^3$	$Ю_1^4$	$Ю_2$	
	Общий фонд (включая нагнетательные по проекту)	58(30+25*+3*****)	276(175+25*+71**+2****+3*****)	130(52+71**+2***+2****+3*****)	7(3+2***+2****)	385
	в т. числе действующие	35(16+16*+3*****)	138(73+16*+45**+1****+3*****)	66(16+45**+1***+1****+3*****)	2(1***+1****)	171
Фонд добывающих скважин	фонтанные	23(11+12*)	85(38+12*+34**+1****)	50(14+34**+1***+1****)	2(1***+1****)	111
	ЭЦН	6(2+3*+1*****)	38(23+3*+11**+1*****)	14(2+11**+1*****)	0	42
	ШГН	4(3+1*)	13(12+1*)	0	0	16
	ГАЗЛИФТ	2(2*****)	2(2*****)	2(2*****)	0	2
	бездействующие	2(2)	16(12+0*+4**)	8(4+4**)	0	22
	в освоении после бурения	0	0	0	0	0
	в консервации	7(5+2*)	42(36+2*+4**)	17(13+4**)	0	62
	пьезометрические и наблюдательные	0	1(1)	2(2)	1(1)	5
	ликвидированные	1(1)	2(2)	3(3)	0	25 (в т.ч. 19 развед.)
	в ожидании ликвидации	13(6+7*+0*****)	76(54+7*+14**+1****)	31(15+14**+1***+1****)	4(2+1***+1****)	100
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд (включая добывающие по проекту)	27(10+17*)	109(59+17*+32**+1****)	63(30+32**+1****)	2(1+1****)	150
	в т. числе действующие	10(10*)	59(33+10*+16**)	29(13+16**)	0	72
	бездействующие	15(8+7*)	50(26+7*+17**)	34(17+17**)	1(1)	76
	в освоении после бурения	0	0	0	0	0
	в консервации	0	0	0	0	0
	пьезометрические	0	0	0	0	0
	ликвидированные	0	0	0	0	0
	в ожидании ликвидации	2(2)	0	0	0	2

Примечание: *- совместная эксплуатация объектов I+II; **- совместная эксплуатация объектов; ***- совместная эксплуатация объектов; ****- совместная эксплуатация объектов II+III+IV($Ю_1^3$+$Ю_1^{4+}$Ю2); *****- совместная эксплуатация объектов I+II+III

$(IO_1^{0+1+2}+IO_1^3)$ II+III$(IO_1^3+IO_1^4)$ III+IV$(IO_1^4+IO_2)$

Обязательное выполнение комплекса исследований позволяет накопить данные о процессе разработки месторождения по каждой скважине и в итоге создать систему эффективного управления разработкой месторождения. Контроль за разработкой Лугинецкого месторождения промыслово-геофизическими методами осуществляется с начала его ввода в эксплуатацию (таблица 5.3).

Таблица 5.3 - Периодичность проведения геофизических исследований при контроле за разработкой Лугинецкого месторождения

Категории и виды скважин	**Исследование профиля притока**	**Определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перф.**	**Исследование профиля поглощения**	**Определение пластовой температуры**	**Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности**	**Контроль положения ГНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности**	**Обследование состояния обсадной колонны**
1	2	3	4	5	6	7	8
1.Действующие добывающие:							
1.1.фонтанные	○	○		◒	○	○	К
1.2.газлифтные	○	○		◒	○	○	К
1.3.оборудованные ЭЦН							К
1.4.оборудованные ШГН	○	○		◒	○	○	К
2.Действующие нагнетательные			◒	◒			○
3. Пьезометрические							
4. Скважины по которым проводятся ГТМ (ремонты):							
4.1. до ГТМ	I	К		◒			I
4.2. после ГТМ	К	К		◒	Н	Н	I
5. Наблюдательные и опорной сети				◒	◒	◒	
6. Скважины переводящиеся из добывающих в наблюдательные:							
6.1. до перевода			I	◒			
6.2. после перевода	I	I	I	◒			
7. Скважины переводящиеся из добывающих в пьезометрические:							
7.1. до перевода	I	I					
7.2. после перевода				◒			

Условные обозначения:

◔ исследования 1 раз в квартал

◒ исследования 1 раз в полугодие

○ исследования 1 раз в год

I исследования разовые

К исследования при капитальном ремонте

Н исследования при необходимости

Таблица 5.4 - Использование пробуренного фонда скважин по месторождению и каждому из объектов на 01.01.08 г.

	Характеристика фонда скважин	Объект				
		$Ю_1^{0+1+2}$	**$Ю_1^3$**	**$Ю_1^4$**	**$Ю_2$**	**По месторождению**
Фонд добывающих скважин	Общий фонд (включая нагнетательные по проекту)	80(52+25[1]+3[5])	273(170+25[1]+72[2]+2[4]+3[5]+1[6])	141(61+72[2]+3[3]+2[4]+3[5])	14(8+3[3]+2[4]+1[6])	397
	в т. числе действующие	30(15+14[1]+1[5])	124(65+14[1]+42[2]+1[4]+1[5]+1[6])	68(23+42[2]+1[3]+1[4]+1[5])	6(3+1[3]+1[4]+1[6])	166
	фонтанные	18(9+9[1])	65(28+9[1]+26[2]+1[4]+1[6])	50(22+26[2]+1[3]+1[4])	6(3+1[3]+1[4]+1[6])	100
	ЭЦН	8(4+3[1]+1[5])	50(30+3[1]+16[2]+1[5])	18(1+16[2]+1[5])	0	55
	ШГН	4(2+2[1])	9(7+2[1])	0	0	11
	ГАЗЛИФТ	0	0	0	0	0
	бездействующие	10(3+5[1]+2[5])	37(16+5[1]+14[2]+2[5])	21(4+14[2]+1[3]+2[5])	1(1[3])	45
	в освоении после бурения	0	0	0	2(2)	2
	в консервации	9(7+2[1])	41(35+2[1]+4[2])	17(13+4[2])	0	61
	пьезометрические и наблюдательные	1(1)	1(1)	2(2)	1(1)	5
	ликвидированные	20(20(в т.ч. 19 развед.))	2(2)	4(4)	0	26 (в т.ч. 19 развед.)
	в ожидании ликвидации	10(6+4[1])	68(51+4[1]+12[2]+1[4])	29(15+12[2]+1[3]+1[4])	4(2+1[3]+1[4])	92
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд (включая добывающие по проекту)	29(10+19[1])	119(62+19[1]+37[2]+1[4])	65(26(1 совместно с $Б_{15}$)+37[2]+1[3]+1[4])	2(1[3]+1[4])	156
	в т. числе действующие	10(10[1])	72(36+10[1]+25[2]+1[4])	40(14+25[2]+1[4])	1(1[4])	86
	бездействующие	17(8+9[1])	47(26+9[1]+12[2])	25(12(1 совместно с $Б_{15}$)+12[2]+1[3])	1(1[3])	68
	в освоении после бурения	0	0	0	0	0
	в консервации	0	0	0	0	0
	пьезометрические	0	0	0	0	0
	ликвидированные	0	0	0	0	0
	в ожидании ликвидации	2(2)	0	0	0	2

Примечание: [1]- совместная [2]- совместная [3]- совместная [4]- совместная [5]- совместная [6]- совместная эксплуатация

эксплуатация объектов I+II ($Ю_1^{0+1+2}$+$Ю_1^3$)	эксплуатация объектов II+III($Ю_1^3$+$Ю_1^4$)	эксплуатация объектов III+IV($Ю_1^4$+$Ю_2$)	эксплуатация объектов II+III+IV($Ю_1^3$+$Ю_1^{4+}Ю_2$)	эксплуатация объектов I+II+III	объектов II+IV($Ю_1^3$+$Ю_2$)

Эксплуатация скважин в режиме газлифта не ограничивает газосодержание продукции скважин. Оценочный расчет для скважин с газовым фактором менее 200м^3/т показывает, что для эффективной добычи достаточно обеспечить дополнительную подачу газа в количестве до 100-150м^3 на м^3 продукции скважин при устьевом давлении не менее 12МПа.

Но для этого дополнительно требуются крупные затраты на установку подготовки газа (УПГ), высокопроизводительные компрессоры высокого давления, распределительную гребенку и систему газопроводов высокого давления. Даже с учетом того, что на месторождении уже имеется компрессорная станция, потребуется ее реконструкция, включающая установку дополнительных ступеней компримирования, создание разветвленной сети газопроводов высокого давления к кустам газлифтных скважин. Поскольку УПН и ГКС размещается практически в центре месторождения, сеть внутрипромысловых газопроводов будет весьма протяженной. Поэтому применение компрессорного газлифта потребует больших капитальных затрат и не рекомендуется вследствие сложности в реализации и очевидной нерентабельности.

Учитывая высокий газовый фактор (объемное газосодержание продукции) на месторождении, для малодебитных скважин продлить срок стабильного фонтанирования в условиях роста обводнения продукции можно, используя внутрискважинный газлифт с плунжер-лифтом. Источником газа в этом случае является только продуктивный пласт. Для использования внутрискважинного газлифта с плунжер-лифтом можно рекомендовать скважины с подтвержденным газожидкостным отношением более 190м^3/м^3 (более 234м^3/т).

Данный метод позволяет более полно использовать энергию пласта, уменьшая проскальзывание газа через пробку жидкости в насосно-компрессорной трубе за счет использования разделительного поршня – плунжера. Оборудование скважины в этом случае включает установку амортизатора на нижнем башмаке колонны (вблизи интервала перфорации),

амортизатор, ловитель и лубрикатор для плунжера на устье скважины, а также автоматическое отсечное устройство, обеспечивающее своевременное открытие-закрытие выкидной линии на основании данных датчика давления в затрубном пространстве и концевого датчика прихода поршня на устье скважины.

На месторождении имеется опыт проведения работ по внедрению внутрискважинного газлифта. В частности в 1998-1999гг. велась опытная эксплуатация комплекта оборудования фирмы Ferguson Beargauard (Canada), показавшая удовлетворительные результаты, однако прекращенная по организационным причинам. В 2003-2004гг. на двух скважинах было смонтировано оборудование так называемого бескомпрессорного газлифта (БКГ, производство НЗИВ, г. Искитим), обеспечивающего подъем жидкости за счет газа, поступающего из газовых пластов в затрубное пространство. Поступление газа в НКТ обеспечивалось пятью газлифтными клапанами (мандрелями), размещенными по длине НКТ. Вследствие блокировки газовых пластов раствором глушения было зафиксировано отсутствие притока газа, вследствие чего испытания были прекращены.

Таким образом, применение внутрискважинного газлифта на месторождении сопряжено с необходимостью привлечения специализированных сервисных организаций и квалифицированных специалистов, отсутствующих в регионе, что не позволяет организовать широкомасштабное внедрение данной технологии.

6 Экономическая часть

6.1 Расчет экономической эффективности газлифта

В калькуляции статей себестоимости добычи нефти большая часть (более 80%) эксплуатационных расходов (без учета налогов и амортизации) относится на скважины:

Прямые затраты, зависящие от добычи жидкости — это затраты на электроэнергию, которые составляют в себестоимости добычи нефти 25-35%,распределяются на:

- извлечение жидкости 63%;
- поддержание пластового давления 27%;
- на подготовку нефти, газа и воды 7%;
- на водозабор 1,6%;
- прочее 1,4%;

Рассмотрим экономическую эффективность применения газлифтного способы добычи нефти(таблица 6.1):

Таблица 6.1 - Эффективность применения газлифта

Показатели	Без газлифтного клапана	С газлифтным клапаном
Кол-во ремонтов	11	5
Цена УЭЦН, тыс. руб	300	
ПРС, тыс. руб.	200	
Затраты на ремонт в месяц/зима, тыс. руб.	5 500 / 33 000 [5500* 6 мес.]	2 500 / 15 000 [2 500* 6 мес.]
Разница в затратах в зимний период. тыс. руб.	18 000	
Цена одной тонны нефти, тыс. руб.	4000	
Суточная добыча нефти (20 скв .), т.	96	144

Продолжение таблицы 6.1

Месячная добыча нефти (20скв.), т.	2880 [96 *30]	4320 [144*30]
Выручка от реализации, тыс. руб.	11520 [2880 * 4000]	17280 [4320 * 4000]
Экономический эффект за зимний период, тыс.руб.	4932 [17280-11520] +18 000 = 23760	

Таблица 6.2 - Варианты для сравнения экономической эффективности внедрения газлифта: до перевода на газлифтную эксплуатацию.

№ скважины	Среднесуточный дебит		Годовой отбор	
	Q н , тыс.м 3 / сут	Qж , т/ сут	Q н , тыс.м / год	Qж , т/год
199	6	0,4	1800	120
235	8	0,6	2400	180

Таблица 6.3 - Варианты для сравнения экономической эффективности внедрения газлифта: после перевода на газлифтную эксплуатацию.

№ скважины	Среднесуточный дебит		Годовой отбор	
	Q н , тыс.м 3 / сут	Qж , т/ сут	Q н , тыс.м / год	Qж , т/год
33	3	7,7	990	2541
128	2	2,6	660	858
136	15	4,2	4950	1386
163	4	6,5	1320	2145
167	3	2,7	990	891
199	17	9,8	5610	3234

Продолжение таблицы 6.3

230	20	18	6600	5940
ИТОГО			21120	16995

Основные показатели экономической эффективности применения газлифта:

Ставка дисконтирования используется для приведения будущей стоимости к ее значению на текущий момент. По потоку платежей и ставке дисконтирования можно определить следующие параметры:

Чистый доход — итоговая сумма доходов и расходов (денежного потока) на всех этапах проекта. При прочих равных условиях предпочтителен проект с большим чистым доходом. чистый дисконтированный доход (ЧДД) —показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта, после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные потоки, связанные с осуществлением проекта. Индекс прибыльности (PI). При прочих равных условиях предпочтителен проект с большим чистым дисконтированным доходом. Срок окупаемости — период времени в течении, которого сумма полученных доходов сравняется с суммой затрат. При прочих равных условиях предпочтителен проект с меньшим сроком окупаемости.

Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR) —с экономической точки зрения определяет максимальную величину процента по кредиту. Привлечение средств по более высокой ставке будет убыточным. При прочих равных условиях предпочтителен проект с большей внутренней нормой доходности.

Таблица 6.4 - Модель эффективности работы газлифта

Показатель	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Капитальные вложения по проекту (без НДС) со сроком службы 8 лет	Т.р.	3 136	35 000							
Доп. экон эффект,Δ Ээф	Т.р	-	12 632	25 187	25188	19157				
Дополнительная реализация нефти и ГК, ΔВЫР	Т.р.	-	12 085	24 292	24629	18682				
Сокращение экологических штрафов и прочих платежей	Т.р.	-	546	895	559	475	-	-	-	-
Эксплуатационные затраты, Зэк	Т.р.	-	846	881	925	974	-	-	-	-
Итого доход государства дисконтированный, ДДГ	Т.р.		1 532	2 923	2489	1518	-288	-282	-273	-238
Расчет DPP, Пок										

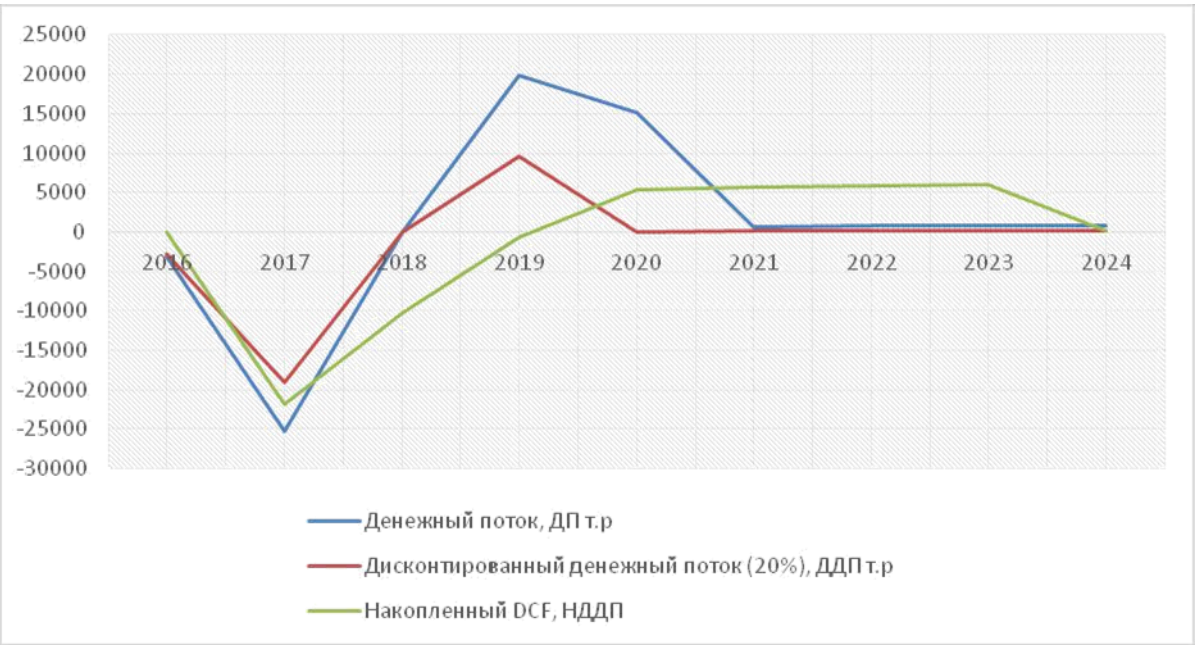


Рисунок 6.1 - Тенденция экономической эффективности

6.2 Результаты экономической эффективности

В результате проведения экономической эффективности применения газлифта (бескомпресорного) в пункте 4.1 настоящей дипломной работы, можно сделать следующие выводы: от качества проектирования газлифтных установок (подбора диаметра НКТ, определение глубины расположения газлифтных клапанов и выбора типа, давления зарядки и диаметра седла газлифтных клапанов) зависят добычные, энергетические (удельный расход газа), надежностные (межремонтный период скважины, наработка на отказ газлифтного оборудования), сервисные (удобство в эксплуатации, автоматический запуск перезапуск скважин), регулировочные (широкий диапазон отборов жидкости) и в конечном счете экономические (себестоимость добычи нефти и прибыль от ее реализации) показатели эксплуатации газлифтных скважин.

Сравнительный анализ, проведённый при выборе эксплуатации газлифтных скважин - при сравнении эксплуатации периодическим плунжерным подъёмом с непрерывным компрессорным способом подъёма,

рассмотрев два метода эксплуатации мы увидели перспективу применения плунжерного подъёмника.

Так же по технико-экономическим расчётам Лугинецкого месторождения - при применении газлифтной эксплуатации, после фонтанной, с внедрением газлифтных клапанов - был виден значительный прирост дебита нефти и скважинной жидкости. В зимний период предприятие может нести значительные потери добычи нефти в сутки из-за нестабильной работы компрессоров, снижения динамических уровней, не запланированных остановок и простоев скважин. Из проведенных мною технико-экономических расчётов видна перспектива использования газлифтной эксплуатации.

Газлифтный (бескомпрессорный) способ эксплуатации выгодно использовать: на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования, при эксплуатации низкодебитных скважин. в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием мехпримесей в продукции (за основу рациональной эксплуатации принимается межремонтный период работы скважин).

Для увеличения МРП оборудования целесообразно выбирать разновидность двухрядного подъемника – полуторарядный, в котором для экономии металла трубы первого ряда имеют хвостовую часть (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра. Это существенно уменьшает металлоемкость конструкции, и позволяет увеличить скорость восходящего потока, хоть и осложняет операцию по увеличению погружения, т. е. по допуску второго ряда, так как для этого необходимо предварительно изменить подвеску первого ряда труб. Такая конструкция позволяет закачивать в кольцевое пространство между ними растворители и химреагенты без остановки скважины, что позволит в процессе увеличить постоянный период работы скважины, а также уменьшить процесс износа оборудования и позволит уменьшить затраты на ремонт.

7. Социальная ответственность

Административно месторождение расположено на территории Парабельского района Томской области, недропользователем месторождения является ОАО «Томскнефть» ВНК. Территория района представляет собой сглаженную, слаборасчлененную равнину, климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время - 40-50°С. Самый жаркий месяц лета - июль, когда температура воздуха поднимается до +35°С.

При эксплуатации газлифта могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия.

Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

7.1 Производственная безопасность

Таблица 7.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении внутритрубной дефектоскопии

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен.		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4

Продолжение таблицы 7.1

Работы на открытом воздухе			
Газлифтная эксплуатация: Пуск скважины. Пуск компрессорной установки.	1. Климатические условия 2. Превышение уровня шума 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу 4. Тяжесть и напряженность физического труда	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Пониженная температура поверхностей оборудования, материалов 3. Взрывоопасность и пожароопасность 4. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ; ГОСТ 12.1.019-79; ГОСТ 12.1.003-83 [11]; СНиП II-12-77 [31]; РД 39-132-94; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ;

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 7.2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха ^{0}C
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Превышение уровней шума.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к ухудшению слуха. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 [дБА].

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Производственный шум нарушает прием информации, что влияет на ошибки и травматизм. Он вызывает усталость. При длительном воздействии шума снижается острота слуха, изменяется кровяное давление, ослабляется внимание, ухудшается зрение, происходит изменение в дыхательных центрах, что вызывает изменение координации движения, кроме того, значительно увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке.

Интенсивный шум является причиной сердечно-сосудистых заболеваний, нарушения нормальной функции желудка и ряда других функциональных нарушений организма человека. В шумных цехах наиболее часты случаи производственного травматизма.

Воздействие шума отражается, прежде всего, на органах слуха. Различают три формы воздействия – утомление слуха, шумовую травму и профессиональную тугоухость. Первая характеризуется острым утомлением клеток уха и может стать причиной развития профессиональной тугоухости. Шумовая травма может возникнуть при воздействии высокого звукового давления – при взрывах, испытаниях мощных реактивных двигателей и т.п. При этом у пострадавших наблюдается головокружение, шум и боль в ушах, а также поражение барабанной перепонки. Профессиональная тугоухость ведет к снижению слуха вплоть до его полной потери.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).
- средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши (бируши).

3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу может являться газ.

Газ содержит углеводороды, пары которого очень опасны для здоровья. Ответственный за производство работ проводит анализ воздушной среды, измеряя ПДК паров газа в рабочей зоне газоанализатором.

Предельно – допустимая концентрация (ПДК) паров газа воздухе рабочей зоны или наличии не выше ПДК природного газа (CH_4) - 0,8% по объему, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания. ГОСТ 2.501-88

4. Тяжесть и напряженность физического труда.

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом ($13^{\underline{00}}$ – $14^{\underline{00}}$) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата, сопровождающаяся ежемесячным стимулированием в виде премии, надбавки исходя из класса вредности труда. Оценивается по специальной оценке условий труда.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподьемные)

Работы по запасовке внутритрубных диагностических устройств производят при помощи привлекаемой техники. Опасным фактором является подъем механизмов, перемещение техники по узлу пуска/приема ВТУ. К работе допускается аттестованный персонал, имеющие удостоверение и допуск к данной работе, прошедший инструктаж на рабочем месте.

Работы производятся только тем персоналом, которые находятся в списке наряда – допуска с личной подписью работника. Во избежание травм работники должны применять средства индивидуальной защиты, спецодежды и производить работы только в присутствии ответственного за производство работ.

2. Пониженная температура поверхностей оборудования, материалов

В связи с климатическими условиями и месторасположением компрессорной станции, район относится к району крайнего севера, где преобладает суровый климат. Из-за низких температур опасным фактором является обморожение частей тела, обветривание. Во избежание опасных факторов работники правильно применяют и пользуются средствами индивидуальной защиты.

3. Пожаро – и взрывоопасность.

Объекты магистральных газопроводов отличаются высокой пожаро–взрывоопасностью, относятся к категории «А» повышенной пожаро-взрывоопасности [ГОСТ 12.1..044-89*]

Причинами взрывов и пожаров могут быть не только халатное и небрежное обращение с открытым огнем, но и ошибки в проектировании, нарушение технологического процесса, неисправность, перегрузка или неправильное устройство электрических сетей, производственного оборудования, разряды статического электричества, неисправность установок и систем.

Возникновения горения возможно при наличии: горючего вещества, окислителя и импульса. Импульсом может быть: открытый огонь, искра

(электрическая, статическая или от удара металлических предметов), молния, нагрев вещества выше температуры его самовоспламенения и др.).

При содержании в воздухе от 4,4% (НКПВ) до 17% (ВКПВ) образуется смесь, которая взрывается от любой искры.

Средства пожаротушения при проведении внутритрубной дефектоскопии: наряд пожарного расчета, асбестовая кошма, ОП – 50.

4. Поражение электрическим током

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с разностью потенциалов.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Значение напряжения в электрической цепи должно быть не более 50 [мА] согласно ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ.

Причины электротравматизма: халатное отношение работников к работе, недостаточно изолированные токоведущие части, провода, выход из строя телемеханики на узле приема/пуска ВТУ.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

7.2 Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ должен постоянно производится анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами. Во время работы газлифтной скважины места проведения работ должны быть оснащены автоматическими системами контроля за загрязнением атмосферного воздуха, стационарные источники выброса вредных веществ в воздух оснащены приборами контроля. В случае повышенной концентрации токсичных и вредных веществ в атмосфере, необходимо обнаружить источник выбросов и ликвидировать его.

Газлифтная эксплуатация скважины направлена на увеличение объема добычи нефти и газа. В процессе эксплуатации скважины негативное воздействие на окружающую среду не производится.

Газлифтная эксплуатация скважины окажет незначительное негативное воздействие на окружающую среду и будет являться единовременным (краткосрочным).

7.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации на рабочей скважине могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

- Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.
- Возможными причинами аварий могут быть:
- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).
- Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18{,}5 \cdot \sqrt[3]{Q}(м), \qquad (7.1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле

$$R_{СПЛ} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q}(м) \qquad (7.2)$$

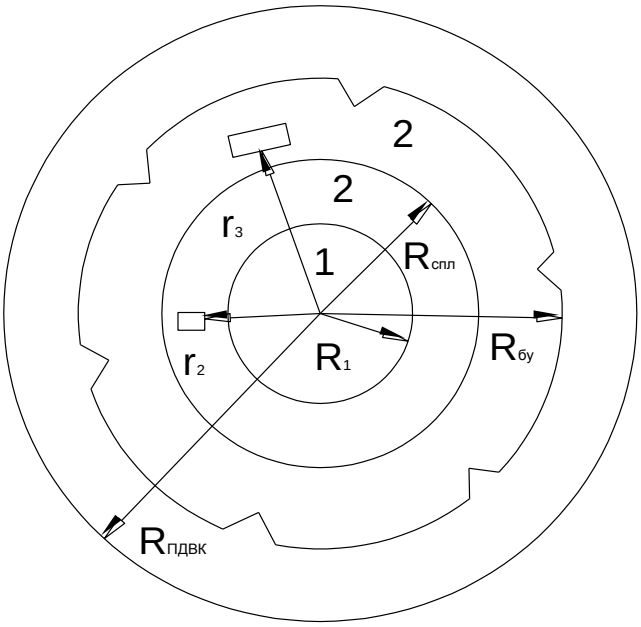


Рисунок 7.1.- Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_ф$= 5 (кПа);

$R_{ПДВК}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом ремонтно-восстановительных работ переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной

- среды, при этом содержание паров газа не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должен быть оснащен спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по технической диагностике газовых объектов выполняют специалисты лабораторий технической диагностики и неразрушающего контроля, а также специалисты других структурных подразделений газотехнических центров или участков.

Отдельные, наиболее сложные диагностические работы, а также работы, имеющие общеотраслевое значение или требующие привлечения специалистов нескольких газотехнических центров, выполняют специалисты отдела диагностики технического состояния объектов с привлечением специалистов газотехнических центров (участков).

Контроль качества диагностических работ, выполняемых специализированными организациями на объектах, подконтрольных ООО «Газнадзор», осуществляют специалисты участков по контролю за надежностью и безопасностью газовых объектов.

Организацию проведения работ по технической диагностике объектов и по контролю качества диагностических работ, их методическое обеспечение, контроль выполнения, поддержание базы данных и ведение

отчетности в целом по ООО «Газнадзор» осуществляет отдел диагностики технического состояния объектов.

Для проведения диагностических работ необходимо обеспечить аттестацию персонала, лабораторий и средств неразрушающего контроля.

Обучение специалистов по диагностике технического состояния объектов производится: в соответствии с централизованным графиком повышения квалификации и профессиональной переподготовки руководителей и специалистов ОАО «Томскнефть» по программам курсов повышения квалификации; по планам обучения в ООО «Газнадзор» по специализированным программам, утверждаемым Генеральным директором Общества; по планам обучения в независимых органах по аттестации персонала неразрушающего контроля в соответствии с ПБ 03-440-02.

Обучение на курсах повышения квалификации проводится на базе ведущих учебных заведений страны с целью повышения общего уровня образования и общетеоретической подготовки.

График обучения формируется отделом кадров и социального обеспечения по согласованию с отделом диагностики технического состояния объектов и утверждается Генеральным директором Общества в пределах лимитов, определенных ОАО «Томскнефть».

Обучение в ООО «Газнадзор» проводится на базе отдела диагностики технического состояния объектов с привлечением ведущих специалистов ООО «Газнадзор» и специализированных организаций с целью освоения диагностических технологий, применяемых на газовых объектах.

Программа обучения и состав групп обучаемых специалистов формируется отделом диагностики технического состояния объектов в зависимости от потребности в выполнении различных видов диагностических работ и утверждается Генеральным директором общества.

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной работы был проведен анализ применения газлифтной эксплуатации нефтяных и газовых скважин на примере Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК.

Были решены поставленные задачи, а именно:

- изучены геолого-физические характеристики месторождений;
- охарактеризовано текущее состояние разработки месторождений;
- проведен анализ эффективности газлифтной эксплуатации.

На Лугинецком НГКМ на 1.01.2007 год в действующем фонде числились две скважины бескомпрессорного газлифта. Идея заключалась в том, что верхний (газовый) пласт аэрирует через клапана в НКТ столб жидкости, которая поступает из нижнего (нефтяного) пласта. В течение года в скважинах: №№ 724 (Ю11+Ю13+Ю14), 1310 (Ю12+Ю13+Ю14) велась совместная эксплуатация объектов, и использовался бескомпрессорный газлифт, суммарная добыча нефти составила 99 тонн. Скважины №№ 724, 1310 переведены в бездействующий фонд в июле 2007 г., для определения источника обводнения.

Для работы бескомпрессорного газлифта необходимо было обеспечить приток газа в затруб из газовых пластов. Но, к сожалению после спуска установок, газовые пласты были блокированы раствором глушения и впоследствии так и не освоились и на 11.2007 г. оборудование по внутрискважинному газлифту из скважин извлечено.

Таким образом, применение внутрискважинного газлифта на месторождении сопряжено с необходимостью привлечения специализированных сервисных организаций и квалифицированных специалистов, отсутствующих в регионе, что не позволяет организовать широкомасштабное внедрение данной технологии.

Список использованной литературы

1. Бойко В.С. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов/ Акульшин А. И., Зарубин Ю. А., Дорошенко В. М. – М.: Недра, 1989
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений – М.: Недра. – 1992 г.;
3. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., Недра, 1974.
4. Гутман И.С., Нефть. Газ. Новации./ Качкина Е.А.,. Шалупина А.В/ РГУ нефти и газа им. Губкина И.М., г. Москва/ Семянов А.А. /ОАО "ЛУКОЙЛ", г. Москва/ Скачек К.Г./ ООО "Лукойл-Западная Сибирь", г. Когалым/ – 2013 г. - №2. – с.15-22.
5. Зайцев Ю.В. Добыча нефти и газа. – М.: Недра. – 1992 г.;
6. Крец В.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ. – 1992 г.;
7. Крец В.Г., Саруев Л.А. Оборудование для добычи нефти. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ. – 1997 г.;
8. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1993 г.;
9. Муравьев В. М. Спутник нефтяника. М., Недра, 1977.
10. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. - М: Недра, 1986.- 325с.
11. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. проф. Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1974.
12. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М: Недра, 1983. - 455с.
13. Техника и технология добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков и др. М., Недра, 1971.

14. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов/ А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986. -382 с.
15. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М: Недра,1987.- 347с.
16. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов. - М., Недра, 1983. - 510 с.
17. Пакет геологической и геофизической информации по Лугинецкому и месторождению.