

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)</b>

УДК 622.276-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Егоров Андрей Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории

		<p>механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач</p> <p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p> <p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p> <p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p> <p>И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам</p> <p>И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ</p>
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	<p>И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности</p> <p>И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента</p> <p>И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении</p> <p>И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства</p>
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	<p>И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве</p> <p>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы</p> <p>И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ</p>
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	<p>И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии</p>
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в

	решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Егоров Андрей Олегович

Тема работы:

<b>Анализ текущего состояния разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–66/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

ВВЕДЕНИЕ
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.03.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Д	Егоров Андрей Олегович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение Школа</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов определена согласно применяемому технологическому режиму эксплуатации</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль 20 %, НДС 20%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерного решения (ИР)</i>	<i>Обоснование применения ЭЦН АКМ.</i>
2. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Оценка экономической эффективности ЭЦН АКМ.</i>

**Перечень графического материала**

1. Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н ДОЦЕНТ		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8Д	Егоров Андрей Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б8Д		Егоров Андрей Олегович	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

**Анализ текущего состояния разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения (ХМАО)**

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

<b>Введение</b> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения	Объект исследования: продуктивные пласты АВ <sub>1-2</sub> , БВ <sub>6</sub> , БВ <sub>8</sub> , Ач.т., ЮВ <sub>1</sub> Лас-Еганского месторождения. Область применения: разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
--	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 35. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда;</li> <li>2.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</li> <li>3.СТО Газпром 2-2.3-696-2013 Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа;</li> <li>4.ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</li> <li>5. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;</li> <li>6. ИПБОТ 262-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин;</li> <li>7.СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;</li> <li>8.РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявленных и открытых</li> </ol>
---	--

	фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>– Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов</p>	<p><b>Вредные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего;</li> <li>2. Повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</li> </ol> <p><b>Опасные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего;</li> <li>3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> </ol> <p><b>Требуемые средства защиты:</b> использование защитных костюмов, наушники, защитные ограждения.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных грунтовых вод химическими реагентами, технологическими жидкостями;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного устьевого оборудования;</p> <p>Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:</b></p>	<p>Возможные ЧС: возникновение открытого фонтана; аварии в результате розливов нефти; разрыв трубопроводов; взрыв и пожар.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Егоров Андрей Олегович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 92 страницы, 21 рисунок, 16 таблиц, 10 источников.

Ключевые слова: ЛАС-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ФОНД СКВАЖИН, ОБВОДНЕННОСТЬ, ДЕБИТ СКВАЖИН, ПРИЕМИСТОСТЬ, УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ, ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ПРОЕКТНЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

*Объектом исследования* выпускной квалификационной работы является Лас-Еганское нефтяное месторождение.

*Целью* работы является анализ текущего состояния разработки Лас-Еганского месторождения.

В работе даны краткие сведения о месторождении. Проведен анализ текущего состояния разработки: структуры фонда скважин, основных показателей эксплуатации месторождения, анализ работы установки электроцентробежных насосов, геолого-технических мероприятий, сопоставлены проектные и фактические показатели разработки.

Степень внедрения: анализ текущего состояния разработки позволит определить направления по совершенствованию системы разработки, сформировать экономически привлекательный вариант эксплуатации месторождения на основе современных технологических решений.

Область применения: разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.

Даны рекомендации по охране окружающей среды и недр в связи с разработкой месторождения. Анализ организационно-правовых, производственных и экологических аспектов при проведении работ в лабораторных и камеральных условиях на Лас-Еганском нефтяном месторождении.

## СПИСОК ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

рис. – рисунок;

табл. – таблица;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

БГС – боковой горизонтальный ствол;

БКНС – блочно-кустовые насосные станция;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НГО – Среднеобская нефтегазоносная область;

НГР – Нижневартовский нефтегазоносный район;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОПЗ – обработки призабойной зоны;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

СУ ЧП – станции управления с частотными преобразователями;

ТВВ – твердые взвешенные вещества;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ПРС – подземный ремонт скважин;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

УОРД – установка одновременно-раздельной добычи;

УЭЦН – установки электроцентробежных насосов;

УШГН – установка штанговых глубинных насосов;

ФХ МУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пласта.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	19
1.1 Физико-географическая характеристика района.....	19
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	21
1.3 Геологическое строение продуктивных пластов и их нефтеносность.....	24
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов.....	37
1.5 Сведения о подсчёте запасов.....	39
2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	41
2.1 Структура фонда скважин и анализ некоторых показателей эксплуатации месторождения.....	42
2.1.1 Анализ работы действующего добывающего фонда.....	44
2.1.2 Анализ работы скважин действующего нагнетательного фонда..	49
2.1.3 Анализ бездействующего фонда скважин.....	51
2.2 Анализ работы УЭЦН на месторождении.....	54
2.3 Проведение ГТМ на месторождении.....	61
2.4 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки.....	66
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	72
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
4.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	81
4.2 Техногенная безопасность.....	82
4.3 Экологическая безопасность.....	86
4.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	87
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	93



## ВВЕДЕНИЕ

Лас-Еганское месторождение является одним из крупнейших и первых месторождений компании ООО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь». Нефтяное месторождение открыто в 1978 году, введено в промышленную эксплуатацию в 1985 году.

Месторождение располагается на территории Нижневартовского района Ханта-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области на одном лицензионном участке.

По размерам запасов Лас-Еганское месторождение относится к классу средних, а по степени промышленной освоенности к разрабатываемым. По состоянию на 01.01.2017 г. на Государственном балансе стоят начальные геологические (извлекаемые) запасы нефти, составляющие 107206 (35118) тыс.т.

На месторождении выделено пять объектов разработки: АВ<sub>1-2</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ач.т., ЮВ<sub>1</sub>. В настоящее время в промышленной эксплуатации находятся все объекты.

За четыре десятка лет, прошедших с момента вовлечения в разработку месторождения произошли достаточно большие изменения в представлениях о геологическом строении месторождения, а также в состоянии разработки эксплуатационных объектов.

Основные из них:

- существенное увеличение величины начальных балансовых запасов нефти;
- изменение структуры запасов нефти в результате их значительного увеличения (прирост запасов произошел в основном за счет краевых участков с низкими нефтенасыщенными толщинами, водонефтяных зон, низкопроницаемых залежей);
- расхождение фактических и проектных показателей разработки эксплуатационных объектов;

Опираясь на вновь выявляемые расхождения с проектными документами, предоставляется возможность существенно продлить срок эффективного и рентабельного регулирования системы разработки.

При выполнении работы использовались геологическая, технологическая, промысловая и другая информация, предоставленная территориально-производственным предприятием «Лангепаснефтегаз».

*Объектом исследования* выпускной квалификационной работы является Лас-Еганское месторождение.

*Предметом исследования* является текущее состояние разработки Лас-Еганского месторождения.

*Целью* работы является анализ текущего состояния разработки Лас-Еганского месторождения.

*Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:*

1. Приведены общие сведения о районе работ.
2. Проведен анализ основных показателей текущего состояния разработки месторождения.
3. Проанализирована технология добычи на месторождении.
4. Рассмотрены виды геолого-технических мероприятий, направленных на улучшение продуктивных характеристик скважин.
5. Проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки.

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

## 1.1 Физико-географическая характеристика района

Лас-Еганское месторождение расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югра Тюменской области, в 120 км к северо-западу от районного центра г. Нижневартовск, в 30 км к северу от г. Лангепас, разрабатывается ТПП Лангепаснефтегаз ООО «Лукойл-Западная Сибирь» (рис. 1.1.1).

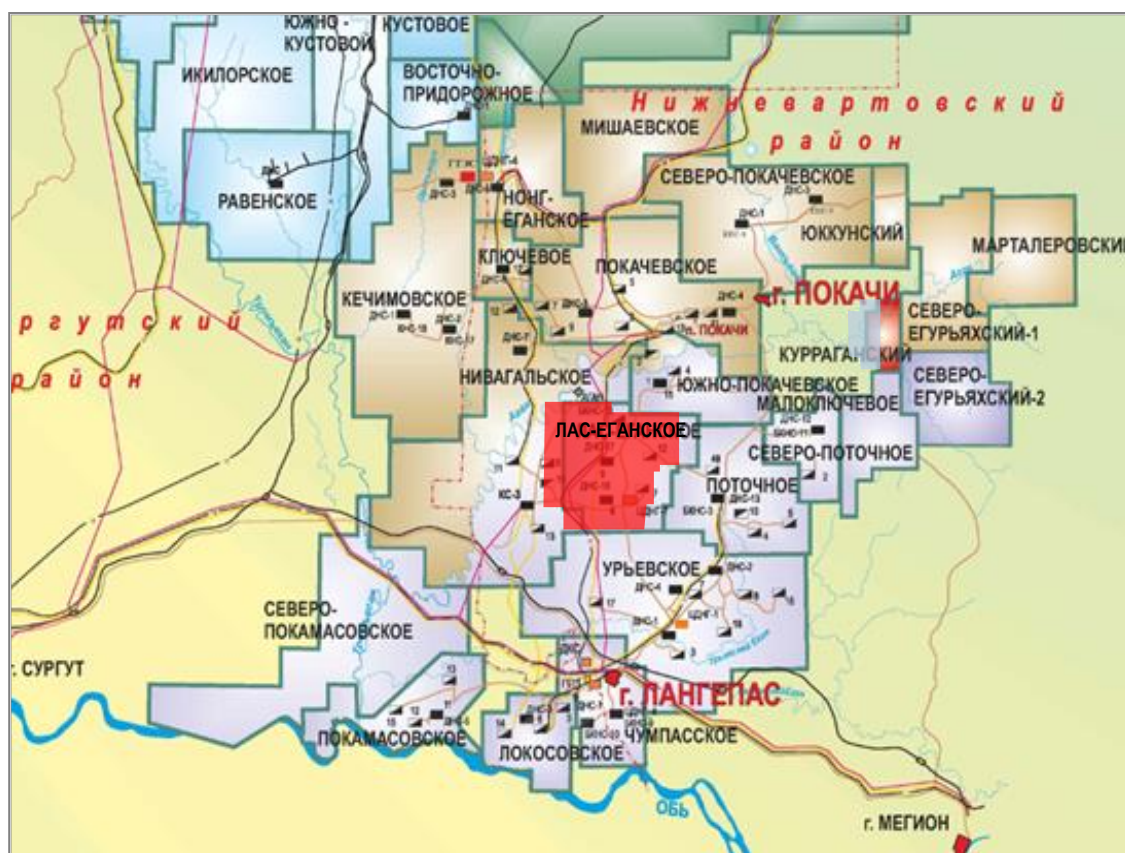


Рисунок 1.1.1 - Обзорная схема расположения месторождений

Гидрографическая сеть представлена судоходной рекой Аган, впадающей в реку Обь, и небольшими речками Егур-Еган и Лас-Еган на юге месторождения. Территория покрыта мелкими озерами, труднопроходимыми болотами и топями, плохо промерзающими зимой. Самые крупные из озер - Тайлаково и Егур-Еган-Лор.

Кроме добычи нефти и газа, в районе месторождения ведется разработка строительных материалов. Пески, слагающие русло р. Аган, используются для

намыва промышленных площадок и для устройства оснований автомобильных дорог.

Лас-Еганское месторождение входит в состав Сургутского экономического района, где сосредоточены основные объекты капитального строительства по обустройству нефтепромыслов.

Основные виды транспорта - железнодорожный (Тюмень-Тобольск-Сургут-Нижневартовск) и автомобильный. Асфальтированные дороги связывают города Лангепас, Нижневартовск, Покачи, Сургут. В пределах самого месторождения сеть дорог с твердым покрытием развита слабо.

В 30 км к югу от месторождения проходит нефтепровод Нижневартовск-Сургут-Омск, западнее - газопровод Уренгой-Челябинск. Энергоснабжение осуществляется Сургутской гидроэлектростанцией.

Практический интерес для целей водоснабжения представляют подземные воды первого гидрогеологического комплекса верхнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского артезианского бассейна, приуроченного к континентальным отложениям олигоцен-четвертичного возраста. В гидродинамическом отношении этаж представляет собой единую водонасыщенную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой гидравлически связаны между собой. В составе верхнего гидрогеологического этажа можно выделить два водоносных горизонта: четвертичный и черталинский.

В комплекс четвертичных водоносных отложений входят аллювиальные, озерно-аллювиальные, ледниковые, озерно-ледниковые осадки, залегающие с размывом на глинах верхней части черталинской свиты. По химическому составу воды пресные с минерализацией не более 0,5 г/л, гидрокарбонатные магниевые кальциевые. По ряду показателей (цветность, железо, аммиак, марганец) подземные воды превышают ГОСТ 2874-82. Ввиду этого, а также из-за недостаточной изоляции горизонта от проникновения поверхностных вод, подземные воды четвертичного водоносного горизонта

могут использоваться лишь для поддержания пластового давления при эксплуатации месторождения.

Черталинский водоносный горизонт в пределах описываемой территории развит повсеместно. По химическому составу воды гидрокарбонатные магниевые кальциевые, пресные, с минерализацией 1 мг/л. Содержание основных компонентов соответствует требованиям ГОСТ 2874-73, за исключением повышенного содержания железа. Воды горизонта широко используются в качестве источника водоснабжения объектов Лас-Еганского нефтяного месторождения.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### *Литолого-стратиграфическая характеристика разреза*

Геологический разрез Лас-Еганского месторождения представлен породами палеозойского складчатого основания и терригенными отложениями платформенного мезо-кайнозойского осадочного чехла [1].

Платформенные образования включают в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Более полно изучены верхнеюрские и нижнемеловые отложения, к которым приурочены продуктивные горизонты месторождения – пласты: АВ<sub>1-2</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ачимовская толща, ЮВ<sub>1</sub> (рис. 1.2.1).

### *Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол*

Осадочный чехол с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на доюрских образованиях и представлен мезозойскими отложениями юрской и меловой систем, которые перекрываются осадками кайнозойской группы. В составе мезозойской группы выделяются отложения юрского и мелового периодов.

### *Юрская система (J)*

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах фундамента и делятся на три отдела: нижний, средний и верхний. Нижний (J<sub>3</sub>) и средний (J<sub>2</sub>) отделы представлены мощной толщей континентальных осадков

Система	Отдел	Ярус	Свита	Индекс	Литологическая колонка	Литологическое описание		
Меловая	Нижний	Аптский	Альмская	АБ1		Аргиллиты темно-серые, местами почти черные, слабо слюдистые, в верхней части алевритистые, переходящие в алевролиты		
				АБ2		Песчаники светло-серые, серые, среднезернистые, среднесцементированные, глинистые, в верхней части аргиллиты темно-серые, алевритистые Алевролиты «рябчиковые», слюдистые с примесью карбонатного материала		
		Готерив-Барремский	Ванденская	АБ3-АБ8		Переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов Песчаники серые до темно-серых и коричневых, средне- и мелкозернистые, среднесцементированные с карбонатным цементом, с УРД Аргиллиты серые до темно-серых с зеленоватым оттенком, плотные, тонкослоистые, слюдистые Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, слюдистые с тонкими прослоями аргиллитов и линзочками песчаника Органические остатки - пеллециподы, остракоды, споры папоротников, пыльца хвойных с воздушными мешками и безмешковая		
				БВ0-БВ5		Песчаники серые с коричневым оттенком, мелко- и среднезернистые, среднесцементированные с прослоями алевролитов и аргиллитов темно-серых, плотных, с включениями УРД		
				БВ6				
		Барриас-Валанжинский	Мегонская	БВ8		Аргиллиты темно-серые до черных, с прослоями алевролита и песчаника, местами карбонатизированные, с включениями УРД и пирита Песчаники светло-серые, мелко- и среднезернистые, местами карбонатизированные с прослоями алевролитов и аргиллитов с УРД Органические остатки - комплекс фораминифер		
				АЧ1		Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов		
				АЧ2		Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и крупнозернистые, кв-пш, с включениями УРД		
				АЧ4		Аргиллиты серые, алевритистые, слюдистые, слоистые - тонкие прослои алевролитов, местами карбонатизированные с включениями УРД верхней ачимовской толщи		
		Юрская	Верхний	Титонский	Баженовская			Аргиллиты темно-серые до черных с коричневым оттенком, битуминозные, слюдистые, листоватые
				Киммеридж	Георгиевская			Аргиллиты тонкоотмученные от темно-коричневых до черных, слабослюдистые, плитчатые
				Келовей-Оксфорд	Васюганская	ЮВ1		Аргиллиты серые, темно-серые, слабосцементированные, неоднородные, слоисто-полосчатые - алевритовый материал. Органические остатки - аммониты, фораминиферы
								Песчаники и алевролиты серые и светло-серые с зеленоватым оттенком, средне- и мелкозернистые, слюдистые с включениями пирита. Органические остатки - фораминиферы

Рисунок 1.2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Лас-Еганского месторождения

котухтинской и тюменской свит, накапливавшихся в бассейновых и озерно-аллювиальных условиях. Верхний отдел юры представлен породами преимущественно морского генезиса, в его составе выделяются: васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Нижний отдел (J<sub>1</sub>) представлен породами котухтинской свиты (возраст - поздний плинсбах-поздний аален), чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пачек. Отложения среднего отдела (J<sub>2</sub>) объединены в тюменскую свиту (верхи позднего аалена-бат). Для пород свиты характерно чередование

аргиллитов, глин, алевролитов и песчаников.

### *Меловая система (К)*

Отложения меловой системы распространены повсеместно и залегают согласно на нижележащих юрских образованиях, представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает отложения мегионской, ванденской, алымской и нижней части покурской свиты. Верхний отдел представлен отложениями верхней части покурской, а также кузнецовской, березовской и нижней части ганькинской свит. В составе мегионской, ванденской и алымской свит выделяются песчаные пласты групп Ач, БВ и АВ, являющихся регионально нефтегазоносными.

### *Тектоническое строение*

Месторождение не имеет строгой тектонической приуроченности и находится в зоне сочленения Урьевского и Покачевского куполовидных поднятий II порядка. В целом по площади месторождения по всем горизонтам прослеживается общее погружение в северо-западном направлении. На фоне этого погружения выделяются локальные структуры III порядка – Чиклинское и Тырлинское локальные поднятия. Выделены и более мелкие структуры IV порядка – Южно-Чиклинское, Тайлакское и Кисинское локальные поднятия. Еще один слабо выраженный структурный элемент находится на юго-востоке от Тырлинского локального поднятия – Восточно-Тырлинское локальное поднятие IV порядка.

Следует отметить, что по данным интерпретации сейсморазведочных работ на Лас-Еганской площади не выявлено тектонических нарушений в разрезе месторождения. Разрывные нарушения, установленные в верхней части доюрского основания, в небольшом количестве прослеживаются в нижней части осадочного чехла (раннеюрско-ааленские отложения). На вышележащих структурных планах они не проявляются, что свидетельствует о низкой тектонической активности в пределах площади исследования.

### 1.3 Геологическое строение продуктивных пластов и их нефтеносность

Лас-Еганское месторождение по нефтегеологическому районированию относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) [3].

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в интервале глубин 1740-2700 м, связана с песчаниками верхней юры (васюганская свита) и нижнего мела (мегионская, ванденская и алымская свиты).

Нефтеносность продуктивных пластов представлена по результатам бурения 46 поисково-разведочных и 794 эксплуатационных скважин.

#### *Характеристика залежей нефти продуктивных пластов группы АВ*

Залежи пластов группы АВ ( $AB_1^3$ ,  $AB_2^1$ ,  $AB_2^2$ ,  $AB_2^3$ ) содержат основные запасы нефти на месторождении и характеризуются максимальной площадью распространения по сравнению с ниже залегающими продуктивными пластами. Для коллекторов данной группы характерно наличие высокой неоднородности, как по площади, так и по разрезу, что является основной причиной формирования залежей сложной формы с многочисленными литологическими экранами.

Пласты этой группы формировались в различных палеогеографических условиях – от континентальных до мелководного шельфа. Разнообразие условий образования пластов обусловило их различную фациальную принадлежность на всей площади месторождения, сложное геологическое строение и невыдержанность по площади. Местами пласты сливаются между собой, образуя единый гидродинамический резервуар. По пластам группы АВ наличие наклона ВНК на площади месторождения подтверждается в направлении с юго-востока на северо-запад, составляя в среднем от -1770 м до -1812 м.

Пласт  $AB_1^3$  приурочен к основанию алымской свиты, со слабо выраженным несогласием залегающей на отложениях ванденской свиты.



Коллекторы пласта накапливались в условиях начинающейся трансгрессии моря, характеризуются преимущественно выдержанной эффективной толщиной. Для пласта характерны незначительные по площади зоны замещения.

Общая толщина пласта изменяется от 10,0 до 14,9 м. Эффективная толщина варьируется от 0,6 м до 6,4 м, в среднем - 2,8 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины – 2,6 м при изменении в интервале 0,4-6,4 м. Песчанистость находится в пределах от 0,05-0,49 доли ед., в среднем - 0,23 доли ед. Максимальная расчлененность – 4 ед., в среднем - 1,4 ед. Средние значения проницаемости, пористости и нефтенасыщенности составляют, соответственно,  $8,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 21,8 % и 36,5 %.

Продуктивные отложения пласта представлены тремя залежами: основной и двумя небольшими с наклонной поверхностью ВНК в северо-западном направлении.

Пласты группы АВ<sub>2</sub> - АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup> и АВ<sub>2</sub><sup>3</sup> приурочены к верхней части ванденской свиты, формировались, в основном, в континентальных условиях, в связи с чем имеют сложное геологическое строение, проявляющееся в неравномерном распределении эффективных толщин, характеризуются высокой неоднородностью коллекторов и их невыдержанностью по площади, наклонными ВНК и наличием многочисленных зон замещения, осложняющих гидродинамическую связь между коллекторами.

Пласт АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>. Отложения пласта вскрыты повсеместно по площади месторождения, их мощность изменяется от 3,4 до 8,4 м. На основной площади пласт замещен. Коллекторы распространены преимущественно на северо-востоке и юге месторождения. Преобладающим фактором геометризации продуктивных отложений пласта АВ<sub>2</sub><sup>1</sup> является обширная зона замещения пласта сложной формы.

Эффективная толщина пласта варьируется от 0,4 м до 7,6 м, составляя в среднем 2,6 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины – 2,4 м при изменении в интервале 0,4-6,4 м. Песчанистость находится в пределах 0,06-1,0

доли ед., в среднем – 0,45 доли ед. Максимальная расчлененность – 4 ед., в среднем – 1,5 ед. Средние значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости составляют, соответственно, 22,2 %, 51,7 % и  $130,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

По типу основная залежь пласта относится к пластово-сводовым с литологическими экранами. На юге коллектор представлен литологически изолированными линзами.

Пласт **АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>** вскрыт повсеместно по площади месторождения и содержит основные запасы УВ среди продуктивных пластов горизонта АВ<sub>2</sub>. Замещение пласта занимает не более 10 % площади лицензионного участка месторождения. Среди пластов группы АВ<sub>2</sub> имеет наибольшую площадь распространения продуктивных коллекторов с более песчанистой частью разреза и, соответственно, с более высокими значениями нефтенасыщенной толщины.

Общая толщина пласта изменяется от 6,4 до 15,2 м, составляя в среднем 9,6 м. Эффективная и нефтенасыщенная толщины варьируются в интервале 0,4-11,8 м, средняя по пласту эффективная толщина принята равной 4,0 м, нефтенасыщенная - 2,7 м. Коэффициент расчлененности, при максимальном значении

6 ед., в среднем равен 2,1 ед. Песчанистость находится в пределах 0,04-1,0 доли ед. при среднем значении 0,42 доли ед. Средние значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости составляют, соответственно, 22,1 %, 50,7 % и  $191,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Продуктивные отложения пласта представлены двумя залежами: основной - по типу пластовой сводовой, с литологическим экраном и небольшой пластовой сводовой залежью. Поверхность ВНК по пласту в целом имеет наклон в северо-западном направлении.

Пласт **АВ<sub>2</sub><sup>3</sup>** вскрыт на всей площади Лас-Еганского месторождения. Распространение продуктивных коллекторов пласта не имеет какой-либо закономерности: прерывисто, не выдержано по мощности и по площади распространения

(рис. 1.3.1).

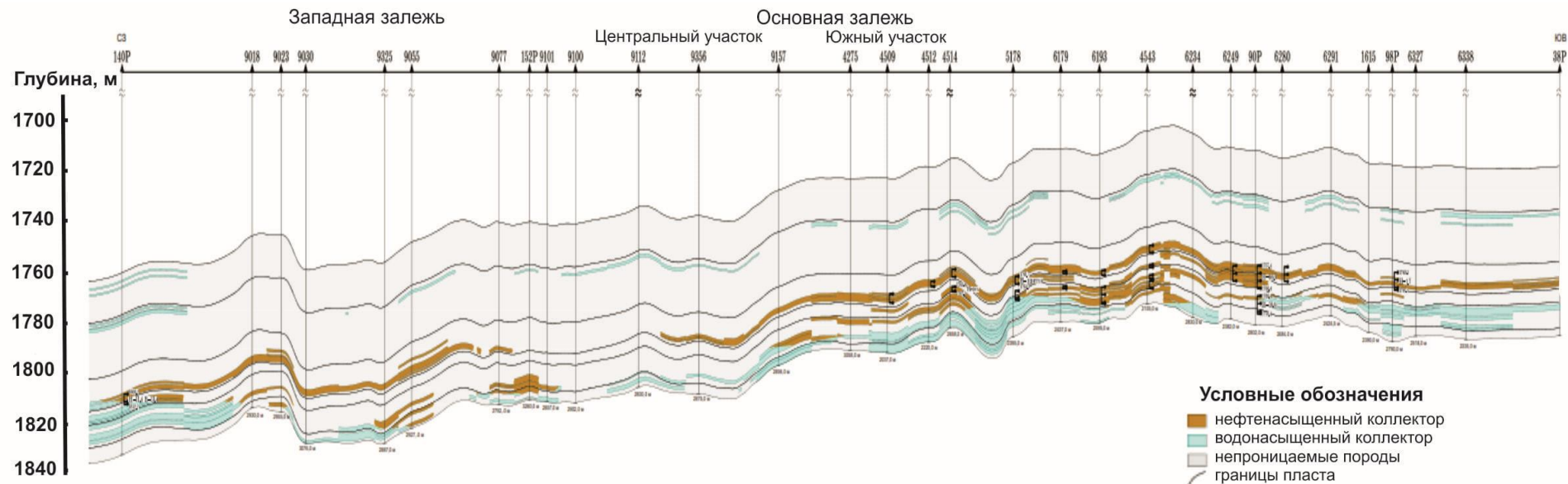


Рисунок 1.3.1 – Геологический разрез по продуктивным пластам АБ

К пласту АВ<sub>2</sub><sup>3</sup> относятся наименьшие по объему запасы нефти среди пластов группы АВ, однако, коллекторы пласта в пределах лицензионных границ месторождения вскрыты в 457 скважинах (68 % от всего числа скважин). Гидродинамическое сообщение пласта с коллекторами вышележающих пластов преимущественно нарушено глинистыми перемычками, хотя отметки контактов близки по значению к таковым в ближайшем пласте.

Общая толщина изменяется от 4,4 до 10,8 м, составляя в среднем 6 м. Эффективные и нефтенасыщенные толщины варьируются в диапазоне 0,4-9,6 м и 0,4-8,6 м, соответственно, средние значения – 2,6 м и 1,4 м. Среднее значение коэффициента песчаности – 0,42 доли ед., интервал изменения - 0,14-0,9 доли ед. Расчлененность варьируется от 1 до 3 ед., в среднем – 1,4 ед. Средние значения проницаемости, пористости и нефтенасыщенности составляют, соответственно,  $166,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 21,9 %, 47,5 %.

Продуктивные отложения пласта представлены двумя залежами: Основной и Западной. Поверхность ВНК по пласту в целом имеет наклон в северо-западном направлении.

*Основными особенностями геологического строения объекта АВ<sub>1-2</sub> являются:*

- сложное строение, проявляющееся в наклонных контактах, зонах замещения и неравномерном распределении эффективных толщин;
- неоднородность коллекторских свойств по площади и по разрезу;
- отсутствие выдержанных глинистых разделов и четкой расчлененности по разрезу из-за возрастающей литофациальной изменчивости, обусловленной многообразием обстановок осадконакопления;
- наличие пластово-сводовых и водоплавающих залежей с литологическими экранами.

***Характеристика залежей нефти продуктивных пластов группы БВ***

Залежи нефти пластов БВ<sub>6</sub> и БВ<sub>8</sub> Лас-Еганского месторождения характеризуются отсутствием зон замещения коллекторов пласта и незначительным наклоном ВНК в северном направлении (рис. 1.3.2).

Пласт БВ<sub>6</sub> приурочен к нижней подсвите ванденской свиты. Коллекторы пласта, сформированные в условиях подводной дельтовой равнины, распространены повсеместно по площади месторождения.

В пределах изучаемой площади пласт БВ<sub>6</sub> представлен песчаными и глинисто-песчаными отложениями с характерными для баров признаками. Коллекторами пласта являются мелкозернистые песчаники, местами содержащие прослой крупнозернистых алевролитов, более распространенных в нижней части разреза.

Пласт характеризуется выдержанной по разрезу общей толщиной, которая изменяется в интервале 8,4-24,6 м, составляя в среднем 14,9 м. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,8 до 12,6 м, в среднем равна 4,0 м. Коэффициент расчлененности пласта изменяется от 1 до 9 ед., в среднем равен 3,6 ед. Среднее значение песчаности – 0,63 доли ед. Средние значения коэффициентов проницаемости, пористости и начальной нефтенасыщенности составляют  $130,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 20 % и 61,5 %, соответственно.

В пределах Лас-Еганского лицензионного участка в коллекторах пласта БВ<sub>6</sub> выделены три залежи пластово-сводового типа: южная, западная и северная с наклонной поверхностью ВНК в северо-западном направлении.

В разрезе пород пласта БВ<sub>8</sub> прослеживается вертикальная смена фаций от нормально морских глин, залегающих в основании, к баровым песчаникам. Пласт характеризуется повсеместным распространением по площади месторождения. Верхняя, продуктивная часть пласта, наиболее выдержана по разрезу и представлена песчаной толщей, сложенной аркозовыми песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин. К подошве пласта увеличивается количество аргиллитов темно-серых с прослойками и линзами песчаника.

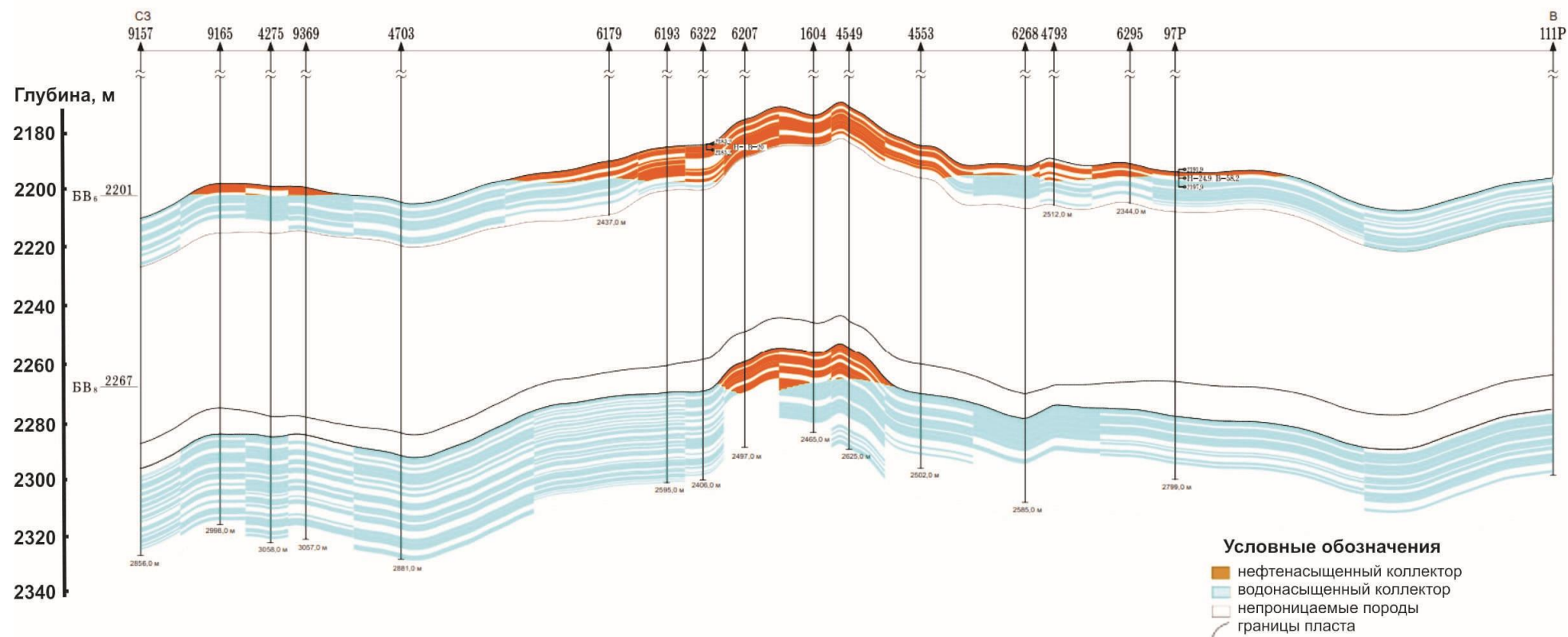


Рисунок 1.3.2 – Геологический разрез по пластам БВ

Покрышкой для залежей пласта БВ<sub>8</sub> служит самотлорская пачка глин. Залежи нефти приурочены к сводовым частям поднятий.

Общая толщина пласта изменяется в интервале 23,0-46,4 м, составляя в среднем 30,9 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 14,8 м, средняя – 3,2 м. Коэффициент расчлененности пласта – 7,3 ед., при изменении от 2 до 13 ед.

Песчанистость изменяется от 0,25 до 0,9 доли ед., составляя в среднем 0,58 доли ед. Средние значения проницаемости, пористости и начальной нефтенасыщенности составляют, соответственно,  $121 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, 19,2 % и 55,7 %.

В коллекторах пласта БВ<sub>8</sub> выделены две залежи нефти пластово-сводового типа: северная и южная. Уровень ВНК по залежам понижается в северо-западном направлении.

*Основными особенностями геологического строения пластов группы БВ являются:*

- отсутствие зон замещения коллекторов;
- незначительный наклон ВНК по сравнению с залежами других объектов;
- приуроченность залежей пластов группы БВ к сводовым частям структуры.

#### *Характеристика залежей нефти ачимовской толщи*

Отложения *ачимовской толщи (Ач)* выделяются в составе нижней подсвиты мегнионской свиты и характеризуются линзовидным (клиноформным) строением (рис. 1.3.3).

В пределах толщи выделены три продуктивных пласта – Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>, приуроченные к верхней части толщи, а также Ач<sub>4</sub>, который отделяется от них толщей аргиллитов и алевролитов, отнесенной при корреляции к Ач<sub>3</sub>.

Породы пласта Ач<sub>1</sub> накапливались в переходной с востока на запад от континентальной к прибрежной обстановке осадконакопления, нарушаемой явлениями переотложения, сноса и т.д. Общая мощность пласта колеблется от 18,3 до 39,9 м, при среднем значении 27,2 м.

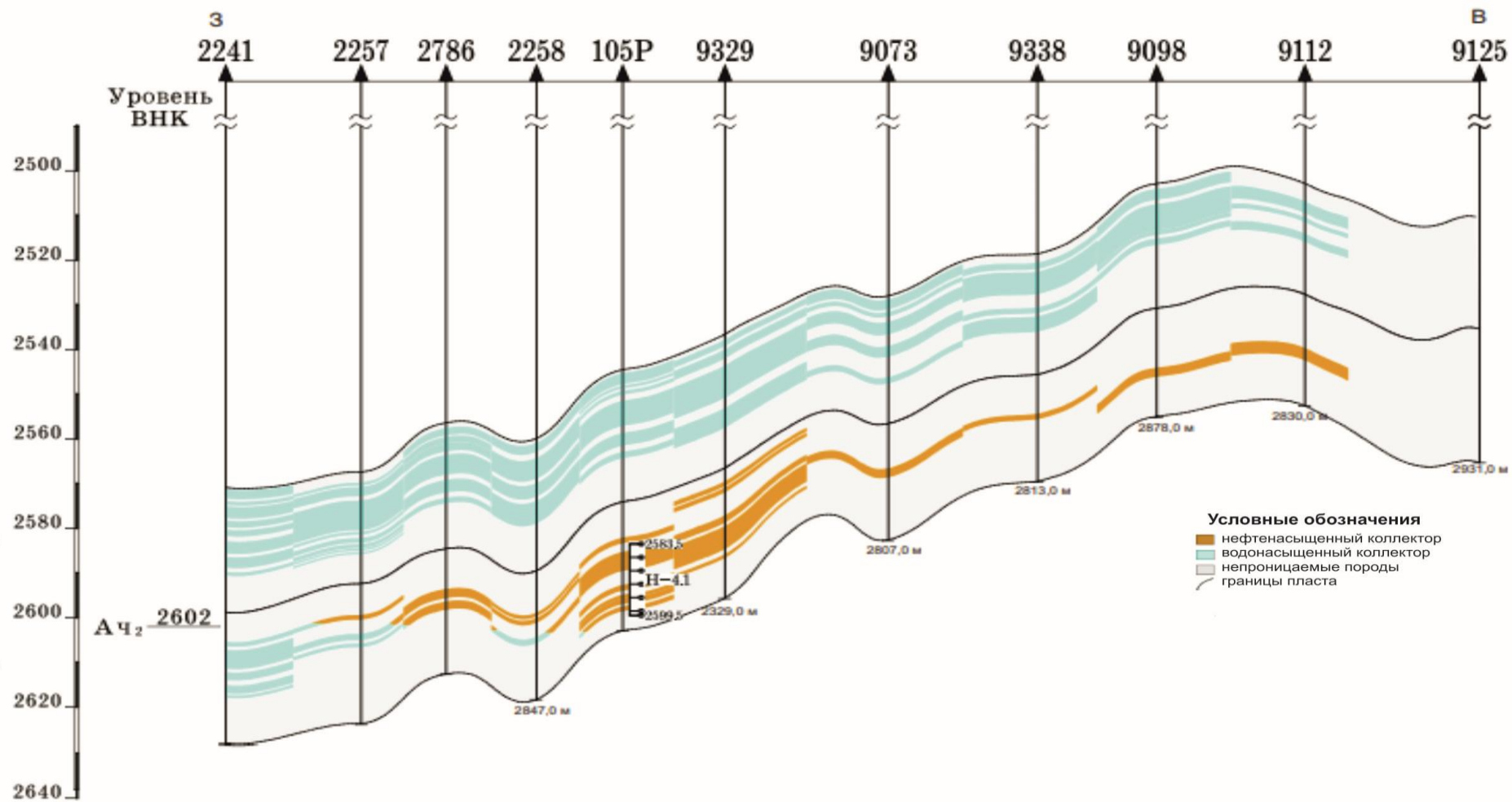


Рисунок 1.3.3 – Геологический разрез по пласту Ач<sub>2</sub>



Отложения пласта прослеживаются при корреляции на северо-западе месторождения, где его коллекторы содержат незначительные, по сравнению с другими пластами ачимовской толщи, запасы нефти. Площадное распространение продуктивных отложений пласта нарушается в восточной части зоной замещения, которая картируется на основе данных бурения. Запасы нефти пласта сосредоточены в пределах одной пластово-сводовой литологически экранированной с юга, востока и северо-востока залежи.

Пласт **Ач<sub>2</sub>** представлен породами, сходными с таковыми в пласте **Ач<sub>1</sub>**: условия осадконакопления пластов аналогичны. Коллекторы пласта **Ач<sub>2</sub>** вскрыты на западе Лас-Еганского ЛУ, прослеживаются по скважинам в том же районе месторождения, где вскрыт пласт **Ач<sub>1</sub>**.

Общая мощность пласта **Ач<sub>2</sub>** по скважинам изменяется от 17,0 до 37,8 м, при среднем значении 27,7 м. Эффективная толщина изменяется от 1,0 м до 13,6 м, составляя в среднем 4,3 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется в тех же пределах, среднее значение – 3,6 м. Расчлененность разреза в среднем равна 2,2 ед., при изменении от 1 до 6 ед. Песчанистость достигает 0,42 доли ед., среднее значение – 0,15 доли ед. Средние значения коэффициентов пористости, начальной нефтенасыщенности и проницаемости составляют, соответственно, 16,5%, 56,6 % и  $1,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В пласте **Ач<sub>2</sub>** выделены две нефтяные залежи пластового сводового типа с обширной зоной литологического замещения на большей части ЛУ: северная и южная.

Отложения пласта **Ач<sub>4</sub>** вскрыты скважинами на всей площади месторождения, однако коллекторы выделены только в южной и восточной частях месторождения и характеризуются субмеридиональным распространением по площади.

Общая мощность пласта **Ач<sub>4</sub>** увеличивается с запада на восток и не зависит от гипсометрии отражающего горизонта Б, подстилающего ачимовскую толщу. В целом по площади месторождения мощность пласта

изменяется от 31 м до 90,2 м, составляя в среднем 52,8. Пределы изменения эффективной толщины 0,8-15,3 м, среднее – 5,4 м.

Нефтенасыщенная толщина изменяется в тех же пределах, что и эффективная, в среднем принята равной 3,9 м. Коэффициент расчлененности пласта – 4,7 ед., среднее значение песчаности – 0,11 доли ед. Значения коэффициентов пористости, начальной нефтенасыщенности и проницаемости в среднем составляют, соответственно, 16,2 %, 51,1 % и  $1,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В пласте выделены две залежи: центральная и южная.

*Основными особенностями геологического строения пластов ачимовской толщи являются:*

- их повсеместное залегание на битуминозных аргиллитах бажендовской свиты, которые являются региональным репером в разрезе терригенных отложений Западно-Сибирского бассейна;
- прослеживание плотного глинистого раздела между продуктивными пластами Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>4</sub>, отнесенного к пласту Ач<sub>3</sub>;
- локализация распространения пластов Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>, представленных переслаиванием глин и разнородных песчаников, в восточной части месторождения;
- глинизация пласта Ач<sub>4</sub> в районе распространения пластов Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>.

### ***Характеристика залежей нефти продуктивных пластов васюганской свиты***

Продуктивные пласты **васюганской свиты** на Лас-Еганском месторождении вскрыты наименьшим количеством скважин. Геологическое строение залежей пластов группы ЮВ<sub>1</sub> осложнено зонами замещения и наклонными ВНК. Эффективные толщины обычно выдержаны в пределах одной залежи. По типу залежи пластов этой группы относятся к пластово-сводовым с элементами литологического экранирования (рис. 1.3.4).

В отложениях васюганской свиты Лас-Еганского месторождения выделены два продуктивных пласта – ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, объединенные в единый объект разработки ЮВ<sub>1</sub>, кровле которого соответствует резкая литологическая

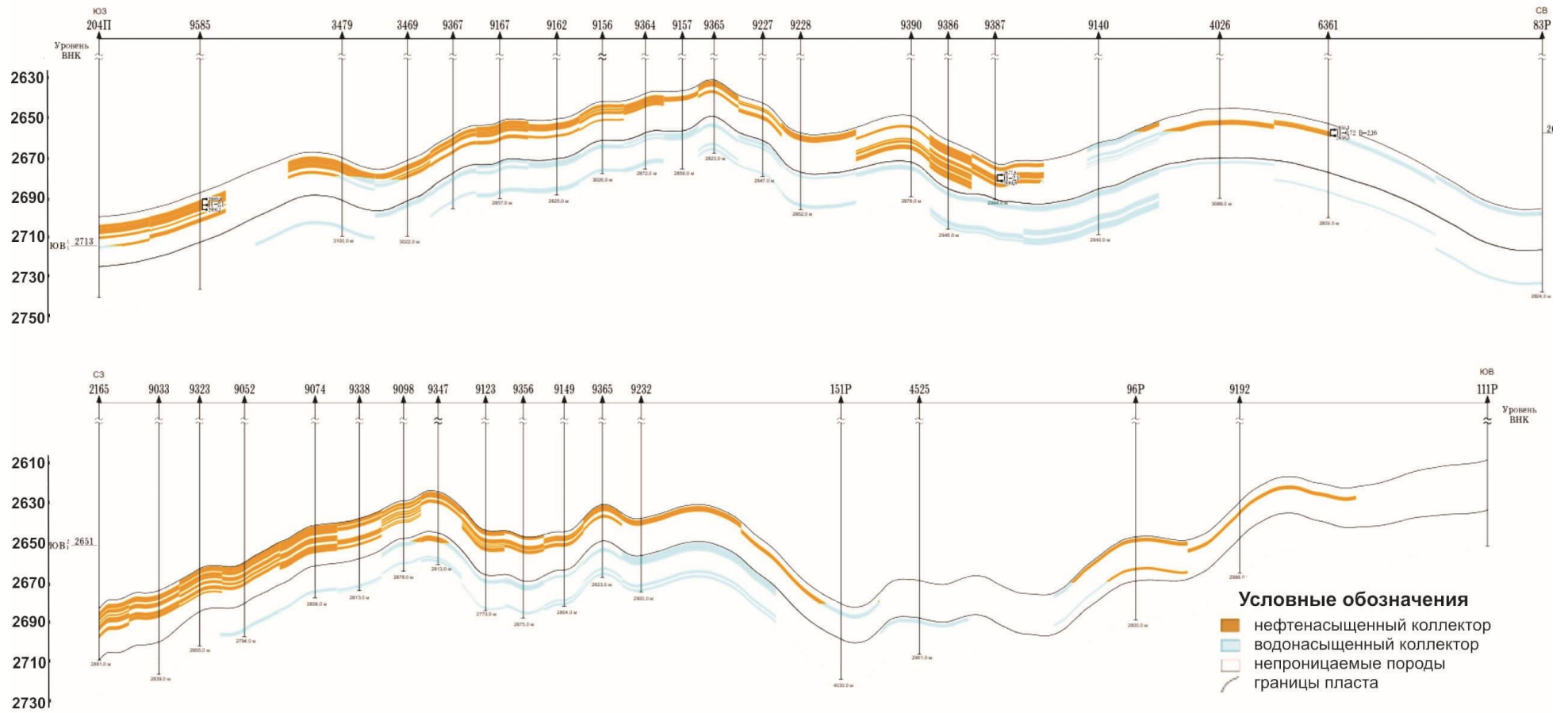


Рисунок 1.3.4 – Геологический разрез по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

граница, представленная глинистыми породами георгиевской свиты. При отсутствии георгиевской свиты пласт перекрывается битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

На площади Лас-Еганского месторождения пласт **ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>** представлен авандельтовыми отложениями, переходящими в краевую часть моря на северо-западе, на юго-востоке преобладают лагунные фации. На геологическое строение и формирование залежей пласта оказали влияние разные условия осадконакопления.

Общая толщина пласта изменяется от 17,6 до 29,2 м, в среднем составляя 22,5 м.

Нефтенасыщенная толщина изменяется в интервале 0,8-17,8 м, средняя составляет 4,6 м. Средняя расчлененность разреза пласта - 3,5 ед., среднее значение песчаности – 0,32 доли ед. Значения коэффициентов пористости, начальной нефтенасыщенности и проницаемости в среднем составляют, соответственно, 15,3 %, 48,1 % и  $5,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В пласте выделены четыре нефтяные залежи пластово-сводового типа с литологическим экраном: центральная, северная, восточная, юго-восточная.

Пласт **ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>** продуктивен на соседних Поточном и Урьевском месторождениях.

Продуктивные отложения пласта выявлены в пределах Чиклинского поднятия и представлены залежью, которая вскрыта тремя эксплуатационными скважинами.

Общая толщина пласта составляет 17,1 м, средняя нефтенасыщенная толщина изменяется в интервале 1,0-2,6 м, составляя в среднем 1,3 м. Расчлененность разреза в среднем равна 2,7, песчаность – 0,267 доли ед.

Средние значения коэффициентов пористости, начальной нефтенасыщенности и проницаемости составляют, соответственно, 15,1 %, 43,9 % и  $4,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Залежь по типу пластово-сводовая, ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины 9122 на абс.отм. -2650,8 м.

***Основными особенностями геологического строения пластов васюганской свиты являются:***

- сложность обстановки осадконакопления отложений пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, которая отражается в переходе коллекторов авандельтового комплекса в краевую часть моря в северо-западном направлении в то время, как на юго-востоке площади преобладают отложения лагунных и болотных фаций;
- приуроченность максимальных эффективных толщин пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> к Чиклинскому поднятию, в частности – к его восточному склону и к зоне его сочленения с Тырлинским поднятием;
- наличие залежей пластово-сводового типа с литологическими экранами в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- наличие единственной пластовой сводовой залежи в пласте ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в районе скважины 9347, вскрытой тремя эксплуатационными скважинами.

#### **1.4 Свойства и состав пластовых флюидов**

В целом по месторождению наблюдается закономерное изменение основных параметров – снижения плотности нефти с глубиной, а газосодержание, наоборот, возрастает. Содержание метана в растворённом газе с глубиной уменьшается. Количество углекислого газа и азота незначительно по всему разрезу. Отношение пропана к этану всегда больше 1, что свидетельствует об отсутствии газовой шапки (табл. 1.4.1, 1.4.2).

По результатам анализов устьевых (разгазированных) проб, нефть по всему разрезу Лас-Еганского меторождения характеризуется как: сернистая (0,53-1,81 %), среднее содержание серы составляет 1,01 %; смолистая (4,10-10,80 %), среднее содержание смол - 7,00 %; парафинистая (1,20-2,80 %), среднее содержание парафинов - 2,12 %.

Плотность нефти изменяется от 831,0 до 887,0 кг/м<sup>3</sup>, составляя в среднем 849,7 кг/м<sup>3</sup>,

Таблица 1.4.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Лас-Еганского месторождения

Параметры	Продуктивные пласты					
	АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	АВ <sub>2</sub> <sup>2</sup>	БВ <sub>6</sub>	БВ <sub>8</sub>	Ач <sub>4</sub>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Абсолютная отметка кровли, м	-1768(-1767-1794)	-1786(-1760-1817)	-2194(-2165-2240)	-2290(-2240-2365)	-2555(-2490-2654)	-2659(-2630-2660)
Абсолютная отметка ВНК, м	-1790(-1774-1812)	-1790(-1768-1814)	-2197(-2195-2224)	-2310(-2267-2315)	-2596(-2596-2602)	-2675(-2655-2698)
Тип залежи	пластовая, сводовая, литологический экран	пластовая, сводовая, литологический экран	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая	пластовая, сводовая, литологический экран	пластовая, сводовая, литологический экран
Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	182122	74615	37830	14140	51895	117526
Средняя общая толщина, м	12,4	9,6	14,9	30,9	52,8	22,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,6	2,7	4	32	3,9	4,6
Коэффициент пористости, доли.ед	0,218	0,221	0,2	0,192	0,162	0,153
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли.ед	0,365	0,507	0,615	0,557	0,511	0,481
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,009	0,191	0,131	0,121	0,001	0,006
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,23	0,42	0,63	0,58	0,11	0,32
Расчлененность, ед.	1,4	2,1	3,6	7,3	4,7	3,5
Начальная пластовая температура, °С	71	72	84	91	93	96
Начальное пластовое давление, МПа	17,2	18,5	22,4	23	25,2	27,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	1,54	2,57	2,72	1,58	0,58	0,74
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,813	0,822	0,829	0,75	0,77	0,729
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0,855	0,868	0,875	0,85	0,835	0,833
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,086	1,085	1,077	1,163	1,231	1,25
Содержание серы в нефти, %	0,78	0,96	1,42-1,81	1,21	0,99	1,21
Содержание парафина в нефти, %	2,45	2,25	2,06	1,98	1,41	1,53
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	43,8	35	25,4	52	86,7	92,3
Содержание сероводорода, %	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*с	0,435	0,435	0,38	0,38	0,38	0,38
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	1,014	1,014	1,015	1,016	1,016	1,015
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>						
нефти	12	12	12,5	11,9	13,7	15,2
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	0,318	0,479	0,55	0,513	0,472	0,415

вязкость при 20 °С меняется от 5,02 до 36,74 мм<sup>2</sup>/с, среднее значение по разрезу - 10,15 мм<sup>2</sup>/с, и продукт классифицируется как нефть с повышенной вязкостью и средней плотностью, со средним содержанием светлых фракций 47,8 % (табл. 1.4.2).

Таблица 1.4.2 – Компонентный состав нефти и растворенного газа

Наименование параметров и компонентов	АВ <sub>1-2</sub>	БВ <sub>6</sub>	БВ <sub>8</sub>	Ач	ЮВ <sub>1</sub>
Молярная концентрация компонентов, %:					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	0,015	-	0,01	0,46	0,32
-азот+редкие газы	0,37	0,32	0,42	0,46	1,3
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
- метан	21,805	17,3	22,98	23,56	23,92
- этан	0,73	1,32	2,76	4,73	4,48
- пропан	2,47	2,22	6,33	7,03	8
- изобутан	1,725	1,56	1,72	1,79	1,74
- нормальный бутан	4,46	2,19	5,17	5,38	5,08
- изопентан	2,365	1,71	2,11	2,05	1,84
- нормальный пентан	3,555	1,89	3,16	3,13	2,42
- гексаны	3,57	3,17	4,2	2,56	3,98
- гептаны	4,06	-	-	3,86	3,79
- октаны	4,69	68,36	51,13	3,43	3,46
- остаток С <sub>9</sub> +	4,61			41,37	24,37
Молекулярная масса	151,74	-	-	-	118,06
Плотность:					
- газа, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.		-	-	-	-
- нефти, кг/м <sup>3</sup>	817,5	829	750	770	729

### 1.5 Сведения о подсчёте запасов

На балансе по состоянию на 01.01.2017 г. числятся запасы нефти по пластам АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>4</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup> в целом по месторождению: геологические/извлекаемые категории АВ<sub>1</sub> – 106992/ 35254 тыс. т, КИН – 0,330, категории В<sub>2</sub> – 11440/ 2303 тыс. т, КИН - 0,201. Начальные извлекаемые запасы растворенного в нефти газа составляют по категории АВ<sub>1</sub> – 1755 млн. м<sup>3</sup>, по категории В<sub>2</sub> – 168 млн. м<sup>3</sup>. Распределение запасов промышленных категорий по пластам представлено на рисунке 1.5.1.

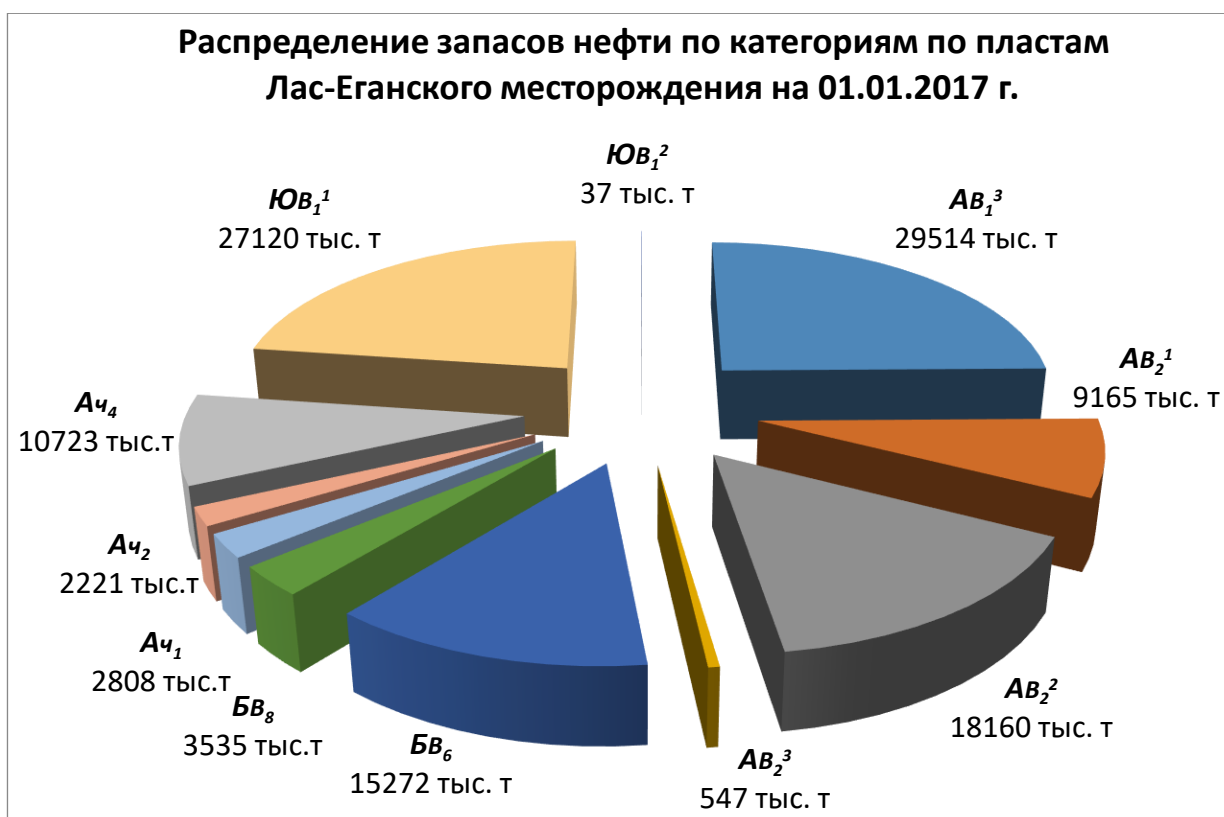


Рисунок 1.5.1 – Распределение геологических запасов нефти по категориям по продуктивным пластам Лас-Еганского месторождения

Относительно действующего проектного документа, отмечается незначительное сокращение извлекаемых запасов нефти промышленных категорий – на 0,2 %, категории В<sub>2</sub> – на 0,9 %, извлекаемых запасов газа категорий АВ<sub>1</sub>/ В<sub>2</sub> – на 0,06 %/ 1,8 %.

Относительно числящихся на балансе, в результате пересчета начальные геологические запасы нефти промышленных категорий А+В<sub>1</sub> увеличились на **+653** тыс. т, категории В<sub>2</sub> – на **+17** тыс. т; начальные извлекаемые запасы уменьшились на **-57** тыс. т и **-45** тыс. т, соответственно.

Начальные извлекаемые запасы растворенного газа по категориям АВ<sub>1</sub>/В<sub>2</sub> уменьшились на **-4/ -3** млн. м<sup>3</sup>.



## **2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛАС-ЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Глава отсутствует так, как содержит коммерческую тайну.**

## **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **3.1 Обоснования внедрения малодебитного насоса класса АКМ ЭЦН**

На Лас-Еганском нефтяном месторождении большая часть фонда скважин работает с дебитами до 10 т/сут. Эксплуатация месторождения ведётся в режиме истощения пластовой энергии при интенсификации отбора до давления ниже давления насыщения.

Сложность достижения устойчивой эксплуатации скважин приводит к необходимости выполнения многих дополнительных дорогостоящих и трудоемких операций (гидроразрыв пласта, зарезка второго ствола, химические обработки призабойной зоны), однако задача эффективного дренирования призабойной зоны пласта после выполнения комплекса ГТМ имеющимися средствами для управления насосами часто остается нерешенной.

Выходом из создавшегося положения является применение устройств автоматического управления скважинными электронасосами нового поколения ЭЦН АКМ. Система обеспечивает стабилизацию режима скважины в самых сложных условиях нестационарного притока жидкости из пласта.

Процесс оптимизации включает в себя выявление фонда скважин для проведения технологических мероприятий по оптимизации режимов работы скважин и оборудования, возможность прироста добычи нефти и увеличение межремонтного периода с применением ЭЦН АКМ. Межремонтный период и дополнительная добыча являются главными критериями оптимизации работы скважин, которые определяют экономическую эффективность подъема продукции скважины на поверхность.

На Лас-Еганском месторождении ЭЦН АКМ был внедрен на 4 малодебитных скважинах. Произведем экономический расчет от внедрения ЭЦН АКМ.

### 3.2 Расчет показателя экономической эффективности от внедрения ЭЦН АКМ 5А-80-2100

Обоснование эффективности проведения мероприятий по оптимизации работы скважин производится на основе подсчета экономической эффективности и сравнения его с базовым вариантом, в качестве которого принимается ситуация без проведения мероприятия.

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости,
- срок окупаемости;
- коэффициент отдачи капитала;
- чувствительность проекта к риску

В апреле 2017 года на 4 малодебитных скважинах Лас-Еганское месторождения было произведено внедрение ЭЦН АКМ, в результате суммарный дебит этих скважин увеличился с 5.6 м<sup>3</sup>/сут, до 11 м<sup>3</sup>/сут. Стоимость комплекса 2100 тыс. руб. Цена одной тонны нефти за 2017 год, равна 9500 руб.

Прирост потока денежной наличности находится по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta В_t - \Delta И_t - К_t - \Delta Н_t, \quad (1)$$

где:  $\Delta В_t$  – прирост выручки от реализации дополнительной продукции, полученной в результате инноваций в t-м году,  $\Delta И_t$  – прирост текущих затрат,  $К_t$  – капитальные затраты на проведение мероприятия в t-м году,  $\Delta Н_t$  – прирост налоговых выплат в t-м году.

Определяем дополнительную добычу по формуле:

$$\Delta Q = n \cdot \Delta q \cdot T_p = 5 \cdot 200 \cdot 47 = 47000 \quad (2)$$

где: n – число скважин,  $\Delta q$  – прирост дебита нефти на 1 скважину в сутки,  $T_p$  – время работы.

Определяем прирост выручки по формуле:

$$\Delta В_t = \Delta Q_t \cdot Ц_t = 1500 \cdot 47000 = 70500000 \quad (3)$$

где:  $C_t$  – средняя цена реализации предприятия нефти без акциза и НДС,  
 $\Delta Q$  – дополнительная добыча.

Дополнительные текущие затраты по данному мероприятию рассчитываем по формуле:

$$\Delta I_t = I_{\text{дт}} + I_{\text{мт}} = 6480693 + 4325250 = 10805943 \quad (4)$$

где:  $I_{\text{дт}}$  – текущие затраты на дополнительную добычу,  $I_{\text{мт}}$  – текущие затраты на станцию управления.

Определяем прирост налога на прибыль по формуле.

$$\Delta N_{\text{имт}} = C_{\text{остт}} N_{\text{им}} / 100 = 4152255333,3 * 0,3 / 100 = 1245676 \quad (5)$$

где:  $C_{\text{остт}}$  – среднегодовая остаточная стоимость имущества,  $N_{\text{им}}$  – ставка налога на имущество.

Определяем поток денежной наличности по формуле:

$$\Delta \text{ПДН}_t = \Delta B_t - \Delta I_t - K_t - \Delta N_t = 70500000 - 10805943 - 10805943 - 1245676 = 47642438 \quad (6)$$

Рассчитаем накопленный ПДН по формуле:

$$\Delta \text{НПДН} = \sum \text{ПДН}_t \quad (7)$$

Рассчитаем коэффициент дисконтирования по формуле:

$$\alpha_t = (1 + E_n)^{t_p - t} = 1 \quad (8)$$

где:  $E_n$  – норма дисконта,  $E_n = 0,1(10\%)$ ,  $t_p$  – расчетный год,  $t$  – текущий год.

Рассчитаем прирост дисконтированный ПДН по формуле:

$$\Delta \text{ДПДН}_t = \Delta \text{ПДН}_t \cdot \alpha_t = 47642438 \quad (9)$$

Рассчитываем  $\Delta \text{ЧТС}$  по формуле:

$$\Delta \text{ЧТС} = \sum \Delta \text{ДПДН}_t = 47642438 \quad (10)$$

Рассчитываем коэффициент отдачи капитала по формуле:

$$KOK = \frac{\text{ЧТС}}{\text{ЧТС}_{\text{инв}} + 1} \quad (11)$$

где: ЧТС – суммарные дисконтированные инвестиции, руб.

$$\text{КОК} = \frac{110344683,5}{13369099,72 + 1} = 8,25 \text{ руб/руб}$$

Таблица 3.2.1 – Расчет экономической эффективности применения ЭЦН АКМ

Показатели	Ед.изм.	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	47000	34362,2	23515,6
Прирост выручки	руб.	70500000	58415725	39976550
Цена на нефть	руб.	8500	9000	9500
Текущие затраты	руб.	10805943	1830692	1252826
Затраты на мероприятие	руб.	8400000	9150000	8600000
Затраты на доп.доб.	руб.	2405943	1830692	1252826
Прирост прибыли от реализации	руб.	65965513	56585033	38723724
Налог на прибыль	руб.	15831723	13580408	9293694
ПДН	руб.	47642438	43004625	29430030
НПДН	руб.	47642438	93138416	122568446
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	47642438	37844070	22366823
ЧТС	руб.	47642438	87977860	110344684

По результатам расчета графически изображаем динамику накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости (рис. 3.2.1).



Рисунок 3.2.1 – Динамика НПДН и ЧТС

Для этого необходимо выбрать интервал наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора (таблицы 3.2.2 – 3.2.7): прирост годовой добычи (-30%; +10%); цена на нефть (-20%; +10%); текущие затраты (-10%; +20%).

Таблица 3.2.2 – Расчет ЧТС при уменьшении добычи на 30%

Показатели	Ед.изм	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	31611,776	24053,53392	16460,93246
Прирост выручки	руб.	53740019,2	40891007,67	27983585,18
Цена на нефть	руб.	8500	9000	9500
Текущие затраты по мероприятию	руб.	10084159,86	1281484,352	876978,3032
Затраты на мероприятие	руб.	8400000		
Затраты на доп.доб.	руб.	1684159,858	1281484,352	876978,3032
Прирост прибыли от реализации	руб.	43655859,34	39609523,32	27106606,88
Налог на прибыль	руб.	10477406,24	9506285,596	6505585,652
ПДН	руб.	33178453,1	30103237,72	20601021,23
НПДН	руб.	33178453,1	63281690,82	83882712,05
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	33178453,1	26490849,19	15656776,13
ЧТС	руб.	33178453,1	59669302,29	75326078,43

Таблица 3.2.3 – Расчет ЧТС при увеличении добычи на 10%

Показатели	Ед.изм	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	49675,648	37798,41045	25867,17958
Прирост выручки	руб.	84448601,6	64257297,77	43974205,29
Цена на нефть	руб.	8500	9000	9500
Текущие затраты по мероприятию	руб.	11046536,92	2013761,124	1378108,762
Затраты на мероприятие	руб.	8400000		
Затраты на доп.доб.	руб.	2646536,92	2013761,124	1378108,762
Прирост прибыли от реализации	руб.	73402064,68	62243536,64	42596096,53
Налог на прибыль	руб.	17616495,52	14938448,79	10223063,17
ПДН	руб.	55785569,16	47305087,85	32373033,36
НПДН	руб.	55785569,16	103090657	135463690,4
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	55785569,16	41628477,31	24603505,35

## Продолжение таблицы 3.2.3

ЧТС	руб.	55785569,16	97414046,46	122017551,8
-----	------	-------------	-------------	-------------

Таблица 3.2.4 – Расчет ЧТС при уменьшении цены на нефть на 20%

Показатели	Ед.изм.	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	45159,68	34362,19132	23515,6178
Прирост выручки	руб.	61417164,8	46732580,19	31981240,21
Цена на нефть	руб.	6800	7200	7600
Текущие затраты	руб.	10805942,65	1830691,931	1252826,147
Затраты на мероприятие	руб.	8400000		
Затраты на доп.доб.	руб.	2405942,654	1830691,931	1252826,147
Прирост прибыли от реализации	руб.	50611222,15	44901888,26	30728414,06
Налог на прибыль	руб.	12146693,31	10776453,18	7374819,375
ПДН	руб.	38464528,83	34125435,08	23353594,69
НПДН	руб.	38464528,83	72589963,91	95943558,6
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	38464528,83	30030382,87	17748731,96
ЧТС	руб.	38464528,83	68494911,7	86243643,66

Таблица 3.2.5 – Расчет ЧТС при увеличении цены на нефть на 10%

Показатели	Ед.изм.	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	45159,68	34362,19132	23515,6178
Прирост выручки	руб.	84448601,6	64257297,77	43974205,29
Цена на нефть	руб.	9350	9900	10450
Текущие затраты	руб.	10805942,65	1830691,931	1252826,147
Затраты на доп.доб.	руб.	2405942,654	1830691,931	1252826,147
Прирост прибыли от реализации	руб.	73642658,95	62426605,83	42721379,14
Налог на прибыль	руб.	17674238,15	14982385,4	10253130,99
ПДН	руб.	55968420,8	47444220,43	32468248,15
НПДН	руб.	55968420,8	103412641,2	135880889,4
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	55968420,8	41750913,98	24675868,59
ЧТС	руб.	55968420,8	97719334,78	122395203,4

Таблица 3.2.6 – Расчет ЧТС при увеличении затрат на 20%

Показатели	Ед.изм.	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	45159,68	34362,19132	23515,6178
Продолжение таблицы 19				
Прирост выручки	руб.	76771456	58415725,24	39976550,26
Цена на нефть	руб.	8500	9000	9500

## Продолжение таблицы 3.2.6

Текущие затраты	руб.	11287131,19	2196830,317	1503391,377
Затраты на доп.доб.	руб.	2887131,185	2196830,317	1503391,377
Прирост прибыли от реализации	руб.	65484324,81	56218894,92	38473158,89
Налог на прибыль	руб.	15716237,96	13492534,78	9233558,133
ПДН	руб.	49768086,86	42726360,14	29239600,75
НПДН	руб.	49768086,86	92494447	121734047,8
ДПДН	руб.	49768086,86	37599196,93	22222096,57
ЧТС	руб.	49768086,86	87367283,78	109589380,4

Таблица 3.2.7 – Расчет ЧТС при уменьшении затрат на 10%

Показатели	Ед.изм.	2015	2016	2017
Дополнительная добыча	т	45159,68	34362,19132	23515,6178
Прирост выручки	руб.	76771456	58415725,24	39976550,26
Цена на нефть	руб.	8500	9000	9500
Текущие затраты	руб.	10565348,39	1647622,738	1127543,533
Затраты на мероприятие	руб.	8400000		
Затраты на доп.доб.	руб.	2165348,389	1647622,738	1127543,533
Прирост прибыли от реализации	руб.	66206107,61	56768102,5	38849006,73
Налог на прибыль	руб.	15889465,83	13624344,6	9323761,615
ПДН	руб.	50316641,78	43143757,9	29525245,12
НПДН	руб.	50316641,78	93460399,69	122985644,8
Коэффициент дисконтирования		1	0,88	0,76
ДПДН	руб.	50316641,78	37966506,95	22439186,29
ЧТС	руб.	50316641,78	88283148,74	110722335

Так как диаграмма «ПАУК» (рис. 3.2.2) расположена в положительной части оси координат по всем вариациям параметров, это свидетельствует о несклонности проекта к риску по всем анализируемым факторам, что позволяет рекомендовать проект к внедрению на Лас-Еганском нефтяном месторождении.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что внедрение ЭЦН АКМ на малодебитных скважинах экономически выгодно, поскольку в период за 1 год: прирост добычи нефти составил 45,2 тыс. тонны, накопленный поток денежной наличности равен 50133,8 тыс. рублей, чистая текущая стоимость составила 50133,8 тыс. рублей.



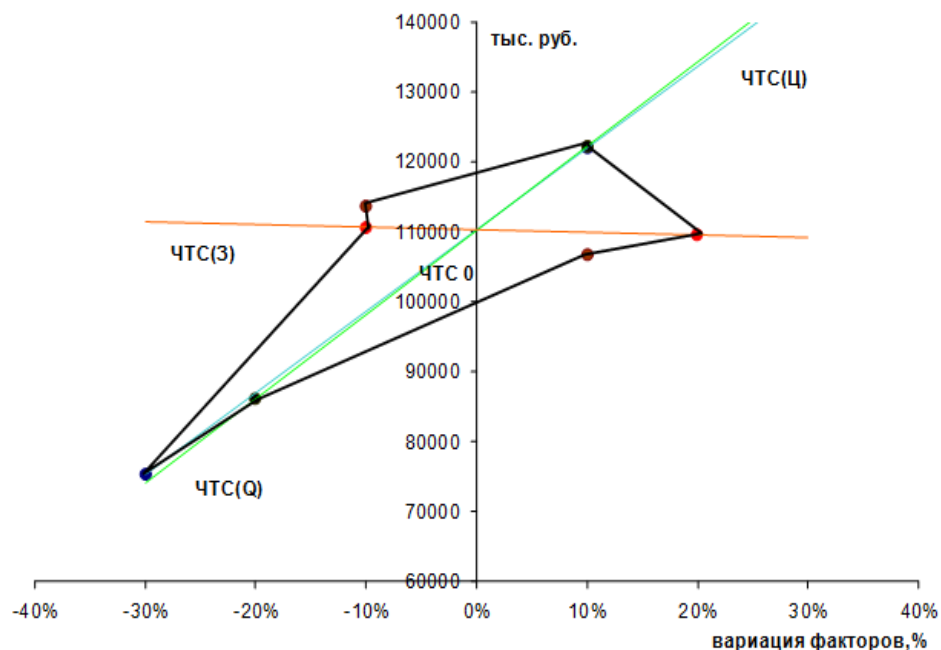


Рисунок 3.2.2 – Диаграмма "ПАУК"

### *Выводы*

Внедрение установок ЭЦН АКМ обеспечивает повышение эффективности применения и сбережения некоторых ресурсов:

- увеличение темпа отбора флюид до 30 %;
- снижение электропотребления до 40 % за счёт применения вентильного привода и интеллектуальной системы управления;
- повышение ресурса эксплуатации за счёт внедрения новых материалов при изготовлении рабочих органов.

Кроме этого, по сравнению с другими производителями нефтедобывающего оборудования имеется ряд других преимуществ:

- длина и вес в три раза меньше аналогичного оборудования;
- работа с повышенным содержанием КВЧ;
- сокращение затрат на монтаж установки (установки поступают на скважину в собранном и готовом к спуску виде);
- снижение складских запасов на базах (большой диапазон регулирования позволяет значительно уменьшить количество типоразмеров установок по напорам и подачам);
- снижение номенклатуры запчастей;

- снижение затрат на обслуживание за счёт автоматической работы, полной архивации данных, сокращения выездов электриков для коррекции и настройки.

Установка УЭЦН АКМ представляет собой инструмент, позволяющий реализовать новые технологии добычи нефти. Поэтому её внедрение на Лас-Еганском нефтяном месторождении является целесообразным.

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Нефтедобывающее оборудование состоит из наземных и подземных сооружений - скважин, нефтепроводов, водоводов, емкостей, находящихся в соприкосновении с влажными грунтами, грунтовыми водами, а также с протекающими в них газами и жидкостями. Эти сооружения, контактируя с окружающей средой, подвергаются постоянному разрушению вследствие коррозии. Процесс разрушения металла под воздействием окружающей среды для объектов нефтегазодобывающего управления, как и в целом для нефтяных районов Западной Сибири, наносит серьезный экологический и экономический ущерб. Каждый работник на месторождении подвергается непосредственному риску. Операторы добычи нефти и газа работают с высокими давлениями, дышат парами нефти. Поэтому соблюдение техники безопасности, как в пределах цеха, так и на объектах повышенной опасности, является наиболее важным моментом для каждого работника.

Цель данного раздела: обобщить полученные ранее знания по охране труда и окружающей среды, по обеспечению безопасности работника при чрезвычайных ситуациях, принимая во внимание материалы, полученные во время производственной практики, для дальнейшего применения данных знаний на производстве.

### **4.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности**

Лас-Еганское месторождение нефти удалено от г. Лангепаса на расстоянии 30 км. Рабочие к месту работы доставляются на автобусах. От цеха на кусты рабочие доставляются автотранспортом.

Обеспечение питьевого водоснабжения в цехах происходит из артезианских водяных скважин. При отсутствии в цехе скважины, питьевая вода доставляется водовозами. На территории месторождения расположено несколько столовых, где осуществляется питание работающих.

Кроме этого, в некоторых цехах расположены комнаты,

предназначенные для занятия спортом.

Проветривание помещений производится самими рабочими по мере необходимости. В некоторых комнатах установлены кондиционеры современного типа. Полы в цехах деревянные, стены покрашены в нейтральный цвет.

## 4.2 Техногенная безопасность

*Анализ вредных факторов рабочей зоны. К ним относятся:*

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Условия труда на нефтяных промыслах Западной Сибири имеют свои особенности в связи с суровыми климатическими условиями. Климат района резко континентальный: холодная зима с сильными ветрами и короткое теплое лето.

На территории кустовых площадок отсутствует отопление. Работы на площадках производятся круглогодично. Температура в условиях данного месторождения: в январе от  $-15^{\circ}\text{C}$  до  $-40^{\circ}\text{C}$ ; температура в июле от  $+15^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ . Для работы в комфортных условиях с требуемыми производственными показателями используются: в зимнее время – специальная утепленная форма одежды; в летнее время – используется, наоборот, облегченная форма одежды.

2. Превышение уровня шума.

По ГОСТ 12.1.003–83 [6] максимальный уровень шума для работ на территории предприятия составляет 80 дБ, а в реальных условиях (в зависимости от расстояния до насосной установки) уровень шума может достигать до 97 дБ. Для уменьшения влияния этого фактора используются специальные беруши и наушники для отражения звуковых волн.

На территории кустов шум практически отсутствует, в АГЗУ шум незначительный.

3. Превышен уровень вибрации.

4. Нормы уровня вибрации описываются по ГОСТ 12.1.012–90 [7] и для нашей рабочей зоны составляет 110 дБ, в реальности она составляет 120 дБ,

поэтому предусмотрены специальные СИЗ: виброгасители и виброизоляторы. Как правило, вибрация на кустовой площадке не достигает высоких значений и СИЗ не используются.

5. Выделение загрязняющих веществ из негерметичного устьевого оборудования.

Предельные допустимые концентрации пыли и газа в рабочей зоне описываются по ГОСТ 12.1.005–88 [8]. Данные представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Вредные вещества в рабочей зоне

Наименование вещества	ПДК в воздухе рабочей зоны, г/м <sup>3</sup>	Концентрация в воздухе рабочей зоны, г/м <sup>3</sup>
Сероводород	10	12-14
Сероводород+ Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	3	3-5
Диоксид серы	10	9
Триоксид серы	1	0,3-0,6
Диоксид углерода CO <sub>2</sub>	9000	10000-12000
Оксид углерода CO	20	17-22
Диоксид азота NO <sub>2</sub>	2	1-3
Оксид азота NO	30	18-27
Аммиак	20	15-19
Хлор Cl <sub>2</sub>	1	0,5-0,7
Нефть и нефтепродукты	10	10-13
Углеводы алифатические предельные	300	270-410
Бензиновый топливный в пересчете на углерод	100	70-120
Сероуглерод CS <sub>2</sub>	10	5-7

Обычно большая часть концентраций веществ удовлетворяют ПДК, однако в случаях превышения ПДК на рабочем месте используют респираторы и противогазы (обычно ГП-5 и ГП-5М или ГП-7).

*Анализ опасных факторов рабочей зоны. К ним относятся:*

1. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения.

К источникам механического травмирования оператора на куст можно отнести: вращающиеся части оборудования, проложенный на поверхности кабель, неровности земной поверхности, предметы и техника, расположение

которых не соответствует пожарной безопасности. К средствам защиты работающих от механического травмирования относят:

- 1) ограждения (дверцы, экраны, щиты);
- 2) предохранительные блокировочные устройства (механические, электрические);
- 3) сигнальные устройства (звуковые, световые).

## 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током

В летнее время возможно возникновение пожара вокруг кустовой площадки вследствие вильной засухи. Для защиты используется обваловка по периметру куста. В зимнее время в пределах куста термическое травмирование получить можно, когда температуры достигают низких значений. В случае соприкосновения с кожным покровом, возможно получить обморожение. К средствам защиты работающих от термических опасностей можно отнести защитные рукавицы.

## 3. Пожаровзрывобезопасность.

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Причинами возгорания могут быть: брошенный окурок в месте разлива нефти или выхода газа, выбросы нефти и газа при авариях с возможным самовозгоранием, аномально высокая температура способствующая воспламенению и т.п. В настоящее время вода пока остается наиболее распространенным средством пожаротушения. В мерах пожарной безопасности на площадках вокруг скважин должны поддерживаться порядок и чистота. В случаях разлива нефти необходимо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком. Для профилактики поблизости дежурит машина для тушения пожаров с группой быстрого реагирования. В случаях серьезных аварий с выбросами прибывает специально обученная бригада для тушения (фонтанчики).

В пределах кустовой площадки на замерных установках размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломami, ведрами и огнетушителями ОУ-2, ОУ-5.

Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы, пены, порошки. Для тушения оборудования, находящегося под напряжением используют углекислоту. Промыслы, эксплуатирующие месторождение, оборудованы электроустановками, работающими при напряжении 380 В. Для пуска и работы установок ЭЦН используют трансформаторы для повышения напряжения до 6000 В (6кВ). Поэтому соблюдение пожаровзрывобезопасности является важным и обязательным моментом в пределах кустовой площадки.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [9] определяет основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и общие принципы обеспечения пожарной безопасности. Класс зоны по пожарной безопасности – II-III, так как наша рабочая зона расположена вне зданий и в её пределах обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Класс рабочей зоны по взрывной безопасности – 0-й класс.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения пожаровзрывобезопасности являются: защитное заземление, изоляция токоведущих частей, ограждение, предупредительная сигнализация, индивидуальные средства защиты, предохранительные устройства.

#### 4. Производственный фактор, связанный с электрическим током.

Причиной электротравмы могут послужить любые установки, работающие под напряжением, начиная с розетки в цеху и заканчивая всеми эксплуатирующимися установками на кустах. Опасность поражения людей электрическим током при работе в пределах кустовой площадки повышается в связи с возможностью одновременного прикосновения к металлическим корпусам электрооборудования и заземленным водопроводным и газовым коммуникациям.

Необходимый уровень электробезопасности может быть достигнут только при проведении комплекса взаимосвязанных мероприятий, направленных не только на совершенствование защитных средств и повышение надежности электрооборудования, но также на обучение работников правилам безопасной работы с электрическими приборами и повышение квалификации обслуживающего персонала.

К средствам защиты относятся: электрическая изоляция токоведущих частей, защитное заземление и отключение, электрическое разделение сети.

Использование этих средств позволяет обеспечить защиту людей от прикосновения к токоведущим частям, от опасности перехода напряжения к металлическим нетоковедущим частям, от шагового напряжения.

Преднамеренное соединение с землей металлических нетоковедущих частей, которые могут оказываться под напряжением, называют защитным заземлением. Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ПУЭ и ГОСТ 12.1.030 – 81 «Защитное заземление. Зануление» [10]. По ПУЭ рабочая зона относится к классу II-III.

### **4.3 Экологическая безопасность**

Процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений сопровождается большим количеством выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, почву и водоемы.

Защита атмосферы. Выбросы в атмосферу происходят при авариях нефтепроводов, при сварочных работах, при сжигании газа на факеле, при механических обработках металла, при авариях на кустах скважин, в цехах сбора и подготовки нефти и попутного газа. Данные о выбросах в атмосферу по Лас-Еганскому месторождению за 2017 год приведены в таблице 4.3.1.

Различного вида выбросы в атмосферу приводят к разрушению растительных покровов и образованию техногенных пустошей.



Защита гидросферы. Загрязнение водоемов происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкостей с ДНС, КНС, а также при проведении ремонтов скважин. Кроме того, для поддержания пластового давления, из природных источников отбирается огромное количество воды. По предварительным данным за 2017 год из природных источников получено 1228 тыс. м<sup>3</sup> воды, в том числе: из поверхностных водоемов – 59,1%; из подземных горизонтов – 40,2 % (в т. ч. из артезианских скважин – 7,2%; пластовой воды – 33%).

Таблица 4.3.1 – Выбросы в атмосферу по Лас-Еганскому месторождению за 2017 год

Основные загрязняющие вещества	Валовый выброс, тонн
Твердые	216,1
Газообразные и жидкие	22112,011
из них: сернистый ангидрид	199,1
оксид углерода	3305,6
оксид азота	901,432
углеводороды	657,7
Летучие органические соединения	29,728
Прочие газообразные и жидкие	9,287

Результатом этого является обмеление береговых линий, гибель животного мира водоемов и рек.

Защита литосферы. Разработка месторождения на всех её стадиях способствуют загрязнению почв, деградации животного и растительного мира, истощению природных ресурсов, глубокому нарушению экосистем, процессам опустынивания и значительным потерям биологического и ландшафтного разнообразия.

Изменения, связанные с добычей нефти и газа, приводят к нарушению равновесия массива пород, деформации поверхности, изменению режима и загрязнению подземных вод.

#### **4.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Разработка ВКР занимает много времени. По трудовому законодательству Российской Федерации было принято допущение, что

выполнение ВКР считается за работу по совместительству, т.е. не более 4 часов в день или 20 часов в неделю при пятидневном графике работы.

Работа оператором ДНГ относится к вредной, поэтому предусматривается компенсация за вредность в виде выдачи молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Также работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы. Все работники без исключения подлежат обязательному медицинскому страхованию, пенсионному обеспечению.

С точки зрения охраны окружающей среды, выполнение работы на тему «Анализ текущего состояния разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения» не оказывает никакого влияния на окружающую среду и нет необходимости в его контроле со стороны служб производственного контроля санитарных правил и норм, служб общественного экологического контроля.

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовыми, продовольственными, медицинскими и информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

#### **4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В природно-климатических условиях Западной Сибири, а также при ремонте скважин могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже – 40°С); метели и снежные заносы.

Техногенного характера: открытые фонтаны; пожары; взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

По статистическим материалам или путем экспертных оценок определяются наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на объекте, прогнозируются их последствия и разрабатываются мероприятия по их предотвращению.

Определение вероятных параметров ударной волны при взрыве газовоздушной или паровоздушной смеси.

К чрезвычайным ситуациям относятся газонефтепроявления при негерметичности устья скважины, порыв газонефтепроводов. Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями является взрыв.

Проведем расчет чрезвычайной ситуации вероятного взрыва резервуара, заполненного нефтью объемом 20 т. При этом объем газовоздушной смеси ( $Q_{(T)}$ ) принимается равным 20% от объема резервуара. При взрыве выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение (рисунок 4.5.1).

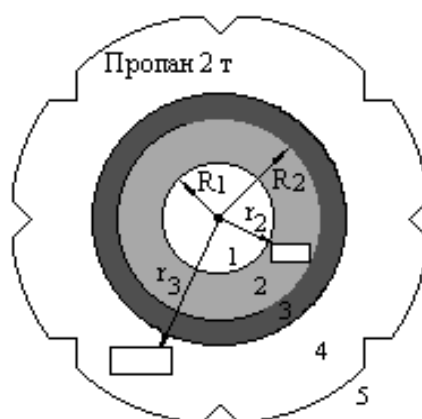


Рисунок 4.5.1 – Взрыв газовоздушной смеси

1 – зона детонационной волны, радиусом  $R_1$  (м), 2 – зона ударной волны,  $R_2$  (м), 3 – зона смертельного поражения людей,  $R_{спл}$  (м), 4 – зона безопасного удаления, где  $\Delta P_{\phi} = 5$  (кПа), 5 – зона предельно допустимой взрывобезопасной концентрации,  $r_2$ ,  $r_3$  – расстояние от эпицентра взрыва до элементов предприятия

Избыточное давление в зоне детонационной волны  $\Delta P_{\phi 1} = 900$  (кПа).

Радиус зоны детонационной волны ( $R_1$ ) равен 23м. Расстояние от эпицентра

взрыва до ближайшего элемента предприятия (наземные резервуары для нефти) – 25 м, до кирпичного 3-х этажного здания – 150 м.

Таким образом, давление, оказываемое взрывом на данные объекты, будет составлять 24,7 кПа и 15,8 кПа соответственно. Для данных объектов степени разрушения оцениваются как слабые.

Радиус зоны смертельного поражения людей ( $R_{\text{спл}}$ ) равен 38 м.

Определение глубины распространения СДЯВ при разливе их с поражающей концентрацией

Распространение СДЯВ при неблагоприятных метеоусловиях можно описать рисунком 4.5.2.

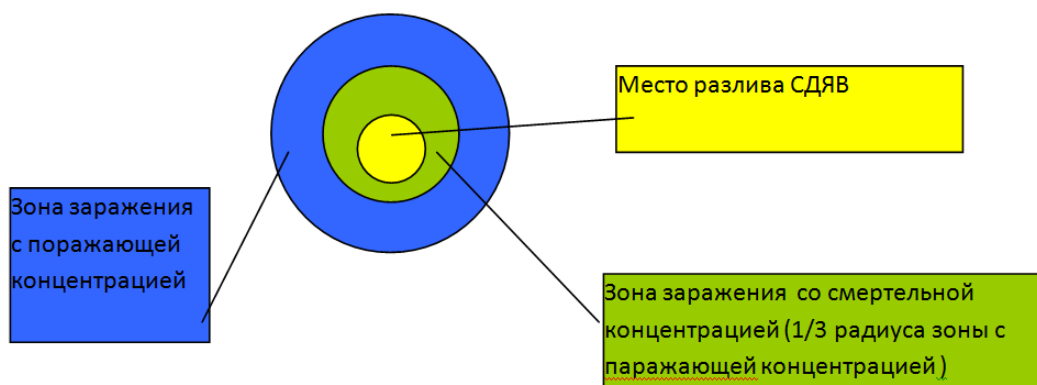


Рисунок 4.5.2 – Распространение СДЯВ

При расчёте зон принимают: метеоусловия – изотермия,  $t=20^{\circ}\text{C}$ , скорость ветра 1м/с, направление ветра на предприятие; принимают, что разрушается одна наибольшая ёмкость или выливается наибольшее из возможных количества СДЯВ из системы, трубопроводов.

Количество пострадавших при разливе СДЯВ на большинстве предприятий определяют из расчёта, что пострадает 100% из находящихся вне здания и 50% находящихся внутри здания. На химически опасных объектах, где рабочие обеспечены противогазами, вне здания пострадает 10% и внутри здания - 4%.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе рассмотрены основные моменты текущего состояния разработки Лас-Еганского нефтяного месторождения.

Проработав с данными по фонду скважин на месторождении можно сделать вывод, что эксплуатационный фонд постепенно сокращается. Бездействующий фонд переходит в ликвидированный. Все скважины действующего фонда месторождения дают обводненную продукцию, с обводненностью от 50-90 % эксплуатируется 33,5 % действующего фонда (76 скважин), более 90% - 142 скважины (62,6 %), в том числе 108 скважины (47,6 %) дают продукцию с обводненностью свыше 95 %.

Большинство скважин действующего фонда 82,8 % работают с дебитом нефти до 5 т/сут. и относятся к малодебитным. Большая часть скважин по месторождению характеризуется средними дебитами жидкости около 65 м<sup>3</sup>/сут.

Средняя приемистость нагнетательных скважин за 2016 г. составила 144,9 м<sup>3</sup>/сут., что на 24,9 м<sup>3</sup>/сут выше проектной приемистости, в 2015 г. средняя приемистость также выше проектной приемистости на 14,1 м<sup>3</sup>/сут.

Давление на устье нагнетательных скважин объектов разработки АВ<sub>1-2</sub>, БВ<sub>6</sub> находится в диапазоне от 8 - 16 МПа, что не соответствует проектному давлению (15-16 МПа), по объектам разработки Ач<sub>1</sub>, ЮВ<sub>1</sub> давление на устье нагнетательных скважин находится в диапазоне от 15,5 - 18 МПа, что соответствует проектному давлению (16-18 МПа).

Закачку воды на месторождении проводили в объекты разработки: АВ<sub>1-2</sub>, БВ<sub>6</sub>, Ач<sub>1</sub>, ЮВ<sub>1</sub>. С начала разработки в продуктивные пласты закачано 162295 тыс. м<sup>3</sup> воды. Объем закачанной воды, приходящийся на одну скважину, 580 тыс.м<sup>3</sup>. Компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки составила 108,9 %, текущая 91,7 %.

По приведенным данным, механизированный фонд эксплуатируется УЭЦН и ШГН на месторождении. Основными причинами отказов ЭЦН являются мехпримеси и солеотложения, а ШГН истирание НКТ штангами, коррозия штанг. На месторождении используются различные методы борьбы с данными видами отложений.

На месторождении девятиточечная система заводнения. Результаты проведенных анализов на месторождении свидетельствуют о высокой эффективности данной системы заводнения.

В процессе разработки месторождения систематически проводятся различные виды геолого-технических мероприятий, направленные на улучшение продуктивных характеристик скважин. В целом по месторождению проводятся следующие мероприятия: обработки призабойной зоны скважин, перевод на вышележащие горизонты, зарезка боковых стволов, ремонтно-изоляционные работы, оптимизация режима эксплуатации. Наиболее распространенным мероприятием являются кислотные обработки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев В.П. Атлас суббаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО – Югра). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. – 284 с.
2. Анализ разработки Лас-Еганского месторождения. – Когалым: ТФ «КогалымНИПИнефть», 2005 г.
3. Нестеров И.И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юрско-неокомских отложений полуострова Ямал. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2012. – 116 стр.
4. Технологическая схема разработки Лас-Еганского месторождения. – Тюмень: Изд-во СибНИИИП, 1976. – 36 с.
5. Технологическая схема разработки Лас-Еганского месторождения. – Бугульма: Изд-во «ТатНИПИнефть», 1994 г.
6. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
7. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
9. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
10. ПУЭ и ГОСТ 12.1.030 – 81. Защитное заземление. Зануление.