

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 05.03.01 «Геология»  
Отделение геологии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Геологическое строение и особенности химического состава нефти Советского месторождения Западно-Сибирской провинции

УДК 553.982:550.4(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л41	Ванюнина Екатерина Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пугачева Е.Е.	к.г.-м. н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Арбузов Сергей Иванович	д.г.-м.н., профессор		

Томск – 2018 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять глубокие базовые и специальные, естественнонаучные и профессиональные знания в профессиональной деятельности для решения задач обеспечения минерально-сырьевой базы и рационального природопользования
P2	Демонстрировать глубокие естественнонаучные, математические знания, необходимые для подсчёта запасов и оценки ресурсов, для выбора максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях, создание модели месторождения, для обработки информации и анализа данных по геологии при решении типовых профессиональных задач
P3	Вести сбор, анализ и обобщение фондовых геологических, геохимических, геофизических и других данных, разрабатывать прогнозно-поисковые модели различных геолого-промышленных типов месторождений, формулировать задачи геологических и разведочных работ
P4	Владеть методами обработки, анализа и синтеза полевой и лабораторной геологической информации
P5	Совершенствовать существующие и внедрять новые методы и методики исследования вещества, проведения ГРР, техникотехнологические решения. Поиск новых технологий добычи и переработки руд. Выполнять лабораторные и экспериментальные геологоминералого-геохимические исследования с использованием современных компьютерных технологий.
P6	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональном коллективе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной деятельности в сфере геолого-разведочных работ
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P8	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 05.03.01 «Геология»  
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

\_\_\_\_\_  
 Арбузов С. И.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Л41	Ванюниной Екатерине Александровне

Тема работы:

Геологическое строение и особенности химического состава нефти Советского месторождения Западно-Сибирской провинции	
Утверждена приказом директора	06.04.2018г. №2401/с

Срок сдачи студентом выполненной работы	06.06.2018
---	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Опубликованная и фондовая специализированная литература
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. выявление и описание особенностей геологического строения территории и условий образования Советского месторождения нефти;</li> <li>2. определение особенностей физико-химических свойств и технологической классификации нефти Советского месторождения;</li> <li>3. технико-экономический анализ проектных решений разработки Советского месторождения;</li> <li>4. рассмотрение производственной, экологической безопасности и организационно-правовых аспектов на предприятии, разрабатывающем месторождение.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	Рисунки (4), таблицы (21)

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая Ольга Вячеславовна
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Пугачева Елена Егоровна	к. г.-м. н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Л41	Ванюнина Екатерина Александровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Л41	Ванюниной Екатерине Александровне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	05.03.01 «Геология»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Капитальные вложения на разработку Советского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль – 20 %; Налог на добавленную стоимость (НДС) – 18%; Взносы на страхование – 30%; Страхование от несчастного случая – 0,5 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическая оценка варианта разработки Советского месторождения
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с разработкой месторождения
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности проекта разработки месторождения

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.03.18
---	---------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Л41	Ванюнина Екатерина Александровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Л41	Ванюниной Екатерине Александровне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Геологии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	05.03.01 «Геология»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<i>Описание рабочего места</i>	<p>Объектом исследования является Советское нефтяное месторождение, расположенное на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и Александровского района Томской области.</p> <p>На месторождении добывают нефть, применяются методы повышения нефтеотдачи, пластовое давление поддерживают путём закачки воды. Рабочая зона находится под открытым воздухом.</p>
--------------------------------	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</i>	<p>К вредным факторам рабочего места относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Вредные вещества;</li> <li>2. Повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>4. Недостаточная освещенность.</li> </ol> <p>Данные факторы приводят к снижению работоспособности или заболеваниям. Средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве.</p>
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды</i>	<p>К опасным факторам относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Короткое замыкание;</li> <li>3. Статическое электричество;</li> <li>4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).</li> </ol>
<i>3. Охрана окружающей среды</i>	<p>- <i>Анализ воздействия объекта на атмосферу:</i> строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p>

	<p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: опасных воздействий не обнаружено;</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры).</p>
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	Наиболее вероятные ЧС – пожар и разлив нефти. Для предупреждения и устранения пожара имеются огнетушители, речевые системы оповещения, проводятся мероприятия по пожарной безопасности.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Трудовой кодекс РФ регулирует отношения между организацией и работниками, касающиеся заработной платы, выходных дней, предоставления отпуска, нормы продолжительности рабочего времени, особенности регулирования труда отдельных категорий граждан и др.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.03.2018
--	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			1.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Л41	Ванюнина Екатерина Александровна		1.03.2018

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 96 с., 4 рис., 21 табл., 38 источников.

Ключевые слова: нефть, геологическое строение, химический состав, физико-химические свойства, Советское месторождение.

Объектом исследования являются продуктивные пласты и нефть Советского месторождения.

Цель работы – изучение особенностей территории геологического строения Советского месторождения и химического состава нефти.

В процессе исследования проводилось изучение и анализ опубликованной и фондовой (неопубликованной) специализированной литературы с целью изучения особенностей территории геологического строения Советского месторождения и химического состава нефти.

В результате исследования были выявлены и описаны особенности геологического строения территории и условий образования Советского месторождения нефти; определены особенности физико-химических свойств и технологической классификации нефти Советского месторождения; был проведен технико-экономический анализ проектных решений разработки Советского месторождения; рассмотрены производственная, экологическая безопасность и организационно-правовые аспекты на предприятии, разрабатывающем месторождение.

Экономическая эффективность работы: выявления наиболее подходящих способов дальнейшей переработки согласно технологической классификации.

## Оглавление

Введение.....	10
1 Краткая геологическая характеристика территории Советского месторождения .....	11
1.1 Стратиграфия.....	11
1.2 Тектоника.....	18
1.3 Магматизм .....	22
1.4 Нефтеносность .....	23
1.5 Условия образования Советского месторождения.....	29
2 Особенности химического состава нефти Советского месторождения.....	33
2.1 Физико-химические свойства нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.....	33
2.2 Физико-химические свойства нефти Советского месторождения .....	38
2.3 Технологическая классификация нефти.....	42
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	44
3.1 Виды и объемы проектируемых работ .....	44
3.2 Оценка капитальных вложений.....	47
3.3 Оценка эксплуатационных затрат .....	51
3.4 Техничко-экономический анализ варианта разработки Советского месторождения .....	53
4 Социальная ответственность .....	74
4.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.....	74
4.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	78
4.3 Охрана окружающей среды .....	81
4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	88
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	89
Заключение .....	91
Список использованной литературы.....	93

## Введение

Советское нефтяное месторождение расположено на территории Томской и Тюменской (ХМАО) областей в 15 км от г. Стрежевой. Оно было открыто в 1962 году, в разработку введено в 1966 году.

Советское месторождение входит в состав Среднеобской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Изучение геологического строения и химического состава нефти производится с целью выявления наиболее подходящих способов дальнейшей переработки согласно технологической классификации.

*Целью работы* является изучение особенностей территории геологического строения Советского месторождения и химического состава нефти.

*Объектом исследования* работы являются продуктивные пласты и нефть Советского месторождения.

Для достижения цели были поставлены следующие *задачи*:

- изучение и анализ опубликованной и фондовой (неопубликованной) специализированной литературы;
- выявление и описание особенностей геологического строения территории и условий образования Советского месторождения нефти;
- определение особенностей физико-химических свойств и технологической классификации нефти Советского месторождения;
- технико-экономический анализ проектных решений разработки Советского месторождения;
- рассмотрение производственной, экологической безопасности и организационно-правовых аспектов на предприятии, разрабатывающем месторождение.

## **1 Краткая геологическая характеристика территории Советского месторождения**

### **1.1 Стратиграфия**

В геологическом строении территории расположения Советского месторождения принимают участие отложения фундамента и чехла Западно-Сибирской плиты [22]. Мезо-кайнозойский осадочный чехол со стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста (рис. 1).

**Фундамент** плиты представлен породами палеозойского возраста.

#### Палеозойская эра (Pz)

Палеозойские (доюрские) образования вскрыты на глубине от 2590 до 2892 м в южной части Советского месторождения. Они представлены черными плотными аргиллитами, туфоаргиллитами и туфопесчаниками (рис. 1). В юго-восточной части Советского месторождения литологический состав отложений более разнообразен: несколькими скважинами вскрыта кора выветривания, сложенная конгломератобрекчиями, также встречаются мрамора и аргиллиты, сцементированные известковым цементом. Ниже залегают известняки, в северо-восточном направлении сменяющиеся диабазами и глинисто-кремнисто-сидеритовыми породами.

Наибольшая мощность вскрытого разреза доюрских образований составляет 577 м.

Возраст отложений, предположительно, силур-турнейский или средне-верхнедевонский.



*Чехол* Западно-Сибирской плиты представлен породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов (рис.1).

Мезозойская группа (Mz)

юрская система (J)

Отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами. В её строении выделяются тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

средний отдел (J<sub>2</sub>)

ален-батский ярус (J<sub>2a</sub>-J<sub>2bt</sub>)

тюменская свита (J<sub>2</sub> tm)

Отложения *тюменской свиты* (J<sub>2</sub> tm), несогласно залегающие на породах фундамента, вскрыты 52 скважинами, из них – 37 скважин расположены в юго-восточной части месторождения. Отложения представлены переслаиванием темно-серых, серых песчаников, аргиллитов и алевролитов. Для них свойственны повышенная углистость (прослой) и пиритизация. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт прерывистого (линзовидного) строения. Формирование отложений происходило в континентальных условиях. Вскрытая мощность пород тюменской свиты – 50-190 м.

средний и верхний отделы (J<sub>2-3</sub>)

келловейский и оксфордский ярусы (J<sub>2k</sub>, J<sub>2o</sub>)

васюганская свита (J<sub>2-3</sub> vs)

*Васюганская свита* (J<sub>2-3</sub> vs) включает в себя две подсвиты: нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-алевритовую. Нижневасюганская подсвита представлена серыми, крепкими, плотными аргиллитами, в которых прослеживаются включения углистого детрита и редкие прослой алевролитов. Глинистая толща достаточно хорошо выдержана и является надежной крышкой для скоплений углеводородов в нижележащем пласте.

Отложения верхневасюганской подсвиты представлены слоистыми песчаниками, также в разрезе месторождения встречаются аргиллиты и

алевролиты. Песчаники слоистые полимиктовые, мелкозернистые крепко-средне-цементированные с редкими включениями обугленных растительных остатков. В объеме подсвиты выделяются подугольные и надугольные песчаные пласты. Породы васюганской свиты были сформированы в морских и прибрежно-морских условиях.

Мощность отложений верхневасюганской подсвиты составляет 30-40 м, нижневасюганской подсвиты – 60-70 м.

киммериджский ярус ( $J_3km$ )

георгиевская свита ( $J_3gr$ )

*Георгиевская свита* ( $J_3gr$ ) залегает на морских отложениях васюганской свиты и представлена темно-серыми, плотными, плитчато-слоистыми аргиллитами, содержащими примеси песчано-алевролитового материала, а также глауконита и пирита. Вскрытая мощность отложений георгиевской свиты в пределах погруженных частей структур достигает 8 м, к присводовым частям выклинивается.

титонский ярус ( $J_2tt$ )

баженовская свита ( $J_3bg$ )

Отложения *баженовской свиты* ( $J_3bg$ ) представлены массивными, битуминозными, тонкоплитчатыми аргиллитами. Накопление отложений происходило в морских условиях. Их мощность составляет 10-23 м.

меловая система (K)

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. В нижнем отделе выделяются следующие свиты: мегионская, вартовская, алымская, покурская, в верхнем – покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская.

нижний отдел ( $K_1$ )

бериасский и валанжинский ярусы ( $K_{1k}$ ,  $K_{1v}$ )

мегионская свита ( $K_{1g}$ )

*Мегионская свита* ( $K_{1g}$ ) представлена переслаиванием темно-серых аргиллитов, песчаников, алевролитов. В нижней части свиты выделяется

ачимовская песчано-глинистая пачка, где песчаные пласты замещаются глинисто-алевритовыми породами, имеющие при этом линзовидное строение. В верхней части свиты прослеживаются преимущественно песчаные слои, которые постепенно сменяются аргиллитами, выделяются единичные прослои песчано-алевритового состава. Отложения свиты сформировались в мелководно-морских условиях. Мощность отложений мегнионской свиты – 220-350 м.

готерив-барремский ярус ( $K_1g$ ,  $K_1br$ )

вартовская свита ( $K_1 vr$ )

*Вартовская свита* ( $K_1 vr$ ) включает в себя на две подсвиты. Отложения нижневартовской подсвиты представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, иногда алевритистые, полимиктовые, преимущественно массивные. Алевролиты серые, иногда песчанистые разнозернистые полимиктовые, нередко известковые. Аргиллиты темно-серые до буровато-серых, слюдистые, плитчатые. Отложения подсвиты были сформированы в прибрежно-морских условиях. По простиранию песчаные тела часто замещаются алевролитами и аргиллитами, что обуславливает изменчивость их толщин от 0 до 20-30 м.

Отложения верхневартовской подсвиты представлены частым чередованием серых, темно-серых песчаников и алевролитов с зеленовато-серыми аргиллитами. В основании подсвиты выделяются небольшой толщины (1,5-6 м) глины пимской пачки. Формирование пород подсвиты происходило в прибрежно-морских и лагунных условиях.

Общая мощность пород вартовской свиты составляет 450-550 м.

аптский ярус ( $K_1a$ )

алымская свита ( $K_1 al$ )

Отложения *алымской свиты* ( $K_1 al$ ) залегают на размывтой поверхности вартовской свиты. В разрезе отложений алымской свиты выделяются две пачки: нижняя – песчано-алевритовая и верхняя – глинистая (кошайская).

Нижняя пачка сложена серыми мелко- и среднезернистыми слабосцементированными песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В верхней половине разреза, к прикровельной части горизонта, происходит постепенное увеличение глинистой составляющей как путем увеличения количества прослоев глин, так и в виде содержания пелитовой фракции. Накопление отложений нижней пачки происходило в лагунных, континентальных и прибрежно-морских условиях, их мощность составляет 30 м.

Верхняя кошайская пачка сложена черными глинами, сформированными в глубоководных условиях, мощностью 25-30 м.

нижний и верхний отделы ( $K_{1-2}$ )

апт-альбский и сеноманский ярусы ( $K_{1a}$ ,  $K_{1al}$ ,  $K_{2cm}$ )

покурская свита ( $K_{1-2}pk$ )

Отложения *покурской свиты* ( $K_{1-2}pk$ ) представлены неравномерным чередованием серо-цветных песчаников и глин. В разрезе свиты выделяются песчаные пласты, не выдержанные по простиранию. Песчаники серые полимиктовые. В условиях невыдержанности глинистых разделов происходит слияние песчаных пластов.

Глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, иногда аргиллитоподобные, слюдистые. По всему разрезу в виде тонких прослоек встречается известняк темно-серый, плотный, также отмечаются многочисленные включения углистого детрита. Отложения были сформированы в континентальных условиях. Мощность отложений свиты составляет 750-800 м.

верхний отдел ( $K_2$ )

туронский и датский ярусы ( $K_{2t}$ ,  $K_{2d}$ )

кузнецовская свита ( $K_2kz$ )

Отложения *кузнецовской свиты* ( $K_2kz$ ) представлены серыми и темно-серыми глинами, местами алевролитистыми, с прослоями алевролитов. Мощность отложений кузнецовской свиты составляет 15-30 м.

### березовская свита ( $K_2br$ )

Разрез *березовской свиты* ( $K_2br$ ) сложен глинами серыми с голубоватым оттенком с многочисленными остатками водорослей; редко встречаются прослой опоквидных глин, песчаников и алевролитов; карбонаты отмечаются только в верхней части разреза. Мощность отложений свиты составляет 80-100 м.

### ганькинская свита ( $K_2gn$ )

*Ганькинская свита* ( $K_2gn$ ) представлена глинами серыми с зеленовато-голубым оттенком, однородными, участками известковистыми с прослоями алевролитов. Встречаются включения пирита, сидерита, углистого детрита. Мощность свиты составляет 100-140 м.

### Кайнозойская эра ( $Kz$ )

#### палеогеновая система ( $P$ )

Отложения палеогеновой системы сформированы в палеоцене (талицкая свита), эоцене (люлинворская, чеганская свиты), олигоцене (атлымская, новомихайловская свиты).

Отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами и только в олигоцене (атлымская свита) морские осадки сменяются континентальными.

#### палеоценовый отдел ( $P_1$ )

##### талицкая свита ( $P_{1tl}$ )

Отложения *талицкой свиты* ( $P_{1tl}$ ) представлены глинисто-известковистыми породами с редкими пропластками алевролитов и песчаников. Мощность отложений – 50-100 м.

#### эоценовый отдел ( $P_2$ )

##### люлинворская свита ( $P_{2ll}$ )

*Люлинворская свита* ( $P_{2ll}$ ) сложена опоквидными глинами серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми, с пропластками алевролитов, песчаников и известняков; встречаются включения сидерита и пирита. Мощность свиты равна 200 м.

чеганская свита ( $P_{2cg}$ )

*Чеганская свита* ( $P_{2cg}$ ) сложена зеленовато-серыми глинами с линзами и присыпками алевритового материала, наблюдаются включения сидерита и обломков микрофауны. Мощность свиты составляет 150-200 м.

олигоценый отдел ( $P_3$ )

атлымская свита ( $P_{3at}$ )

К *атлымской свите* ( $P_{3at}$ ) отнесена толща разреза с переслаиванием песков серых, средне и мелкозернистых, (преимущественно кварцевых) и глин серых, зеленовато-серых, коричневых. Мощность свиты составляет 60-70 м.

новомихайловская свита ( $P_{3nv}$ )

*Новомихайловская свита* ( $P_{3nv}$ ) представлена неравномерным переслаиванием песков и глин. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые, кварцполевошпатовые, с включениями растительного детрита. Глины коричневатого-серые, песчаные, неяснослоистые, с включениями растительных остатков. Мощность отложений свиты составляет 100-120 м.

четвертичная система (Q)

Отложения четвертичной системы залегают с размывом на породах новомихайловской свиты. Разрез разделяется на две части. Нижняя часть разреза представлена переслаиванием песков зеленовато-серых, серых, мелкозернистых и глин зеленовато-серых с линзами светло-серого алеврита.

Верхняя часть разреза сложена песками, глинами, супесями, суглинками серыми, светло-серыми с включениями растительных остатков. Они преимущественно связаны с отложениями поймы, наносами террас и торфяно-болотными образованиями.

Мощность отложений четвертичной системы составляет 25-40 м.

## **1.2 Тектоника**

Советское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты [22]. В *строении фундамента* Западно-Сибирской плиты выделяется два структурно-тектонических этажа: нижний и верхний, а также промежуточный комплекс.

*Нижний структурно-тектонический этаж* фундамента сложен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, которые прорваны интрузивными образованиями различного состава и возраста (рис. 2).

*Верхний этаж* фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла.

Для отложений *промежуточного комплекса* характерны меньшая дислоцированность, слабая метаморфизация и проявления эффузивного магматизма.

Структурный план складчатого фундамента отображается линейно ориентированным чередованием поднятий и прогибов северо-западного простирания, которые расчленены на крупные блоки грабен-рифтами северо-восточного направления.

Советское месторождение находится в пределах Айгольского синклинория и смежного с ним Нижневартовского антиклинория северо-западного простирания. Складчатые системы разграничиваются глубинными разломами (рис. 2). Юго-восточная часть месторождения приурочена к Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту, который протягивается через всю Западно-Сибирскую плиту в меридиональном направлении на 1800 км при ширине 80 км.

Структурный план мезозойско-кайнозойского платформенного чехла характеризуется высокой степенью унаследованности сглаженной формы блокового строения структур фундамента [17]. Через всю плиту, с запада на восток протягиваются Мансийская синеклиза, Хантейская антеклиза, Колтогорско-Уренгойский авлакоген, Верхнетазовская антеклиза, Худосейский авлакоген. На фоне региональных структур в результате дифференциальных движений участков фундамента сформировались структуры I, II и III порядков.



Советское месторождение расположено на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинского вала (рис. 3) и связано с группой локальных поднятий III порядка (Соснинское, Советское, Медведевское), осложняющих прицентральный часть Соснинского вала [22]. Поднятия, так же, как и Соснинский вал, имеют северо-западное простирание.

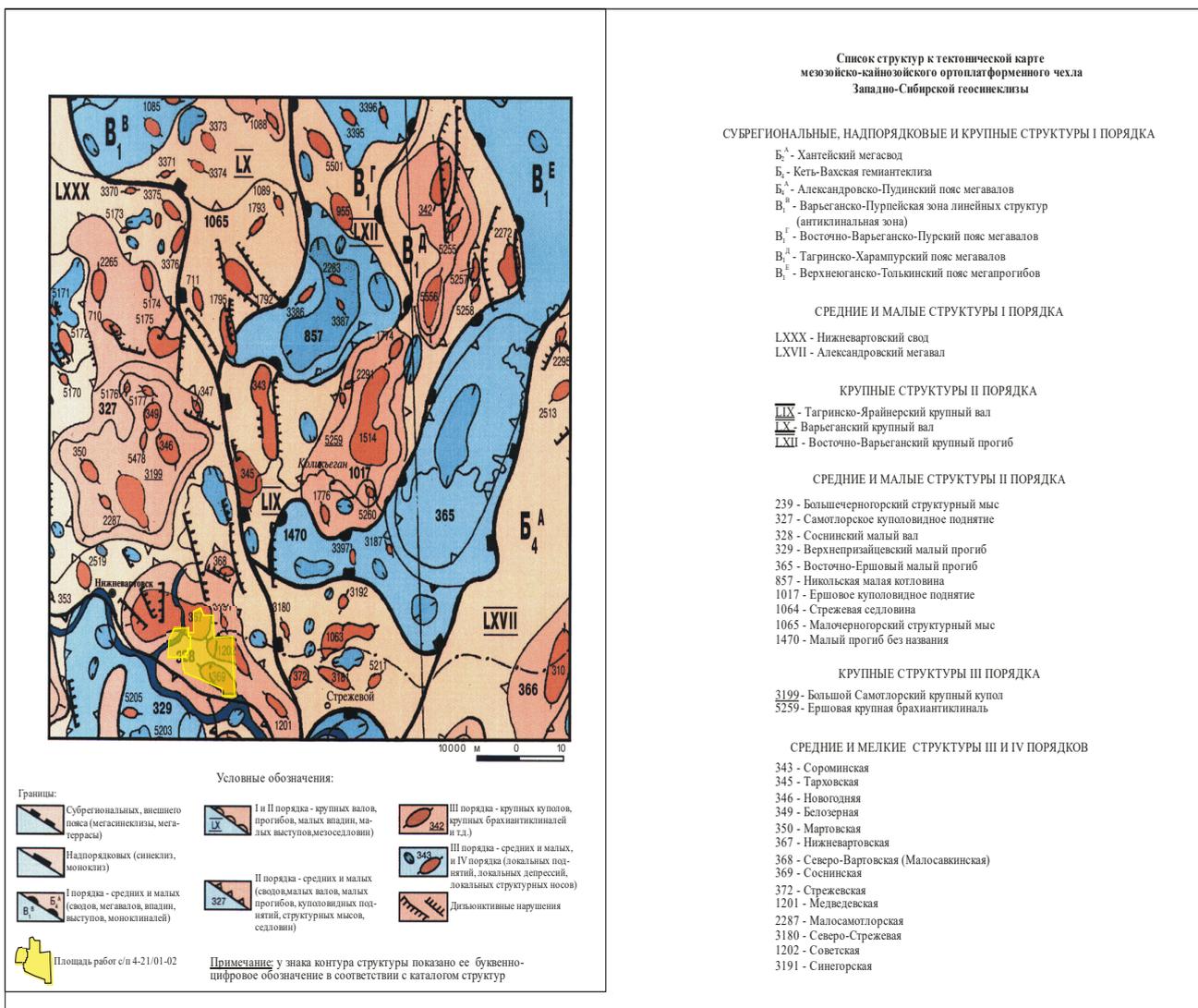


Рисунок 3 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Масштаб 1:1000000 [4]

Соснинское поднятие располагается в пределах южной половины месторождения, представляет собой гипсометрически наиболее высокую (50 м) антиклинальную складку северо-западного простирания размером в плане 3x8 км, осложнена малоамплитудными (5-10 м) вершинками. Углы падения

крыльев  $1^{\circ}10'-1^{\circ}40'$ . По стратоизогипсе -2110 м через узкую (до 0,5 км) седловину сочленяется с Советским поднятием, также представляющим собой гипсометрически пониженную (высота 40 м) антиклинальную складку субмеридионального простирания, размерами 2,6 x 7,3 км.

Эти структуры в совокупности с группой примыкающих малоамплитудных (до 10 м) Северо-Соснинской группы локальных поднятий, расположенных в прицентральной части: месторождения, по стратоизогипсе -2140 м образуют единую приподнятую зону подковообразного вида размером 16 x 20 км.

На северном продолжении продольной оси складки Советского поднятия по восточной части Соснинского вала прослеживается череда малоамплитудных поднятий и структурных осложнений: Саимское, Северо-Саимское, Мало-Савкинское, Западно-Савкинское.

В крайней юго-восточной части месторождения выделяется Медведевское поднятие, представленное антиклинальной складкой субмеридионального простирания; по стратоизогипсе -2140 м, размеры в плане составляют 4-5x8 км, амплитуда 40 м, углы падения западного крыла  $1^{\circ}10'$ , восточного почти вдвое больше. От Советского поднятия отделяется глубоким (стратоизогипсы -2140-2150 м) прогибом.

### **1.3 Магматизм**

Многочисленные интрузии ультраосновного, основного, среднего и кислого состава прорывают метаморфические, эффузивные, эффузивно-осадочные породы фундамента Западно-Сибирской плиты (рис.2) [17].

Ультраосновные интрузивные тела приурочены к глубинным разломам. Они представлены группами оливиновых пород, перидотитами и пироксенитами. Оливиновые породы интенсивно серпентинизированы. Перидотиты, состоящие преимущественно из оливина и пироксена, также сильно серпентинизированы. В центральной части Западно-Сибирской плиты ультраосновные интрузии были внедрены в среднепалеозойское время.

Основные интрузивные породы в основном приурочены к отрицательным структурным зонам. Они широко развиты в пределах почти всех структурных зон Западно-Сибирской плиты и представлены нормальными габбро, габбро-норитами, уралитизированными роговообманковыми, кварцсодержащими габбро и габбро-диоритами. В центральной части плиты преобладают ниже-среднепалеозойские интрузии основных пород.

Средние интрузивные породы геологически и петрографически связаны с интрузиями как основных, так и кислых пород и широко развиты в пределах различных структурно-формационных зон фундамента плиты. Они представлены диоритами и кварцевыми диоритами, содержащими андезин, роговые обманки, биотит, кварц. Часто встречаются микродиориты, представляющие собой жильную фацию диоритов.

Кислые интрузивные породы – наиболее распространенные в фундаменте Западно-Сибирской плиты. Большинство интрузий приурочено к положительным структурным зонам. По вещественному составу изучены гранодиориты, биотитовые, двуслюдяные, биотит-роговообманковые и роговообманковые граниты. Гранитоидные интрузивы содержат широкий спектр жильных пород – пегматиты, гранит-порфиры, аплиты, граносиенит-порфиры. Возраст гранитных интрузий – от докембрийского до позднепалеозойского.

#### **1.4 Нефтеносность**

Советское месторождение является нефтяным [22]. Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями (снизу-вверх): доюрского (пласт М), средне- и верхнеюрского (пласты ЮВ<sub>1</sub>, ЮВ<sub>2</sub>) и нижнемелового (пласты БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>0-1</sub>, АВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>1</sub>) возрастов – всего 18 продуктивных пластов (рис. 4) [23].

Возраст	Свита	Генезис	Глубина	Объекты разрабатки	№№ объектов разрабатки
готерив-баррен	альмская	лагунные, континентальные и прибрежно-морские отложения	1645 - 1730	АВ <sub>1</sub>	I
	варговская	прибрежно-морские отложения	1676 - 2100	АВ <sub>2</sub> АВ <sub>3</sub> АВ <sub>4</sub> АВ <sub>5</sub> АВ <sub>6</sub> АВ <sub>7</sub> АВ <sub>8</sub> <sup>0</sup> АВ <sub>9</sub> <sup>1</sup> БВ <sub>1</sub> <sup>1</sup> БВ <sub>2</sub> БВ <sub>3</sub> БВ <sub>4</sub> БВ <sub>5</sub> БВ <sub>6</sub> БВ <sub>8</sub>	II III IV V VI VII VIII IX X XI XII XIII XIV
вермас-валлангин	мегионская	мелководно-морские отложения	2130-2180	БВ <sub>8</sub>	XV
келловей-оксфорд	васюганская	континентальные и прибрежно-морские отложения	2448-2452	Ю <sub>1</sub>	XVI
байос-баг	томенская				
полеозой (PZ)		трещиноватые карбонаты, кора выветривания	2680 - 2733	М0+1	XVIII

Группа пластов АВ  
 Группа пластов БВ  
 Группа пластов Ю  
 PZ

Рисунок 4 – Стратиграфическая колонка отложений, вскрытых в районе Советского месторождения [23]

Залежи нефти в доюрском комплексе отложений выявлены только на Медведевском поднятии. Залежь пласта М<sub>1</sub> вскрыта четырьмя скважинами на глубинах 2702–2733 м. Нефтяная залежь приурочена к центральной и северной части поднятия, с северо-запада, запада и юго-запада ограничена зоной отсутствия коллекторов. Нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются от 25,5 м до 41,3 м, составляя в среднем 21,2 м.

Залежь пласта М<sub>0</sub> вскрыта тремя скважинами на глубинах 2680-2695 м. Эффективные и нефтенасыщенные толщины изменяются от 8,0 м до 14,6 м, в среднем составляют 4,7 м.

К прикровленной части тюменской свиты стратиграфически приурочен пласт **Ю<sub>2</sub>**, вскрытый скважинами на глубине 2520-2564 м. Нефтеносность пласта **Ю<sub>2</sub>** установлена только в пределах Медведевского поднятия. Эффективная мощность пласта составляет 1,4-11 м, в среднем – 4,3 м. Выделяются две зоны развития песчаных тел (ловушек). В них сформированы две залежи нефти: центральная и южная. В объеме обеих залежей содержатся 462 тыс.т геологических запасов нефти категории В.

К отложениям васюганской свиты стратиграфически приурочен пласт **Ю<sub>1</sub>**. В соответствии с его продуктивностью в пределах Медведевского поднятия вскрыт 29 скважинами на глубинах 2448-2452 м. Покрышкой нефтяной залежи служат аргиллиты георгиевской, баженовской и мегионской свит. Эффективные мощности пласта изменяются от 0,6 до 5,3 м, в среднем – 2,7 м. В объеме залежи содержатся 2036 тыс.т геологических запасов нефти категории **С<sub>1</sub>**.

К отложениям мегионской свиты стратиграфически относится пласт **БВ<sub>8</sub>**, вскрыт 293 скважинами на глубинах 2130-2180м, представляется регионально выдержанным на всей территории Нижневартовского свода. Эффективная мощность пласта **БВ<sub>8</sub>** изменяется в диапазоне значений от 2,8 до 16,7 м, в среднем составляет 8,4 м. В залежах пласта **БВ<sub>8</sub>** содержатся 77510 тыс.т геологических запасов нефти категории В.

К нижевартовской подсвите в стратиграфическом отношении принадлежат пласты **БВ<sub>6</sub>**, **БВ<sub>5</sub>**, **БВ<sub>4</sub>**, **БВ<sub>3</sub>**, **БВ<sub>2</sub>**, **БВ<sub>0-1</sub>**.

Пласт **БВ<sub>6</sub>** вскрыт 33 скважинами, нефтеносен в пределах Северо-Западного и Усть-Вахского поднятий. Эффективная мощность пласта составляет 6,3-14,7 м, в среднем – 11 м. В широком диапазоне представляются нефтенасыщенные мощности равные 0,7-7,9 м, в среднем – 3,1 м. В целом по всем залежам пласта **БВ<sub>6</sub>** содержатся 2417 тыс.т геологических запасов нефти категорий **ВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub>**.

Пласт **БВ<sub>5</sub>** нефтеносен в пределах Северо-Западного поднятия, где вскрыт 40 скважинами в интервале глубин 2000-2020 м. Эффективная мощность

пласта изменяется от 8,3 до 17,0 м, в среднем составляет 12,3 м, нефтенасыщенные мощности варьируют в диапазоне 1,2-13,4 м, её средняя величина равна 4,5 м. В объеме пласта содержатся 539 тыс.т. геологических запасов нефти категории  $BC_1$ .

Пласт **БВ<sub>4</sub>** нефтеносен в пределах Северо-Западного поднятия, где вскрыт 71 скважинами на глубинах 1990-2023 м. Вскрытые величины эффективной мощности определились в диапазоне от 4,5 до 12,2 м, в среднем составляя 7,7 м. Нефтенасыщенные значения мощностей составляют 1,9-10,5 м, в среднем – 4,7 м. В объеме залежи содержатся 7674 тыс.т геологических запасов нефти категории В.

Продуктивная часть пласта **БВ<sub>3</sub>** вскрыта 118 скважинами в интервале глубин 1936-1967м. Эффективные мощности пласта изменяются в диапазоне от 4,7 до 21,7 м, в среднем – 11,4 м. Нефтеносность пласта  $БВ_3$  установлена на Юго-Западном, Соснинском и Советском поднятиях, где выявлены 4 залежи, в которых содержатся 4703 тыс.т. геологических запасов нефти категорий  $BC_1C_2$ .

Пласт **БВ<sub>1</sub>** нефтеносен в пределах юго-западного, Соснинского и Советского поднятий. Выделенные 4 залежи вскрыты 209 скважинами, опробованы в 74 скважинах, в них содержится 6867 тыс.т геологических запасов нефти.

Продуктивная часть пласта **БВ<sub>2</sub>** вскрыта 63 скважинам на глубинах 1933-1951 м. Пласт нефтеносен на Северо-Советском поднятии. Эффективная мощность пласта изменяется от 3 до 16,5 м, в среднем составляет 8,4 м, нефтенасыщенные мощности составляют 0,8-6,2 м, в среднем – 2,2 м. В объеме пласта геометризуются 7 залежей, содержащих 923 тыс.т геологических запасов нефти категорий  $C_1+C_2$ .

Пласт **БВ<sub>0-1</sub>** выделяется вскрыт 446 скважинами, из которых 250 скважин находятся в продуктивной части, приуроченной к гипсометрически повышенным зонам юго-западного Соснинского и Советского поднятий; вскрыт на глубинах 1830 – 1942 м. Эффективная мощность пласта – 0,6-19 м, в среднем – 6,1 м, нефтенасыщенная мощность составляет 0,6-12,8 м в среднем –

2,3 м. В объеме пласта БВ<sub>0-1</sub> в пределах структур выделяются 4 залежи нефти, в которых содержится 5736 тыс.т геологических запасов нефти категории ВС<sub>1</sub>. Нефтеносная часть пласта опробована в 25 скважинах.

Продуктивную часть верхневартовской подсвиты представляют пласты АВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>2</sub>.

Пласт АВ<sub>8</sub><sup>1</sup> нефтеносен в пределах южной половины Советского поднятия, где вскрыт на глубинах 1938 – 1952 м. Его эффективная мощность отмечается средним значением 2,8 м. Нефтенасыщенная мощность пласта составляет 0,4-4,7 м, в среднем – 2,1 м.

Пласт АВ<sub>8</sub><sup>0</sup> нефтеносен в присводной части Советского поднятия, где вскрыт на глубинах 1876-1883м. Эффективные мощности пласта изменяются от 1,9 м до 7,5 м, в среднем составляют 4,6 м, нефтенасыщенная мощность – 0,5-4,9 м, в среднем – 2 м. С пластом АВ<sub>8</sub><sup>0</sup> связаны четыре небольшие залежи нефти, они вскрыты 28 скважинами, в упомянутых залежах содержится 267 тыс.т геологических запасов нефти категории С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>.

Зоны нефтенасыщения пласта АВ<sub>7</sub> приурочены к Советскому и Соснинскому поднятиям. Пласт вскрыт в интервале глубин 1828-1888 м. Эффективная мощность пласта вскрыта в диапазоне величин 2,2-15,6 м, в среднем – 8м. Нефтенасыщенная мощность определилась значительно меньшими значениями – 0,6-5,9 м, в среднем составила 1,9 м. В объеме пласта АВ<sub>7</sub> выявлены 3 залежи нефти, приуроченные к Соснинскому и Советскому поднятиям. Они содержат 974 тыс.т геологических запасов нефти категории С<sub>1</sub>С<sub>2</sub>.

Пласт АВ<sub>6</sub> вскрыт 200 скважинами в интервале глубин 1813-1884 м. С пластом связаны 4 залежи нефти, приуроченные к Советскому и Соснинскому поднятиям. Эффективная мощность пласта равна 2-23,4 м, в среднем составляет 15 м. В связи с тем, что залежи водонефтяные, то нефтенасыщенная мощность втрое меньше эффективной и составляет в среднем 5,4 м, изменяется от 1,5 до 15 м. В залежах пласта содержится 17362 тыс.т геологических запасов нефти категории ВС<sub>1</sub>.

Пласт **АВ<sub>4</sub>** нефтенасыщен в пределах Советского и Соснинского поднятий. Эффективная мощность пласта изменяется от 2,3 до 22,2 м, в среднем равна 12,8 м. Поскольку залежи водонефтяные, то нефтенасыщенные толщины существенно меньше – 0,9-13 м, в среднем они равны 5,1 м. В строении пласта выделено пять водонефтяных залежей нефти пластово-сводового типа. В залежах содержатся 15272 тыс.т геологических запасов нефти категории **ВС<sub>1</sub>**.

Продуктивный пласт **АВ<sub>3</sub>** вскрыт 976 скважинами, из них к продуктивной части относятся 302 скважины, в последних он выделяется на глубинах 1708 – 1740 м. Эффективные мощности пласта изменяются в диапазоне значений от 1,6 до 28 м, в среднем составляют 10,7 м, почти в той же мере – 0,6-21,7м – наблюдается изменчивость нефтенасыщенных мощностей, составивших в среднем 4,6 м. В объеме горизонта открыты 7 залежей нефти, в которых содержатся 15438 тыс.т. геологических запасов нефти категории **ВС<sub>1</sub>**.

Пласт **АВ<sub>2</sub>** нефтенасыщен в пределах гипсометрически повышенных частей Соснинского и Советского поднятий, т.е. представляет интерес в пределах центральной части месторождения. Эффективная мощность пласта, в среднем равная 6,4 м, варьирует от 1 м до 19,3 м. Вскрытая нефтенасыщенная мощность изменяется от 1 до 13,6 м. В объеме пласта выделяются 16 залежей нефти, содержащие 9768 тыс.т геологических запасов категории **В+С+С<sub>2</sub>**.

К алымской свите стратиграфически относится пласт **АВ<sub>1</sub>**, вскрытый 1646 скважинами на глубинах 1645- 1722 м. Это наибольшая по площади и запасам зона нефтенасыщения, которая определяет границы Советского месторождения. Нефтенасыщенные мощности пласта изменяются от 0,6 м до 11,2 м.

Геологические/извлекаемые запасы нефти Советского месторождения (тыс.т) по категориям составляют: **ВС<sub>1</sub>** – 574718/249509; **С<sub>2</sub>** – 12373/4702; **ВС<sub>1</sub> С<sub>2</sub>** – 587091/254211 [22]. По величине начальных извлекаемых запасов нефти месторождение относится к крупному [8].

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов тип месторождения Советского определяется как сложного строения, для которого продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений.

Относительно невысокая степень разведанности начальных суммарных ресурсов Западной Сибири, не превышающая 40%, предполагает, что потенциал территории раскрыт не полностью [7]. Возможно наращивание запасов нефти баженовских и ачимовских (мегионская свита) отложений, имеются перспективы открытия новых месторождений на севере провинции.

### **1.5 Условия образования Советского месторождения**

Согласно принятой большинством ученых точке зрения, исходным материалом для генерирования нефти и газа Западно-Сибирской провинции является органическое вещество, образовавшееся в результате разложения растительных и животных остатков в субаквальных отложениях [1, 4]. Разложение исходного материала в осадке при отсутствии кислорода приводит к появлению наиболее восстановленных компонентов органического вещества. К факторам, под воздействием которых происходит дальнейшее преобразование исходного материала, относятся действие бактерий, температуры, давления, катализ пород. При погружении осадков действие этих факторов изменяется, в связи с чем изменяется характер и масштаб превращений исходного вещества.

Образование нефти и газа состоит из двух основных этапов [11]. Первый этап связан с начальным периодом погружения, когда при невысоких давлениях и температурах отжимаются содержащиеся в отложениях газы и жидкости. На втором этапе при повышении температуры и давления, наряду с захороненными флюидами и газами, начинают отжиматься и новообразованные в результате различных химических реакций в породах (включая

преобразование органическое вещество) газы и жидкости, в том числе нефть и углеводородный газ.

В отдельных районах, где имеются потенциально нефтематеринские отложения и расположенные рядом горизонты коллекторов, на определенной стадии термобарических преобразований образуются очаги нефтегазогенерации, где происходит образование жидких и газообразных углеводородов. Образованные углеводородные смеси вместе с водой и газом отжимаются из материнских пород в резервуары с более мягкими гидродинамическими условиями.

Формирование нефтяных залежей Западной Сибири связано с нефтегазоматеринскими отложениями, расположенными в пределах чехла мезозойско-кайнозойского возраста, также ряд месторождений приурочены к доюрскому фундаменту плиты [21]. Большинство месторождений приурочены к баженовской свите (верхняя юра).

При активном прогибании Западно-Сибирского бассейна в юрско-меловое время на его территории накопились мощные толщи осадочных пород и захороненного вместе с ними органического вещества. По мере погружения органо-минеральной массы осадочного бассейна, происходили процессы прогрева, преобразования минерального и органического вещества.

К концу юрского периода все накопившиеся к тому времени осадочные породы в центральных частях Западно-Сибирской плиты находились в зоне потенциально нефтепроизводящих отложений [11]. К концу барремского века значительная часть юрских отложений уже вошла в зону начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования. В начале верхнего мела, в сеноманском веке, в этой зоне оказались отложения юры, берриаса, валанжина, частично готерива. К этому времени нижние горизонты среднеюрской угленосной толщи начали входить в главную зону нефтеобразования. К концу верхнего мела в главную зону нефтеобразования начали входить берриас-валанжинские отложения. К концу неогена в центральных районах плиты в главной зоне нефтеобразования оказались

частично отложения готерива. В отдельных прогнутых участках плиты нижне-среднеюрские отложения вошли в это время в зону затухания процессов нефтеобразования.

В отложениях берриаса-баррема формирование залежей нефти и газа началось не ранее середины позднего мела и достигло максимума в конце олигоцена и неогена. Захватывая все более молодые отложения, этот процесс продолжается и в настоящее время. Значительная часть отложений готерива-баррема в главную зону нефтеобразования в этих районах еще не погружалась.

Миграция углеводородов из баженовской свиты происходит в двух направлениях. Первое направление – снизу-вверх по тектоническим нарушениям и сопутствующим им трещиноватым зонам, нарушающим целостность верхнего флюидоупора – аргиллитов. Следствием этого является формирование залежей углеводородов в нижнемеловых отложениях. Второе направление миграции – по латерали в песчаных коллекторах васюганской свиты, что приводит к формированию в них нефтяных залежей. Процесс миграции контролируется капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационной сегрегацией углеводородов.

Среди месторождений нефти и газа, выявленных на территории Западно-Сибирской плиты в доюрских образованиях, доминируют залежи, приуроченные к дезинтегрированным зонам поверхности фундамента — коре выветривания. Кора выветривания распространена в пределах эрозионно-тектонических выступов фундамента и образует сложно построенные ловушки для нефти и газа. Породы-коллекторы приурочены к выветрелым трещиноватым и кавернозным породам поверхности фундамента, в которых сосредоточен основной объем извлекаемой нефти. Возможность аккумуляции углеводородов в коллекторах определяется наличием экранирующих пластов, перекрывающих эрозионно-тектонические выступы. В большинстве случаев роль покрышек играют непроницаемые глинистые отложения трансгрессивных пачек и свит юры и верхние глинистые зоны самих кор выветривания, в случае их хорошей сохранности. В случае размыва залежи, коры выветривания

образуют единый резервуар с мезозойскими коллекторами. Основными путями фильтрации углеводородов являются трещины, обеспечивающие подток нефти в породы-коллекторы.

В отложениях центральных районов Западно-Сибирской плиты наблюдаются молодые и зрелые залежи. Они начали формироваться, примерно, 85 млн. лет назад. В меловых отложениях приуральских и юго-восточных районов залежи нефти еще моложе. Процесс этот не завершен и в настоящее время продолжается.

Нефтяная залежь Советского месторождения приурочена к доюрским, средне- и верхнеюрским породам в пределах Медведевского поднятия и нижнемеловым – на Соснинском, Советском, Медведевском поднятиях [22]. В доюрских отложениях нефтеносные туфопесчаники приурочены к центральной и северной части Медведевского поднятия, которое с северо-запада, запада и юго-запада ограничено зоной отсутствия коллекторов. Отложения средней юры формируют две зоны развития коллекторов, представленных песчаниками с алевролитовыми и аргиллитовыми прослоями, в которых сформированы залежи нефти. Коллекторы верхнеюрских отложений представлены песчаниками, покрышкой нефтяной залежи являются аргиллиты. Коллекторы нижнемеловых отложений сложены как монолитными песчаниками, так и песчаниками с прослоями глинистых пород.

## 2 Особенности химического состава нефти Советского месторождения

### 2.1 Физико-химические свойства нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

К *физическим свойствам* нефти относится плотность и вязкость [2]. Плотность нефти имеет пределы от 0,77 до 0,980 г/см<sup>3</sup> (до 0,83 – особо легкая, 0,831-0,85 – легкая, 0,851-0,87 – средняя, 0,871-0,895 – тяжелая, более 0,895 – битуминозная) [8]. Вязкость нефти зависит от содержания в ней асфальтосмолистых веществ [22] (до 5 МПа\*с – незначительной вязкости, 5,1-10 МПа\*с – маловязкая, 10,1-30 МПа\*с – повышенной вязкости, 30,1-200 МПа\*с – высоковязкая, более 200 МПа\*с – сверхвязкая) [8].

Нефть Западно-Сибирской провинции по плотности является средней (0,86 г/см<sup>3</sup>) [14]. Особо легкая нефть находится в пределах Сахаро-Ливийского и Амударьинского нефтегазоносных бассейнов, в Лено-Тунгусской провинции – легкая, в Тимано-Печорской – тяжелая, в Волго-Уральской – битуминозная (табл.1).

Нефть месторождений Западной Сибири (19,9 МПа\*с) [12] характеризуется повышенной вязкостью, так же, как и нефть Лено-Тунгусской провинции. Маловязкой нефтью характеризуется нефть Амударьинского бассейна, высоковязкой – нефть Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций, сверхвязкой – нефть Сахаро-Ливийского бассейна (табл. 1).

Таблица 1 – Физические свойства нефти Западно-Сибирской и некоторых других нефтегазоносных провинций и бассейнов [12, 14, 15]

	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, МПа*с
Западно-Сибирская провинция	0,865	19,9
Тимано-Печорская провинция	0,88	107,5
Волго-Уральская провинция	0,91	42,4
Лено-Тунгусская провинция	0,84	19,6
Сахаро-Ливийский бассейн	0,82	207,6
Амударьинский бассейн	0,835	9,2

При исследовании химических свойств нефти различают три вида ее составов: фракционный, групповой химический и элементный [2].

**Фракционный состав** является важным классификационным показателем нефти [4]. Фракции, выкипающие до 300°C относят к светлым.

Классификация нефти по содержанию светлых фракций ( $\Phi_{300}$ ):

- $\Phi_{300} \leq 25\%$  – нефти с низким содержанием светлых фракций;
- $25 < \Phi_{300} \leq 50\%$  – нефти со средним содержанием светлых фракций;
- $50 < \Phi_{300} \leq 75\%$  – нефти с высоким содержанием светлых фракций;
- $75 < \Phi_{300} \leq 100\%$  – нефти с весьма высоким содержанием светлых фракций.

Нефть Западной Сибири характеризуется различным содержанием светлых фракций – от низкого до высокого, так же, как и нефть Волго-Уральской провинции, но в Западно-Сибирской это содержание больше (табл. 2).

Таблица 2 – Выход фракций в нефтях Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций, % [9]

Температура выкипания фракции при 760 мм рт.ст.	Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция	Волго-Уральская нефтегазоносная провинция
до 200 °С	25,83-55,45	20,92-48,43
до 300 °С	14,7-60,07	11,52-51,18

**Групповой химический состав** характеризует содержание в нефти углеводородов определенных химических групп, определяемых соотношением и структурой соединения атомов углерода и водорода: углеводородный состав (нафтено-метановые, парафино-нафтеновые, ароматико-метановые нефти и т.д.), содержание в нефти алканов (н-алканы, изоалканы, циклоалканы), аренов, асфальтенов и смол [2].

В пределах Западно-Сибирской провинции установлены некоторые общие закономерности состава нефти [1]. Выделяются три нефтегазосодержащие толщи: ниже-среднеюрская, верхнеюрская и нижнемеловая. Чем древнее нефтегазосодержащая толща, тем легче нефть, тем меньше она содержит серы, смол, асфальтенов, ароматических углеводородов и больше метановых углеводородов.

Состав нефти в различных месторождениях и отдельных пластах Западно-Сибирской провинции значительно изменяется. Среднеюрские нефти западной части провинции относятся к *метановому* типу, верхнеюрские – к *нафтено-метановому*, нижнемеловые – к *ароматико-метановому*. В составе нефти центральной части провинции преобладают *парафиновые* углеводороды, в северо-западной части содержится значительное количество *ароматических* углеводородов.

По содержанию алканов нефть Западно-Сибирской провинции, согласно классификации [8], относится парафинистому типу (4,42%), так же, как и нефть Волго-Уральской провинции (4,47%) [13]. К малопарафинистой относится нефть Лено-Тунгусской провинции (1,22%), к высокопарафинистой – нефть Тимано-Печорской провинции (6,38%).

Количество *n-алканов* в нефти Западно-Сибирской провинции варьирует в широких пределах – от долей процента до 40-45% [4]. Максимальные их количества характерны для ниже-среднеюрских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. Много меньше *n-алканов* в основной массе нефтей верхней юры и нижнего мела. В верхнемеловых сеноманских нефтях *n-алканы* практически отсутствуют.

Содержание *изоалканов* в светлых фракциях нефтей меняется мало, варьируя от 20-22 до 30-35%, редко до 40%.

Содержание *циклоалканов* в нефти Западно-Сибирской провинции изменяется в очень широких пределах. В бензиновых фракциях нефти и конденсатов их количество меняется от 15-20 до 70-80%. Минимальное содержание цикланов в бензинах характерно для юрских нефтей Красноленинского и Салымского районов, максимальные – для бензиновых фракций нефтей Сургутского свода, обедненных *n-алканами* нефтей северной части Нижневартовского свода, а также большинства нефтей и конденсатов в отложениях северных районов плиты.

В нефтях и конденсатах присутствуют бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, а также би-, три- и полициклические *арены*. В Среднеобской

нефтегазоносной области повышенным содержанием аренов во фракциях, выкипающих до 125 °С выделяются юрские нефти. Эти же нефти обогащены аренами во фракции с интервалом кипения 125-150 °С. Среди нижнемеловых нефтей низкокипящими аренами обогащены нефти берриас-валанжинской толщи на Сургутском своде. В пределах Нижневартовского свода выделяются нефти с более высоким содержанием аренов в низкокипящих фракциях. Резко выделяются содержанием низкокипящих аренов нефти северных районов Западно-Сибирской провинции.

Содержание *асфальтенов* в нефтях Западно-Сибирской провинции варьирует в очень широких пределах – от 0 до 20% [20]. Месторождения нефтей с большим содержанием асфальтенов локализованы в центральной и юго-восточной частях провинции среди апт-сеноманских и палеозойских отложений. Содержание асфальтенов в большинстве нефтей Западно-Сибирской провинции не превышает 1 %. Оно повышено до 2,0-2,6 % в апт-барремских нефтях центральной части и относительно велико (2,2-4,7 %) в нижнемеловых нефтях западной части плиты, при этом среднее содержание асфальтенов максимально в нефтях верхних ярусов нижнего мела (около 1,4 %) и постепенно падает до 0,6 % и ниже в более древних коллекторах.

*Смолистые вещества* составляют 1,3-17,1% (чаще 4-9%) массы нефтей Западно-Сибирской провинции. Среднее содержание смол в нефтях равномерно снижается с увеличением возраста и глубины залегания вмещающих пород.

По содержанию в нефти смол и асфальтенов нефть Западно-Сибирской провинции, согласно классификации [8], относится и к малосмолистому, и к смолистому и к высокосмолистому типам.

*Элементный состав* нефти характеризует содержание в ней отдельных химических элементов, выраженное в процентах по массе [2].

Нефть Западно-Сибирской провинции – это нефть с низким общим уровнем содержания микроэлементов, хотя Zn, Cr, Zr и Cd присутствуют в ней в значительных количествах [16], особенно высокие содержания Zn наблюдаются в отложениях баженовской свиты [10]. Отложения свиты, по

сравнению со средними данными мира, в 3 раза обогащены U, Sr, Ba и в 1,5 раза – As, Co и Tb. Также в отложениях данной свиты обращает на себя внимание чрезвычайно низкая концентрация Br.

Для нефти Западно-Сибирской провинции характерно высокое содержание Pb, а также повышенные концентрации Mn, Y, Cs и W; сумма редкоземельных элементов составляет – 320-990 мг/т [16].

Нефть Западно-Сибирской провинции характеризуется довольно низким средним значением содержания серы – около 1% [1] и соответствует мало-среднесернистому типу [8]. Более высокое содержание наблюдается в нефти Волго-Уральской провинции (2,93%) [15].

В результате анализа парагенезиса микроэлементов (Ni, Cu, Cr, Pt, Pd, Ru, Rh, Ir) в нефтях Западно-Сибирской провинции была установлена выраженная никелевая специализация [16]. Такая же специализация наблюдается у нефти Волго-Уральской провинции. Среди элементов платиновой группы преобладает Pd, содержание которого чаще всего больше, чем суммарное содержание рутения, иридия и родия. Месторождения обеих провинций имеют рутениевую и рутений-родиевую специализацию.

В смолисто-асфальтеновых компонентах нефти Западно-Сибирской провинции наблюдаются повышенные, по сравнению со средним содержанием верхней континентальной коры, содержания Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag и Au. Такая же особенность наблюдается в нефти Тимано-Печорской провинции.

Таким образом, нефть Западно-Сибирской провинции характеризуется средней плотностью, повышенной вязкостью, различным содержанием светлых фракций – от низкого до высокого, является мало-среднесернистой. По особенностям группового состава нефть Западно-Сибирской провинции относится к метановому, нафтено-метановому, ароматико-метановому, парафиновому, ароматическому типам, по содержанию алканов – к парафинистому типу.

В химическом составе нефти была установлена выраженные никелевая, рутениевая и рутений-родиевая специализация; высокое содержание Pb. В

смолисто-асфальтеновых компонентах наблюдаются повышенные, по сравнению со средним содержанием верхней континентальной коры, содержания Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag и Au. Также в значительных количествах в нефти Западно-Сибирской провинции присутствуют Zn, Cr, Zr и Cd.

## 2.2 Физико-химические свойства нефти Советского месторождения

Нефть Советского месторождения характеризуется средней *плотностью* – 0,852 г/см<sup>3</sup> [22], как и нефть в целом Западно-Сибирской провинции (0,865 г/см<sup>3</sup>) и является *маловязкой* (7,5 Мпа\*с) [8].

*Фракционный состав* нефти Советского месторождения характеризуется высоким процентным содержанием светлых фракций (51-52%) [22], что близко к верхнему пределу колебаний содержания фракций в нефтях Западно-Сибирской провинции (табл. 3).

Таблица 3 – Содержание фракций в нефти Советского месторождения и Западно-Сибирской провинции, % [9,22]

Температура выкипания фракции при 760 мм рт.ст.	Советское месторождение	Западно-Сибирская провинция
до 200 °С	30,0-32,0	25,83-55,45
до 300 °С	51,0-52,0	14,7-60,07

По особенностям *группового химического состава* нефть Советского месторождения относится к *парафино-нафтеновому* типу [38]. Во фракции от начала кипения до 200°С содержится 10% ароматических, 25% нафтеновых и 65% парафиновых углеводородов. В 50-градусных фракциях, кипящих выше 200 °С (от 200 до 450°С), содержание парафино-нафтеновых углеводородов уменьшается с увеличением температурных пределов кипения от 79% у фракции 200-250 °С, до 44% у фракции 400-450 °С. Количество ароматических углеводородов соответственно растет от 21 до 54%.

По содержанию алканов в нефти Советское месторождение, согласно классификации [8], относится к парафинистому типу (2,25%) [22], так же, как нефть Западно-Сибирской провинции (4,42%).

Содержание *n-алканов* в нефти Советского месторождения колеблется в пределах от 1,95 до 25,36 мас. % в юрских и нижнемеловых нефтях [20]. В

верхнемеловых сеноманских нефтях месторождения *n*-алканы отсутствуют, как и на всей территории Западно-Сибирской провинции. В максимальном количестве *n*-алканы присутствуют во фракции 200-250°C, с повышением температуры кипения фракций их концентрация постепенно падает.

В нефти нижнемеловых залежей концентрации *n*-алканов находятся в пределах 2-13 мас.%. Преобладают нефти с содержанием парафинов до 6 % мас.%. Нефти из нижнемеловых залежей месторождения можно разделить на 2 группы: с содержанием *n*-алканов 2-6 и 7,5-17 мас. %.

Содержание *n*-алканов в верхнеюрских отложениях составляет от 4,5 до 16 мас. %. Повышенные концентрации *n*-алканов характерны для некоторых юрских и нижнемеловых нефтей Советского месторождения.

Содержание *изоалканов* в нефти месторождения изменяется от 0,4 до 6,6 мас. %, это в несколько раз меньше, чем их содержание в нефти Западно-Сибирской провинции (от 20-22 до 30-35%). Минимальные концентрации *изоалканов* установлены в нефти пластов АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>3</sub> (0,4 и 0,5, соответственно). Нефти юрских отложений содержат от 1,23 до 3,71 мас. % *изоалканов*, в составе большинства нефтей их количество не превышает 2,6 мас. %. Повышенное содержание *изоалканов* отмечено для нефти верхней юры.

Распределение суммы *циклоалканов* по фракциям имеет два максимума: во фракциях 200-250°C и 300-350°C. С увеличением температуры кипения фракций доля *циклоалканов* резко снижается.

Концентрация *аренов* в нижнеюрских нефтях месторождения возрастает с 13 до 53,7% во фракциях от 200-250°C до 450-490°C.

Содержание *асфальтенов* в нефти Советского месторождения изменяется от 1,32 до 1,74 %, содержание *смо*л – от 6,5 до 7,34 % [22]. По содержанию асфальто-смолистых веществ нефть Советского месторождения относится к смолистой [8].

При определении *элементного состава* нефти месторождений Среднеобской области было выявлено изменение содержания редкоземельных

элементов в зависимости от гидродинамических условий бассейна осадконакопления [3].

Осадконакопление на территории расположения Казанской группы месторождений (Среднеобская нефтегазоносная область Западно-Сибирской провинции) в средне-верхнеюрский период происходило в прибрежно-морской обстановке: в лагуне, марше, ватте, приливной дельте и приливном канале, в этих условиях были сформированы породы васюганской свиты. В глубоководноморских условиях, в пелагиали, в верхнеюрское время, сформировались отложения баженовской свиты, в мелководноморской обстановке во внешнем шельфе – георгиевской.

Самой активной гидродинамикой обладают отложения приливного канала. За ними следует спектр осадков приливной дельты, для которой в целом характерны более спокойные, по сравнению с приливыми каналами условия. Отложения ватта и следующие за ними осадки марша отражают более спокойный темп седиментации в прибрежной части бассейна. Накопление отложений лагун происходило в еще более спокойной обстановке, с достаточно редкими периодами штормов. Наиболее спокойная обстановка представлена отложениями фации пелагиали.

В нефтях баженовской свиты величина отношения  $Ce/Ce^*$  характеризуется как отрицательная цериевая аномалия (0,86), в то время как в нефтях георгиевской и васюганской свит  $Ce/Ce^* > 1$ .

Наибольшая величина отношения  $Sr/Ba$  на Советском месторождении зафиксирована в нефтях баженовской свиты, где она равна 0,61 и 0,66 соответственно. Минимальный показатель  $Sr/Ba$  (0,17) характерен для подошвы георгиевской свиты – барабинской пачки фации внешнего шельфа.

В нефтях баженовской (0,79) и георгиевской свит (0,80) отношение  $Ti/Zr$  ниже, чем в нефти васюганской свиты (0,92–1,44).

Показатель  $Ce/Y$  варьирует от 7,28 до 11,02. Максимальный показатель отношения  $Ce/Y$  (11,02) наблюдается в подошве георгиевской свиты –

барабинской пачке. Минимальное значение отношения  $Ce/Y$  (7,28) характерно для баженовской свиты.

Значения  $Eu/Eu^*$  более 1 принято называть положительными, а значения менее 1 – отрицательными. Для исследуемых образцов отношение  $Eu/Eu^*$  колеблется от 0,92 до 1,17. Минимальные значения характерны для нефти васюганской свиты (0,92 и 0,95).

Значение отношения не превышает 1,85. Для баженовской свиты показатель  $La/Yb$  является минимальным (0,96), а в васюганской свите он возрастает до 1,03–1,63.

Среднее содержание серы в нефти Советского месторождения составляет 0,73% [22], что соответствует среднесернистому типу [8].

В составе нижнемеловой нефти Советского месторождения было выявлено содержание ряда основных микроэлементов, таких, как Fe, Ni, V [5]. Концентрация Fe довольно низкая –  $0,78-1,06 \cdot 10^{-4}$  %, что не свойственно нефти Западно-Сибирской провинции в целом. Содержание Ni составляет  $8,67-9,62 \cdot 10^{-4}$ , высокая его концентрация соответствует выраженной никелевой специализации провинции. Также выявлено среднее содержание V в нефти –  $13-16,5 \cdot 10^{-4}$  %, это значение является средним на фоне нефтей других месторождений провинции. Ti в составе нижнемеловой нефти Советского месторождения не обнаружено, но в некоторых месторождениях Западно-Сибирской провинции наблюдаются его незначительные концентрации. Содержание данных попутных микроэлементов в нефти Советского месторождения не соответствует промышленным концентрациям [8].

Таким образом, нефть Советского месторождения характеризуется средней плотностью, высоким содержанием светлых фракций, является маловязкой, среднесернистой. По особенностям группового химического состава нефть Советского месторождения относится к парафино-нафтеновому типу, по содержанию асфальто-смолистых веществ – к смолистой.

В составе нижнемеловой нефти Советского месторождения было выявлено содержание ряда основных микроэлементов, таких, как Fe, Ni и V.

### 2.3 Технологическая классификация нефти

Технологическая классификация нефти основана на особенностях физико-химических свойств, что определяет выбор варианта дальнейшей переработки углеводородного сырья (табл. 5) [2].

Таблица 5 – Технологическая классификация нефти [2]

Класс	Содержание серы, %	Тип	Выход фракции до 300 °С, %	Вид	Содержание алканов, %
I	≤0,5	T1	≥45	П1	≤1,5
II	0,51–2,0	T2	30-44,9	П2	1,5-6
III	>2,0	T3	<30	П3	>6

Нефти подразделяют на классы – по содержанию серы: I класс – до 0,5% S; II класс – 0,5-2% S; III класс – более 2% S. Подразделение нефти на типы учитывает содержание фракции, выкипающей до 300°С: T1 – более 45%; T2 – 30-44,9%; T3 – до 25%. Разделение на виды происходит в зависимости от содержания алканов в нефти: П1 – до 1,5%; П2 – 1,5-6%; П3 – 6%.

Сочетание класса, типа, группы составляет шифр технологической классификации нефти. Для нефтей Советского месторождения и Западно-Сибирской провинции этот шифр, примерно, совпадает (табл.6). Нефть Советского месторождения характеризуется выходом светлых фракций свыше 45% и так же, как и нефть Западно-Сибирской провинции, относится ко II классу и ко второму виду (П2).

Таблица 6 – Технологическая классификация нефтей Советского месторождения и Западно-Сибирской провинции [1,9, 13, 22]

Нефть	Содержание серы, %	Выход фракции до 300 °С, %	Содержание алканов, %	Шифр нефти
Советское месторождение	0,73	51,0-52,0	2,25	II T1 П2
Западно-Сибирская провинция	1	14,7-60,07	4,42	II T1 T2 T3 П2

Из нефти Советского месторождения, согласно ее технологической классификации, без депарафинизации можно получить реактивное и летнее дизельное топливо [18]. Переработка нефти месторождения требует дополнительной сероочистки нефти и ее дистиллятов, чтобы обеспечить

получение качественных товарных моторных топлив и других нефтепродуктов, а также усиления очистки газовых выбросов сточных вод для снижения загрязнения окружающей среды. При переработке такой нефти получают бензины, содержащие сернистые соединения, наличие которых снижает антидетонационную стойкость топлива.

### **3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

#### **3.1 Виды и объемы проектируемых работ**

Приведен технико-экономический анализ проектных решений разработки Советского месторождения в целом по месторождению и отдельно по объектам [22].

##### *Объект АВ<sub>1</sub>*

Предусматривается бурение 611 новых скважин, 378 добывающих из них 279 горизонтальных скважин (с длиной горизонтального ствола 300 м) и 233 нагнетательных, из них 128 скважин нагнетательных горизонтальных (горизонтальный ствол 50 м). Дополнительно к бурению предусматривается программа проведения геолого-технических мероприятий, включающая проведение зарезки боковых стволов, зарезки боковых горизонтальных стволов, переводы на другие объекты, ввод из бездействия, физико-химию. Расчетный срок разработки составил 137 лет. Добыча нефти за расчетный срок составит 71 785 тыс. тонн.

##### *Объект АВ<sub>2</sub>*

Предлагается 5 операций по зарезке боковых стволов, приобщение, переводы на другие объекты, физико-химия. Расчетный период составит 81 год. Проектная добыча нефти составит 1161,7 тыс. т.

##### *Объект АВ<sub>3</sub>*

Предлагается 2 операции по зарезке боковых стволов и 3 операции по зарезке боковых горизонтальных стволов, переводы на другие объекты, физико-химия. Расчетный период составит 47 лет (с 2009 г. по 2055 г.). Проектная добыча нефти составит 1172,4 тыс. т.

##### *Объект АВ<sub>4</sub>*

Предлагается проведение 4 операции по зарезке боковых стволов и 1 операции зарезки боковых горизонтальных стволов, изоляционные работы и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 30. Проектная добыча нефти составит 686 тыс. т.

*Объект АВ<sub>6</sub>*

Предлагается проведение 7 операций по зарезке боковых стволов, 10 операций по приобщению объектов, изоляционные работы и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 43 года. Проектная добыча нефти составит 979 тыс. т.

*Объект АВ<sub>7</sub>*

Предлагается проведение операций по приобщению, изоляционные работы и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 19 лет. Проектная добыча нефти составит 35 тыс. т.

*Объект АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>*

Планируется 1 операция по приобщению и проведение физико-химических мероприятий. Расчетный период составит 16 лет. Проектная добыча нефти составит 38,4 тыс. т.

*Объект АВ<sub>8</sub><sup>1</sup>*

Предлагается проведение 1 операции по переводу добывающей скважины, физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 25 лет. Проектная добыча нефти составит 96 тыс. т.

*Объект БВ<sub>0+1</sub>*

Предлагается бурение 1 добывающей горизонтальной скважины, 13 операций по зарезке боковых горизонтальных стволов, переводы, приобщение, вывод из бездействия и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 39 лет. Проектная добыча нефти составит 1050 тыс. т.

*Объект БВ<sub>2</sub>*

Предлагается 4 операций по зарезке боковых стволов, переводы, приобщение и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 13 лет. Проектная добыча нефти составит 229 тыс. т.

*Объект БВ<sub>3</sub>*

Предлагается бурение 1 добывающей горизонтальной скважины, 3 операции по зарезке боковых горизонтальных стволов, приобщение и физико-

химические мероприятия. Расчетный период составит 48 лет. Проектная добыча нефти составит 372 тыс. т.

*Объект БВ<sub>4</sub>*

Предлагается бурение 1 добывающей горизонтальной скважины, 4 операции по зарезке боковых стволов, перевод на другой объект, физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 43 года. Проектная добыча нефти составит 643 тыс. т.

*Объект БВ<sub>5</sub>*

Предлагается 4 операции по зарезке боковых горизонтальных стволов, перевод на другой объект добывающей скважины и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 42 года. Проектная добыча нефти составит 277 тыс. т.

*Объект БВ<sub>6</sub>*

Предлагается 4 операции по зарезке боковых горизонтальных стволов и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 56 лет. Проектная добыча нефти составит 254 тыс. т.

*Объект БВ<sub>8</sub>*

Предлагается 5 операций по зарезке боковых горизонтальных стволов, приобщения, выводы из бездействия и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 59 лет. Проектная добыча нефти составит 1 599 тыс. т.

*Пласт Ю<sub>1</sub>*

Предлагается 3 операции по зарезке боковых горизонтальных стволов, приобщение и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 70 лет. Проектная добыча нефти составит 338 тыс. т.

*Пласт Ю<sub>2</sub>*

Предлагается 1 операция по зарезке боковых стволов и 1 по зарезке боковых горизонтальных стволов, перевод на другой объект нагнетательной, приобщение, вывод из бездействия и физико-химические мероприятия.

Расчетный период составит 37 лет. Проектная добыча нефти составит 109 тыс. т.

### *Пласт М*

Предлагается 1 операция по зарезке боковых стволов, приобщение и физико-химические мероприятия. Расчетный период составит 40 лет. Проектная добыча нефти составит 123 тыс. т.

Показатели, характеризующие эффективность разработки Советского месторождения определены при условии сбыта 70 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 30% на внешнем в условиях действующей налоговой системы. Реализация газа осуществляется на Нижневартовский ГПЗ и на котельные г. Стрежевой. Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

### **3.2 Оценка капитальных вложений**

Капитальные вложения на разработку Советского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в действующих ценах.

Затраты на строительство скважин представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет стоимости строительства скважин на Советском месторождении

Наименование работ или затрат	Стоимость бурения наклонно-направленной скважины, руб.	Стоимость бурения горизонтальной (300 м) добывающей скважины, руб.	Стоимость бурения горизонтальной (50 м) нагнетательной скважины, руб.
1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	2 526 250	2 526 250	2 526 250
Бурение и крепление	26 700 358	49 690 633	33 287 153
Средняя глубина скважин	2 000	2 300	2 050
Итого	29 226 608	52 216 883	35 813 403

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производился пообъектно, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- строительство и обустройство кустов;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- электроснабжение и связь;
- автодорожное строительство;
- площадочные объекты.

Капитальные вложения отражены в расчетах согласно бизнес-плана компании, дополнительно к ним учтены затраты, связанные с бурением и обустройством новых скважин и кустов.

Затраты на оборудование, не входящие в сметы строек рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1175 тыс. руб. на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда. Затраты на капитальное строительство, на разработку месторождения представлены в таблице 8.

Дополнительно в работе была рассмотрена разработка категории запасов  $C_2$ , а также из-за длительного срока разработки учтены затраты на перебуривание скважин, объемы капитальных вложений представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Расчет капитальных вложений на разработку Советского месторождения (категория запасов  $B+C_1$ )

Показатели	Натуральные единицы	Стоимость на ед., млн. руб.	Стоимость, млн. руб.
<b>Капитальные вложения на освоение Советского месторождения</b>			
<b>Капитальные вложения по бизнес-плану</b>			
Строительство скважин , скв.			2743,54
добывающих наклонно-направленных	1	29,23	29,23
добывающих горизонтальных	20	52,22	1044,34
нагнетательных наклонно-направленных	3	29,23	87,68
нагнетательных горизонтальных	12	35,81	429,76
зарезка БС	4	24,96	99,83
зарезка БГС	29	36,30	1052,70
Промысловое обустройство			3367,9

Подготовительные работы, куст	5,0		641,0
Обустройство скважин, скв.	36,0		160,9
Строительство и реконструкция нефтесборных сетей, км.	37,79		394,6
Строительство и реконструкция высоконапорных водоводов, км.	42,4		314,79
Строительство объектов электроснабжения (Вл-6 кВ), км	24,9		78,29
Реконструкция ПС 35/6 кВ, шт.	4,0		423,66
Реконструкция ПС-220/35 кВ, шт.	1,0		29,49
Прочие объекты энергетики			63,56
Строительство площадки для хранения металлолома			21,41
Строительство водоочистных сооружений			29,66
Строительство автодорог, км.	11,9		558,73
Реконструкция ЦТП, шт.			265,16
Реконструкция УПСВ, шт.			269,97
Строительство и реконструкция КС			48,82
Прочие капитальные вложения			67,96
ОНСС			1021,85
Всего капитальных вложений по бизнес-плану			7133,34
<b>Капитальные вложения дополнительно предложенные в проекте</b>			
Строительство скважин , скв.			25942,50
добывающих наклонно-направленных	98	29,23	2864,21
добывающих горизонтальных	262	52,22	13680,82
нагнетательных наклонно-направленных	102	29,23	2981,11
нагнетательных горизонтальных	116	35,81	4154,35
зарезка БС	31	24,96	773,70
зарезка БГС	41	36,30	1488,30
Промысловое обустройство			17102,5
Обустройство скважин, скв.	578,0	3,50	2023,0
Подготовительные работы на куст, куст	46,0	100,00	4600,0
Строительство нефтесборных сетей, км.	42,90	6,87	294,7
Реконструкция нефтесборных сетей, км.	319,21	6,87	2193,0
Реконструкция нефтепроводов, км.	44,44	8,08	359,1

Реконструкция газопроводов, км.	53,29	9,13	486,7
Реконструкция газопроводов внешнего транспорта, км.	36,34	11,22	407,7
Строительство высоконапорных водоводов, км.	46,6	5,78	269,06
Реконструкция высоконапорных водоводов, км.	325,8	5,78	1883,14
Строительство объектов электроснабжения (ВЛ-6), км.	42,9	2,59	111,13
Строительство ПС 35/6 кВ, шт.	1,0	108,22	108,22
Строительство автодорог, км.	42,9	39,30	1685,97
Реконструкция ДНС, шт.	1,0	67,95	67,95
Реконструкция БКНС, шт.	2,0		305,28
Реконструкция УПСВ, шт.	6,0		786,24
Прочие капитальные вложения			1521,34
ОНСС			18014,74
Природоохранные мероприятия			1585,79
Всего капитальных вложений предложенных в проекте			62645,51
Всего капитальных вложений по Советскому месторождению			69778,9

Таблица 9 – Расчет капитальных затрат на разработку запасов категории С<sub>2</sub>

Показатели	Натуральные единицы	Стоимость на ед., млн. руб.	Стоимость, млн. руб.
Строительство скважин , скв.			24932,15
добывающих наклонно-направленных	1	29,23	29,23
добывающих горизонтальных	15	52,22	783,25
нагнетательных наклонно-направленных	4	29,23	116,91
нагнетательных горизонтальных	10	35,81	358,13
зарезка БС	1	24,96	24,96
зарезка БГС	6	36,30	217,80
перебуривание добывающих горизонтальных	335	52,22	17492,66
перебуривание нагнетательных горизонтальных	165	35,81	5909,21
Промышленное обустройство			2013,6
Обустройство скважин (по новым скважинам), скв.	23	3,50	80,5
Обустройство скважин (по	500	3,50	1750,0

перебуриваемым), скв.			
Прочие капитальные вложения			183,1
ОНСС			1466,7
Природоохранные мероприятия			642,5
Всего капитальных вложений			29055,0

### 3.3 Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти, сложившуюся по Советскому месторождению в ОАО «Томскнефть ВНК».

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти и газа;
- прочие производственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- транспортные расходы при экспорте;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые и общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и капитальный ремонт нефтяных скважин.

Расходы на капитальный ремонт скважин для поддержания базовой добычи определяются, исходя из действующего фонда скважин и процента скважин, подверженных обязательному ремонту. В нашем случае доля добывающих скважин, от всего действующего фонда, подверженных

капитальному ремонту составляет 11%, а доля нагнетательных скважин составляет 17% и средней стоимости одного капитального ремонта по добывающим скважинам 1 228 тыс.руб., по нагнетательным скважинам 1 479 тыс.руб.

Энергетические затраты рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости, закачки воды. Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды. Расходы на сбор и транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений. В состав эксплуатационных затрат включены расходы на мероприятия, повышающие нефтеотдачу. Стоимость проводимых мероприятий по Советскому месторождению представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость мероприятий по повышению нефтеотдачи по объектам разработки Советского месторождения

Мероприятия	Стоимость, тыс.руб./1опер.
Приобщение объектов	898
Вывод из бездействия добывающей скважины	1436
Вывод из бездействия нагнетательной скважины	1265
Изоляционные работы	1091
Потокоотклоняющие технологии	1313
ОПЗ нагнетательных скважин	801
ОПЗ добывающих скважин	731
Перевод на другой объект добывающей скважины	1156
Перевод на другой объект нагнетательной скважины	861

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из сложившегося по каждому варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат учтен в статье «Внерезализационные расходы» и рассчитан исходя из 20% от величины новых капитальных

вложений на обустройство месторождения. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки отдельно по пластам разработки.

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти учтены также расходы на экологию, платежи и налоги, отчисляемые в бюджетные фонды.

При включении в разработку категории запасов  $C_2$  получаем снижение удельных эксплуатационных затрат, что сказывается на улучшении экономических показателей. Также из проведенного анализа себестоимости получили, что предельные средние эксплуатационные затраты на ТУТ, позволяющие получать прибыль составляют 4485 руб./т., т.е. месторождение с прибылью может работать только до 2050 г. Соответственно дальнейшая разработка месторождения для недропользователя не выгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98-99% обводненности при предельной рентабельной обводненности 87,5% и дебите нефти 3 т./сут. или 95% обводненности и 4 т./сут. Если в расчетах учитывать данные ограничения, то рентабельный срок будет продолжаться до конца разработки месторождения, при этом потери в КИН могут составить 8%, т.е. получим снижение с 0,433 до 0,399 доли ед. Но данный подход противоречит Российскому законодательству, хотя в зарубежной практике такой подход используется.

### **3.4 Технико-экономический анализ варианта разработки Советского месторождения**

Сопоставление основных экономических показателей разработки Советского месторождения по объектам и по месторождению в целом представлено в таблицах 11-19.

Из анализа экономических показателей разработки объектов Советского месторождения следует, что по большинству объектов разработка экономически эффективна по всем вариантам. Отрицательный

дисконтированный поток наличности наблюдается при разработке объектов БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, и Ю<sub>2</sub>.

Таблица 11 – Основные технико-экономические показатели разработки по объекту АВ<sub>1</sub>

	Показатели	АВ <sub>1</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	137
2	Рентабельный срок разработки, лет	34
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.	
	- за рентабельный срок разработки	50290
	- за расчетный срок разработки	71785
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .	
	- за рентабельный срок разработки	2364
	- за расчетный срок разработки	3374
5	Капитальные вложения, млн.руб.	66269
	в том числе:	
	-на бурение скважин	26487
	-обустройство	20459
	-оборудование не входящее в сметы строек	17768
	- природоохранные мероприятия	1554
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	608915
	в том числе:	
	-текущие затраты	342608
	-затраты на проведение МУН	12351
	-отчисления и налоги в себестоимости	159972
	-транспортные расходы	25991
	-амортизация	67992
7	Внереализационные расходы	4720
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	516959
	- за расчетный срок разработки	737928
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	23024
	- за расчетный срок разработки	-109027
10	Поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	23790
	- за расчетный срок разработки	-107303
11	Срок окупаемости по не дисконт. Поток, лет	не окупается
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	393291
	- федеральный бюджет	364348
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	24939
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	4004

	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>	
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	6910
	- за расчетный срок разработки	6520
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,64
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,33
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	94055
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>	
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	6285
	- за расчетный срок разработки	5400
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,57
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,42
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	64657
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	285988

Таблица 12 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам АВ<sub>2</sub> и АВ<sub>3</sub>

	Показатели	АВ <sub>2</sub>	АВ <sub>3</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	81	47
2	Рентабельный срок разработки, лет	17	25
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	774	1053
	- за расчетный срок разработки	1162	1172
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	40	65
	- за расчетный срок разработки	60	73
5	Капитальные вложения, млн.руб.	486	309
	в том числе:		
	-на бурение скважин	125	159
	-обустройство	0	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	359	150
	- природоохранные мероприятия	1	0
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	9222	7587
	в том числе:		
	-текущие затраты	5218	3719

	-затраты на проведение МУН	216	108
	-отчисления и налоги в себестоимости	2856	3000
	-транспортные расходы	421	424
	-амортизация	511	336
7	Внереализационные расходы	47	43
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	7956	10831
	- за расчетный срок разработки	11945	12063
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	1008	818
	- за расчетный срок разработки	-1160	608
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	1003	828
	- за расчетный срок разработки	-1135	635
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб	6692	6826
	- федеральный бюджет	6225	6410
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	406	373
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	61	42
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	548	462
	- за расчетный срок разработки	487	456
15	Индекс доходности дисконт. Затрат, доли ед.	0,99	1,09
16	Индекс доходности дисконт. Инвестиций (PI), доли ед.	4,28	3,67
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	2463	3184
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	429	371
	- за расчетный срок разработки	412	370

20	Индекс доходности дисконт. Затрат, доли ед.	1,07	1,09
21	Индекс доходности дисконт. Инвестиций (PI), доли ед.	5,12	3,84
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	1804	2490
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	5558	7460

Таблица 13 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам АВ<sub>4</sub> и АВ<sub>6</sub>

	Показатели	АВ <sub>4</sub>	АВ <sub>6</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	30	43
2	Рентабельный срок разработки, лет	30	18
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	686	802
	- за расчетный срок разработки	686	979
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	45	51
	- за расчетный срок разработки	45	62
5	Капитальные вложения, млн.руб.	197	252
	в том числе:		
	-на бурение скважин	136	175
	-обустройство	0	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	58	74
	- природоохранные мероприятия	3	3
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	4285	6095
	в том числе:		
	-текущие затраты	1954	2789
	-затраты на проведение МУН	126	148
	-отчисления и налоги в себестоимости	1748	2528
	-транспортные расходы	248	355
	-амортизация	209	275
7	Внереализационные расходы	44	40
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	7060	8253
	- за расчетный срок разработки	7060	10075
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		

	- за рентабельный срок разработки	481	856
	- за расчетный срок разработки	481	702
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	493	831
	- за расчетный срок разработки	493	725
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб	3997	5766
	- федеральный бюджет	3747	5382
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	228	352
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	22	32
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	225	522
	- за расчетный срок разработки	225	516
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,08	1,12
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	3,02	5,08
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	1815	2792
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	187	442
	- за расчетный срок разработки	187	440
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,08	1,13
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	3,51	6,30
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	1449	2217
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	4491	6491

Таблица 14 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам АВ<sub>7</sub> и АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>

	Показатели	АВ <sub>7</sub>	АВ <sub>8</sub> <sup>0</sup>
1	Проектный срок разработки, лет	19	16
2	Рентабельный срок разработки, лет	0	9
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	0	32
	- за расчетный срок разработки	35	38
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	0	2
	- за расчетный срок разработки	3	3
5	Капитальные вложения, млн.руб.	7	4
	в том числе:		
	-на бурение скважин	0	0
	-обустройство	0	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	7	4
	- природоохранные мероприятия	0	0
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	298	202
	в том числе:		
	-текущие затраты	166	70
	-затраты на проведение МУН	17	12
	-отчисления и налоги в себестоимости	95	102
	-транспортные расходы	13	14
	-амортизация	8	4
7	Внереализационные расходы	4	1
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	326
	- за расчетный срок разработки	361	395
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	66
	- за расчетный срок разработки	-53	58
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	66
	- за расчетный срок разработки	-52	58
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	205	236
	- федеральный бюджет	195	215
	- бюджеты субъектов РФ и местные	8	20

	бюджеты		
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	2	1
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	33
	- за расчетный срок разработки	-20	32
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	0,91	1,24
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	-0,60	7,20
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окупается	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	124	100
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	24
	- за расчетный срок разработки	-14	24
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	0,93	1,26
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	-0,44	8,29
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окупается	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	102	70
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	153	294

Таблица 15 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам АВ<sub>8</sub><sup>1</sup> и БВ<sub>0+1</sub>

	Показатели	АВ <sub>8</sub> <sup>1</sup>	БВ <sub>0+1</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	25	39
2	Рентабельный срок разработки, лет	15	18
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	82	809
	- за расчетный срок разработки	96	1050
4	Проектная добыча газа, млн.м3.		
	- за рентабельный срок разработки	6	64
	- за расчетный срок разработки	7	83

5	Капитальные вложения, млн.руб.	11	706
	в том числе:		
	-на бурение скважин	0	524
	-обустройство	0	4
	-оборудование не входящее в сметы строек	11	170
	- природоохранные мероприятия	0	8
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	584	7613
	в том числе:		
	-текущие затраты	263	3666
	-затраты на проведение МУН	18	119
	-отчисления и налоги в себестоимости	255	2719
	-транспортные расходы	35	380
	-амортизация	13	730
7	Внереализационные расходы	5	47
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	841	8336
	- за расчетный срок разработки	990	10815
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	89	435
	- за расчетный срок разработки	85	-310
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	90	264
	- за расчетный срок разработки	87	-286
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год вложения	не окупается
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	572	6184
	- федеральный бюджет	535	5767
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	33	375
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	3	42
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	56	108
	- за расчетный срок разработки	56	66
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,12	1,02
16	Индекс доходности дисконт.	6,40	1,23

	инвестиций (PI), доли ед.		
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	294	2304
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	47	86
	- за расчетный срок разработки	47	70
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,13	1,03
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	7,62	1,35
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	232	1652
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	659	5898

Таблица 16 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам БВ<sub>2</sub> и БВ<sub>3</sub>

	Показатели	БВ <sub>2</sub>	БВ <sub>3</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	13	48
2	Рентабельный срок разработки, лет	5	21
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	202	307
	- за расчетный срок разработки	229	372
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	16	24
	- за расчетный срок разработки	18	29
5	Капитальные вложения, млн.руб.	115	220
	в том числе:		
	-на бурение скважин	100	161
	-обустройство	0	4
	-оборудование не входящее в сметы строек	15	52
	- природоохранные мероприятия	0	3
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	1183	2344
	в том числе:		
	-текущие затраты	359	999
	-затраты на проведение МУН	18	43

	-отчисления и налоги в себестоимости	605	939
	-транспортные расходы	83	135
	-амортизация	117	228
7	Внереализационные расходы	9	13
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	2079	3157
	- за расчетный срок разработки	2359	3831
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	436	482
	- за расчетный срок разработки	342	185
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	368	412
	- за расчетный срок разработки	345	193
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	1430	2228
	- федеральный бюджет	1282	2029
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	144	187
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	4	12
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	111	155
	- за расчетный срок разработки	108	144
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,20	1,14
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	3,77	3,20
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	399	696
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	63	104
	- за расчетный срок разработки	62	101
20	Индекс доходности дисконт. затрат,	1,21	1,15

	доли ед.		
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	3,81	3,59
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	223	459
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	1775	2421

Таблица 17 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам БВ<sub>4</sub> и БВ<sub>5</sub>

	Показатели	БВ <sub>4</sub>	БВ <sub>5</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	43	42
2	Рентабельный срок разработки, лет	36	21
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	586	207
	- за расчетный срок разработки	643	277
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	37	14
	- за расчетный срок разработки	41	19
5	Капитальные вложения, млн.руб.	218	177
	в том числе:		
	-на бурение скважин	152	145
	-обустройство	4	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	59	29
	- природоохранные мероприятия	3	3
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	3921	1570
	в том числе:		
	-текущие затраты	1767	587
	-затраты на проведение МУН	167	44
	-отчисления и налоги в себестоимости	1524	656
	-транспортные расходы	233	100
	-амортизация	231	183
7	Внереализационные расходы	19	6
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	6035	2127
	- за расчетный срок разработки	6618	2848
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	575	400

	- за расчетный срок разработки	545	301
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	587	361
	- за расчетный срок разработки	558	307
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окупается в год вложения	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	3656	1627
	- федеральный бюджет	3405	1472
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	230	148
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	22	7
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	163	115
	- за расчетный срок разработки	162	113
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,11	1,24
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	3,25	4,32
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	949	355
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	114	74
	- за расчетный срок разработки	114	73
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,12	1,28
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	4,00	5,62
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	635	206
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	4214	1934

Таблица 18 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам БВ<sub>6</sub> и БВ<sub>8</sub>

	Показатели	БВ <sub>6</sub>	БВ <sub>8</sub>
1	Проектный срок разработки, лет	56	59
2	Рентабельный срок разработки, лет	0	0
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	254	1599
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	17	88
5	Капитальные вложения, млн.руб.	179	343
	в том числе:		
	-на бурение скважин	145	182
	-обустройство	0	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	31	158
	- природоохранные мероприятия	3	4
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	1986	12332
	в том числе:		
	-текущие затраты	1035	7443
	-затраты на проведение МУН	50	189
	-отчисления и налоги в себестоимости	624	3739
	-транспортные расходы	92	579
	-амортизация	185	383
7	Внереализационные расходы	9	37
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	2613	16443
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	-220	-872
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	-214	-832
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается	не окупается
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	1462	8684
	- федеральный бюджет	1361	8353
	- бюджеты субъектов РФ и местные	89	246

	бюджеты		
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	12	85
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	-55	-97
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	0,93	0,98
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	-0,10	0,19
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окупается	не окупается
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	396	2331
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	0	0
	- за расчетный срок разработки	-43	-60
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	0,91	0,98
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	-0,58	0,19
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окупается	не окупается
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	260	1602
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	1248	7852

Таблица 19 – Основные технико-экономические показатели разработки по объектам М, Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>

	Показатели	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2</sub>	М
1	Проектный срок разработки, лет	70	37	40
2	Рентабельный срок разработки, лет	29	10	24
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.			
	- за рентабельный срок разработки	267	64	108
	- за расчетный срок разработки	338	109	123
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .			
	- за рентабельный срок	20	5	5

	разработки			
	- за расчетный срок разработки	25	9	5
5	Капитальные вложения, млн.руб.	157	91	38
	в том числе:			
	-на бурение скважин	109	61	25
	-обустройство	0	0	0
	-оборудование не входящее в сметы строек	48	30	13
	- природоохранные мероприятия	0	0	0
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	2118	908	682
	в том числе:			
	-текущие затраты	974	476	262
	-затраты на проведение МУН	104	37	35
	-отчисления и налоги в себестоимости	752	264	299
	-транспортные расходы	122	40	44
	-амортизация	165	93	41
7	Внереализационные расходы	6	7	4
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.			
	- за рентабельный срок разработки	2752	658	1114
	- за расчетный срок разработки	3477	1127	1263
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.			
	- за рентабельный срок разработки	419	42	184
	- за расчетный срок разработки	200	-145	152
10	Поток наличности, млн.руб.			
	- за рентабельный срок разработки	426	27	186
	- за расчетный срок разработки	208	-144	155
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	2	4	окупается в год вложения
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	19	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	1906	621	724
	- федеральный бюджет	1745	580	661
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	149	35	60
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	12	6	3
	<b>Коэффициент дисконтирования</b>			

	<b>10%</b>			
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.			
	- за рентабельный срок разработки	86	4	53
	- за расчетный срок разработки	85	-3	53
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,17	0,99	1,22
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	2,48	0,92	3,99
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	2	5	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	343	129	176
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>			
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.			
	- за рентабельный срок разработки	43	1	31
	- за расчетный срок разработки	43	-1	31
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,17	0,99	1,23
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	2,25	0,96	3,89
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	2	6	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	183	69	101
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	2114	477	879

Таблица 20 – Основные технико-экономические показатели разработки в целом по Советскому месторождению

	Показатели	
1	Проектный срок разработки, лет	137
2	Рентабельный срок разработки, лет	32
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.	
	- за рентабельный срок разработки	57005
	- за расчетный срок разработки	80948
4	Проектная добыча газа, млн.м3.	

	- за рентабельный срок разработки	2824
	- за расчетный срок разработки	3960
5	Капитальные вложения, млн.руб.	69779
	в том числе:	
	-на бурение скважин	28686
	-обустройство	20470
	-оборудование не входящее в сметы строек	19037
	- природоохранные мероприятия	1586
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	671846
	в том числе:	
	-текущие затраты	374356
	-затраты на проведение МУН	13802
	-отчисления и налоги в себестоимости	182677
	-транспортные расходы	29309
	-амортизация	71703
7	Внерезализационные расходы	5061
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	586078
	- за расчетный срок разработки	832211
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	27744
	- за расчетный срок разработки	-107501
10	Поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	28532
	- за расчетный срок разработки	-105577
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	445481
	- федеральный бюджет	413649
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	27458
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	4374
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>	
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	9320
	- за расчетный срок разработки	8959
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,65

16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,43
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	112794
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>	
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	
	- за рентабельный срок разработки	7495
	- за расчетный срок разработки	7317
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,58
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,53
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	78349
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	339904

Сопоставление основных экономических показателей по категориям запасов  $B+C_1$  и  $B+C_1+C_2$  представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Основные технико-экономические показатели разработки по категориям запасов  $B+C_1$  и  $B+C_1+C_2$

	Показатели	( $B+C_1$ )	( $B+C_1+C_2$ )
1	Проектный срок разработки, лет	137	137
2	Рентабельный срок разработки, лет	32	34
3	Проектная добыча нефти, тыс.т.		
	- за рентабельный срок разработки	57005	61871
	- за расчетный срок разработки	80948	85679
4	Проектная добыча газа, млн.м <sup>3</sup> .		
	- за рентабельный срок разработки	2824	3067
	- за расчетный срок разработки	3960	4196
5	Капитальные вложения, млн.руб.	69779	98834
	в том числе:		
	-на бурение скважин	28686	53618
	-обустройство	20470	22484
	-оборудование не входящее в сметы строек	19037	20503
	- природоохранные мероприятия	1586	2228
6	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	671846	724860
	в том числе:		

	-текущие затраты	374356	392197
	-затраты на проведение МУН	13802	13809
	-отчисления и налоги в себестоимости	182677	187051
	-транспортные расходы	29309	31022
	-амортизация	71703	100781
7	Внереализационные расходы	5061	5142
8	Выручка от реализации продукции, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	586078	636108
	- за расчетный срок разработки	832211	880859
9	Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	27744	35042
	- за расчетный срок разработки	-107501	-131349
10	Поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	28532	35952
	- за расчетный срок разработки	-105577	-129402
11	Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	не окупается	не окупается
12	Внутренняя норма рентабельности, %	---	---
13	Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	445481	469259
	- федеральный бюджет	413649	432175
	- бюджеты субъектов РФ и местные бюджеты	27458	32507
	- взносы на страхование во внебюджетные фонды	4374	4576
	<b>Коэффициент дисконтирования 10%</b>		
14	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	9320	10784
	- за расчетный срок разработки	8959	10304
15	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,65	1,68
16	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,43	1,47
17	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
18	Дисконтированный доход государства, млн.руб.	112794	117423
	<b>Коэффициент дисконтирования 15%</b>		
19	Дисконтированный поток наличности, млн.руб.		
	- за рентабельный срок разработки	7495	8198

	- за расчетный срок разработки	7317	8145
20	Индекс доходности дисконт. затрат, доли ед.	1,58	1,60
21	Индекс доходности дисконт. инвестиций (PI), доли ед.	1,53	1,57
22	Срок окупаемости капитальных вложений, годы	окупается в год вложения	окупается в год вложения
23	Дисконтированный доход государства, млн. руб.	78349	81176
24	Экономическая эффективность, млн.руб.	339904	339856

Таким образом, рекомендуемым к разработке выбирается вариант с категорией запасов  $V+C_1+C_2$ , при реализации которого дисконтированный (при ставке дисконта 10%) накопленный поток наличности составит 10 304 млн. руб., при индексе доходности инвестиций (PI) – 1,47 доли ед., рентабельный срок разработки составит 34 года, проектная добыча нефти 85 679 тыс.т., отчисления государству в виде налогов и платежей составят 117 423 млн. руб.

Вывод: Проект разработки Советского месторождения по категории запасов  $V+C_1+C_2$  характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит:

- добыть за расчетный период 137 лет в целом по месторождению – 85 679 тыс.т. нефти;
- обеспечить недропользователю дисконтированный доход 10 304 млн.руб.;
- пополнить бюджет государства за расчетный период дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 117 423 млн. руб.

## **4 Социальная ответственность**

Место работы оператора находится на кустовой площадке промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни.

В процессе жизнедеятельности человек подвергается воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимают явления, процессы, объекты, способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно, т.е. вызывать различные нежелательные последствия.

Человек подвергается воздействию опасностей и в своей трудовой деятельности. Эта деятельность осуществляется в пространстве, называемом производственной средой. В условиях производства на человека в основном действуют техногенные, т.е. связанные с техникой, опасности, которые принято называть опасными и вредными производственными факторами.

### **4.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды**

#### *Вредные вещества*

При работе на месторождении есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры [18]. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь,

мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

#### *Повышенный уровень шума и вибрации*

В пределах рабочей площадки находятся насосные агрегаты, их работа сопровождается повышенным уровнем шума и вибрации [5].

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии. Шум мешает нормальному отдыху и восстановлению сил, нарушает сон. Систематическое недосыпание и бессонница ведут к тяжёлым нервным расстройствам. Поэтому защите сна от всякого рода раздражителей должно уделяться большое внимание. Шум оказывает вредное влияние на зрительный и вестибулярный анализаторы, снижает устойчивость ясного

видения и рефлекторной деятельности. Шум способствует увеличению числа всевозможных заболеваний ещё и потому, что он угнетающе действует на психику, способствует значительному расходованию нервной энергии.

По нормам для колеблющегося во времени и прерывистого шума максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА [24]. Снизить отрицательное влияние шума на человека можно с помощью средств индивидуальной защиты.

При работе насосных агрегатов создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости глушения и просыпки. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [25] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

*Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в районе работ составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С. Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам согласно ГОСТ 12.1.005-88 [27].

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

#### *Недостаточная освещенность*

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [37]. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем

расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

#### **4.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды**

##### *Электрический ток*

Оборудование: Станция контроля за ГРП, блок манифольда, находящиеся в пределах рабочей площадки, работают от электрического тока.

Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом: электрический ток, протекая через организм человека и оказывая тепловое (термическое), электролитическое и биологическое воздействие, может вызывать серьезные последствия для здоровья. Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. В местах контакта с электротоком возникают ожоги «знаки тока» различной глубины. Чем больше напряжение, тем больше обугливание тканей в области поражения. Действие на организм человека электрического тока одних и тех же параметров зависит от окружающей обстановки и состояния самого организма. Опасность поражения электрическим током усугубляется еще и тем, что он не может быть обнаружен при помощи наших органов чувств.

Для предотвращения электротравм применяются следующие СИЗ: диэлектрические перчатки, диэлектрические ковры, галоши. На рабочем месте

должно находиться не менее 2-3 пар перчаток среднего и большого размера. Все проверяется на проколы (ГОСТ 12.4.011-89) [31].

#### *Короткое замыкание*

Во избежание короткого замыкания необходимо тщательно следить за исправностью электропроводки и электроприборов. Ни в коем случае нельзя допускать замены перегоревших пробок пучками проволоки — «жучками», так как ток, проходя через такой суррогат предохранителя, способен значительно превысить допустимый, в результате чего может загореться изоляция проводов и возникнуть пожар. Сгоревшие плавкие предохранители надо заменить другими, но только заводского изготовления. Более удобны в использовании автоматические предохранители многократного действия, в которых вместо плавкой вставки имеется реле, срабатывающее при больших токах. Для установки на щитке предохранитель снабжен цоколем и резьбой; включается и выключается он нажатием кнопок.

#### *Статическое электричество*

Для предупреждения возникновения искровых разрядов с поверхности оборудования, нефти и нефтепродуктов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества:

- снижение интенсивности генерации заряда статического электричества;
- устройство заземления оборудования резервуаров и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта тела человека с заземлением;
- уменьшение удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления;
- использование радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ-85 [36], ГОСТ 21130—75 [33],

Инструкцией по устройству сетей заземления. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом.

Все металлические и электропроводящие неметаллические части оборудования резервуаров должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Лакокрасочное покрытие, нанесенное на заземленное металлическое оборудование, внутренние и наружные стены резервуаров, считаются электростатическим заземлением, если сопротивление наружной поверхности покрытия относительно заземленного оборудования не превышает 10 Ом.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом всего технологического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год. Результаты измерений и ремонтов заносят в журнал по эксплуатации защиты от проявлений статического электричества нефтебазы. Страницы журнала должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью.

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)*

При работе в полевых условиях используются движущиеся механизмы, поэтому возможность получить различного вида травму возникает на всех этапах полевых работ, особенно при спуско-подъемных операциях скважинных приборов (аппаратов) на трубах, спускаемых на кабеле, выполнении погрузо-разгрузочных работ на скважине [26].

Управление аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии.

Операции по спуску и извлечению скважинных приборов необходимо выполнять под руководством специалиста. При работе в темное время суток освещение объектов геофизических работ должно производиться в соответствии с действующими нормами «Правил безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-2005 [35].

На самоходном и передвижном оборудовании заводом-изготовителем должны быть предусмотрены специальные места для размещения кассет с аптечкой, термоса с питьевой водой и средств пожаротушения. Кассеты и огнетушитель должны быть расположены в легкодоступном месте и иметь быстросъемное крепление.

Во время работы механизмов не допускается:

- закреплять, ремонтировать и чистить какие-либо их части;
- производить остановку вращающихся и движущихся частей механизмов при помощи ломов и рук;
- переводить приводной ремень с холостого хода на рабочий без предупреждения.

При ремонте и осмотре механизмы выключаются, приводные ремни снимаются, а у пусковых устройств выставляются предупредительные знаки.

Все опасные зоны оборудуются ограждениями (ГОСТ 12.2.061-81 [29], ГОСТ 12.2.062-81 [30]); вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета (ГОСТ 12.4.026-76 [11]).

Оборудование и его эксплуатация должны соответствовать нормативным документам ГОСТ 12.2.062-81 [30], ГОСТ 12.4.125-83 [32], ГОСТ 12.2.003-91 [28]. Своевременно производится диагностика оборудования, техническое обслуживание и ремонт. Средства индивидуальной защиты (каска, рукавицы, перчатки, комбинезон) выдаются каждому члену бригады согласно ГОСТ 12.4.011-89 [31].

### **4.3 Охрана окружающей среды**

Основными типами антропогенных воздействий на природу являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа;
- повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

#### *Охрана атмосферного воздуха от загрязнения*

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются:

- при аварийных ситуациях магистральные трубопроводы (нефтепроводы, водоводы) в местах пересечения их водотоками;
- шламовые амбары, кусты скважин, расположенные в поймах рек или водоохраных зонах;

- канализационные очистные сооружения и выпуски сточных вод без очистки. Одним из мероприятий, предотвращающим дальнейшее загрязнение водоемов на территории Советского месторождения, является выделение водоохраных зон, в районе которых запрещается размещение буровых площадок и нефтяных кустов.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

*Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения*

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

- запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
- установление и поддержание водо-охранных зон;
- вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
- герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- рассредоточение объема закачки воды по пласту;
- использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
- контроль качества сварных швов;
- переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
- отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;

- сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на упн.
- осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
- при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

#### *Охрана и рациональное использование земель*

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше  $1/3$  диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплыванию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

#### **4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов [34]. Затем необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи, составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления - график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

#### **4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Основная часть персонала – это сотрудники, работающие вахтовым методом. По Трудовому кодексу РФ (статья 297), вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Данный метод применяется с целью сокращения срока ремонта, строительства либо реконструкции объектов производственного назначения в необустроенных, отдаленных районах с особыми природными условиями.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на месторождении проживают в специально созданном работодателем вахтовом поселке, представляющем собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности персонала на время выполнения ими работ и междусменного отдыха.

К выполнению работ вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания (статья 298 Трудового кодекса РФ).

Продолжительность одной вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем (статья 301 Трудового кодекса РФ).

Важной составляющей частью образования в современных условиях является знание правовых основ регулирования отношений между работником и работодателем в области охраны труда.

В целом, условия работы на Советском месторождении соответствуют нормам безопасности как для персонала, так и для экологии.

## Заключение

Советское нефтяное месторождение располагается в центральной части Западно-Сибирской плиты. В геологическом строении территории принимают участие отложения фундамента и чехла Западно-Сибирской плиты.

Мезо-кайнозойский осадочный чехол со стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста. Месторождение расположено на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинского вала и связано с группой локальных поднятий - Соснинское, Советское, Медведевское, осложняющих прицентральною часть Соснинского вала.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями доюрского, средне- и верхнеюрского и нижнемелового возрастов – всего 18 продуктивных пластов. По величине начальных извлекаемых запасов нефти Советское месторождение относится к категории крупных, по геологическому строению – к сложным.

Нефть Западно-Сибирской провинции характеризуется средней плотностью, повышенной вязкостью, различным содержанием светлых фракций – от низкого до высокого, является мало-среднесернистой. По особенностям группового состава нефть Западно-Сибирской провинции относится к метановому, нафтено-метановому, ароматико-метановому, парафиновому, ароматическому типам, по содержанию алканов – к парафинистому типу.

В химическом составе нефти провинции была установлена выраженные никелевая, рутениевая и рутений-родиевая специализация, высокое содержание Рb. В смолисто-асфальтеновых компонентах наблюдаются повышенные, по сравнению со средним содержанием верхней континентальной коры, содержания Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag и Au. Также в значительных количествах в нефти Западно-Сибирской провинции присутствуют Zn, Cr, Zr и Cd.

Нефть Советского месторождения характеризуется средней плотностью, высоким содержанием светлых фракций, является маловязкой,

среднесернистой. По особенностям группового химического состава нефть Советского месторождения относится к парафино-нафтеновому типу, по содержанию асфальто-смолистых веществ – к смолистой.

В составе нижнемеловой нефти Советского месторождения было выявлено содержание ряда основных микроэлементов, таких, как Fe, Ni и V, содержание которых микроэлементов в нефти Советского месторождения не соответствует промышленным концентрациям.

Исходя из технологической классификации нефти Советского месторождения, было установлено, что из нее без депарафинизации можно получить реактивное и летнее дизельное топливо. Переработка нефти месторождения требует дополнительной сероочистки нефти и ее дистиллятов, чтобы обеспечить получение качественных товарных моторных топлив и других нефтепродуктов.

Проект разработки Советского месторождения по категории запасов  $B+C_1+C_2$  характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит добыть за расчетный период 137 лет в целом по месторождению – 85 679 тыс.т. нефти; обеспечить недропользователю дисконтированный доход 10 304 млн.руб.; пополнить бюджет государства за расчетный период дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 117 423 млн. руб. Условия работы на Советском месторождении соответствуют нормам безопасности как для персонала, так и для экологии.

## Список использованной литературы

### А. Опубликованная

1. Бестужев М.А., Соколов В.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. – М.: Недра, 1972. – 276 с.
2. Бойко Е.В. Химия нефти и топлив: учебное пособие. – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 60 с.
3. Габова К.В., Кравченко Г.Г. Геохимия элементов-примесей верхнеюрских отложений Казанской группы месторождений // Вестник ПНИПУ, 2016. – №19. – С. 105-113.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А.Э., Нестеров И. И., Салманов Ф.К. и др. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
5. Гильмиев Д.Р., Байсов Р.Р., Бриллиант Л.С. Расчет входных дебитов горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство, 2011. – №2. – С. 100-101.
6. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.
7. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2015 году // под ред. Киселева Е.А. – М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2016. – 341 с.
8. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация // под ред. Шабанова А.Н. – М.: ЕСОЭН, 2016. – 320 с.
9. Кузнецова В.М., Петров Д.И. Изменение качества нефти от содержания парафинов, смол и асфальтенов // Молодой ученый, 2017. – №4. – С. 103-105.
10. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты западной сибиря по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований/ Рихванов Л.П., Усольцев Д.Г., Ильенок С.С.,

- Ежова А.В. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2015. – № 1. – С. 50-63.
11. Михайлец Н.М. Формирование залежей углеводородов в породах коры выветривания фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ, 2012. – №5(23). – С. 54-56.
12. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело, 2005. – №1. С. 42-46.
13. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Малопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета, 2008. – № 1(24). – С.54-58.
14. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Сравнительный анализ качества российской нефти // Технологии ТЭК, 2003. – № 3. 28-33.
15. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Трудноизвлекаемые нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Георесурсы, 2008. – №1. – С.16-20.
16. Распределение редких и рассеянных элементов в сырых нефтях ряда месторождений Западно-Сибирской и Волго-Уральской провинций / Биглов К. Ш., Изотов В. Г., Маслов А. В., и др. // Литосфера, 2015. – №3. – С. 93-113.
17. Родыгин А.И. Геология России и сопредельных регионов: учебное пособие. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2006. – 380 с.
18. Стельмак Р.В. Расчет потерь давления в горизонтальной трубе на примере Федоровского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2005. – №7. – С – 20-21.
19. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа / Ахметов С. А., Сериков Т. П., Кузеев И. Р., Баязитов М. И. – Санкт-Петербург.: Недра, 2006. – 871 с.

20. Химический состав нефтей Западной Сибири / Бейко О.А., Головки А.К., Горбунова Л.В. и др. – Новосибирск: Наука, 1988. – 288 с.
21. Хромовских А.Ю., Волощук Г.М. Особенности формирования верхнеюрских нефтяных залежей юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. 2011. – № 1. – С.103-106.

#### Б. Неопубликованная

22. Багаутдинов А.К. Уточненные проекты разработки по месторождениям объединения Томскнефть: отчет. – Тюмень: СибНИИИП, 2010. – 133 с.
23. Создание геологических моделей продуктивных пластов АВ1-М Советского месторождения. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Советского месторождения / Багаутдинов А.К. Крец Э.С., Пестов В.В. и др. – Томск: ТомскНИПИнефть, 2005. – 74 с.

#### В. Нормативная

24. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015. – 24 с.
25. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 20 с.
26. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2006. – 126 с.
27. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2008. – 95 с.
28. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 11 с.

29. ГОСТ 12.2.061-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 2 с.
30. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: Стандартиформ, 2006. – 7 с.
31. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.
32. ГОСТ 12.4.125-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 5 с.
33. ГОСТ 21130-75. Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 35 с.
34. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1995. – 8 с.
35. ПБ 08-37-2005. Правила безопасности при геологоразведочных работах. – М.: Минприроды России, 2005. – 221 с.
36. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Издание 6. – М.: Госэнергонадзор, 2000. – 507 с.
37. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Министерство юстиции Российской Федерации, 2003. – 28 с.

#### Г. Интернет-ресурсы

38. Состав, свойства и пути использования нефти Советского месторождения [Электронный ресурс] // Архив ТПУ: [сайт]. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/11558> (дата обращения 18.05.18)