

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Товарищество с ограниченной ответственностью
«Мунайгазгеолсервис»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда»
Шигамбаев Р.М.
2022 г.



**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБУЛАК**
(по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)

Договор № ДГ22-ОИ-14 от «22» апреля 2022 г.

Генеральный директор
ТОО «Мунайгазгеолсервис»



Бигараев А.Б.

г. Алматы, 2022 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Директор ТОО «Мунайгазгеолсервис»
(общее руководство)



Бигараяев А.Б.

Руководитель подсчетной группы



Абдуллаев И.Ш.

Ведущий геолог



Мартынов В.В.

Геолог



Уразбаева А.А.

Главный специалист по разработке
месторождений нефти и газа



Сакауов Б.К.

25 сәуір 2022 жылғы
№ДГ22-ОИ-14 Шартқа №1
Қосымша/Приложение № 1
к Договору №ДГ22-ОИ-14
от 25 апреля 2022 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на выполнение работ «Проект разработки месторождения Кенбулак
с проектом ОВОС»

1. Описание и требуемые технические, качественные и эксплуатационные характеристики работы:

Общие положения (цели и задачи):

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется промышленная разработка нефтяных и газонефтяных месторождений и проводят опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий, служит основой для составления проектных документов на разбуривание и обустройство, перспективных планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений по месторождениям и используется при планировании добычи нефти.

- Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений должно быть направлено на достижение максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.
- Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, здоровье персонала и населения по вариантам намечаемой деятельности.
- Изучение современного состояния природной среды при проведении планируемых работ, определение основных направлений изменений в компонентах природной среды и вызываемых ими последствий в социальной сфере, выбор варианта для дальнейшего проектирования, выработки рекомендаций по охране окружающей среды для их учета на последующих стадиях проектирования.
- При выборе расчетных вариантов разработки рассмотреть не менее 3-х вариантов.
- Расчетные варианты разработки месторождения могут различаться выбором объектов разработки, самостоятельных площадей разработки, способами и агентами воздействия на пласт, системой размещения и плотностью сетки скважин, режимами и способами их эксплуатации, уровнями и продолжительностью периода стабильной добычи.
- Варианты разработки согласовать со специалистами ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда».
- Дебиты нефти и жидкости новых скважин обосновать с учётом показателей окружающих скважин с обоснованием причин обводненности.
- Графическая часть отчета должна быть представлена следующими приложениями:
 - a) геологические профили в основных направлениях;
 - b) структурные карты по кровле и подошве продуктивных горизонтов;
 - c) карту эффективных нефтенасыщенных толщин по продуктивным горизонтам;
 - d) карты накопленных и текущих отборов по продуктивным горизонтам;

е) схемы расположения пробуренных и проектных скважин по вариантам разработки эксплуатационных объектов;

- Предусмотреть утилизацию попутно добываемого газа.
- Оценить характеристику современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну.
- «Проект разработки месторождения Кенбулак с проектом ОВОС» выполняется согласно:

- ✓ «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, утвержденный приказом №329 Министерства энергетики РК от 24.08.18г.»;
- ✓ «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденный приказом №239 Министром энергетики РК от 15.06.18г.
- ✓ «Кодекс РК о недрах и недропользовании от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК».

Объемы выполняемых работ, являющихся предметом проводимой закупки.

- выделение объектов разработки;
- порядок ввода объектов в разработку;
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;
- система размещения и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин;
- способы и режимы эксплуатации скважин;
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением или закачкой другого агента;
- вопросы, связанные с особенностями применения различных методов повышения нефтеизвлечения;
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;
- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и наземных промысловых объектов;
- требования к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системе поддержания пластового давления (ППД), качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- обобщать и проанализировать результаты комплекса геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.
- рассчитать сумму обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи углеводородов.

2. «Проект ОВОС»

Составление проекта в соответствии Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI и "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Краткая характеристика проектируемых работ:

Современное состояние окружающей среды:

- Современное состояние атмосферного воздуха;
- Поверхностные и подземные воды;
- Почвенный покров;
- Растительный мир;
- Животный мир;
- Радиационная обстановка.

Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду:

- Обоснование исходных, принятых для расчета количественных характеристик выбросов;
- Передвижные источники загрязнения;
- Качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу ЗВ;
- Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе;
- Обоснование размеров санитарно-защитных зоны;
- Предложения по установлению нормативов ПДВ.

Комплексная оценка на окружающую среду:

- Оценка воздействия на атмосферный воздух;
- Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды;
- Факторы негативного воздействия на геологическую среду;
- Оценка воздействия на почвенный покров;
- Оценка воздействия на растительность;
- Факторы воздействия на животный мир;
- Радиационная обстановка;
- Физические воздействия;
- Социально-экономические условия;
- Состояние здоровья населения;
- Охрана памятников истории и культуры.

Аварийные ситуации и их предупреждение:

- Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Программа экологического мониторинга:

- Мониторинг состояния промышленных площадок эксплуатации скважин;
- Мониторинг состояния технологического оборудования;
- Мониторинг состояния и размещения отходов;
- Мониторинг состояния биосферы;
- Оборудование и методы проведения мониторинга;
- Контроль в области охраны окружающей среды.

Плата за эмиссии в окружающую среду:

- Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников;
- Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от передвижных источников;
- Расчет платежей от отходов производства и потребления.

Заявление об экологических последствиях.

3. Требуемые сроки (график) выполнения работ, предоставление гарантии на качество предлагаемых работ:

- Согласовать проект со специалистами ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» до 15.06.2022 года, с получением протокола НТС.

- Скрининг воздействий Документа, осуществляемый в целях определения на основании критериев, установленных пунктом 3 настоящей статьи, необходимости или отсутствия необходимости проведения стратегической экологической оценки, Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI
- Согласовать проект ОВОС с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды до 15.08.2022 года.
- Сдать проект в ЦКРР РК, согласовать с независимыми экспертами и защитить проект на заседании ЦКРР РК не позднее 15.10.2022 года.
- После принятия в ЦКРР РК проект разработки сдать в геологические фонды ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в аналоговом и цифровом варианте по 3 экз.
- К проекту приложить заключение государственной экологической экспертизы, заключения независимых экспертов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан, заключение государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК), совместный протокол ГТС Подрядчика и ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда».

**"ҚОӘБ жобасымен Кенбұлақ кен орнын игеру жобасы" жұмыстарын
орындауға арналған
ТЕХНИКАЛЫҚ ТАПСЫРМА**

1. Жұмыстың сипаттамасы және талап етілетін техникалық, сапалық және пайдалану сипаттамалары:

Жалпы ережелер (мақсаттары мен міндеттері):

Игеру жобасы мұнай және газ-мұнай кен орындарын өнеркәсіптік игеру жүзеге асырылатын және жаңа технологияларды сынау бойынша тәжірибелік-өнеркәсіптік жұмыстар жүргізетін негізгі құжат болып табылады, бұрғылауға және жайластыруға арналған жобалау құжаттарын, мұнай және газ өндірудің перспективалық жоспарларын, кен орындары бойынша бұрғылау жұмыстары мен капитал салымының көлемдерін жасау үшін негіз болып табылады және мұнай өндіруді жоспарлау кезінде пайдаланылады.

- Мұнай және газ-мұнай кен орындарын игеруді жобалау жер қойнауы мен қоршаған ортаны қорғау талаптарын сақтау кезінде мұнай, газ, конденсат қорларын және олардың құрамындағы компоненттерді қаттардан толық алу мүмкіндігінен барынша экономикалық тиімділікке қол жеткізуге бағытталуы тиіс.
- Қоршаған орта компоненттеріне, қызметкерлер мен халықтың денсаулығына әсерін жоспарланған қызмет нұсқалары бойынша бағалау.
- Жоспарланған жұмыстарды жүргізу кезінде табиғи ортаның қазіргі жағдайын зерттеу, табиғи ортаның құрамдас бөліктеріндегі өзгерістердің негізгі бағыттарын және олардың әлеуметтік саладағы салдарын анықтау, әрі қарай жобалау үшін нұсқаны таңдау, жобалаудың келесі кезеңдерінде оларды есепке алу үшін қоршаған ортаны қорғау бойынша ұсыныстар әзірлеу.
- Жобалау нұсқаларын таңдау кезінде кем дегенде 3 нұсқаны қарастырыңыз.
- Кен орнын игерудің есептік нұсқалары игеру объектілерін, дербес игеру алаңдарын, қаттарға әсер ету тәсілдері мен агенттерін, ұңғымалар торының орналасу жүйесі мен тығыздығын, оларды пайдалану режимдері мен тәсілдерін, тұрақты өндіру кезеңінің деңгейлері мен ұзақтығын таңдау арқылы ерекшеленуі мүмкін.
- Әзірлеу нұсқаларын "Кен-Ай-Ойл Қызылорда" ЖШС мамандарымен келісу.
- Жаңа ұңғымалардың Мұнай және сұйықтық дебиттерін айналадағы ұңғымалардың көрсеткіштерін ескере отырып, сулану себептерін негіздей отырып негіздеу.
- Есептің графикалық бөлігі келесі қосымшалармен ұсынылуы керек:

- a) негізгі бағыттардағы геологиялық бейіндер;
- b) өнімді горизонттардың төбесі мен табаны бойынша құрылымдық карталар;
- c) өнімді горизонттар бойынша тиімді мұнайға қаныққан қалыңдық картасы;
- d) өнімді горизонттар бойынша жинақталған және ағымдағы іріктеу карталары;
- e) пайдалану объектілерін игеру нұсқалары бойынша бұрғыланған және жобалық ұңғымалардың орналасу схемалары;

- Ілеспе өндірілетін газды кәдеге жаратуды көздеу.
- Атмосфера, гидросфера, литосфера, флора мен фаунаны қоса алғанда, қоршаған ортаның қазіргі жай-күйінің сипаттамасын бағалау.
- "ҚОӘБ жобасымен Кенбұлақ кен орнын игеру жобасы":

"ҚР Энергетика министрлігінің 24.08.18 ж. №329 бұйрығымен бекітілген Мұнай, мұнай-газ және газ конденсатты кен орындарын игеруді талдау бойынша әдістемелік ұсыныстар".;

ҚР Энергетика министрінің 15.06.18 ж. №239 бұйрығымен бекітілген "жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай қағидалар".

"ҚР Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы 2017 жылғы 27-желтоқсандағы № 125-VI ҚРЗ кодексі".

Жүргізіліп сатып алудың мәні болып табылатын орындалатын жұмыстардың көлемі.

- * әзірлеу объектілерін бөлу;
- * объектілерді әзірлеуге енгізу тәртібі;
- * қабаттарға әсер ету тәсілдері мен агенттерін таңдау;
- * өндіру және айдау ұңғымаларын орналастыру жүйесі және тор тығыздығы;
- * ұңғымаларды пайдалану тәсілдері мен режимдері • ;
- * қабаттардан мұнай, газ және сұйықтық өндірудің, оларға ығыстырушы агенттерді айдаудың деңгейлері, қарқыны және серпіні;
- * басқа агентті толтыру немесе жүктеу арқылы іске асырылатын даму жүйелерінің тиімділігін арттыру мәселелері;
- * мұнайды қалпына келтіруді арттырудың әртүрлі әдістерін қолдану ерекшеліктеріне байланысты мәселелер;
- * Ұңғымаларды, сағалық және ұңғыма ішіндегі Жабдықтарды пайдаланудың ұсынылатын тәсілдерін таңдау;
- * ұңғымаларды және жер үсті кәсіпшілік объектілерін пайдалану кезіндегі асқынулардың алдын алу және оларға қарсы күрес жөніндегі іс-шаралар;
- * ұңғыма өнімдерін жинау және кәсіпшілік дайындау жүйесіне қойылатын талаптар;
- * қойнауқаттық қысымды ұстап тұру жүйесіне (ППД), пайдаланылатын агенттердің сапасына қойылатын талаптар;
- * ұңғымалар конструкцияларына және бұрғылау жұмыстарын жүргізуге, қабаттарды ашу және ұңғымаларды игеру әдістеріне қойылатын талаптар мен ұсыныстар;
- * әзірлеу процесін бақылау және реттеу жөніндегі іс-шаралар;
- * Ұңғымаларды геофизикалық және гидродинамикалық зерттеулер кешенінің нәтижелерін қорытындылау және талдау;
- * кен орнын жете барлау бойынша жұмыстардың көлемі мен түрлері;
- * жаңа технологиялар мен техникалық шешімдердің тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтарына байланысты мәселелер.
- * көмірсутектерді өндіру салдарын жою бойынша міндеттеменің орындалуын қамтамасыз ету сомасын есептеу.

2. "ҚОӘБ жобасы"

Жобаны 2021 жылғы 2 қаңтардағы № 400-VI Қазақстан Республикасының Экологиялық кодексіне және Қазақстан Республикасы Экология, Геология және табиғи ресурстар

министрінің 2021 жылғы 30 шілдедегі № 280 бұйрығымен бекітілген "Экологиялық бағалауды ұйымдастыру және жүргізу жөніндегі нұсқаулыққа" сәйкес жасау.

Жобаланатын жұмыстардың қысқаша сипаттамасы:

Қазіргі заманғы қоршаған ортаның жай-күйі:

- * Атмосфералық ауаның қазіргі жағдайы;
- * Жер үсті және жер асты сулары;
- * Топырақ жамылғысы;
- * Өсімдіктер әлемі;
- * Жануарлар әлемі;
- * Радиациялық жағдай.

Жоспарланған шаруашылық қызметтің қоршаған ортаға әсерін бағалау:

* Шығарындылардың сандық сипаттамаларын есептеу үшін қабылданған бастапқы негіздемелер;

- * Ластанудың жылжымалы көздері;
- * Атмосфераға шығарындыларды сапалық және сандық бағалау;
- * Атмосфералық ауада зиянды заттардың таралуын есептеу;
- * Санитарлық-қорғау аймағының көлемін негіздеу;
- * ШРШ нормативтерін белгілеу бойынша ұсыныстар.

Қоршаған ортаға кешенді бағалау:

- * Атмосфералық ауаға әсерді бағалау;
- * Жер үсті және жер асты суларына әсерін бағалау;
- * Геологиялық ортаға теріс әсер ету факторлары;
- * Топырақ жамылғысына әсер етуді бағалау;
- * Бағалау өсімдіктерге әсері;
- * Жануарлар әлеміне әсер ету факторлары;
- * Радиациялық жағдай;
- * Физикалық әсерлер;
- * Өлеуметтік-экономикалық жағдайлар;
- * Халықтың денсаулық жағдайы;
- * Тарих және мәдениет ескерткіштерін қорғау.

Авариялық жағдайлар және олардың алдын алу:

* Ықтимал авариялық жағдайлардың алдын алу, оқшаулау және жою жөніндегі іс-шаралар.

Экологиялық мониторинг бағдарламасы:

- * Ұңғымаларды пайдаланудың өнеркәсіптік алаңдарының жай-күйін мониторингтеу;
- * Технологиялық жабдықтар жағдайының мониторингі;
- * Қалдықтардың жай-күйі мен орналастырылуын мониторингтеу;
- * Биосфераның жай-күйін бақылау;
- * Мониторинг жүргізудің жабдықтары мен әдістері;
- * Қоршаған ортаны қорғау саласындағы бақылау.

Қоршаған ортаға эмиссиялар үшін төлемақы:

- * Стационарлық көздерден атмосфералық ауаға шығарындылар үшін төлемдерді есептеу;
- * Жылжымалы көздерден атмосфералық ауаға шығарындылар үшін төлемдерді есептеу;
- * Өндіріс және тұтыну қалдықтарынан төлемдерді есептеу.

Экологиялық зардаптар туралы мәлімдеме.

3. Ұсынылатын жұмыстардың сапасына кепілдік беретін жұмыстарды орындаудың талап етілетін мерзімдері (кестесі) :

- * Жобаны "Кен-Ай-Ойл Қызылорда" ЖШС мамандарымен 15.06.2022 жылға дейін ФТК хаттамасын алумен келісу.
- * Осы баптың 3-тармағында белгіленген өлшемшарттар негізінде стратегиялық экологиялық бағалау жүргізудің қажеттілігін немесе қажеттілігінің болмауын айқындау

мақсатында жүзеге - асырылатын құжаттың әсер ету скринингі, Қазақстан Республикасының 2021 жылғы 2 қаңтардағы № 400-VI Экологиялық кодексі

* ҚОӘБ жобасын жобасын Қоршаған ортаны қорғау саласындағы уәкілетті органмен 15.08.2022 жылға дейін келісу.

* 15.10.2022 жылдан кешіктірмей жобаны ҚР БИОК-не тапсырсын, тәуелсіз сарапшылармен келіссін және жобаны ҚР БИОК отырысында қорғасын.

* ҚР БИОК - не қабылданғаннан кейін жобаны әзірлеу "Кен-Ай-Ойл Қызылорда" ЖШС геологиялық қорларына аналогты және сандық нұсқада 3 данадан тапсырылсын.

* Жобаға мемлекеттік экологиялық сараптаманың қорытындысы, Қазақстан Республикасының көмірсутегі кен орындарын барлау және игеру жөніндегі орталық комиссиясының тәуелсіз сарапшыларының қорытындысы, көмірсутектер саласындағы базалық жобалық құжаттар мен игеру талдауларының мемлекеттік сараптамасының қорытындысы (ҚР БИОК), мердігердің МТҚ және "Кен-Ай-Ойл Қызылорда" ЖШС-нің бірлескен хаттамасы қоса берілсін.

Главный геолог/Бас геолог



Р.С.Смагулов

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	16
ВВЕДЕНИЕ	17
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	21
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
<i>2.1 Характеристика геологического строения месторождения</i>	<i>23</i>
2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	23
2.1.2. Тектоническое строение месторождения	25
2.1.3. Нефтеносность	28
<i>2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности</i>	<i>33</i>
<i>2.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов</i>	<i>42</i>
2.3.1. Состав и свойства нефти в пластовых условиях	43
2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	46
2.3.3. Состав и свойства растворенного газа	50
2.3.4. Состав и свойства пластовых вод	53
<i>2.4. Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов</i>	<i>56</i>
<i>2.5. Запасы нефти и растворенного в нефти газа</i>	<i>58</i>
3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	62
<i>3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности</i>	<i>62</i>
<i>3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения</i>	<i>72</i>
3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	72
3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов	77
<i>3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов</i>	<i>78</i>
3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки	78
3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки	85
<i>3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки</i>	<i>86</i>
3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки	86
3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	89
3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты	94
3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения	95
<i>3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей вариантов разработки</i>	<i>99</i>
4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	105
<i>4.1. Технологические показатели вариантов разработки</i>	<i>105</i>
<i>4.2. Экономические показатели вариантов разработки</i>	<i>117</i>
4.2.1. Доходы по проекту	118
4.2.2. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	120
4.2.3. Эксплуатационные затраты	122
4.2.4. Налоговая система	127
4.2.5. Показатели экономической оценки вариантов разработки	129
<i>4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр</i>	<i>131</i>
5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	133

<i>5.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.</i>	133
6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	135
<i>6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин</i>	135
<i>6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов</i>	141
<i>6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин</i>	145
<i>6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа</i>	146
<i>6.5. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента</i>	150
7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	154
<i>7.1. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ</i>	154
7.1.1. Требования к конструкциям скважин	154
<i>7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин</i>	156
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	158
9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	163
<i>9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин</i>	163
9.1.1. Исследования скважин в открытом стволе	163
9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне	163
<i>9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды</i>	165
<i>9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов</i>	167
10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	171
<i>10.1. Охрана атмосферного воздуха</i>	171
<i>10.2. Охрана почвы</i>	172
<i>10.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения</i>	173
<i>10.4. Охрана недр</i>	174
<i>10.5. Мероприятия по охране флоры и фауны</i>	176
<i>10.6. Радиационная безопасность</i>	176
<i>10.7. Ликвидация аварийных ситуаций</i>	179
11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	181
12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	184
13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	185
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	189

ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Протокол заседания геолого-технического совета компании исполнителя	191
Приложение 2 Протокол совместного заседания геолого-технического совета заказчика и исполнителя	194
Приложение 3 Заключение государственной экологической экспертизы	

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1.1. Обоснование положений ВНК, УВНК	29
Таблица 2.2.1. Комплекс лабораторных исследований и количество определений по скважинам	35
Таблица 2.2.2. Характеристика толщин горизонтов	37
Таблица 2.2.3. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта	39
Таблица 2.2.4. Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов	40
Таблица 2.3.1. Свойства пластовой нефти	44
Таблица 2.3.2. Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях	48
Таблица 2.3.3. Компонентный состав растворенного газа	52
Таблица 2.3.4. Химический состав и физические свойства пластовых вод	55
Таблица 2.4.1. Результаты вытеснения нефти водой.	57
Таблица 2.4.2. Смачиваемость образцов керна	58
Таблица 2.5.1. Подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак	60
Таблица 3.1.1. Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО)	70
Таблица 3.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД, КВУ)	71
Таблица 3.2.2. Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по месторождению Кенбулак	76
Таблица 3.3.1. Расчетные зональная и послойная неоднородности продуктивных горизонтов	79
Таблица 3.3.2. Расчетные значения доли неколлекторов продуктивных горизонтов	80
Таблица 3.3.3. Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой	80
Таблица 3.4.1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	88
Таблица 3.4.2. Расчет гипотетического дебита по нефти вертикальных и горизонтальных скважин	92
Таблица 3.4.3. Основные характеристики рассмотренных вариантов разработки месторождения Кенбулак	93
Таблица 3.4.4. Результаты определения коэффициента охвата процессом вытеснения по эксплуатационным объектам месторождения Кенбулак по рассмотренным вариантам разработки	99
Таблица 3.5. 1. Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат	100
Таблица 3.5.2. Нормативы расчета бюджетной эффективности	102
Таблица 3.5.3. Ставки налога на добычу	103
Таблица 3.5.4. Ставки рентного налога на экспорт	103
Таблица 3.5.5. Ставки налога на сверхприбыль	104
Таблица 3.5.6. Ставка экспортной таможенной пошлины	104
Таблица 4.1.1. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак	107
Таблица 4.1.2. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак	108

Таблица 4.1.3. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I	109
Таблица 4.1.4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I	110
Таблица 4.1.5. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II	111
Таблица 4.1.6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II	112
Таблица 4.1.7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III	113
Таблица 4.1.8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III	114
Таблица 4.1.9. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV	115
Таблица 4.1.10. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV	116
Таблица 4.2.1. Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2	119
Таблица 4.2.2. Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2	121
Таблица 4.2.3. Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2	124
Таблица 4.2.4. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант	126
Таблица 4.2.5. Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2	128
Таблица 4.3.1. Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Кенбулак	132
Таблица 4.3.2. Сопоставление рентабельных и утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти	132
Таблица 5.1. Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения	134
Таблица 6.1. Состояние фонда скважин на 01.03.2022 г.	135
Таблица 6.4.1. Техническая характеристика подогревателя нефти ПП-063	147
Таблица 6.4.2. Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2023-2025 г.г.	148
Таблица 6.4.3. Баланс сырого газа месторождения Кенбулак на период 2023-2025 гг.	149
Таблица 7.1.1. Типовая конструкция рекомендуемых проектных вертикальных скважин	155
Таблица 8.1. Месторождение Кенбулак. Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по рекомендуемому варианту разработки 2	161
Таблица 9.1. Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Кенбулак	169
Таблица 13.1. Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин	186
Таблица 13.2. Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ	187
Таблица 13.3. Общая стоимость ликвидации скважин на месторождении Кенбулак	187
Таблица 13.4. Перечень и предполагаемая стоимость объектов обустройства	188
Таблица 13.5. Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождении Кенбулак	188

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ	22
Рисунок 2.1.1. Тектоническая схема	27
Рисунок 2.4.1. Связь параметра насыщенности с коэффициентом водонасыщенности	56
Рисунок 3.3.1. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонта А-2	81
Рисунок 3.3.2. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонтов М-0-1-А и М-0-1-Б	82
Рисунок 3.3.3. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонтов М-0-2-А и М-0-2-Б	83
Рисунок 3.3.4. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонта М-0-3	84
Рисунок 3.4.1. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и горизонтам	87
Рисунок 3.4.2. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам	87
.....	140
Рисунок 6.1.1. Система винтового насоса	140
Рисунок 6.5.1. Принципиальные технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Кенбулак	153

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ п/п	Название приложений	№ приложения	Кол-во листов	Масштаб	Степень секретности
1.	Структурная карта по кровле К ₁ пс ₂	1	1	1:50 000	н/с
2.	Структурная карта по ОГ-Пар	2	1	1:25 000	н/с
3.	Структурная карта по ОГ-PZ	3	1	1:50 000	н/с
4.	Временные разрезы через скважины	4	1	гор. 1:50 000 верт. 1см:100мс	н/с
5.	Геологический разрез по линии I-I	5	1	гор. 1:10 000 верт.1:1 000	н/с
6.	Геологический разрез по линии II-II	6	1	гор. 1:10 000 верт.1:1 000	н/с
7.	Схема обоснования ВНК	7	1	1:500	н/с
8.	Продуктивный горизонт А-2 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	8	1	1:10 000	н/с
9.	Продуктивный горизонт М-0-1-А а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	9	1	1:10 000	н/с
10.	Продуктивный горизонт М-0-1-Б а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	10	1	1:10 000	н/с
11.	Продуктивный горизонт М-0-2-А а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	11	1	1:10 000	н/с
12.	Продуктивный горизонт М-0-2-Б а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:10 000	н/с
13.	Продуктивный горизонт М-0-3 а) структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:10 000	н/с
14.	Карты проектных и пробуренных скважин	14	1	1:10 000	н/с
15.	I объект (горизонт А-2) а) Карта накопленных отборов жидкости б) Карта текущих отборов жидкости	15	1	1:10 000	н/с
16.	II объект (горизонт М-0-1-А+М-0-1-Б) а) Карта накопленных отборов жидкости б) Карта текущих отборов жидкости	16	1	1:10 000	н/с
17.	III объект (горизонт М-0-2-А+М-0-2-Б) а) Карта накопленных отборов жидкости б) Карта текущих отборов жидкости	17	1	1:10 000	н/с
18.	IV объект (горизонт М-0-3) а) Карта накопленных отборов жидкости б) Карта текущих отборов жидкости	18	1	1:10 000	н/с

Всего графических приложений 18, на 18 листах.

РЕФЕРАТ

Настоящий проектный документ **«Проект разработки месторождения Кенбулак»** разработан согласно Договора № ДГ22-ОИ-14 от «22» апреля 2022 г. между ТОО «Мунайгазгеолсервис» и ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда», согласно Технического задания недропользователя, Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г. (1), «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.) (1) и «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 329 от «24» августа 2018 г.) (1).

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.09.2022 г. и охватывает продуктивные горизонты нижнемеловых отложений, установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования поисково-разведочных скважин.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный ТОО «Мунайгазгеолсервис» отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)»** (1), который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично).

Контрактная территория недропользователя – ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в настоящее время находится на этапе разведки, период которого истекает «15» июля 2023 г.

Соотношение начальных извлекаемых запасов нефти категории C_1 к C_2 в пределах Контрактной территории составляет 91 / 9 %, на основании чего переход на этап промышленной добычи месторождения Кенбулак вполне обоснован.

После согласования проектного документа в ЦКРиР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (1).

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проектный документ на промышленную разработку **«Проект разработки месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)»** выполнен по договору № ДГ22-ОИ-14 от «22» апреля 2022 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» (далее – недропользователь) и ТОО «Мунайгазгеолсервис» (далее – автор проектного документа), согласно Технического задания, Кодекса Республики Казахстан № 125-VI от «27» декабря 2017 г. «О недрах и недропользовании» (1), «Единых правил по комплексному и рациональному использованию недр» (1), «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (1).

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично).

Геологический отвод глубиной до палеозойского фундамента имеет площадь 312,3 квадратных километра.

Согласно Дополнения № 5 (государственный регистрационный номер 4626-УВС от «29» июня 2018 г.) к вышеназванному Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки месторождения продлен до «15» октября 2022 г.

По решению Экспертной комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол № 30/3 МЭ РК от «21» октября 2021 г.) и письма МЭ Республики Казахстан за № 04-12/22399 от «26» октября 2021 г., период разведки продлен на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., на основании чего между недропользователем и Компетентным органом подписано Дополнение № 8 (государственный регистрационный номер 5035-УВС от «11» марта 2022 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г.

Геологоразведочные работы на Контрактной территории проводились на основании проектного документа – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (протокол ТУ «Южказнедра» за № 194/06 от «06» июня 2006 г.) (1).

Дополнением № 1 (государственный регистрационный номер 3651-УВС от «16» февраля 2009 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС был продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2011 г.

Далее Дополнением № 2 (государственный регистрационный номер 3760-УВС от «13» декабря 2011 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г., период разведки УВС повторно продлен на 2 (два) года – до «15» октября 2013 г.

В связи с тем, что перспектива выявления залежей углеводородов на Контрактной территории будет связываться только с ловушками не антиклинального типа в зонах выклинивания коллекторов нижнемелового и юрского разреза на сочленении грабен-синклиналей с горст-антиклиналями и с изменением Рабочей программы на период второго продления разведки до «15» октября 2013 г., возникла необходимость разработки нового проектного документа на геологоразведочные работы – **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»** (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.) (1).

Наряду с поисково-разведочными работами в 2012 г. были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в объеме 312 кв.км полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики МОГТ-3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по четырем отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-III, ОГ-II^{ар} и K₁nc₂_prod.

Согласно проектному документу **«Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»** (1) в Кызылординской области Республики Казахстан» в 2012 г. были пробурены две поисковые скважины – Кенбулак-3 и Кенбулак-4.

Первооткрывательницей месторождения является скважина **Кенбулак-3**, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2013 г. на основании вышеназванного проектного документа пробурены поисковые скважины Кенбулак-2 и Кенбулак-5.

ТОО «Oil&Gas Consulting» в 2013 г. подготовлен отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.10.2013 г.»**. (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).

В 2018 г. был разработан новый проектный документ **«Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан»**, который был утвержден ЦКРиР (протокол № 5/9 от «30» ноября 2018 г.) (1).

В рамках вышеназванного проектного документа пробурены разведочные скважины Кенбулак-6 и Кенбулак-8.

Согласно вышеназванного проектного документа (1) подписано Дополнение № 6 (государственный регистрационный номер 4743-УВС-МЭ от «02» июля 2019 г.) к Контракту № 1529 от «15» октября 2004 г. и разработана Рабочая программа на период продления 2018-2022 гг.

На основании данных бурения шести скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, в 2019 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» составил отчет **«Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)»** (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).

Вышеназванный отчет (1) явился основанием для разработки проектного документа **«Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)»** (1), который был разработан ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2020 г. и согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 1/11 от «24» июня 2020 г.).

В рамках вышеназванного проектного документа (1), прогнозные показатели пробной эксплуатации были предусмотрены до «15» октября 2022 г. и, ввиду получения продления периода разведки на 273 (двести семьдесят три) календарных дня – до «15» июля 2023 г., ТОО «Мунайгазгеолсервис» в 2021 г. составлен проектный документ – **«Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)»** (1), который был согласован ЦКРР при МЭ Республики Казахстан (протокол № 26/14 от «11» мая 2022 г.).

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)»** (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей,

количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки **рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2**, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Авторы настоящего проектного документа выражают благодарность специалистам ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» за оперативное предоставление исходной геолого-геофизической и промысловой информации, а также за оказание консультативной помощи.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Контрактная территория ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в административном отношении находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически она расположена в юго-западной части Арыскупского прогиба (рисунок 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем минус 15 °С (до «минус» 40 °С), летом – «плюс» 27 °С (до «плюс» 43 °С).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 130 м до 190 м.

Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения месторождения

Месторождение Кенбулак расположено в юго-западной части Арыскупского прогиба, приурочено к Аксайской горст-антиклинали. Месторождение входит в район группы месторождений Кызылкия, Западный Нуралы, Нуралы, Аксай, Южный Аксай, Карабулак и др, поэтому его геолого-структурное строение идентично строениям этих месторождений. В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения Кенбулак участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана для Южно-Торгайского бассейна по пробуренным параметрическим скважинам с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ Института геологии и Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедиции в 1980-х г. Подробное описание геолого-структурного строения Арыскупского прогиба приведено в многочисленных отчетах по месторождениям, тематических отчетах и монографиях.

2.1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

Возраст их устанавливается по сопоставлению с аналогичными образованиями хребтов Каратау и Улутау.

Палеозойская группа (PZ)

По материалам ГИС скважиной №3 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне-верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые. К ним и карбонатным породам приурочен продуктивный горизонт PZ.

Вскрытая мощность разреза фундамента в пробуренных скважинах № Кенбулак-2– 65м, Кенбулак-3– 373м, Кенбулак-4– 109м, Кенбулак-5 - 94м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система (J)

Юрские отложения Контрактной территории, представлены породами верхнего отдела, которые в районе работ выклиниваются на поверхность фундамента.

Меловая система (K)

Меловые отложения в практике работ в пределах Арыкумского прогиба в нижней части разреза по литологическому составу расчленяются на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. На площади месторождения даульская свита не выделяется, поэтому в объеме свиты неокотские отложения нижнего мела расчленены на две толщи - нижнюю и верхнюю, в соответствии с представленными недропользователем геологическими и геофизическими материалами. Эти толщи выделены во всех временных сейсмических разрезах всей контрактной территории.

Нижний отдел (K₁)

Неокотский надъярус (K_{1nc}). В разрезе неокота выделяются две толщи: нижняя и верхняя, соответствующие нижнему и верхнему неокоту. Отложения арыкумского горизонта нижнего неокота нижнего мела на месторождении не выделяются, но они могут быть на склонах поднятий.

Толща нижнего неокота (K_{1nc1}). Верхняя часть нижнего неокота (нижнедаульской подсвиты), выделенная как толща нижнего неокота, сложена чередующимися пластами глин, песчаников, песков, гравелитов и алевролитов. Вскрытая толщина её колеблется от 40 (Кенбулак 3) до 85 м (Кенбулак 4).

Толща верхнего неокота (K_{1nc2}) (по объему соответствует верхнедаульской подсвите) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина её варьирует от 202 (Кенбулак 5) до 300 (Кенбулак 4) м. К песчаникам и пескам верхнего неокота приурочены продуктивные горизонты М-0 (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4).

Апт – альбский ярусы (K₁ a-al)**Карачетауская свита (K_{1a}-al₁₋₂)**

Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 166-235 метров.

Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы (K₁₋₂)**Альб – сеноманский ярусы (K₁₋₂al₃-s)****Кызылкиинская свита (K₁₋₂al₃-s)**

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 208–218 м.

Верхний отдел (K₂)**Нерасчлененный турон–сенон (K₂t-sn)**

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина 442-454м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-палеоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные неоген – палеогеновые-четвертичные отложения (N–P-Q)

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыкумского прогиба. Толщина их от 34 до 327 м.

2.1.2. Тектоническое строение месторождения

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

– восточным бортом Арыкумский грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);

- Акшабулакской грабень-синклиналью (восточный блок Контрактной территории);
- северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали.

Структура Кенбулак находится в пределах северной периклинальной части Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антиклинали (субширотная перемычка между западным и восточным блоками Контрактной территории).

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения палеозоя и протерозоя, которые вскрыты всеми скважинами. Собственно платформенный комплекс включает отложения верхнеюрского и нижнемелового возраста, локализованные в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам в пределах Контрактной территории построены структурные карты по трем целевым отражающим горизонтам: ОГ-PZ, ОГ-II^{ар} и K_{1пс2}.

Структурная карта по кровле ОГ-II^{ар} унаследовано повторяет строение структуры по кровле ОГ-PZ. Поднятие простирается с юга на север, его северо-восточный борт полого погружается в северном направлении с отметок -1300м до -1500м. В южной и юго-западной части структуры имеются выступы поверхности фундамента, к которым выклиниваются отложения арыкумского горизонта. Все скважины, пробуренные в сводовой части структуры Кенбулак по платформенным отложениям, оказались вне зоны развития арыкумского горизонта.

Структурный план отложений K_{1пс2} представляет собой брахиантиклинальную складку облекания, простирающуюся с юга на север, северо-восточный борт которого погружается в восточном направлении с отметки -940 м до -1010 м. В центральной части картируется брахиподнятия, имеющее два купола и примыкающие к южной границе контрактной территории. Размеры поднятия 2,9х0,8-3,0км с амплитудой более 20м по замкнутой изогипсе -960м.

Аналогично близлежащего месторождения Западный Тузколь, складки облекания наблюдаются далеко вверх по разрезу, включая палеогеновые отложения. Единственным изменением складок является уменьшение амплитуды и выполаживание свода.

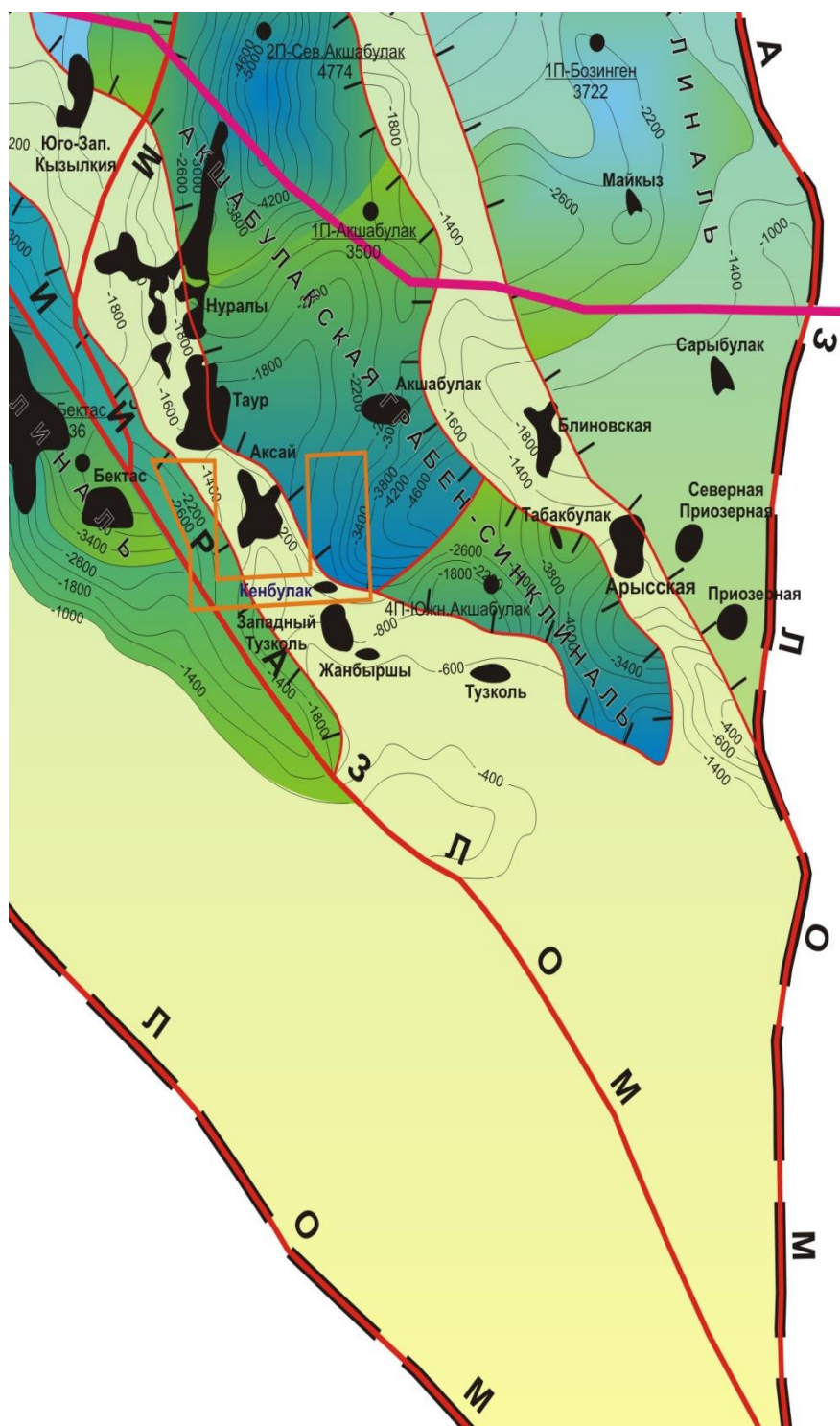


Рисунок 2.1.1. Тектоническая схема

2.1.3. Нефтеносность

Месторождение Кенбулак расположено в Арыкумском прогибе, который является частью Южно-Торгайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию.

Промышленные скопления нефти и газа в Южно-Торгайской нефтегазоносной области в настоящее время доказаны во всех образованиях мезозойской группы от нижнего отдела юры до верхнего отдела меловой системы.

По стратиграфической приуроченности, выявленные залежи нефти и газа в Арыкумском прогибе связаны с отложениями палеозоя, юры и нижнего мела.

Геологоразведочные работы, проведенные в значительных объемах, показали высокую перспективность бортовых частей Нижнесырдарьинского, Аксайского и Мынбулакского поднятий, связанных с террасами первой ступени.

Используя новые геологические концепции и применяя эффективные методики поиска и разведки, в Южно-Торгайском бассейне возможно открытие десятка от мелких до средних локальных месторождений с суммарными прогнозными запасами нефти 300 млн. тонн по величине равным запасам одного крупнейшего месторождения.

Месторождение Кенбулак расположено в пределах Арыкумского прогиба, входящего в состав Южно-Торгайского нефтегазоносного района, где выявлены и разрабатываются газонефтяные месторождения - Аксай, Арыкум, Кумколь, Коныс, Бектас, Акшабулак и др.

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены чередованием мелко- и среднезернистых слабосцементированных серых песчаников с коричневато-серыми, зеленовато-серыми, серыми, глинистыми алевролитами слабосцементированным.

Границами залежей служат положения условных водонефтяных контактов, проведенных по подошве нефтенасыщенных пластов по данным, ГИС и линии литолого-фациального замещения коллекторов.

На месторождении Кенбулак продуктивными являются верхненеокомские отложения нижнего мела.

В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской (K_{1a-al_3}) и верхнедаульской (K_{1nc_2}) свит.

Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами.

По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

Продуктивный горизонт А-2 выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан тремя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 8, 9.

В скважине Кенбулак-3 при испытании интервала 986-992 м (-825,6-831,6 м), получен приток нефти объемом 125,8 м.

В скважине Кенбулак-8 при опробовании интервала 978-988 м (-822,1-832,1 м), получено нефти объемом 28,4м³ за 28,8 часа, дебит нефти 23,6 м³/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-9 при испытании интервала 993,4-998,4 м (-830,0-835,0 м), скважина фонтанировала на 7-4 мм штуцере. При работе на 7 мм штуцере дебит нефти 52,72 м³/сут и на 4 мм штуцере 29,67 м³/сут.

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С₁ равна 2,7 м, а для категории С₂ – 1,4 м. Пористость – 0,24 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,52 д.ед. Площадь нефтеносности 2654 тыс.м², высота залежи 20 м.

По данной залежи принят наклонный ВНК для северной части в районе скважины Кенбулак 9 на абсолютной отметке -836,7 м по подошве нефтеносного пласта, для центральной и южной части на абсолютной отметке -835,8 м по кровле водоносного пласта скважины Кенбулак 7. Залежь пластовая, сводовая.

Залежь пластовая, сводовая.

Таблица 2.1.1. Обоснование положений ВНК, УВНК

Скважина	Нефть до отметки, в м		Вода с отметки, в м		Принятые контакты, в м	
	по ГИС	по опробованию	по ГИС	по опробованию	ВНК	УВНК
1	2	3	4	5	6	7
Горизонт А-2						
Кенбулак-2	-833,3	-	-846,3	-	-835,8 -836,7	
Кенбулак-3	-831,1	-831,6	-838,4			
Кенбулак-5	-825,0	-	-832,5			
Кенбулак-7	-833,9	-	-835,8			
Кенбулак-8	-833,0	-832,1	-837,9			
Кенбулак-9	-836,7	-835,0	-838,5			
Горизонт М-0-1-А						
Кенбулак-2	-956,4	-				-961,5
Кенбулак-3	-961,5	-969,6				
Кенбулак-5	-957,2	-				
Кенбулак-7	-959,3	-938,6				

Продолжение таблицы 2.1.1

1	2	3	4	5	6	7
Кенбулак-8	-957,3	-953,1				
Кенбулак-9	-954,9	-941,8				
Кенбулак-4	-966,1	-				-966,1
Горизонт М-0-1-Б						
Кенбулак-2	-974,5	-975,0				-979,2
Кенбулак-3	-978,8	979,1				
Кенбулак-5	-976,6	-				
Кенбулак-7	-979,2	-977,8				
Кенбулак-8	-975,6	-				
Кенбулак-9	-979,2	-970,2				
Горизонт М-0-2-А						
Кенбулак-2	-994,5	-			-995,0	
Кенбулак-3	-995,3	-993,4				
Кенбулак-5	-994,5	-				
Кенбулак-7	-994,4	-991,9	-996,6			
Кенбулак-8	-985,7	-				
Кенбулак-9	-992,3	-992,6	-995,0			
Горизонт М-0-2-Б						
Кенбулак-2	-1014,2	-1014,4			-1014,3	
Кенбулак-5	-1014,1	-				
Кенбулак-8	-1008,3	-1008,7				
Кенбулак-9	-1014,3	-	-1020,4			
Горизонт М-0-3						
Кенбулак-2	-1045,4				-1048,4	
Кенбулак-3	-1048,4		-1051,4			
Кенбулак-5	-1036,6	-1036,0				
Кенбулак-7	-1038,6	-1039,5				
Кенбулак-8	-1048,3	-1048,1				
Кенбулак-9	-1038,6	-	-1044,8		-1044,8	

По продуктивному горизонту М-0-1-А. выделены две нефтяные залежи в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием четырьмя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 7, 8, 9.

Первая залежь выделена в районе скважин Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием четырьмя объектами в скважинах Кенбулак: 2, 3, 5, 7, 8, 9.

В скважине Кенбулак-3 в результате испытания в интервалах 1114-1116 м (-953,6-955,6 м), 1119,5-1123 м (-958,6-969,6 м) получен пульсирующий фонтан нефти и растворенного газа в объеме 4-5 м³. Всего извлечено нефти объемом 32,86 м³. Пластовое давление составляет 8,257 МПа. Объект нефтеносный.

В скважине Кенбулак-7 при испытании интервала 1092,8-1094,8 м (-936,6-938,6 м), сваби́рованием получено нефти в объеме 29,48 м³ и 5,35 м³ пластовой воды за 39,17 часа. Дебит нефти 18,1 м³/сут и воды 3,3 м³/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-8 опробован интервал 1105-1109 м (-1105-1109 м), получено нефти объемом 8,78 м³ за 68 часа, дебит нефти 3,10 м³/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-9 при испытании интервала 1101,7-1105,2 м (-938,3-941,8 м), сваби́рованием получен приток нефти объемом 37,62 м³ за 40,22 часа, дебит нефти 22,5 м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,4 м. Пористость – 0,21 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,54 д.ед. Площадь нефтеносности 2443 тыс.м², высота залежи 25 м. УВНК принят на абсолютной отметке -961,5 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 3. Залежь пластовая, сводовая.

Вторая залежь выявлена в районе скважины Кенбулак-4. Продуктивность доказана по результатам интерпретации ГИС. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина второй залежи для категории С₂ равна 1,7 м. Пористость – 0,21 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,45 д.ед. Площадь нефтеносности 193 тыс.м², высота залежи 6 м. УВНК принят на абсолютной отметке -966,1 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 4.

Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан четырьмя объектами в скважинах Кенбулак-: 2, 3, 7, 9.

В скважине Кенбулак-2 при испытании интервала 1124,4-1129,6 м (-969,8-975,0 м), извлечено нефти объемом 27,38 м³ и пластовой воды в объеме 13,64 м³ за 55,25 часа, дебит нефти - 11,9 м³/сут и дебит воды - 6,0 м³/сут (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-3 из интервала 1132,9-1139,5 м (-972,5-979,1 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 44,8 м³/сут на 11 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,482 МПа.

В скважине Кенбулак-7 при испытании интервала 1130,6-1134,0 м (-974,4-977,8 м), сваби́рованием и фонтанированием получено нефти в объеме 38,25 м³. При работе на 7 мм штуцере получено нефти 14,85 м³/сут.

В скважине Кенбулак-9 при опробовании интервала 1129,3-1133,6 м (-965,9-970,2 м), сваби́рованием получен приток нефти объемом 44,3 м³ за 54,6 часа, дебит нефти 19,5 м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина 5,5 м. Пористость – 0,24 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,53 д.ед. Площадь нефтеносности 2477 тыс.м², высота залежи 14 м. УВНК принят на абсолютной отметке -979,2 м по подошве нефтеносного пласта скважин Кенбулак 7 и 9. Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5, 7, 8 и 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан тремя объектами в скважинах Кенбулак: 3, 7, 9.

В скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала 1150-1153,8 м (-989,6-993,4 м), извлечено жидкости общим объемом 36,34 м³- из них 3,114 м³ нефти и 33,226 м³ тех. воды с уд.весом 1,01 г/см³.

В скважине Кенбулак-7 в результате опробование из интервалов 1139,4-1140,6 м (-983,3-984,5 м), 1144,5-1148,0 м (-988,4-991,9 м), фонтанированием получено нефти объемом 47,18 м³. При работе 8 мм штуцере получено нефти в объеме 9,87 м³ за 37,3 часа, расчетный дебит нефти составил 16,3 м³/сут, при 5 мм штуцере дебит нефти равен 10,61 м³/сут.

В скважине Кенбулак-9 при опробовании интервалов 1137,8-1139,9 м (-974,4-976,5 м), 1152,0-1156,0 м (-988,6-992,6 м), извлечено нефти объемом 13,39 м³ и 13,16 м³ пластовой воды за 27,5 часа. Q_н=11,7м³/сут и Q_в=11,5 м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С₁ равна 3,0 м, а для категории С₂ – 3,9 м. Пористость – 0,23 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,50 д.ед. Площадь нефтеносности 1771 тыс.м², высота залежи 15 м. ВНК принят на абсолютной отметке -995,0 м по кровле водоносного пласта скважины Кенбулак 9.

Залежь пластовая, сводовая.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 5, 8, 9 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием. Горизонт испытан двумя объектами в скважине Кенбулак- 2, 8.

В скважине Кенбулак-2 при опробовании в интервале 1165,5-1169,0 м (-1010,9-1014,4 м), сваби́рованием и фонтанированием получен приток нефти дебитом 38 м³/сут на 6 мм штуцере.

В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1158,4-1164,6 м (-1002,5-1008,7 м), сваби́рованием получено нефти объемом 20,1 м³ за 44 часа, Q_н=10,9м³/сут (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С₁ равна 2,0 м, а для категории С₂ – 1,7м. Пористость – 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,49 д.ед. Площадь нефтеносности 1077 тыс.м², высота залежи 17 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1014,3 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 9.

Залежь пластовая, сводовая.

По продуктивному горизонту М-0-3. Выделена одна нефтяная залежь в районе скважин Кенбулак-: 2, 3, 5 и 8 по результатам интерпретации ГИС и подтверждена опробованием в скважинах Кенбулак: 5, 7, 8.

В скважине Кенбулак-5 при испытании интервала 1192-1195 м (-1033-1036 м), фонтанированием получен приток нефти дебитом 81,6 м³/сут на 9 мм штуцере. Пластовое давление составляет 11,18 МПа.

В скважине Кенбулак-7 при опробовании интервала 1192,2-1195,7 м (-1036-1039,5 м), сваби́рованием получено нефти объемом 33,75 м³ и 30,5 м³ пластовой воды за 70 часов, $Q_H=11,6\text{ м}^3/\text{сут}$ и $Q_B=10,5\text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетным путем).

В скважине Кенбулак-8 при испытании интервала 1202-1204 м (-1046,1-1048,1 м), сваби́рованием получен приток нефти объемом 29,17 м³ за 55 часов, $Q_H=12,7\text{ м}^3/\text{сут}$ (расчетным путем).

Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина для категории С₁ равна 4,5 м, а для категории С₂ – 1,5 м. Пористость – 0,26 д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,51 д.ед. Площадь нефтеносности 2011 тыс.м².

По данной залежи принят наклонный ВНК для северной части в районе скважины Кенбулак 9 на абсолютной отметке -1044,8 м по кровле водоносного пласта, для южной части на абсолютной отметке -1048,4 м по подошве нефтеносного пласта скважины Кенбулак 3. Залежь пластовая, сводовая.

2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

На месторождении Кенбулак пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность верхненеокомских отложений нижнего мела. В разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3, которые приурочены к отложениям карачетауской (К_{1а-а13}) и верхнедаульской (К_{1пс2}) свит. Установленные горизонты вскрыты всеми пробуренными поисково-разведочными скважинами. По типу резервуара залежи относятся к пластовым сводовым и литологически экранированным.

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса ГИС, данные лабораторного изучения образцов керна и гидродинамических исследований скважин.

На месторождении Кенбулак керн отобран и проанализирован в семи скважинах: Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-7, Кенбулак -8 и Кенбулак-9.

Всего по месторождению Кенбулак с отбором керна пройдено 125,27 м, общий линейный вынос керна составил 114,32 м или 91,25 % от проходки.

С целью определения физических свойств пород-коллекторов было проанализировано 279 образца (таблица 2.2.1). Анализы проводились в лабораториях ТОО «АктюбНИГРИ» и ТОО «Мунайгазгеолсервис». Из проанализированных образцов в пределы продуктивного горизонта А-1 попадает 43 образца, горизонта А-2 – 12 образцов, горизонта М-0-1-А - попадает 65 образцов, горизонта М-0-1-Б – 25 образцов, горизонта М-0-2-А – 59 образцов, горизонта М-0-2-Б – 4 образца и горизонта М-0-3 – 59 образцов.

Таблица 2.2.1. Комплекс лабораторных исследований и количество определений по скважинам

Вид исследования	K _{1a-a13}					K _{1nc2}						
	3	5	8	9	Всего	2	3	4	7	8	9	Всего
	Количество определений											
Плотность породы, образец	10	18	25	12	65	45	39	61	34	29	6	214
Плотность зерен, образец	10	18	25	12	65	45	39	61	34	29	6	214
Пористость, образец	10	18	25	12	65	45	39	61	34	29	6	214
Насыщенность нефтью, образец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Насыщенность водой, образец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Проницаемость для газа, образец	3	18	25	12	58	33	35	51	34	29	6	188
Параметр пористости, образец	-	18	25	11	54	7	22	5	24	24	5	87
Параметр насыщенности, образец	-	-	-	11	11	-	-	-	24	-	5	29
Остаточная водонасыщенность, образец	-	-	-	11	11	-	-	-	-	-	5	5
Фазовая проницаемость, образец	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент вытеснения нефти, образец	-	-	-	1	1	-	-	-	1	-	-	1
Гранулометрический состав, проба	10	18	25		53	45	39	61	34	29		208
Карбонатность, проба	9	18	25		52	45	39	61	34	29		208
Минералогический состав, проба	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Рентгеноструктурный анализ, образец	-	-	-	4	4	-	-	-	14	-	4	18
Смачиваемость, образец	-	-	-	5	5	-	-	-	10	-	5	15
Определение возраста пород, образец	-	-	-	9	9	-	-	-	16	-	9	25

В таблице 2.2.2 по залежам приведены характеристики толщин, их средние значения и пределы изменения. Основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов и отдельных пластов коллекторов, являются коэффициенты распространения, песчанистости и расчлененности. В таблице 2.2.3 приведены показатели неоднородности пластов, с которыми связаны залежи. Характеристика коллекторских свойств приведена по анализам кернового материала, ГИС и гидродинамических исследований (таблица 2.2.4).

Ниже приводится характеристика по продуктивным горизонтам.

Продуктивный горизонт А-2. Выделена одна нефтяная залежь.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах 12,7-35,7 м и в среднем составляет 25,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 2,1 до 7,5 м, в среднем составляет 4,2 м.

В горизонте выделяется от 2 до 8 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1,0, коэффициент расчлененности в среднем равен 5,3, коэффициент песчанистости – 0,395.

Продуктивный горизонт М-0-1-А. Выделены две нефтяные залежи.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах 3,9-22,9 м и в среднем составляет 11,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,6 до 5,5 м, в среднем составляет 3,8 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1,0, коэффициент расчлененности равен 2,6, коэффициент песчанистости – 0,407.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Выделена одна нефтяная залежь.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах 1,2-14,1 м и в среднем составляет 11,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 4,2 до 12,0 м, в среднем составляет 7,6 м.

В горизонте выделяется от 1 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1,0, коэффициент расчлененности равен 2,8, коэффициент песчанистости – 0,652.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Выделена одна нефтяная залежь.

Общая толщина горизонта изменяется от 3,1 м до 17,3 м и в среднем составляет 9,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 1,9 м до 7,0 м, в среднем составляет 4,9 м.

В горизонте выделяется от 1 до 5 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1,0, коэффициент расчлененности в среднем равен 3,4, коэффициент песчаности – 0,694.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Выделена одна нефтяная залежь.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах 4,0-12,8 м и в среднем составляет 9,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 2,0 до 3,5 м, в среднем составляет 2,8 м.

В горизонте выделяется от 2 до 4 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 0,625, коэффициент расчлененности равен 3,0, коэффициент песчаности – 0,467.

Продуктивный горизонт М-0-3. Выделены две нефтяные залежи.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах 0,8-27,3 м и в среднем составляет 12,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по горизонту изменяется от 0,8 до 11,3 м, в среднем составляет 3,8 м.

В горизонте выделяется от 1 до 6 пластов-коллекторов. Коэффициент распространения залежи равен 1,0, коэффициент расчлененности равен 3,3, коэффициент песчаности – 0,534.

Таблица 2.2.2. Характеристика толщин горизонтов

Таблица 2.2.2. Характеристика толщин горизонтов			
№№	Толщина	Наименование	По горизонту (объекту) в целом
1	2	3	4
Горизонт А-2			
1	Общая	Средняя, м	25,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,108
		Интервал изменения, м	12,7-35,7
2	Эффективная	Средняя, м	10,4
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,163
		Интервал изменения, м	4,2-15,6
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,248
		Интервал изменения, м	2,1-7,5
4	Водонасыщенная	Средняя, м	7,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,346
		Интервал изменения, м	1,1-15,5
Горизонт М-0-1-А			
1	Общая	Средняя, м	11,2
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,288
		Интервал изменения, м	3,9-22,9
2	Эффективная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,113
		Интервал изменения, м	1,6-5,5

Продолжение таблицы 2.2.2

Продолжение таблицы 2.2.			
1	2	3	4
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,130
		Интервал изменения, м	1,6-5,5
4	Водонасыщенная	Средняя, м	3,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	-
		Интервал изменения, м	-
Горизонт М-0-1-Б			
1	Общая	Средняя, м	11,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,123
		Интервал изменения, м	1,2-14,1
2	Эффективная	Средняя, м	6,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,231
		Интервал изменения, м	1,2-12,0
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	7,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,143
		Интервал изменения, м	4,2-12,0
4	Водонасыщенная	Средняя, м	4,3
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,515
		Интервал изменения, м	1,2-7,3
Горизонт М-0-2-А			
1	Общая	Средняя, м	9,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,269
		Интервал изменения, м	3,1-17,3
2	Эффективная	Средняя, м	5,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,188
		Интервал изменения, м	3,1-11,6
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,101
		Интервал изменения, м	1,9-7,0
4	Водонасыщенная	Средняя, м	4,6
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,8
		Интервал изменения, м	1,7-11,6
Горизонт М-0-2-Б			
1	Общая	Средняя, м	9,7
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,111
		Интервал изменения, м	4,0-12,8
2	Эффективная	Средняя, м	4,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,153
		Интервал изменения, м	2,0-6,9
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,049
		Интервал изменения, м	2,0-3,5
4	Водонасыщенная	Средняя, м	3,1
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,769
		Интервал изменения, м	0,7-6,9
Горизонт М-0-3			
1	Общая	Средняя, м	12,9
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,666

Продолжение таблицы 2.2.2

1	2	3	4
		Интервал изменения, м	0,8-27,3
2	Эффективная	Средняя, м	4,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,537
		Интервал изменения, м	0,8-11,3
3	Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,8
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,762
		Интервал изменения, м	0,8-11,3
4	Водонасыщенная	Средняя, м	3,0
		Коэффициент вариации, доли ед.	0,324
		Интервал изменения, м	1,1-5,0

Таблица 2.2.3. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.			Коэффициент расчлененности, доли ед.			Характеристика прерывистости
	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	среднее значение	интервал изменения	коэффициент вариации	
Горизонт А-2							
8	0,395	0,308-0,447	0,023	5,3	2-8	0,107	1,0
Горизонт М-0-1-А							
8	0,407	0,240-1,0	0,322	2,6	1-4	0,143	1,0
Горизонт М-0-1-Б							
8	0,652	0,307-1,0	0,105	2,8	1-4	0,124	1,0
Горизонт М-0-2-А							
8	0,694	0,358-1,0	0,127	3,4	1-5	0,152	1,0
Горизонт М-0-2-Б							
5	0,467	0,241-0,825	0,201	3,0	2-4	0,089	0,625
Горизонт М-0-3							
8	0,534	0,225-1,0	0,213	3,3	1-6	0,231	1,0

Горизонт А-1. Керн отобран из скважин 5 и 8. По результатам анализов в количестве 43 образцов, пористость изменяется в интервале 0,034-0,345 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $0,2-4023,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт А-2. Керн отобран в скважине 9. По результатам анализов в количестве 12 образцов, пористость изменяется в интервале 0,127-0,337 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $2,5-1679,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт М-0-1-А. Керн отобран в скважинах 2, 3 и 9. По результатам анализов в количестве 65 образцов, пористость изменяется в интервале 0,064-0,287 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $0,4-383,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт М-0-1-Б. Керн отобран в скважине 8. По результатам анализов в количестве 25 образцов, пористость изменяется в интервале 0,1064-0,267 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $1,3-523,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт М-0-2-А. Керн отобран в скважинах 2 и 7. По результатам анализов в количестве 59 образцов, пористость изменяется в интервале 0,108-0,326 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $0,3-1414,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт М-0-2-Б. Керн отобран в скважине 8. По результатам анализов в количестве 4 образцов, пористость изменяется в интервале 0,201-0,267 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $16,9-523,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Горизонт М-0-3. Керн отобран в скважинах 4 и 7. По результатам анализов в количестве 59 образцов, пористость изменяется в интервале 0,130--0,324 д.ед. Проницаемость изменяется в интервале $0,1-1005,9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов определены по комплексу ГИС, лабораторным исследованиям керна и гидродинамическим исследованиям.

Таблица 2.2.4. Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, д.ед.
1	2	3	4	5
Горизонт А-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	10	10	
	Среднее значение	428,45	0,19	
	Коэффициент вариации	0,647	0,121	
	Интервал изменения	2,5-1679,8	0,10-0,30	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	6
	Кол-во определений, шт.		42	19
	Среднее значение		0,23	0,50
	Коэффициент вариации		0,012	0,031
	Интервал изменения		0,16-0,33	0,43-0,75
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	30,0-630,0		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	30,0-630,0		

Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1-А				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	3	3	
	Кол-во определений, шт.	60	65	
	Среднее значение	45,2	0,15	
	Коэффициент вариации	0,508	0,080	
	Интервал изменения	0,39-383,1	0,06-0,29	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	7
	Кол-во определений, шт.		21	20
	Среднее значение		0,22	0,47
	Коэффициент вариации		0,010	0,014
	Интервал изменения		0,15-0,28	0,40-0,62
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	800		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-1-Б				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	16	16	
	Среднее значение	12,1	0,15	
	Коэффициент вариации	0,918	0,063	
	Интервал изменения	1,2-113,2	0,1-0,26	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	6
	Кол-во определений, шт.		22	18
	Среднее значение		0,23	0,48
	Коэффициент вариации		0,014	0,013
	Интервал изменения		0,17-0,28	0,40-0,60
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2		
	Кол-во определений, шт.	2		
	Среднее значение	130		
	Коэффициент вариации	0,213		
	Интервал изменения	70-190		
Горизонт М-0-2-А				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	
	Кол-во определений, шт.	33	44	
	Среднее значение	296,2	0,23	
	Коэффициент вариации	0,098	0,057	
	Интервал изменения	1-1414,6	0,1-0,30	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	6
	Кол-во определений, шт.		27	19
	Среднее значение		0,22	0,46
	Коэффициент вариации		0,013	0,020
	Интервал изменения		0,15-0,28	0,40-0,63
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	70		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		

Продолжение таблицы 2.2.4

1	2	3	4	5
Горизонт М-0-2-Б				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	
	Кол-во определений, шт.	4	4	
	Среднее значение	263,4	0,23	
	Коэффициент вариации	0,814	0,17	
	Интервал изменения	16,9-523,9	0,2-0,26	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		5	4
	Кол-во определений, шт.		15	10
	Среднее значение		0,25	0,46
	Коэффициент вариации		0,032	0,039
	Интервал изменения		0,20-0,7	0,40-0,67
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	210		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		
Горизонт М-0-3				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	2	2	
	Кол-во определений, шт.	7	7	
	Среднее значение	237,4	0,24	
	Коэффициент вариации	0,774	0,029	
	Интервал изменения	4,8-1005,9	0,2-0,30	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		8	7
	Кол-во определений, шт.		26	20
	Среднее значение		0,25	0,46
	Коэффициент вариации		0,004	0,033
	Интервал изменения		0,18-0,29	0,40-0,75
Гидродинамические исследования Скважин	Количество скважин, шт.	1		
	Кол-во определений, шт.	1		
	Среднее значение	250		
	Коэффициент вариации	-		
	Интервал изменения	-		

2.3. Физико-химические свойства пластовых флюидов

В период разведки и пробной эксплуатации месторождения отбирались пробы флюидов в поверхностных и пластовых условиях.

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти и анализ растворенного газа проводились в физико-химической лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис», КГУ им. Коркыт-Ата, ТОО «ЦентрПромГеофизика».

Физико-химические характеристики поверхностных проб нефти верхне-неокомских отложений охарактеризованы пробами нефти с устья скважин и изучены по результатам лабораторных исследований.

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья скважин Кенбулак:- 2, 3, 5, 7, 8 и 9 из продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3. Всего отобрано 13 проб.

Глубинные пробы отбирались пробоотборниками ВПП-300, в 3-х контейнерах объемами по 300 мл.

Отобрано 7 глубинных проб (по 3 пробы из каждого интервала) из скважин Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9 из продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3 во время исследования скважин.

Компонентный состав газа исследован в скважинах Кенбулак:- 2, 3, 5, 7, 8 и 9 из продуктивных горизонтов А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3 в количестве 9 проб.

Химический состав и физические свойства нефти изучены по 3-м пробам, отобраным в скважинах Кенбулак-4 и Кенбулак-5 из горизонтов М-0-1-Б и М-0-3.

2.3.1. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 22 проб из 6 скважин: 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Горизонт А-2 изучен по 3 пробам нефти из скважины Кенбулак-9, из интервала 993,4-998,4 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,484 до 0,612 г/см³, в среднем – 0,529 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,821 г/см³ с пластовой вязкостью 0,71 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,3 МПа, газосодержание – 73,33 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем – 1,862, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,537 д.ед.**

Горизонт М-0-1-А изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-7, из интервала 1092,8-1094,8 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,605 до 0,636 г/см³, в среднем – 0,617 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,798 г/см³ с пластовой вязкостью 0,71 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,12 МПа, газосодержание – 61,57 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем – 1,206, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,829 д.ед.**

Горизонт М-0-1-Б изучен по 6-м пробам нефти из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-3, из интервалов 11224,4-1129,6 и 1132,9-1139,5 м, находящейся в южной периклинальной части месторождения.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,601 до 0,741 г/см³, в среднем - 0,680 г/см³; Плотность дегазированной нефти в среднем – 0,783 г/см³ с пластовой вязкостью 0,89 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,81 МПа, газосодержание – 70,09 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем - 1,317, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,759 д.ед.**

Горизонт М-0-2-А изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-7, из интервалов 1139,4-1140,6 1144,5-1148,0 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,789 до 0,794 г/см³, в среднем – 0,792 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,809 г/см³ с пластовой вязкостью 3,72 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,12 МПа, газосодержание – 57,45 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем – 1,128, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,887 д.ед.**

Горизонт М-0-2-Б изучен по 3 пробе нефти из скважины Кенбулак-8, из интервала 1158,4-1164,6 м.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,800 до 0,802 г/см³, в среднем – 0,801 г/см³; средняя плотность дегазированной нефти – 0,848 г/см³ с пластовой вязкостью 2,72 мПа·с. Давление насыщения составляет 8,41 МПа, газосодержание – 69,04 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем – 1,044, из-за маленького значения объёмного коэффициента пересчетный коэффициент принимаем по аналогии с продуктивного горизонта М-0-2-А равной **0,887 д.ед.**

Горизонт М-0-3 изучен по 4-м пробам нефти из скважины Кенбулак-5, из них одна проба была отбракована. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,563 до 0,640 г/см³, в среднем - 0,606г/см³; Плотность дегазированной нефти – 0,761 г/см³ с пластовой вязкостью 0,32 мПа·с. Давление насыщения составляет 7,93 МПа, газосодержание – 351,39 м³/т. Объёмный коэффициент в среднем - 1,502, **пересчётный коэффициент соответственно – 0,666 д.ед.**

Нефть относится к типу очень легким, маловязким с высоким газосодержанием.

Таблица 2.3.1. Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт А-2				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	7,1-7,3	7,3
Газосодержание, м ³ /т	1	3	71,19-75,41	73,33
Пластовая температура, °С	1	3	-	56

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Пластовое давление, МПа	1	3	-	10,96
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,491-0,612	0,529
Плотность сепарированной нефти (при 20°C), г/см ³	1	1	-	0,821
Вязкость, мПа*с	1	3	0,61-0,86	0,71
Объемный коэффициент	1	3	1,545-2,041	1,862
Усадка, %	1	3	35,28-51,0	45,43
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	16,39-22,95	20,55
Горизонт М-0-1-А				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	6,9-7,4	7,12
Газосодержание, м ³ /т	1	3	61,195-61,76	61,57
Пластовая температура, °С	1	3	-	57
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,08
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,605-0,636	0,617
Плотность сепарированной нефти (при 20°C) г/см ³	1	1	-	0,798
Вязкость, мПа*с	1	3	0,68-0,75	0,71
Объемный коэффициент	1	3	1,198-1,215	1,206
Усадка, %	1	3	16,53-17,7	17,08
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	13,09-14,21	13,77
Горизонт М-0-1-Б				
Давление насыщения газом, МПа	2	6	8,0-9,5	8,81
Газосодержание, м ³ /т	2	6	53,21-93,66	70,09
Пластовая температура, °С	2	6	57,74-58	58
Пластовое давление, МПа	2	6	10,75-11,34	11,05
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	6	0,601-0,741	0,680
Плотность сепарированной нефти (при 20°C) г/см ³	2	6	0,759-0,806	0,783
Вязкость, мПа*с	2	6	0,71-1,05	0,89
Объемный коэффициент	2	6	1,197-1,501	1,317
Усадка, %	2	6	13,57-33,38	23,15
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	2	6	6,973-14,67	10,56
Горизонт М-0-2-А				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	8,0-8,25	8,12
Газосодержание, м ³ /т	1	3	57,089-58,133	57,45
Пластовая температура, °С	1	3	-	57
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,38
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,789-0,794	0,792
Плотность сепарированной нефти (при 20°C) г/см ³	1	1	-	0,809
Вязкость, мПа*с	1	3	3,7-3,75	3,72
Объемный коэффициент	1	3	1,121-1,133	1,128
Усадка, %	1	3	10,79-11,74	11,32
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	4,94-5,44	5,19
Горизонт М-0-2-Б				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	8,25-8,53	8,41
Газосодержание, м ³ /т	1	3	68,441-69,729	69,035
Пластовая температура, °С	1	3	-	53
Пластовое давление, МПа	1	3	-	11,62
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,7997-0,802	0,801
Плотность сепарированной нефти (при 20°C) г/см ³	1	1	-	0,848

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5
Вязкость, мПа*с	1	3	2,7-2,75	2,72
Объемный коэффициент	1	3	1,043-1,046	1,044
Усадка, %	1	3	4,123-4,398	4,245
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	1,81-1,94	1,90
Горизонт М-0-3				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	7,65-8,25	7,93
Газосодержание, м ³ /т	1	3	310,08-402,81	351,39
Пластовая температура, °С	1	3	-	62
Пластовое давление, МПа	1	3	-	10,59
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,563-0,64	0,606
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см ³	1	1	-	0,761
Вязкость, мПа*с	1	3	0,-0,33	0,32
Объемный коэффициент	1	3	1,408-1,614	1,502
Усадка, %	1	3	28,98-38,04	33,2
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	3	33,05-37,35	35,8

2.3.2. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 13 проб из 6-х скважин 2 (2пр.), 3 (3пр.), 5 (2пр.), 7 (2пр.) и 8 (3пр.) и 9 (1пр.) по горизонтам А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3.

Горизонт А-2. Свойства нефти изучены по трем пробам из скважин Кенбулак-3, Кенбулак-8 и Кенбулак-9. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,18%; смол силикагелевых 9,03%; парафина 9,67%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 20°С составляет 0,834 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С – 22,91; при 30°С – 22,79; при 40°С – 10,1; при 50°С – 6,89 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100°С – 3; при 150°С – 11; при 200°С – 18; при 250°С – 26; при 300°С – 36. Начало кипения 73°С. Конец кипения 345°С.

Нефть горизонта А-2 классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-А. Свойства нефти изучены по трем пробам из скважин Кенбулак-3, Кенбулак-7 и Кенбулак-8. Средние содержания компонентов нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,17%; смол силикагелевых 6,10%; парафина 5,83%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 20°С составляет 0,816 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С – 5,974; при 30°С – 4,66; при 40°С – 3,72; при 50°С – 2,94 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100°С – 9; при 150°С – 17; при 200°С – 24; при 250°С – 33; при 300°С – 45. Начало кипения 87°С. Конец кипения 370°С.

Нефть горизонта М-0-1-А классифицируется как малосернистая, смолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-1-Б. Свойства нефти изучены по двум пробам из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-3. Средние содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,20%; смол силикагелевых 11,35%; парафина 8,80%; мех. примесей 0,08%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,821 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С – 6,585; при 30⁰С – 5,325; при 40⁰С – 3,925; при 50⁰С – 3,190 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100⁰С – 4; при 150⁰С – 11; при 200⁰С – 16; при 250⁰С – 27; при 300⁰С – 40. Начало кипения 83⁰С. Конец кипения 373⁰С.

Нефть горизонта М-0-1-Б классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-2-А. Свойства нефти изучены по одной пробе из скважины Кенбулак-7. Содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,26%; асфальтенов 0,14%; смол силикагелевых 4,20%; парафина 6,80%; мех. примесей 0,06%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,809 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С – 20,337; при 30⁰С – 6,744; при 40⁰С – 2,422; при 50⁰С – 1,384 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100⁰С – 5; при 150⁰С – 16; при 200⁰С – 25; при 250⁰С – 38; при 300⁰С – 44. Начало кипения 100⁰С. Конец кипения 365⁰С.

Нефть горизонта М-0-2-А классифицируется как малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Горизонт М-0-2-Б. Свойства нефти изучены по двум пробам из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-8. Средние содержания компонентов в нефти, следующие: серы 0,17%; асфальтенов 0,16%; смол силикагелевых 1,35%; парафина 1,90%; мех. примесей 0,07%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,761 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С – 2,268; при 30⁰С – 1,927; при 40⁰С – 1,730; при 50⁰С – 1,483 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.: выкипающих при 100⁰С – 17; при 150⁰С – 35; при 200⁰С – 41; при 250⁰С – 46; при 300⁰С – 54. Начало кипения 43⁰С. Конец кипения 345⁰С.

Нефть горизонта М-0-2-Б классифицируется как малосернистая, маловязкая, малосмолистая, малопарафинистая.

Горизонт М-0-3. Отобраны и проанализированы 2 пробы нефти из скважины Кенбулак-5 в интервале 1192-1195м.

Средние содержание компонентов в нефти следующие: серы 0,10%; асфальтенов 0,14%; смол силикагелевых 1,60%; парафина 1%; мех. примесей 0,03%. Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,761 г/см³, кинематическая вязкость при 20⁰С – 2,496; при 30⁰С – 1,915; при 40⁰С – 1,728; при 50⁰С – 1,485 мкм²/с; фракционный состав нефти в % масс.:

выкипающих при 100⁰С – 15; при 150⁰С – 37; при 200⁰С – 52; при 250⁰С – 59; при 300⁰С – 68. Начало кипения 50⁰С. Конец кипения 315⁰С.

Нефть горизонта классифицируется как легкая, малосернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Таблица 2.3.2. Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях

Наименование		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
1		2	3	4	5
Горизонт А-2					
Плотность, г/см ³		3	3	0,821-0,841	0,834
20°		1	1	-	22,906
50°		3	3	4,431-7,37	6,067
Температура застывания, °С		3	3	+14-+20	+17,3
Температура вспышки, °С		3	3	0-+26	+9,7
Массовое содержание, %	серы	3	3	0,26	0,26
	смол силикагелевых	3	3	7,1-10,6	9,03
	асфальтенов	3	3	0,16-0,2	0,18
	парафина	3	3	7,1-12,1	9,7
Объемный выход фракций, %	н.к °С	3	3	50-100	73
	до 200 °С	3	3	13-21	18
	до 250 °С	3	3	21-30	26
	до 300 °С	3	3	32-39	36
Горизонт М-0-1-А					
Плотность, г/см ³		3	3	0,798-0,848	0,816
20°		3	2	5,324-6,624	5,974
50°		3	3	2,365-7,81	4,558
Температура застывания, °С		3	3	+7-+22	+12,3
Температура вспышки, °С		3	3	<-20-+27	+6
Массовое содержание, %	серы	3	3	0,24-0,28	0,26
	смол силикагелевых	3	3	2,5-12,8	6,1
	асфальтенов	3	3	0,14-0,19	0,17
	парафина	3	3	1,2-13,2	5,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	3	3	55-105	86,6
	до 200 °С	3	3	10-32	24,3
	до 250 °С	3	3	20-40	33
	до 300 °С	3	3	38-48	44,6
Горизонт М-0-1-Б					
Плотность, г/см ³		2	2	0,806-0,835	0,821
20°		2	1	-	6,585
50°		2	2	3,19-6,709	4,95
Температура застывания, °С		2	2	+19-+22	+20,5
Температура вспышки, °С		2	2	+10-+25	+17,5

Продолжение таблицы 2.3.2

1		2	3	4	5
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,26	0,26
	смол силикагелевых	2	2	10,2-12,5	11,35
	асфальтенов	2	2	0,18-0,22	0,2
	парафина	2	2	6,3-11,3	8,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	2	2	60-105	82,5
	до 200 °С	2	2	10-22	16
	до 250 °С	2	2	20-33	26,5
	до 300 °С	2	2	35-45	40
Горизонт М-0-2-А					
Плотность, г/см ³		1	1	-	0,809
20°		1	1	-	20,337
50°		1	1	-	1,384
Температура застывания, °С		1	1	-	+14
Температура вспышки, °С		1	1	-	+2
Массовое содержание, %	серы	1	1	-	0,26
	смол силикагелевых	1	1	-	4,2
	асфальтенов	1	1	-	0,14
	парафина	1	1	-	6,8
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	-	100
	до 200 °С	1	1	-	25
	до 250 °С	1	1	-	38
	до 300 °С	1	1	-	44
Горизонт М-0-2-Б					
Плотность, г/см ³		2	2	0,759-0,762	0,761
20°		2	1	-	2,268
50°		2	2	1,398-1,568	1,483
Температура застывания, °С		2	2	+4-+9	+6,5
Температура вспышки, °С		2	2	<-20-+22	+1
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,16-0,18	0,17
	смол силикагелевых	2	2	1,2-1,5	1,35
	асфальтенов	2	2	0,14-0,18	0,16
	парафина	2	2	1,8-1,9	1,85
Объемный выход фракций, %	н.к °С	2	2	40-45	42,5
	до 200 °С	2	2	39-42	40,5
	до 250 °С	2	2	45-46	45,5
	до 300 °С	2	2	53-55	54
Горизонт М-0-3					
Плотность, г/см ³		1	2	0,756-0,765	0,761
20°		1	2	2,126-2,865	2,496
50°		1	1	-	1,485
Температура застывания, °С		1	2	+1-+2	+1,5
Температура вспышки, °С		1	1	-	<-20
Массовое содержание, %	серы	1	2	0,012-0,18	0,096
	смол силикагелевых	1	1	-	1,6
	асфальтенов	1	1	-	0,14
	парафина	1	1	-	1,0

Продолжение таблицы 2.3.2

1		2	3	4	5
Объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	-	50
	до 200 °С	1	2	50-53	51,5
	до 250 °С	1	1	-	59
	до 300 °С	1	2	66-70	68

2.3.3. Состав и свойства растворенного газа

Свойства и состав растворенного газа изучены по 9 пробам из 6-и скважин Кенбулак- : 2, 3, 5, 7, 8 и 9.

Продуктивный горизонт А-2. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-9, отобранной из интервала 993,4-998,4 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 72,68; этана – 11,26; пропана – 7,91; изо-бутанов – 1,53; н-бутан – 2,77; изо-пентан – 0,49; Н-пентан – 0,76; гексан – 0,68; кислород – 0,69; азот – 1,25;

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8067 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,0427 г/л; при 20⁰С – 0,9714 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11493,7 ккал/м³, на низшей – 10477,18 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-этановым.

Продуктивный горизонт М-0-1-А. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-7, отобранной из интервала 1092,8-1094,8 м.

Содержания компонентов составляют в%: метана– 69,23; этана – 10,37; пропана – 8,26; изо-бутанов – 2,81; н-бутан – 3,33; изо-пентан – 1,39; Н-пентан – 1,88; гексан – 0,95; кислород – 0,45; азот – 1,32;

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8708 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,1277 г/л; при 20⁰С – 1,0627 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11274,61 ккал/м³, на низшей – 10282,20 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-этановым.

Продуктивный горизонт М-0-1-Б. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважин Кенбулак-2 отобранной из интервала 1124,4-1129,6 м и Кенбулак-3 отобранной из интервала 1132,9-1139,5 м.

Среднее содержания компонентов составляют в%: метана – 22,62; этана – 21,95; пропана – 27,92; изо-бутанов – 5,91; н-бутан – 7,84; изо-пентан – 1,49; н-пентан – 1,70; гексан – 0,25; кислород – 2,78; азот – 4,32.

В растворенном газе содержание углекислого газа 3,21%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,2775 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,6521 г/л; при 20⁰ С – 1,5391 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 14826,6 ккал/м³, на низшей – 13636,56 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-2-А. Горизонт охарактеризован одной пробой из скважины Кенбулак-7, отобранной из интервалов 1139,4- 1140,6 и 1144,5- 1148,0 м.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 71,84; этана – 11,26; пропана – 5,92; изо-бутанов – 2,22; н-бутан – 3,20; изо-пентан – 1,43; н-пентан – 1,93; гексан – 0,87; кислород – 0,27; азот – 1,05.

В растворенном газе содержание углекислого газа и сероводорода отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8484 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,0985 г/л; при 20⁰ С – 1,0240 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 11076,57 ккал/м³, на низшей – 10093,93 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-2-Б. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважин Кенбулак-2 и Кенбулак-8, отобранных из интервалов 1165,5-1169 м и 1158,4- 1164,6 м. Из них одна проба в скважине Кенбулак-2 была отбракована.

Содержания компонентов составляют в %: метана – 68,087; этана – 9,1512; пропана – 3,1075; изо-бутанов – 2,4358; н-бутан – 6,5232; изо-пентан – 1,7869; н-3,1409 – 1,74; гексан – 1,1216; кислород – 1,7196; азот – 0,5866;

В растворенном газе содержание углекислого газа 2,3397 %. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 0,8863 кг/м³. Абсолютная плотность при 0⁰С – 1,1518 г/л; при 20⁰ С – 1,0731 г/л. Теплота сгорания на высшей точке – 10721,10 ккал/м³, на низшей – 9777,01 ккал/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

Продуктивный горизонт М-0-3. Горизонт охарактеризован двумя пробами из скважины Кенбулак-5, отобранной из интервалов 1380,0-1385,0 и 1192-1195 м.

Содержания компонентов составляют в%: метана –44,75; этана –17,59; пропана –12,72; изо-бутанов –3,41; н-бутан –5,0; изо-пентан –1,55; н-пентан –1,96; гексан –0,62; кислород –4,13; азот –6,51;

В растворенном газе содержание углекислого газа 1,77%. Сероводород отсутствует. Относительная плотность по отношению к воздуху составляет – 1,0514 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования является метан-пропановым.

По товарным качествам растворенный газ условно квалифицируется как сухой не жирный газ.

Таблица 2.3.3. Компонентный состав растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт А-2				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8067
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	72,68
Этан	1	1	-	11,26
Пропан	1	1	-	7,91
Бутаны	1	1	-	4,3
Пентан	1	1	-	1,25
Гексаны	1	1	-	0,68
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,25
Горизонт М-0-1-А				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8708
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	69,23
Этан	1	1	-	10,37
Пропан	1	1	-	8,26
Бутаны	1	1	-	6,14
Пентан	1	1	-	3,27
Гексаны	1	1	-	0,95
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,32
Горизонт М-0-1-Б				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	0,8863-1,1985	1,0424
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	24,26-68,087	46,18
Этан	2	2	9,15-27,44	18,3
Пропан	2	2	3,1075-29,1747	16,14
Бутаны	2	2	10,43-17,08	13,755
Пентан	2	2	0,77-5,6	3,185

Продолжение таблицы 2.3.3

1	2	3	4	5
Гексаны	2	2	0,01-0,5	0,25
Углекислый газ	2	2	1,51-4,9	3,21
Азот	2	2	0,54-8,1	4,32
Горизонт М-0-2-А				
Отн. плотность, г/см ³	1	1	-	0,8484
Компоненты, % мол.				
Метан	1	1	-	71,84
Этан	1	1	-	11,26
Пропан	1	1	-	5,92
Бутаны	1	1	-	5,42
Пентан	1	1	-	3,36
Гексаны	1	1	-	0,87
Углекислый газ	1	1	-	Отс.
Азот	1	1	-	1,05
Горизонт М-0-2-Б				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	0,8863-1,19851	1,0424
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	24,2642-68,087	46,18
Этан	2	2	9,1512-27,4435	18,3
Пропан	2	2	3,1075-29,1747	16,14
Бутаны	2	2	8,959-10,433	9,696
Пентан	2	2	0,7781-4,9278	2,85295
Гексаны	2	2	0,073-1,1216	0,56
Углекислый газ	2	2	0,5425-2,3397	1,44
Азот	2	2	0,5866-4,9045	2,75
Горизонт М-0-3				
Отн. плотность, г/см ³	2	2	1,02193-1,08091	1,0514
Компоненты, % мол.				
Метан	2	2	44,1129-45,39	44,75
Этан	2	2	13,5217-21,65	17,59
Пропан	2	2	11,8519-13,58	12,72
Бутаны	2	2	6,97-9,8537	8,41185
Пентан	2	2	2,63-4,3818	3,5059
Гексаны	2	2	0,41-0,8201	0,62
Углекислый газ	2	2	1,5522-1,99	1,77
Азот	2	2	8,0991-4,92	6,51

2.3.4. Состав и свойства пластовых вод

На площади Кенбулак пластовые воды изучены тремя пробами из скважин Кенбулак-4 и Кенбулак-5, отобранных из интервалов 1132,9 - 1136,8 м (горизонт М-0-1-Б) и 1286,7 –1289,0 м (горизонт М-0-3), соответственно. Пластовые воды отобраны из отложений верхнего неокома нижнего мела.

По результатам химического анализа одной пробы из скважины Кенбулак-5 содержания анионов и катионов (в мг/л) следующие: хлоридов – 36589, гидрокарбонатов – 176,9, сульфатов – 162, кальция – 4765, натрия+калия – 16976, магния – 749. Общая

минерализация равна 59,418 г/л. Вода очень жесткая (жесткость до 300 мг-экв/л), кислая (рН – 6,4), с удельным весом 1,044 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: железо (общее) – 4,23 мг/л, барий – 722,9 мг/л, механические примеси – 0,106%.

Содержание бария является аномальным.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды горизонта М-0-3 определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

По результатам химического анализа двух проб воды из скважины Кенбулак – 4 содержания анионов и катионов изменяются в пределах(в мг/л): хлоридов от 11436 до 28700; гидрокарбонатов от 137,7 до 208,4; сульфатов от 18 до 186; кальция – 894÷1560; натрия+калия – 5975,3÷17170. Общая минерализация изменяется в пределах 19÷47,824 г/л, в среднем составляя 33,412 г/л; жесткость воды изменяется от 68,7 до 116 мг-экв/л, в среднем – 92,4 мг-экв/л. Воды кислые, изменения РН от 6,64 до 7,38, в среднем 7,01. Изменения удельного веса незначительные – от 1,010 до 1,021 г/см³, в среднем 1,016 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод горизонта М-0-1-Б содержатся: барий – в среднем 543,9 мг/л, железо общее – 4,87 мг/л, механические примеси – 0,145%. Содержание бария высокое, так же, как и в водах горизонта М-0-3.

Пластовые воды горизонта М-0-1-Б по классификации В.А. Сулина определяются, как хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевые и хлор-кальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Подготовка геолого-промысловой и технико-экономической основы для проектирования разработки.

Таблица 2.3.4. Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ скважин	Интервал отбора проб, м	Удельный вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
			HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ +K ⁺				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Горизонт М-0-1-Б												
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,010	137,7	18	11436	894	539	5975,3	19000	ХК	6,64	68,7
Кенбулак-4	1132,9-1136,8	1,021	208,4	186	28700	1560	176	17170	47824	ХК	7,38	116
Среднее значение		1,016	173,1	102	20068	1227	357,5	11573	33412	ХК	7,01	92,4
Горизонт М-0-3												
Кенбулак-5	1286,7-1289,0	1,044	176,9	162	36589	4765	740	16976	59418	ХК	6,4	300

2.4. Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

Инструкцией о содержании, оформлении ТЭО КИН предусматривается представление физико-гидродинамических характеристик продуктивных пластов, полученных по результатам лабораторных исследований керна - зависимостей начальной и остаточной нефтенасыщенности от проницаемости, кривых капиллярного давления, кривых относительной проницаемости для нефти и вытесняющего агента, в том числе диапазон изменения и средние значения величины начальной и остаточной нефтенасыщенности и соответствующие им конечные значения фазовых проницаемостей для нефти и вытесняющего агента, смачиваемости.

Как было отмечено в разделе 2.2, по месторождению Кенбулак с отбором керна пройдено 125,27 м, общий линейный вынос керна составил 114,32 м или 91,25 % от проходки. С целью определения физических свойств пород-коллекторов было проанализировано 279 образца. Из них специальным исследованиям по остаточной водонасыщенности было проанализировано 16 образцов, на коэффициент вытеснения нефти – 1 образец, на смачиваемость – 20 образцов.

Связь параметра насыщения от водонасыщенности. Параметр насыщения определён по замерам электрического сопротивления образцов с переменной водонасыщенностью на 29 образцах керна отобранные со скважин 7 и 9 в лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ». Текущая водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны. Горизонты А-1 и А-2 представляет 11 образцов керна, горизонты М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3 29 образцов керна. На рисунке 2.4.1а и 2.4.1б приведен график связи параметра насыщения с коэффициентом водонасыщенности.

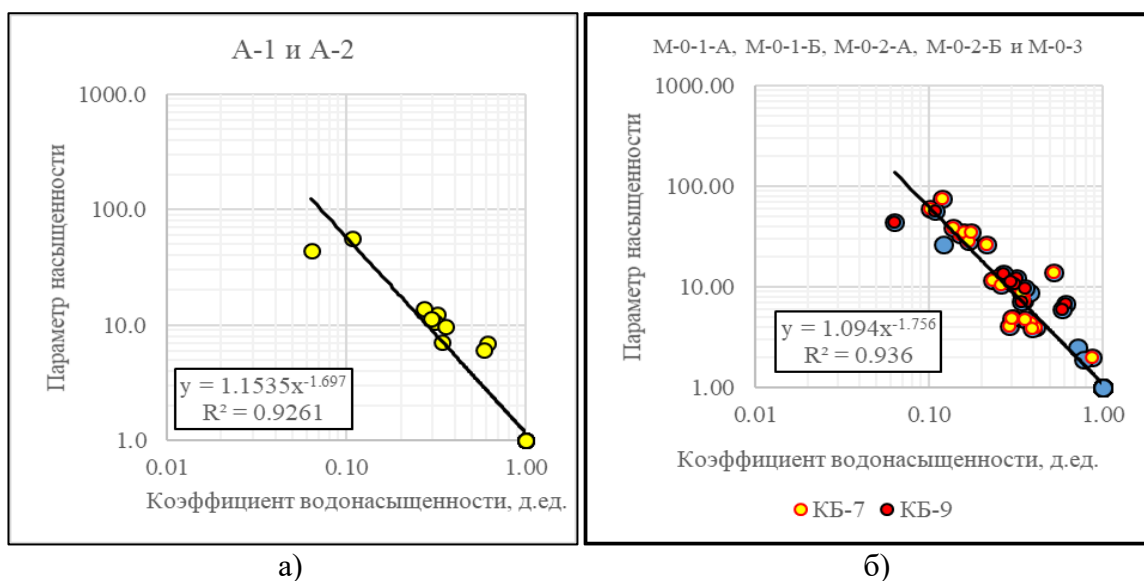


Рисунок 2.4.1. Связь параметра насыщения с коэффициентом водонасыщенности

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности по результатам определений описываются нижеследующими уравнениями:

Для горизонтов А-1 и А-2:

$$P_n = 1.1535 \cdot K_v^{-1.697}, (R^2 = 0.9261)$$

Для горизонтов М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-2-Б и М-0-3:

$$P_n = 1.094 \cdot K_v^{-1.756}, (R^2 = 0.936)$$

Относительная фазовая проницаемость была выполнена на 2 образцах керна и характеризует породы как нейтрально-гидрофобные.

Коэффициент вытеснения нефти водой. Вытеснение нефти из образца было произведено при пропитке водой с постоянной заданной скоростью методом центрифугирования. Процесс пропитки нефтенасыщенного образца моделью пластовой воды был выполнен при пластовой температуре и давлении обжима.

Коэффициент вытеснения нефти водой подсчитывался по формуле:

$$\beta_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{н.выт}}}{V_{\text{н.нач}}},$$

где:

$V_{\text{н.выт}}$ - количество вытесненной из модели нефти, см³;

$V_{\text{н.нач}}$ - количество нефти, первоначально содержащееся в модели, см³.

Для моделирования процесса вытеснения было отобрано всего два образца, по одной из каждого продуктивного отложения. В таблице 2.4.1 приведены результаты исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой. По результатам исследования получены коэффициенты вытеснения 0,241-0,821 д.ед.

Таблица 2.4.1. Результаты вытеснения нефти водой.

№ образца	Глубина отбора, м	Отложение	Кпр, мД	Кп, д.ед.	К _{нач} , д.ед.	К _{ност} , д.ед.	К _{выт} , ед.
438	994,07	К _{1а-а13}	540,10	0,3020	0,7160	0,3896	0,5560
463	1152,55	К _{1пс2}	1679,81	0,3371	0,7460	0,4160	0,6430

Смачиваемость пород.

На смачиваемость было проанализировано 10 образцов керна из скважины Кенбулак-7 и 10 образцов из скважины Кенбулак-9. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2. Смачиваемость образцов керна

№ п/п	№ образца	Глубина отбора	Пористость, %	Проницаемость, мД	Показатель фотопоглощения	Показатель нефтепоглощения	Тип смачиваемости
Скважина Кенбулак-7							
1	432	1150,14	32,55	798,43	0,05	0,06	Промежуточный
2	435	1151,33	26,18	42,89	0,04	0,01	Гидрофильный
3	437	1152,19	30,12	512,27	0,07	0,09	Гидрофобный
4	439	1153,11	32,51	1383,35	0,09	0,15	Гидрофобный
5	441	1153,84	30,90	1401,44	0,07	0,10	Гидрофобный
6	444	1194,35	30,03	84,61	0,06	0,09	Гидрофобный
7	449	1197,15	27,02	31,12	0,06	0,03	Гидрофильный
8	452	1198,43	26,56	46,74	0,04	0,05	Промежуточный
9	454	1199,15	32,13	475,30	0,08	0,10	Гидрофобный
10	456	1200,33	32,02	387,88	0,09	0,09	Промежуточный
Скважина Кенбулак-9							
11	459	992,37	27,35	363,72	0,05	0,05	Промежуточный
12	461	993,34	22,95	167,62	0,04	0,02	Гидрофильный
13	464	994,34	30,54	507,03	0,09	1,01	Гидрофобный
14	466	995,50	14,24	7,77	0,05	0,03	Гидрофильный
15	469	996,39	15,97	2,50	0,07	0,04	Гидрофильный
16	470	1102,13	25,66	125,66	0,09	0,03	Гидрофильный
17	472	1103,16	14,73	19,11	0,07	0,04	Гидрофильный
18	473	1103,55	13,10	3,15	0,05	0,02	Гидрофильный
19	474	1104,11	14,56	94,15	0,05	0,03	Гидрофильный
20	475	1104,37	18,17	194,41	0,08	0,04	Гидрофильный

2.5. Запасы нефти и растворенного в нефти газа

На месторождении выполнен значительный объем промыслово-исследовательских работ, который позволяет обосновать категоричность запасов УВ по продуктивным горизонтам: проведены полный комплекс ГИС, испытание, освоение, гидродинамические исследования скважин, отобран керновый материал, проанализированы поверхностные и глубинные пробы.

При определении категоричности запасов учитывалась степень изученности залежи: положений УГВК, УВНК и ВНК, степени изученности объектов опробованием, исследованием поверхностными и пластовыми флюидами.

В соответствии с состоянием степени изученности оценка запасов нефти и газа производится по категориям С₁ и С₂.

По расчету КИН расстояние между эксплуатационными скважинами составляет 450 м. В связи с этим, к категории С₁ отнесены запасы залежи, продуктивность которых установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков УВ, положительных результатов геологических и геофизических исследований, в пределах окружности радиусом, равным двойному расстоянию в сетке скважин, т.е. 900 метров.

Подсчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивному горизонту производился объемным методом по формуле:

$$V_n = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \gamma_n \cdot \Theta,$$

где:

V – геологические запасы нефти, тыс.т;

F – площадь нефтеносности, тыс.м²;

h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

m – средневзвешенный коэффициент пористости, доли ед;

β_n – средневзвешенный коэффициент нефтенасыщенности, доли ед;

γ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³;

Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти в поверхностных условиях.

Извлекаемые запасы нефти определялись по формуле:

$$V_n^{\text{изв.}} = V_n \cdot \eta,$$

где:

η – коэффициент извлечения нефти, доли ед;

Геологические запасы растворенного газа определяются по формуле:

$$V_g = V_n \cdot \Gamma,$$

где:

Γ – газосодержание, м³/т.

Величины запасов нефти по продуктивному горизонту по состоянию на 01.03.2022 г. приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак

Район скважины	Зона	Категория	Площадь нефтеносности	Средне взвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина	Объем нефтенасы- щенных пород	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти	Геологические запасы нефти	Коэффициент извлечения	Извлекаемые запасы нефти	Газосодержание	Геологические запасы растворенного газа	Извлекаемые запасы растворенного газа
						Открытой пористости	Нефтенасыщен- ности	Пересчетный							
			тыс. м²	м	тыс. м³	д. ед.	д. ед.	д. ед.	г/см³	тыс.т.	д. ед.	тыс. т	м³/т	млн. м³	млн. м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13,0	14	15	16
Горизонт А-2															
В пределах КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	1802	2,7	4896	0,24	0,52	0,647	0,834	330	0,392	129,4	73,33	24,2	9,5
	ВНЗ	C ₂	852	1,4	1186	0,24	0,52	0,647	0,834	80	0,294	23,5	73,33	5,9	1,7
Итого в пределах КТ		C ₁	1802	2,7	4896					330	0,392	129,4		24,2	9,5
		C ₂	852	1,4	1186					80	0,294	23,5		5,9	1,7
За пределами КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	30	1,0	30	0,24	0,52	0,647	0,834	2	0,392	0,8	73,33	0,1	0,1
Итого за пределами КТ		C ₁	30	1,0	30					2		0,8		0,1	0,1
Итого по горизонту		C ₁	1832	2,7	4926					332	0,392	130,2		24,3	9,6
		C ₂	852	1,4	1186					80	0,294	23,5		5,9	1,7
Горизонт М-0-1-А															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	1392	4,3	5940	0,21	0,54	0,829	0,816	456	0,353	161,0	61,57	28,1	9,9
	ВНЗ	C ₁	1051	2,2	2300	0,21	0,54	0,829	0,816	176	0,341	60,0	61,57	10,8	3,7
4	ЧНЗ	C ₂	88	2,4	211	0,21	0,45	0,829	0,816	13	0,265	3,4	61,57	0,8	0,2
	ВНЗ	C ₂	105	1,2	126	0,21	0,45	0,829	0,816	8	0,256	2,0	61,57	0,5	0,1
Итого по горизонту		C ₁	2443	3,4	8240					632	0,350	221,0		38,9	13,6
		C ₂	193	1,7	337					21	0,257	5,4		1,3	0,3
Горизонт М-0-1-Б															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	1374	7,4	10149	0,24	0,53	0,759	0,821	804	0,353	283,8	70,09	56,4	19,9
	ВНЗ	C ₁	1103	3,1	3415	0,24	0,53	0,759	0,821	271	0,341	92,4	70,09	19,0	6,5
Итого по горизонту		C ₁	2477	5,5	13564					1075	0,350	376,2		75,4	26,4
Горизонт М-0-2-А															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	203	5,4	1101	0,23	0,50	0,887	0,809	91	0,383	34,9	57,45	5,2	2,0
	ВНЗ	C ₁	1083	2,6	2818	0,23	0,50	0,887	0,809	233	0,371	86,4	57,45	13,4	5,0
	ЧНЗ	C ₂	200	5,3	1053	0,23	0,50	0,887	0,809	87	0,287	25,0	57,45	5,0	1,4
	ВНЗ	C ₂	285	2,9	817	0,23	0,50	0,887	0,809	67	0,278	18,6	57,45	3,8	1,1
Итого по горизонту		C ₁	1286	3,0	3919					324	0,374	121,3		18,6	7,0
		C ₂	485	3,9	1870					154	0,283	43,6		8,8	2,5
Горизонт М-0-2-Б															
2, 5, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	336	2,3	788	0,26	0,49	0,887	0,761	68	0,383	26,0	69,04	4,7	1,8
	ВНЗ	C ₁	276	1,5	416	0,26	0,49	0,887	0,761	36	0,371	13,4	69,04	2,5	0,9
	ЧНЗ	C ₂	27	1,6	43	0,26	0,49	0,887	0,761	4	0,287	1,1	69,04	0,3	0,1
	ВНЗ	C ₂	438	1,7	742	0,26	0,49	0,887	0,761	64	0,278	17,8	69,04	4,4	1,2
Итого по горизонту		C ₁	612	2,0	1204					104	0,379	39,4		7,2	2,7
		C ₂	465	1,7	785					68	0,278	18,9		4,7	1,3

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13,0	14	15	16
Горизонт М-0-3															
В пределах КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ЧНЗ	C ₁	804	5,1	4071	0,26	0,51	0,666	0,761	274	0,406	111,2	351,39	96,3	39,1
	ВНЗ	C ₁	740	4,0	2928	0,26	0,51	0,666	0,761	197	0,395	77,8	351,39	69,2	27,3
	ЧНЗ	C ₂	9	3,0	27	0,26	0,51	0,666	0,761	2	0,305	0,6	351,39	0,7	0,2
	ВНЗ	C ₂	436	1,5	644	0,26	0,51	0,666	0,761	43	0,296	12,7	351,39	15,1	4,5
Итого в пределах КТ		C ₁	1544	4,5	6999					471	0,401	189,0		165,5	66,4
		C ₂	445	1,5	671					45	0,296	13,3		15,8	4,7
За пределами КТ															
2, 3, 5, 7, 8, 9	ВНЗ	C ₁	22	1,0	22	0,26	0,51	0,666	0,761	1	0,406	0,4	351,39	0,4	0,1
Итого за пределами КТ		C ₁	22	1,0	22					1		0,4		0,4	0,1
Итого по горизонту		C ₁	1566	4,5	7021					472	0,401	189,4		165,9	66,5
		C ₂	445	1,5	671					45	0,296	13,3		15,8	4,7
Всего в пределах КТ		C ₁	10164		38822					2936	0,367	1076,3		329,8	125,6
		C ₂	2440		4849					368	0,285	104,7		36,5	10,5
Всего за пределами КТ		C ₁	52		52					3		1,2		0,5	0,2
Всего по месторождению		C ₁	10216	3,8	38874					2939	0,367	1077,5		330,3	125,8
		C ₂	2440	2,0	4849					368	0,285	104,7		36,5	10,5

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

При получении фонтанного притока выполнены режимные гидродинамические исследования (ГДИ) методом установившихся отборов (МУО) в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5, а также не установившихся оборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД) в скважине Кенбулак-3.

Всего на месторождении Кенбулак пробурено восемь скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых опробованы семь скважин (кроме Кенбулак-6). Скважина Кенбулак-6 оказалась за пределами контуров нефтеносности.

Результаты опробования поисково-разведочных и оценочных скважин представлены ниже.

В скважине Кенбулак-2 проведено опробование двух интервалов.

В период с «22» по «28» августа 2013 г. в скважине Кенбулак-2 был опробован интервал 1380,0-1385,0 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1424,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм опущена на глубину 1363,1 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего было извлечено 21,53 м³ жидкости, а на устье зафиксирован приток газа.

Далее в период с «29» августа по «15» октября 2013 г. перфорирован интервал 1165,5-1169,0 м, приуроченный к горизонту М-0-2-Б. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ HMX, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1173,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм опущена на глубину 1153,4 м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина кратковременно фонтанировала при работе на 6 мм диаметре штуцера, расчетным дебитом по нефти 38,0 м³/сут. За время опробования извлечено всего 35 м³ жидкости, из которых: нефти 15 м³ и воды – 20 м³.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и не установившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «5» по «7» июля 2021 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,89 МПа,

10,67 МПа и 10,43 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 8,81$ МПа), при этом дебиты изменялись от 20,99 м³/сут (5 мм) до 27,6 м³/сут (9 мм), наблюдался также значительное снижение коэффициента продуктивности с 45,98 м³/(сут*МПа) до 27,91 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 1126 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,34 МПа и 57 °С.

По результатам КВД («07» июль 2021 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,07 мкм²; гидропроводность – 0,39 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 7,6 м²/с; коэффициент продуктивности – 45,98 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,5, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-3 проведено опробование пяти интервалов.

В период с «04» по «23» февраля 2013 г. в скважине Кенбулак-3 были опробованы интервалы 1386,7-1390,3 м и 1400,0-1403,9 м. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1735,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1385,0 м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием, в результате чего из интервала 1400,0-1403,9 м было извлечено 26,6 м³ жидкости, из которых: 1,6 м³ нефти и 25,0 м³ – жидкости глушения. После дострела интервала 1386,7-1390,3 м извлечено 23,3 м³ технической воды, на устье – слабый приток газа.

В период с «06» по «10» марта 2013 г. был опробован интервал 1150,0-1153,8 м, приуроченный к горизонту М-0-2-А. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1220,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием, в результате чего из интервала извлечено 36,3 м³ жидкости (нефти 3,1 м³).

Далее в период с «10» марта по «08» июня 2013 г. в опробовании находился интервал 1132,9-1139,5 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было осуществлено зарядами DYNAWELL 39 gr, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1145,6 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1137,4 м.

В результате опробования интервала был получен фонтанирующий приток нефти с

незначительной водой. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неуставившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «12» по «15» марта 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм и 9 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,1 МПа, 9,7 МПа и 9,3 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 9,3$ МПа), при этом дебиты изменялись от 23,1 м³/сут (5 мм) до 39,7 м³/сут (9 мм), наблюдался также незначительное, но увеличение коэффициента продуктивности с 16,5 м³/((сут*МПа) до 18,0 м³/((сут*МПа)). При работе скважины на 11 мм диаметре штуцера забойное давление составило 8,9 МПа, а дебит нефти – 44,8 м³/сут. При рассматриваемом режиме наблюдалось незначительное снижение коэффициента продуктивности до 17,2 м³/((сут*МПа)).

Замеренные на глубине 1136 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,5 МПа и 57,7 оС.

По результатам КВД («15» марта 2013 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,19 мкм²; гидропроводность – 0,62 мкм²*м/МПа*с; пьезопроводность – 0,22 м²/с; коэффициент продуктивности – 17,6 м³/((сут*МПа); радиус исследования составил 336,2 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,3, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 5,026 тыс.м³ нефти и 341,940 тыс.м³ попутного газа.

Опробование интервалов 1114,0-1116,0 м и 1119,5-1123,0 м, приуроченных к горизонту М-0-1-А продолжилось в период с «30» июня по «29» июля 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1098,8 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, далее получен пульсирующий фонтанный приток. Всего было извлечено 51,2 м³ жидкости, из которых: нефти 32,86 м³ и воды – 18,34 м³).

Замеренные на глубине 1120,0 м пластовые давление и температура составили соответственно 8,3 МПа и 58,1°С. Замеренное пластовое давление оказалось ниже гидростатического и, вероятно, невосстановленное и в дальнейшем не принимается в расчеты.

Последний интервал 986,0-992,0 м, приуроченный к вышележащему горизонту А-2 был опробован в период с «30» июля по «08» августа 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1126,5 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 970,8 м.

Всего из интервала в период опробования было извлечено 125,8 м³ нефти.

В скважине Кенбулак-4 проведено опробование двух интервалов.

В период с «06» июня по «17» июля 2013 г. в скважине были опробованы интервалы 1200,8-1202,9 м и 1202,9-1206,9 м, приуроченные к горизонту М-0-3. Вторичное вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1375,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1192,8 м.

Вызов притока осуществлен компрессированием, в результате чего был получен приток воды с «пленкой» нефти.

В период с «20» по «29» июля 2013 г. в скважине опробован интервал 1132,9-1136,8 м, приуроченный к горизонту М-0-1-Б. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1192,4 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1122,5 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате из перфорированного интервала было извлечено 85,98 м³ пластовой воды.

В скважине Кенбулак-5 проведено опробование трех интервалов.

В период с «02» по «06» июня 2013 г. в скважине был опробован интервал 1381,0-1384,0 м. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1431,0 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1369,9 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 22,05 м³ пластовой воды.

Опробование интервала 1354,0-1360,0 м продолжили в период с «07» по «12» июня 2013 г. Вскрытие пластов было произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1362,9 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1341,4 м.

Вызов притока осуществлен свабированием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 44,5 м³ жидкости с «пленкой» нефти.

Последний интервал 1192,0-1195,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3 в скважине опробован в период с «14» июня по «15» октября 2013 г. Вскрытие пластов было

произведено зарядами Schlumberger 3406 PJ НМХ, плотностью 17 отв./пог.м. Искусственный забой установлен на глубине 1246,3 м. Колонна НКТ наружного диаметра 73 мм спущена на глубину 1185,0 м.

В результате опробования интервала, после свабиrowания и очитки призабойной зоны скважины был получен фонтанирующий приток безводной нефти. На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методом установившихся (МУО).

Исследование МУО проведено «26» июня 2013 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 3 мм, 5 мм, 7 мм и 9 мм. При работе скважины на 3 мм и 5 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 10,3 МПа и 9,0 МПа и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 7,9$ МПа), при этом дебиты изменялись от 18,1 м³/сут (3 мм) до 28,8 м³/сут (5 мм), а при работе на 7 мм и 9 мм забойные давления были ниже давления насыщения и составили соответственно 7,6 МПа и 7,3 МПа, а дебиты изменялись от 48,0 м³/сут до 81,6 м³/сут. Отметим, что при работе скважины на 3 мм и 9 мм диаметре штуцера коэффициенты продуктивности были высокими и изменялись от 21,5 м³/(сут*МПа) до 22,6 м³/(сут*МПа), а при работе на 5 мм и 7 мм диаметрах штуцера коэффициент продуктивности оставался стабильным на уровне 13,7 м³/(сут*МПа).

Замеренные на глубине 1192 м пластовое давление и температура составили соответственно 11,1 МПа и 61,5 оС.

В результате опробования рассматриваемого интервала было отобрано 1,348 тыс. м³ нефти и 361,530 тыс.м³ попутного газа.

В скважине Кенбулак-8 проведено опробование трех интервалов.

В период с «05» по «09» сентября 2019 г. в скважине был опробован интервал 1202,0-1204,0 м, приуроченный к горизонту М-0-3. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 29,17 м³ нефти.

Опробование интервала 1105,0-1109,0 м, приуроченного к горизонту М-0-1-А было проведено в период с «07» по «15» августа 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен свабиrowанием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 11,41 м³ жидкости, из которых: 8,78 м³ нефти и 2,63 м³ – воды.

Последний интервал 978,0-988,0 м, приуроченный к горизонту А-2 был опробован в период с «16» по «18» сентября 2019 г. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114-АТ-М, плотностью 16 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего из перфорированного интервала было извлечено 28,4 м³ нефти.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («29» сентября 2020 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,21 мкм²; гидропроводность – 1,02 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 12,6 м²/с; коэффициент продуктивности – 1,0 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 12 что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-7 в период с «10» по «16» октября 2021 г. были опробованы интервалы 1139,4-1140,6 м и 1144,5-1148,0 м, приуроченные к горизонту М-0-2-А. Вскрытие пластов было произведено ЗПК 114, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированных интервалов за 5 дней фонтанным способом при 8-5 мм штуцере было извлечено 47,18 м³ нефти и 6,97 м³ пластовой воды.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («08» ноябрь 2021 г.) на горизонте М-0-2-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта проницаемость – 0,07 мкм²; гидропроводность – 0,33 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 17,4 м²/с; коэффициент продуктивности – 1,2 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 2,8, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами неустановившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВУ).

По результатам КВУ («10» декабря 2021 г.) на горизонте М-0-2-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,05 мкм²; гидропроводность – 0,11 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 11,0 м²/с; коэффициент продуктивности – 2,4 м³/(сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 3,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

По результатам КВУ («15» января 2022 г.) на горизонте М-0-1-А определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,05 мкм²; гидропроводность – 0,11 мкм²*м/мПа*с;

пьезопроводность – 11,0 м²/с; коэффициент продуктивности – 2,4 м³/((сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 3,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

По результатам КВУ («15» января 2022 г.) на горизонте М-0-3 определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта:

проницаемость – 0,25 мкм²; гидропроводность – 0,54 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 2,5 м²/с; коэффициент продуктивности – 0,8 м³/((сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 6,4, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

В скважине Кенбулак-9 в период с «28» августа по «03» сентября 2021 г. был опробован интервал 993,4-998,4 м, приуроченный к горизонту А-2. Вскрытие пластов было произведено зарядами 4505 Power Jet Omega, плотностью 17 отв./пог.м.

Вызов притока осуществлен сваби́рованием, в результате чего скважина начала фонтанировать. Всего из перфорированного интервала за 6 дней фонтанным способом при 7-4 мм штуцере было извлечено 183,79 м³ нефти и 3,65 м³ пластовой воды.

На скважине проведено гидродинамическое исследование (ГДИ) методами установившихся (МУО) и неуставившихся отборов – регистрацией кривой восстановления давления (КВД).

Исследование МУО проведено в период с «22» по «25» август 2021 г. последовательной сменой штуцеров различного диаметра: 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм. При работе скважины на 5 мм, 7 мм, 9 мм и 11 мм диаметрах штуцера забойные давления составляли соответственно 9,96 МПа, 9,72 Мпа, 9,33 Мпа и 8,95 Мпа, и оставались на уровне и выше давления насыщения нефти газом ($P_{нас} = 7,3$ МПа), при этом дебиты изменялись от 32,7 м³/сут (5 мм) до 37,9 м³/сут (11 мм), наблюдался также значительное снижение коэффициента продуктивности с 32,7 м³/((сут*МПа) до 18,86 м³/((сут*МПа).

Замеренные на глубине 995,0 м пластовое давление и температура составили соответственно 10,96 МПа и 56 оС.

По результатам КВД («25» август 2021 г.) определены следующие фильтрационно-емкостные и продуктивные параметры пласта: проницаемость – 0,3-0,63 мкм²; гидропроводность – 0,17 мкм²*м/мПа*с; пьезопроводность – 3,03 м²/с; коэффициент продуктивности – 32,7 м³/((сут*МПа); радиус исследования составил 100,0 м. Скин-фактор составил отрицательную величину «минус» 0,2, что свидетельствует о хорошем состоянии призабойной зоны (ПЗС).

Таким образом, в период опробования скважин были получены притоки различной интенсивности и характера. Гидродинамические исследования (ГДИ) проведены на

скважинах Кенбулак-3 (МУО и КВД), Кенбулак-2 (МУО и КВД), Кенбулак-9 (МУО и КВУ), Кенбулак-8 (КВУ), Кенбулак-5 (МУО) и Кенбулак-7 (3 КВУ) которые показали:

призабойная зона скважины Кенбулак-3 характеризуется отрицательным значением скин-фактора – «минус» 0,3, а также имеет большой радиус дренирования – 336,2 м, что говорит о хорошем состоянии призабойной зоны;

в исследованных скважинах Кенбулак-3 (горизонт М-0-1-Б) и Кенбулак-5 (горизонт М-0-3) коэффициенты продуктивности близки между собой и составляют соответственно 17,60 м³/(сут*МПа) и 17,65 м³/(сут*МПа);

пластовые давления замерялись лишь в скважинах Кенбулак-3 и Кенбулак-5 в процессе ГДИ и оказались на уровне гидростатических, за исключением пластового давления, замеренного в скважине Кенбулак-3 при опробовании интервала горизонта М-0-1-А;

В остальных скважинах ГДИ не были проведены ввиду отсутствия фонтанного притока.

За время опробования было добыто 7,1 тыс.т нефти.

Так, пластовая температура описывается уравнением:

$$T_{пл} = 0,0463 * H + 13,682$$

$T_{пл}$ – пластовая температура, оС;

H – глубина в абс.отм., м.

Пластовое давление описывается уравнением:

$$P_{пл} = 0,0118 * H$$

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

H – глубина в абс.отм., м.

Градиенты начальной температуры и давления в продуктивных горизонтах составляют соответственно 4,63 оС и 1,18 МПа на 100 м.

В таблицах 3.1.1 и 3.1.1 – приведены результаты ГДИС МУО и КВД.

Таблица 3.1.1. Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО)

Скважина	Период исследования	Интервал перфорации, м	Горизонт	Диаметр и глубина спуска НКТ, мм / м	Искусственный забой, м	Диаметр штуцера, мм	Давление, МПа		Депрессия на пласт, Мпа	Дебиты скважин			Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	Температура, °C
							пластовое	забойное		нефти, м³/сут	воды, м³/сут	газа, м³/сут		
Кенбулак-3	12.03.2013-15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	73,0/1118,2	1145,6	5 7 9 11	11,5	10,1 9,7 9,3 8,9	1,4 1,8 2,2 2,5	23,1 31,4 39,7 44,8	0,5 0,6 0,8 1,0	- - - -	17,6	57,7
Кенбулак-5	23.06.2013	1192,0-1195,0	М-0-3	73,0/1185,0	1246,3	3 5 7 9	11,1	10,3 9,0 7,6 7,3	0,8 2,1 3,5 3,9	18,1 28,8 48,0 81,6	- - - -	- - - -	17,65	61,5
Кенбулак-2	05.07.2021-07.07.2021	1124,4-1129,6	М-0-1-Б	73/1126,0	1155	5 7 9	11,34	10,89 10,67 10,43	0,45 0,67 0,91	20,99 24,2 27,6	- - -	- - -	45,98 35,22 27,91	57
Кенбулак-9	22.08.2021-25.08.2021	993,4-998,4	А-2	73/995	1086	5 7 9 11	10,96	9,96 9,72 9,33 8,95	1 1,24 1,63 2,01	32,7 35,6 38,4 37,9	- - - -	- - - -	32,7 28,71 23,56 18,86	56

Таблица 3.1.2. Результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД, КВУ)

Скважина	Дата проведения	Интервал перфорации, м	Горизонт	Пластовое давление, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут*МПа)	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Коэффициент гидропроводности,	Пьезопроводность, м ² /с	Скин-фактор	Радиус дренирования	Примечание
Кенбулак-3	15.03.2013	1132,9-1139,5	М-0-1-Б	11,5	17,6	0,19	0,62	0,22	-0,3	336,2	Манометр на 1136 м
Кенбулак-8	27.09.2020	1158,4-1164,6	М-0-2-Б	11,62	1	0,21	1,02	12,6	-12	100	Манометр на 1160 м
Кенбулак-2	07.07.2021	1124,4-1129,6	М-0-1-Б	11,34	45,98	0,07	0,39	7,6	-0,5	100	Манометр на 1126 м
Кенбулак-9	25.08.2021	993,4-998,4	А-2	10,96	32,7	0,03-0,63	0,17	3,03	-0,2	100	Манометр на 995 м
Кенбулак-7	08.11.2021	1139,4-1140,6 1144,5-1148,0	М-0-2-А	11,38	1,2	0,07	0,33	17,4	-2,8	100	Манометр на 1145 м
Кенбулак-7	10.12.2021	1092,8-1094,8	М-0-1-А	11,08	2,4	0,05	0,11	11	-3,4	100	Манометр на 1093,5 м
Кенбулак-7	15.01.2022	1192,2-1195,7	М-0-3	11,78	0,8	0,25	0,54	2,5	-6,4	100	Манометр на 1194 м

3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На месторождении Кенбулак пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.09.2022 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

Скважина Кенбулак-2. Введена в пробную эксплуатацию на III объект (горизонты М-0-2-А+М-0-2-Б) в октябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 1,8 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 7,8 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 7,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,989 тыс.т нефти, 3,151 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-3. Введена в пробную эксплуатацию на II объект (горизонты М-0-1-А+М-0-1-Б) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию обводненность продукции составляла 0,5 % и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 4,7 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 23,6 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-5. Введена в пробную эксплуатацию на IV объект (горизонт М-0-3) в ноябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 1,5 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 4,4 т/сут с газовым фактором 351,4 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м³ газа.

Скважина Кенбулак-8. Введена в пробную эксплуатацию на I объект (горизонт А-2) в сентябре 2020 г. При вводе в пробную эксплуатацию скважина характеризовалась безводным дебитом и за период эксплуатации наблюдается увеличение обводненности, которая на момент составления настоящего отчета составляет 2,0 %. Средний дебит за время пробной эксплуатации составлял в среднем 8,9 т/сут с газовым фактором 85,3 м³/т.

Всего из рассматриваемого горизонта за счет пробной эксплуатации было отобрано 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м³ газа.

Таблица 3.2.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.09.2022 г.

№.№ п/п	Наименование	Объект / Горизонт				В целом по месторожден ию
		I (А-2)	II (М-0-1-А+М-0-1-Б)	III (М-0-1-А+М-0-1-Б)	IV (М-0-3)	
1	Пробурено	-	-	-	-	8
2	В эксплуатационном фонде	1	1	1	1	4
3	в том числе:	-	-	-	-	-
4	действующие	1	1	1	1	4
5	бездействующие	-	-	-	-	-
6	в простое	-	-	-	-	-
7	в испытании	-	-	-	-	-
8	В консервации	-	-	-	-	1
9	В опробовании	-	-	-	-	2
10	В ликвидации	-	-	-	-	1

Как уже выше отмечалось, в пробную эксплуатацию месторождение Кенбулак вступило в сентябре 2020 г., вводом из временной консервации скважин Кенбулак-3 на II объект эксплуатации и Кенбулак-8 на I объект эксплуатации.

Далее в октябре 2020 г. введена в пробную эксплуатацию скважина Кенбулак-2 на III объект эксплуатации и в ноябре 2020 г. скважина Кенбулак-5 на IV объект эксплуатации.

Всего из месторождения Кенбулак в 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 4,177 тыс.т нефти, 4,231 тыс.т жидкости и 0,419 млн.м³ газа. Обводненность на уровне 1,3 %. Средний газовый фактор составил 100,4 м³/т. Фонд скважин на конец года – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 373 сут.

За 2021 г. из месторождения Кенбулак за счет пробной эксплуатации было отобрано 12,710 тыс.т нефти, 13,178 тыс.т жидкости и 1,392 млн.м³ газа. Обводненность текущая на уровне 3,6 %. Средний газовый фактор составил 109,5 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 4 ед. Средний дебит скважин по нефти и жидкости составил соответственно 11,2 т/сут и 11,6 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 1138 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из месторождения Кенбулак было отобрано всего 27,325 тыс.т нефти, 27,864 тыс.т жидкости и 2,964 млн.м³ газа, в том числе:

за счет пробной эксплуатации – 16,887 тыс.т нефти, 17,409 тыс.т жидкости и 1,811 млн.м3 газа.

Ниже приведена краткая характеристика основных технологических показателей пробной эксплуатации по продуктивным горизонтам месторождения Кенбулак с начала пробной эксплуатации.

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 1,008 тыс.т нефти, 1,014 тыс.т жидкости и 0,086 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 122 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 2,792 тыс.т нефти, 2,836 тыс.т жидкости и 0,238 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,6 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважин по нефти составил 9,2 т/сут. Суммарное отработанное время скважин – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из I объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 7,0 тыс.т нефти, 7,1 тыс.т жидкости и 0,462 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 3,800 тыс.т нефти, 3,850 тыс.т жидкости и 0,324 млн.м3 газа.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 2,314 тыс.т нефти, 2,347 тыс.т жидкости и 0,197 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 21,8 т/сут, жидкости – 22,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 106 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 6,391 тыс.т нефти, 6,7 тыс.т жидкости и 0,545 млн.м3 газа. Обводненность добываемой продукции составила 3,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м3/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 24,1 т/сут, жидкости – 25,1 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из II объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 13,9 тыс.т нефти, 14,3 тыс.т жидкости и 1,176 млн.м3 газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 8,705 тыс.т нефти, 8,997 тыс.т жидкости и 0,742 млн.м3 газа.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,619 тыс.т нефти, 0,633 тыс.т

жидкости и 0,053 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 2,2 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 6,7 т/сут, жидкости – 6,9 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 92 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 3 тыс.т нефти, 2,518 тыс.т жидкости и 0,202 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 5,9 %. Средний газовый фактор составил 85,3 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 7,8 т/сут, жидкости – 8,3 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 304 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из III объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 3,3 тыс.т нефти, 3,4 тыс.т жидкости и 0,255 млн.м³ газа.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

В 2020 г. за счет пробной эксплуатации было добыто 0,237 тыс.т нефти, 0,238 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 0,2 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м³/т. Фонд скважин на конец года – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,5 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 53 сут.

За 2021 г. за счет пробной эксплуатации было отобрано 1,157 тыс.т нефти, 1,174 тыс.т жидкости и 0,407 млн.м³ газа. Обводненность добываемой продукции составила 1,4 %. Средний газовый фактор составил 351,4 м³/т. Фонд скважин на конец октября 2021 г. – 1 ед. Средний дебит скважины по нефти составил 4,4 т/сут. Суммарное отработанное время скважины – 265 сут.

По состоянию изученности на 01.09.2022 г. из IV объекта пробной эксплуатации было отобрано всего 3,1 тыс.т нефти, 3,1 тыс.т жидкости и 1,071 млн.м³ газа, в том числе: за счет пробной эксплуатации – 1,394 тыс.т нефти, 1,411 тыс.т жидкости и 0,490 млн.м³ газа.

Таблица 3.2.2. Сравнение проектных и фактических показателей пробной эксплуатации по месторождению Кенбулак

№№п/п	Показатели	В целом по месторождению					
		2020		2021		2022	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт (январь-февраль)
1	Добыча нефти, тыс.т	12,3	4	34,60	12,7	25,6	3,325
2	Накопленная добыча нефти, тыс.т	17,6	11,3	52,2	24	77,7	27,325
3	Добыча жидкости, тыс.т	12,6	4,2	35,7	13,2	26,8	3,464
4	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	17,8	11,3	53,5	24,5	80,3	27,864
5	Обводненность среднегодовая (по весу), %	1,9	1,27	3	3,55	4,6	8,7
6	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,1	0,7	6	2,1	4,4	0,2
7	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	2,3	0,7	6,7	2,2	5,3	4,1
8	Добыча нефтяного газа, тыс.м³	1,753	0,419	4,958	1,392	3,693	0,450
9	Накопленная добыча нефтяного газа, тыс.м³	2,457	1,123	7,414	2,515	11,108	2,964
10	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	-	-	-	-	-	-
11	Ввод добывающих скважин, шт.	4	4	-	-	-	-
12	в т.ч. из бурения	-	-	-	-	-	-
13	из другого фонда	-	-	-	-	-	-
14	из консервации	4	4	-	-	-	-
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
16	в т.ч.: под закачку	-	-	-	-	-	-
17	Фонд добывающих скважин, шт.	4	4	4	4	4	4
18	в т.ч.: действующих	4	4	4	4	4	4
19	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	-	-	-	-	-	-
20	в т.ч. из бурения	-	-	-	-	-	-
21	переводом из добывающего фонда	-	-	-	-	-	-
22	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
23	Фонд водонагнетательных скважин, шт.	-	-	-	-	-	-
24	в т.ч.: действующих	-	-	-	-	-	-
25	Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	25,2	11,2	24,1	11,2	22,7	16,7
26	Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	25,7	11,3	24,8	11,6	23,8	17,4
27	Средняя приемистость, м³/сут	-	-	-	-	-	-
28	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	1,00	0,94	0,983	0,936	0,979	0,98
29	Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	Текущий КИН, %	1,1	0,7	3,1	1,4	4,7	1,6
31	Средний газовый фактор, м³/т	142,5	100,4	143,3	109,5	144,4	152,0
32	Выработка запасов нефти, %	3	1,9	9	4,1	13,4	4,6

3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Объект пробной эксплуатации I (горизонт А-2)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-8, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 8 %. Текущая нефтеотдача составила 2,2 %.

Объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в сентябре 2020 г скважиной Кенбулак-3, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 6,5 %. Текущая нефтеотдача составила 2,3 %.

Объект пробной эксплуатации III (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в октябре 2020 г скважиной Кенбулак-2, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 2,8 %. Текущая нефтеотдача составила 1 %.

Объект пробной эксплуатации IV (горизонт М-0-3)

Пробная эксплуатация рассматриваемого объекта начата в ноябре 2020 г скважиной Кенбулак-5, которая является единственной и в настоящее время числится в действующем фонде.

Степень выработанности утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти по состоянию на 01.09.2022 г. составила 1,8 %. Текущая нефтеотдача составила 0,6 %.

В целом по месторождению Кенбулак по состоянию изученности на 01.09.2022 г. было отобрано 24,010 тыс.т нефти, 24,536 тыс.т жидкости и 2,653 млн.м³ растворенного в нефти газа. От утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти отобрано 4,6 %. Достигнутая нефтеотдача составила 1,6 %.

Около 53,3 % всей добычи нефти, произведенной из месторождения, обеспечил объект пробной эксплуатации II (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б).

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетных геолого-физических моделей продуктивных объектов, принятых для расчета прогнозных технологических показателей разработки легли материалы, полученные по месторождению Кенбулак на дату составления настоящего отчета.

Согласно расчетной модели, каждый продуктивный горизонт (залежь) представлен набором пластов-коллекторов, выделенных по результатам интерпретации материалов ГИС, которые, в свою очередь, характеризуются прерывистостью по латерали и расчлененностью по разрезу. Причем каждый обособленный пласт-коллектор характеризуется фильтрационно-емкостными (толщина, коэффициенты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т.д.), продуктивными (коэффициент продуктивности) и термобарическими (пластовые давление и температура) свойствами, которые отличаются между собой от скважины к скважине. В конечном итоге, каждый продуктивный горизонт представляется в виде латерально- и послойно неоднородной по коллекторским свойствам модели.

Изменение коллекторских свойств по латерали и вертикали количественно характеризуются квадратами коэффициента вариации, соответственно зональной (V_z^2) и послойной ($V_{п}^2$) неоднородностями, которые в последствии, с учетом выбранной системы размещения добывающих и нагнетательных скважин преобразуются в общую расчетную неоднородность (V_p^2).

Обычно, коэффициент зональной неоднородности (V_z^2) определяется по удельным на метр вскрытой толщины коэффициентам продуктивности набора скважин (не менее трех), определенные по результатам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Как известно, ГДИ проведены лишь в скважинах Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5 и Кенбулак-9 на разных горизонтах и поэтому не представляется возможным определить зональную неоднородность (V_z^2) по этим данным. Также зональную неоднородность (V_z^2) возможно было бы определить по фактическим показателям эксплуатации скважин, учитывающая безводную добычу и вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти, которая изложена в труде (1), однако по скважинами не имеется продолжительная история эксплуатации.

Учитывая вышеизложенное, коэффициент зональной неоднородности (V_z^2) в рамках настоящего проектного документа определена на основании среднего коэффициента проницаемости по скважинам для каждого продуктивного горизонта, определенного на

основании исследования кернового материала, которая представлена в отчете по подсчету запасов месторождения (1).

Коэффициент послойной неоднородности ($V^2_{п}$) определен также, как и зональной, по коэффициентам проницаемости по керну. Для начала были определены коэффициенты проницаемости для каждого пласта-коллектора в скважинах, а затем выполнено распределение по глубинам залегания, на основании чего определены послойные неоднородности.

Результаты определения коэффициентов зональной и послойной неоднородностей представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1. Расчетные зональная и послойная неоднородности продуктивных горизонтов

Горизонт	Эксплуатационный объект	Коэффициенты неоднородности	
		зональная	послойная
А-2	I	1,251	1,016
М-0-1-А	II	1,527	1,026
М-0-1-Б		1,710	1,152
М-0-2-А	III	1,422	1,017
М-0-2-Б		1,521	1,170
М-0-3	IV	1,431	1,044

Прерывистость пластов-коллекторов в пределах продуктивных частей характеризуют построенные геолого-статистические разрезы (ГСР). ГСР характеризует расчлененность по разрезу и распространение коллекторов по латерали. Для построения ГСР использовалась база данных по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (РИГИС). При построении ГСР, выбор общего количества слоев по вертикали каждой рассматриваемой модели объекта исходил из общей толщины продуктивного объекта и минимальной общей толщины отдельно взятого пласта-коллектора.

Итак, каждая залежь рассматриваемых объектов разработки была разбита по вертикали таким образом, чтобы каждый слой имел толщину не более 0,2 м. Результаты построения ГСР по залежам, составляющие эксплуатационные объекты, представлены на рисунках 3.3.1-3.3.4.

Площадь продуктивной части каждой залежи занятая неколлектором определялась с использованием ГСР, путем осреднения величины доли неколлектора каждого обособленного слоя (W_i) в пределах каждой рассматриваемой залежи (таблица 3.3.2).

Таблица 3.3.2. Расчетные значения доли неколлекторов продуктивных горизонтов

Наименование	Продуктивные горизонты					
	А-2	М-0-1-А	М-0-1-Б	М-0-2-А	М-0-2-Б	М-0-3
Доля неколлектора, д.ед.	0,294	0,691	0,432	0,278	0,595	0,463

Для определения параметра d – линейного размера зоны (шага хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов-коллекторов) требуется достаточно много пар значений (пар соседних скважин), расстояние между которыми различное. Исходя из небольшого количества скважин на месторождении Кенбулак, параметр принят равным $d = 0,35$ км. Отметим, что данный параметр по многим крупным месторождениям, где пробурено большое количество скважин, изменяется в пределах 0,35-0,40 км и несильно влияет на коэффициент охвата сеткой скважин.

Коэффициенты вытеснения нефти водой были определены на основании специальных исследований кернавого материала, отобранных из скважин Кенбулак-7 и Кенбулак-9. Необходимо подчеркнуть, что результаты определения коэффициентов вытеснения по разным методикам получились разными и представлены в таблице 3.3.3. Для дальнейших расчетов для месторождения Кенбулак принимаются коэффициенты вытеснения, определенные по результатам построения относительных фазовых проницаемостей и составляют 0,595 д.ед. и 0,624 д.ед. для горизонтов А-2 и М-0 соответственно, так как значения более близки к коэффициентам вытеснения для аналогичных коллекторов других месторождений.

Таблица 3.3.3. Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Скважина	Глубина отбора керна, м	Горизонт	Коэффициенты		Коэффициенты нефтенасыщенности, д.ед.		Коэффициент вытеснения, д.ед.	Примечание
			проницаемости, мД	пористости, д.ед.	начальной	остаточной		
7	1152,55	М-0-2-А	540	0,302	0,716	0,390	0,456	по центрифугированию
9	994,07	А-2	1680	0,337	0,746	0,416	0,442	
7	1152,55	М-0-2-А	540	0,302	0,766	0,310	0,595	по относительным фазовым проницаемостям
9	994,07	А-2	1680	0,337	0,798	0,300	0,624	

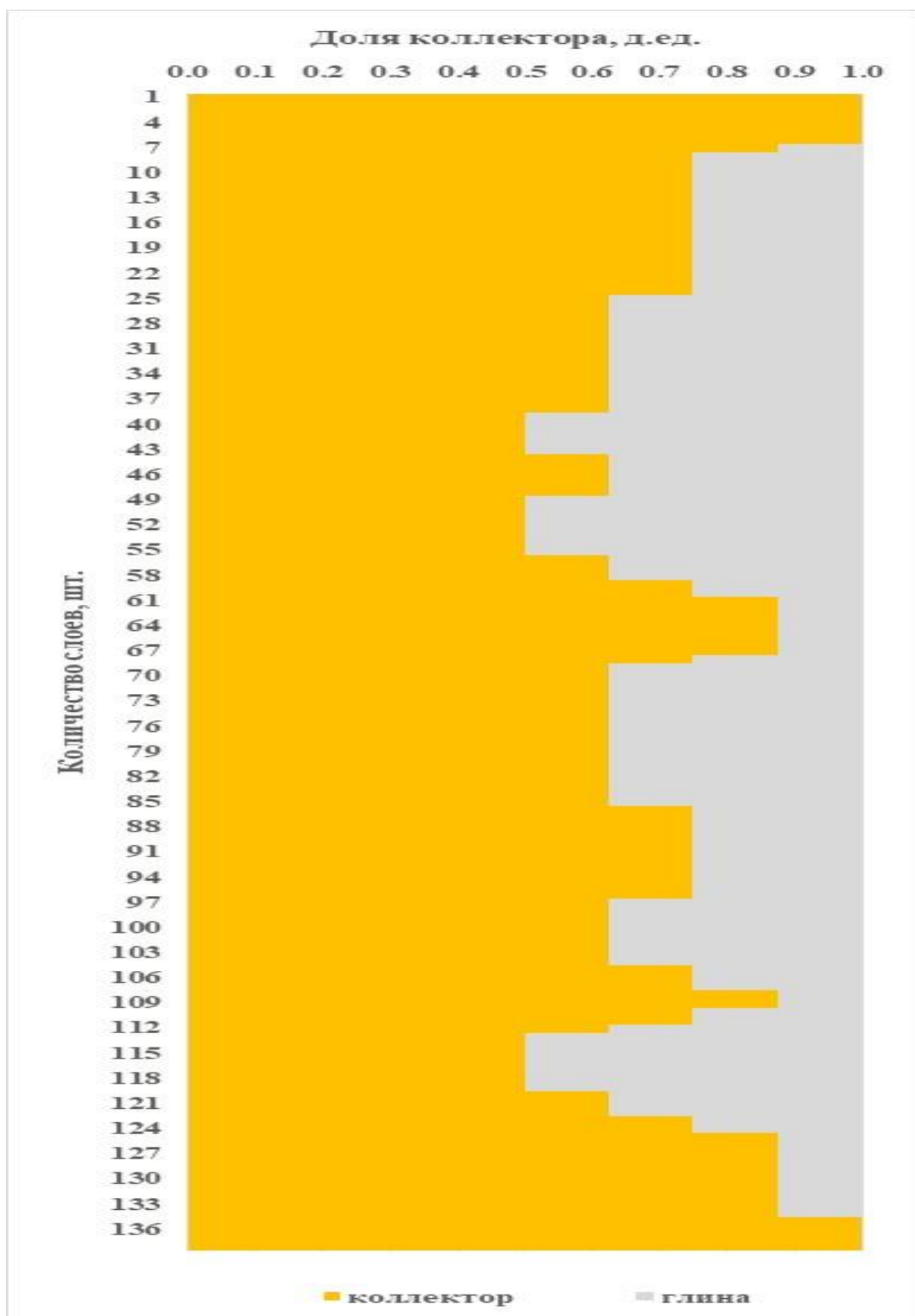


Рисунок 3.3.1. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонта А-2

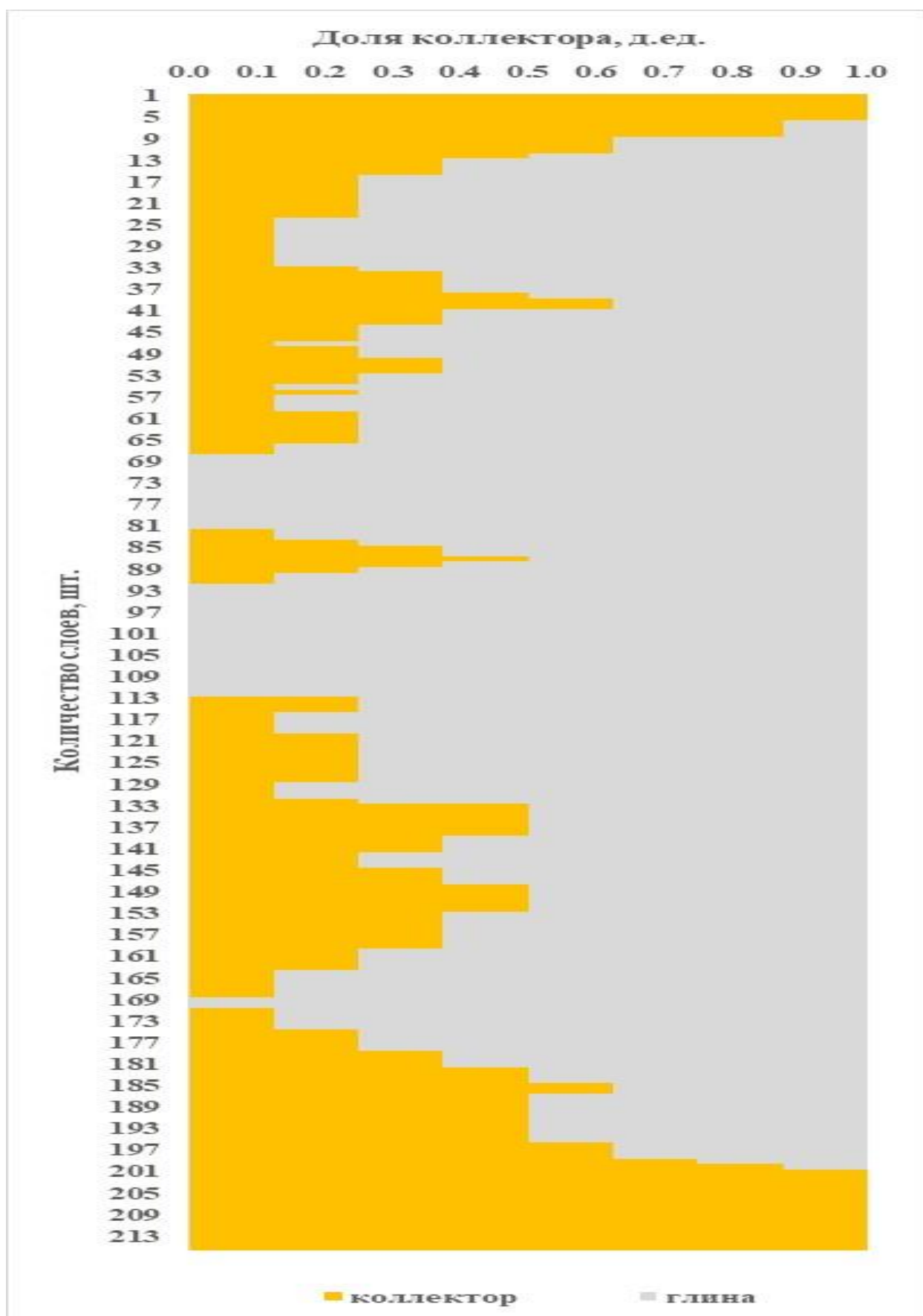


Рисунок 3.3.2. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонтов М-0-1-А и М-0-1-Б

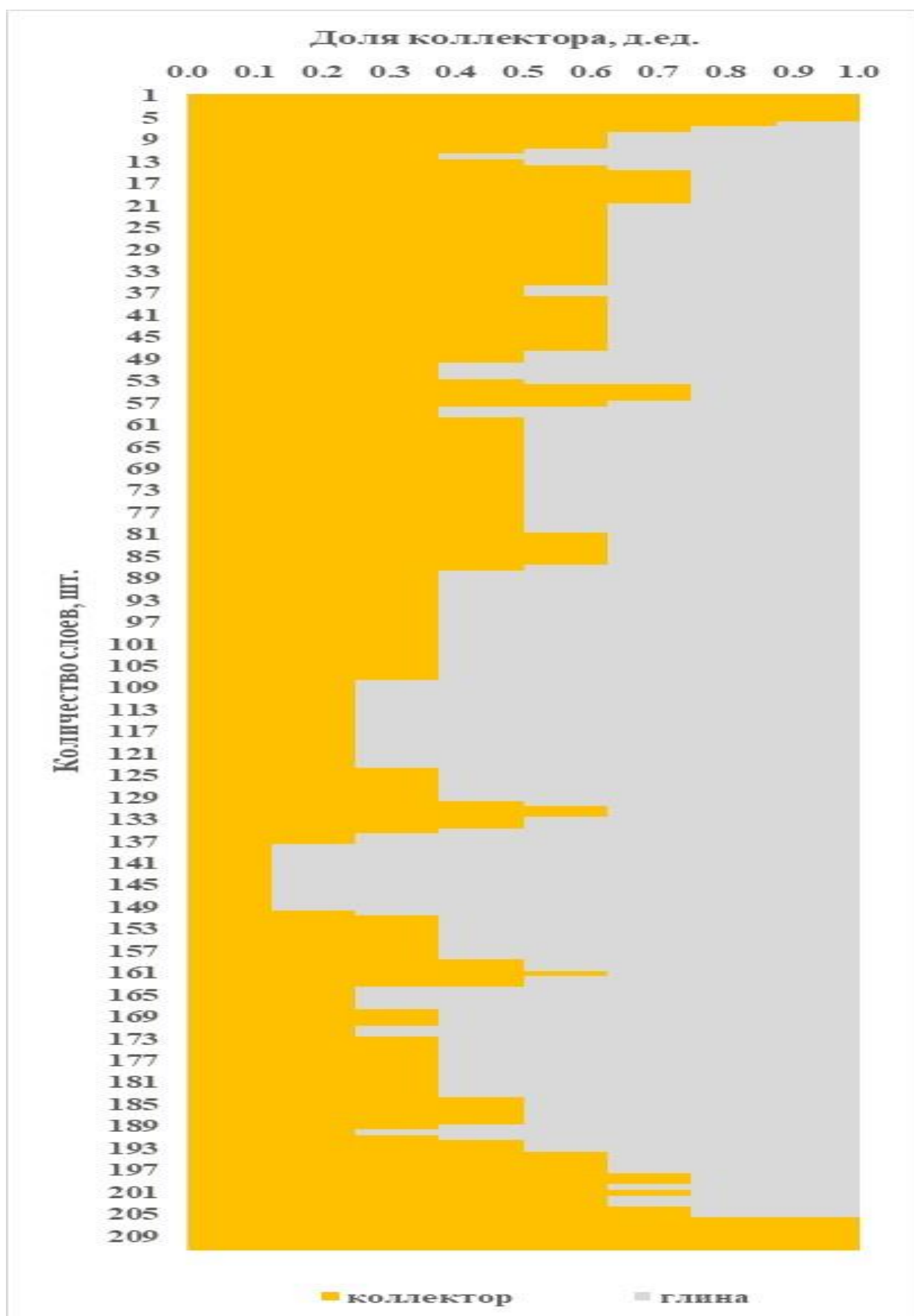


Рисунок 3.3.3. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонтов М-0-2-А и М-0-2-Б

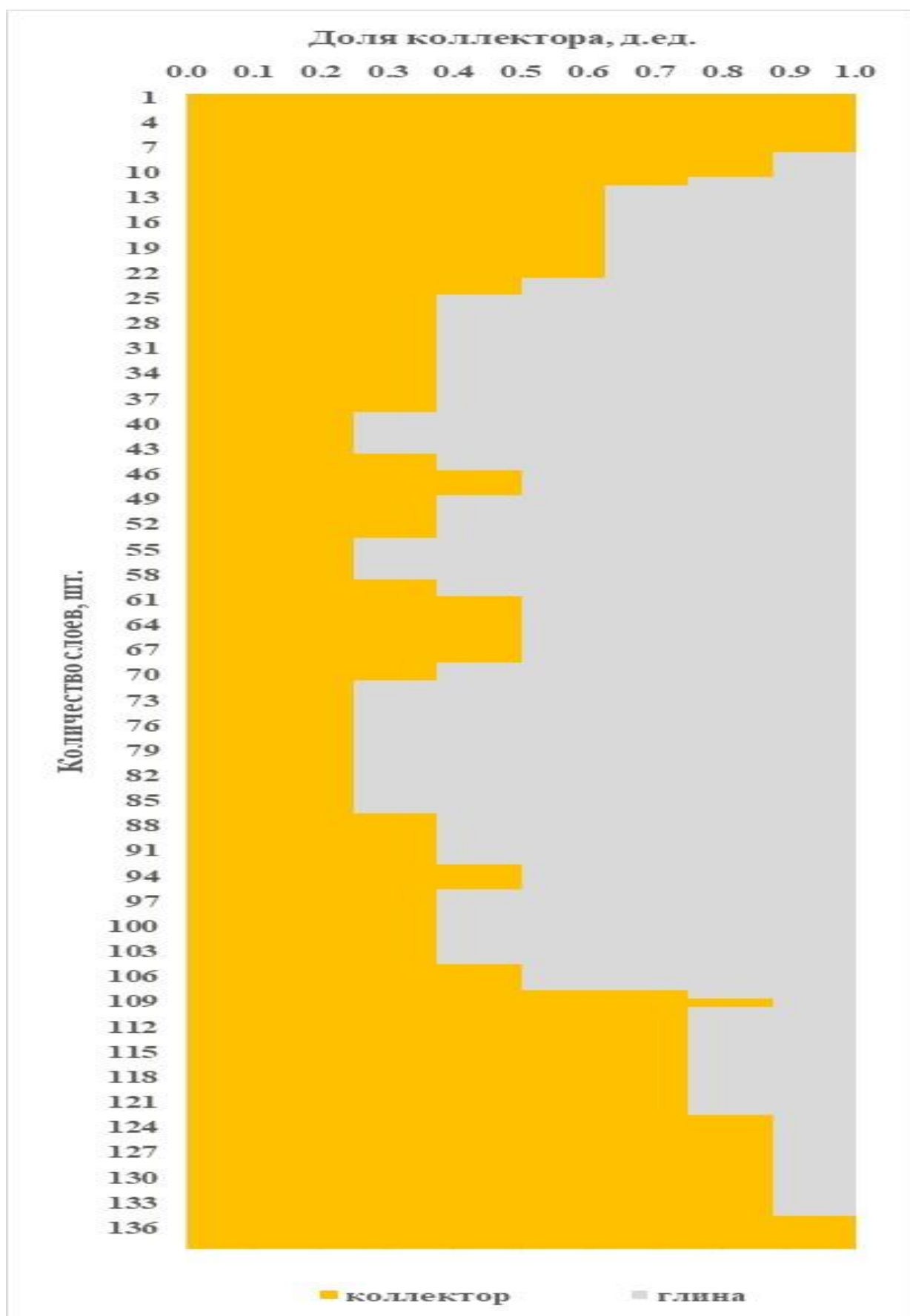


Рисунок 3.3.4. Геолого-статистический разрез по скважинам горизонта М-0-3

3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В настоящее время, как известно из предыдущих разделов, в промышленной разработке пребывают 4 эксплуатационных объекта. Объекты разработки V и VI в эксплуатации пребывали до 2016 г. и в настоящее время не эксплуатируются, а возвратный объект – в период промышленной добычи не вводился.

Адаптация (идентификация) параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки эксплуатационных объектов, с учетом уравнения добычи, которая представлена ниже:

$$q_0 = q^{(t)} * [1 - \left(\frac{Q_{(t)}}{Q_0}\right)]$$

где $q^{(t)}$ – годовой отбор нефти, тыс.т;

q_0 – амплитудный дебит объекта, тыс.т;

$Q_{(t)}$ – суммарные отборы нефти на середину года, тыс.т;

Q_0 – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.

После идентификации параметров по изложенным формулам, получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

В вышеприведенном уравнении добычи нефти, в качестве извлекаемых запасов использованы запасы, которые были приняты утверждены в рамках ТЭО КИН подсчета запасов (1) и утверждены ГКЗ Республики Казахстан.

3.4. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

На месторождении Кенбулак, согласно материалам подсчета запасов (1), установлены шесть продуктивных горизонтов, приуроченные к верхненеокомскому надъярису нижнемеловых отложений: А-2, М-0-1-А, М-0-1-Б, М-0-2-А, М-0-1-Б и М-0-3.

По продуктивным горизонтам М-0-1-А и М-0-1-Б запасы нефти и газа оценены и утверждены по промышленной категории С₁, а по остальным – по категориям С₁ и С₂, но запасы промышленной категории составляют большую часть (рисунок 3.4.1).

Как правило, в промышленную разработку возможно вовлечь лишь запасы нефти и газа категорий А, В и С₁. Запасы нефти и газа категории С₂ могут быть введены в промышленную разработку только после подтверждения опробованием, перевода на более высокую категорию и постановкой на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Как известно, месторождение Кенбулак в настоящее время находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г. В рамках утвержденных проекта пробной эксплуатации (1), Дополнения к проекту пробной эксплуатации (1) и технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти (ТЭО КИН) к подсчету запасов (1), установленные на месторождении Кенбулак продуктивные горизонты нижнемеловых отложений выделены в четыре эксплуатационных объекта и поэтому в рамках настоящего проектного документа выделение эксплуатационных объектов не претерпело изменений и будет выглядеть следующим образом:

- **I-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

На рисунке 3.4.2 представлено распределение утвержденных ГКЗ Республики Казахстан начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам. Как видно из рисунка, основная часть запасов нефти (около 56 %) сосредоточена в пределах II-го эксплуатационного объекта, по остальным объектам – практически в равных долях.

Исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и эксплуатационных объектов представлены в таблице 3.4.1.

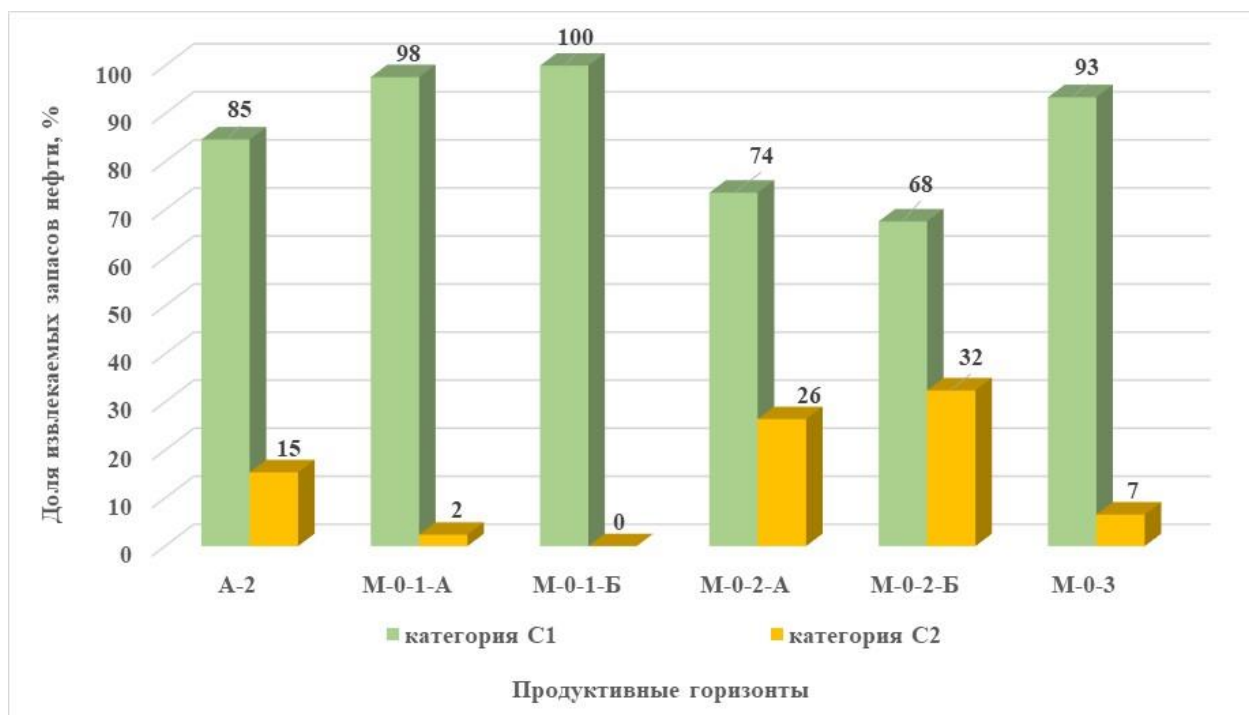


Рисунок 3.4.1. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по категориям и горизонтам

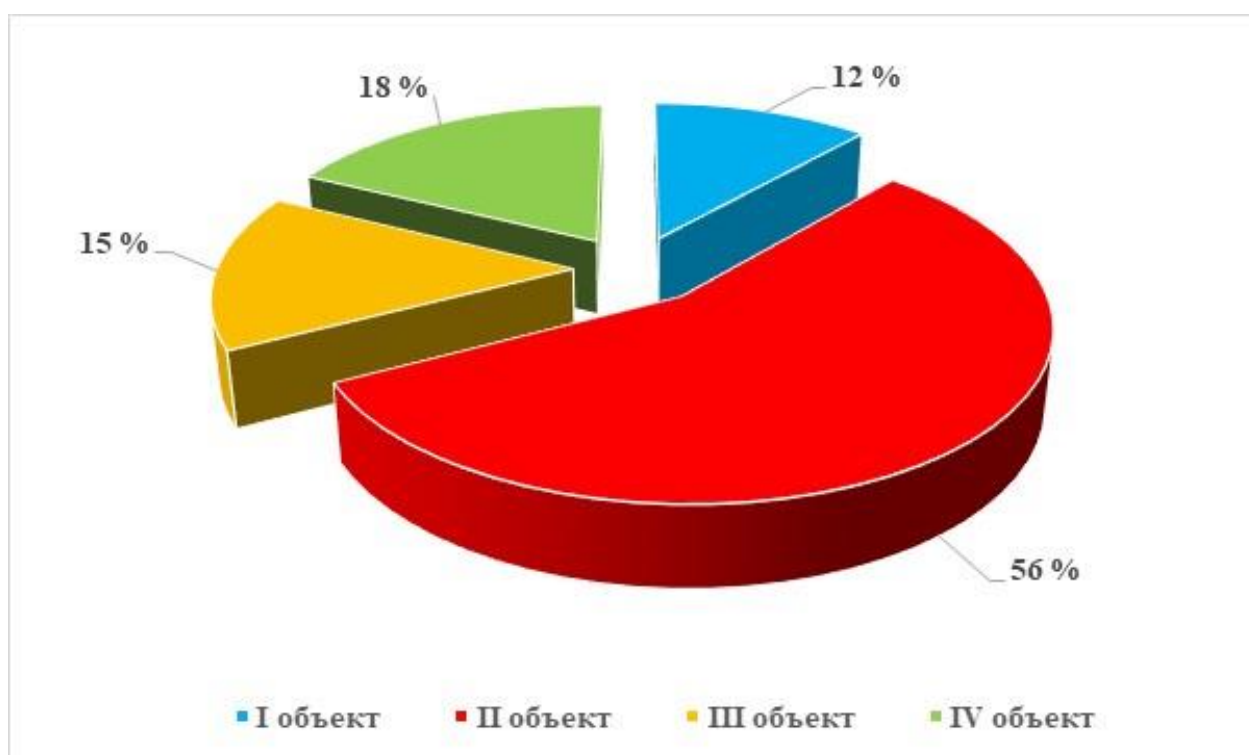


Рисунок 3.4.2. Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по эксплуатационным объектам

Таблица 3.4.1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты разработки			
	I	II	III	IV
Средняя глубина залегания, м	1013,0	1138,0	1171,0	1205,0
Тип коллектора	Терригенные, поровые			
Площадь нефтеносности (категория C ₁), тыс.м ²	1802	2477	1286	1544
Средняя общая толщина, м	25,7	11,1	9,8	12,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,7	4,5	2,5	4,5
Пористость, д. ед.	0,240	0,225	0,245	0,260
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,52	0,54	0,50	0,51
Проницаемость (по керну), *10 ⁻³ мкм ²	172	26	195	314
Проницаемость (по ГДИС), *10 ⁻³ мкм ²	47	103	140	250
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,706	0,438	0,563	0,537
Коэффициент расчлененности, доли ед.	5,3	2,7	3,2	3,3
Пластовая температура, °С	52,6	59,1	60,9	62,2
Начальное пластовое давление, МПа	9,9	11,6	12,0	12,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,7	0,8	3,2	0,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,529	0,649	0,797	0,606
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,862	1,262	1,086	1,502
Содержание серы в нефти, %	0,26	0,26	0,22	0,10
Содержание парафина в нефти, %	9,7	7,3	4,3	1,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,3	8,8	8,4	7,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	73,3	65,8	63,3	351,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,016	1,016	1,044	1,044
Коэффициент продуктивности (начальный), м ³ /(сут*МПа)	32,7	22,0	1,1	0,8
Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	410	1728	650	516
в том числе: по промышленной категории C ₁	330	1707	428	471
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	152,9	602,6	223,2	202,3
в том числе: по промышленной категории C ₁	129,4	597,2	160,7	189,0
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,373	0,349	0,343	0,392
в том числе: по промышленной категории C ₁	0,392	0,350	0,375	0,401

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта дальнейшей разработки месторождения Кенбулак, которые различаются между собой режимами эксплуатации продуктивных объектов, проектной плотностью сетки, количеством и схемами размещения скважин, движениями существующих скважин путем переводов с одних эксплуатационных объектов на другие и т.д.

Согласно рекомендациям п. 135 «Единые правила...» (1), в качестве базового варианта предусмотрена разработка выделенных эксплуатационных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант предусматривает организацию системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает применение в качестве новых технологий ввод из бурения горизонтальных добывающих скважин, с организацией системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

Для всех рассмотренных ниже вариантов разработки в добывающих скважинах предусматривается поддержание забойных давлений на уровне давления насыщения нефти газом, а для нагнетательных скважин, в вариантах 2 и 3 – на уровне от 5,0 МПа до 15 МПа, для обеспечения полной компенсации отборов жидкости в пластовых условиях закачкой воды.

Согласно рекомендации п. 105 «Единые правила...» (1) для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. Исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты,

после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Необходимо подчеркнуть, что в настоящее время недропользователем, согласно Дополнения к проекту пробной эксплуатации (1), пробурены две скважины: опережающая добывающая скважина Кенбулак-10 и оценочная КБ-4. Вместе с тем, начато бурение проектной опережающей добывающей скважины Кенбулак-11, также согласно Дополнения к проектному документу (1). Все три вышеотмеченные скважины планируется ввести в эксплуатацию на I-й эксплуатационный объект для осуществления промышленной добычи начиная с «16» июля 2023 г. и поэтому во всех рассмотренных ниже вариантах разработки, ввод скважин из бурения для рассматриваемого эксплуатационного объекта не предусматривается, так как расположение скважин совпадает с системой размещения скважин, которые были предусмотрены для I-го эксплуатационного объекта в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1).

Проектные дебиты скважин по нефти приняты, как и в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1) и составляют: на I-м эксплуатационном объекте 20,0 т/сут; на II-м объекте 23,0 т/сут; на III-м объекте 12,0 т/сут и IV-м объекте – 11,0 т/сут.

Проектные дебиты горизонтальных скважин, которые планируются в варианте разработки 3, приняты по коэффициенту увеличения, с учетом предварительного расчета дебитов по общеизвестному уравнению Дюпюи и уравнению Ю. Борисова, результаты которых представлены в таблице 3.4.2.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии, т.е. до снижения пластового давления до давления насыщения нефти газом.

В варианте предусматривается ввод из бурения 11 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 20 добывающих скважин.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления,

путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 16 проектных эксплуатационных скважин, из которых: 8 ед. в качестве добывающих и 8 ед. – нагнетательных. Из проектируемых к вводу из бурения добывающих скважин, 7 ед. являются горизонтальными и 1 ед. – вертикальная. В варианте предусматривается использование 9 существующих скважин, из которых одну скважину в дальнейшем планируется перевести под закачку воды в нагнетательный фонд.

Проектный темп бурения составит 3-4 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м, а длины горизонтальных участков стволов – 250-300 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 25 скважин, из которых: 16 добывающих и 9 нагнетательных.

В таблице 3.4.3 представлены основные характеристики рассмотренных выше вариантов разработки месторождения Кенбулак.

На графических приложениях 18-20 представлены схемы размещения пробуренных и проектных скважин по рассмотренным вариантам разработки.

Таблица 3.4.2. Расчет гипотетического дебита по нефти вертикальных и горизонтальных скважин

Наименование	Обоз- наче- ние	Эксплуатационные объекты		
		II	III	IV
Длина горизонтального участка, м	L	250	250	250
Условный радиус контура питания, м	R	800	800	800
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	h	5,7	4,0	4,2
Радиус скважины, м	r _с	0,073	0,073	0,073
Проницаемость, мкм ²	k	0,103	0,140	0,250
Пластовое давление, МПа	P _{пл}	11,6	12,0	12,4
Забойное давление скважин, МПа	P _з	8,8	8,4	7,9
Вязкость нефти, мПа*с	μ	0,8	3,2	0,3
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	ρ _н	0,819	0,785	0,761
Расчетный дебит вертикальной скважины, т/сут	Q _в	23,0	12,0	11,0
Расчетный дебит горизонтальной скважины, т/сут	Q _г	48,3	27,6	24,2
Расчетное увеличение дебита, раза	-	2,1	2,3	2,2

Таблица 3.4.3. Основные характеристики рассмотренных вариантов разработки месторождения Кенбулак

№№ п/п	Наименование показателей	Вариант 1				Вариант 2				Вариант 3			
		Эксплуатационный объект				Эксплуатационный объект				Эксплуатационный объект			
		I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
1	Режим работы продуктивных горизонтов	Истощение пластовой энергии, упругий режим				Поддержание пластовой энергии				Поддержание пластовой энергии			
2	Система размещения скважин	Равномерная				Равномерная				Равномерная			
3	Система заводнения	-				Внутриконтурное и приконтурное				Внутриконтурное и приконтурное			
4	Ввод существующих скважин, ед.	5	1	1	2	5	1	1	2	5	1	1	2
5	Ввод проектных вертикальных доб. скважин из бурения	-	6	3	2	-	5	3	2	-	-	1	-
6	Ввод проектных горизонтальных доб. скважин из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	1	2
7	Ввод проектных вертикальных нагн. скважин из бурения	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	3
8	Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд, ед.	-	-	-		1	2	1	1	1	-	-	-
9	Ввод скважин из других объектов, ед.	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-
10	Режим работы добывающих скважин	На уровне давления насыщения нефти газом											
11	Режим работы нагнетательных скважин	-				Давление нагнетания на устье 5,0-15,0 МПа				Давление нагнетания на устье 5,0-15,0 МПа			
12	Коэффициент эксплуатации доб. и нагн. скважин, д.ед.	0,95				0,95				0,95			
13	Максимально-допустимый газовый фактор, м³/т	73,3	65,8	63,3	351,4	73,3	65,8	63,3	351,4	73,3	65,8	63,3	351,4
14	Максимально-допустимое соотношение Р _{пл} к Р _з , д.ед.	1,02				1,02				1,02			
15	Максимально-допустимое соотношение Р _{пл} к Р _{нас} , д.ед.	1,02				1,02				1,02			
16	Максимально-допустимое соотношение Р _з к Р _{нас} , д.ед.	1,00				1,00				1,00			
17	Максимально-допустимое отклонение проектных уровней добычи нефти, %	± 10,0				± 10,0				± 10,0			
18	Максимально-допустимое отклонение проектных уровней закачки воды, %	± 10,0				± 10,0				± 10,0			
19	Проектная компенсация отборов жидкости закачкой воды в пластовых условиях, %	-				100,0				100,0			

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В вариантах разработки 2 и 3 предусматривается организация системы ППД закачкой воды во все выделенные эксплуатационные объекты.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Закачка газа и/или других агентов в продуктивные пласты не рассматриваются, а основной причиной являются: дефицит газа; невозможность использования растворов ПАА и ПАВ из-за практически одинаковой подвижности воды и нефти в пластовых условиях и коллекторских свойств пород; техническая трудность организации закачки.

Необходимо подчеркнуть, что с освоением системы ППД с закачкой воды также существуют множество проблем, основные из которых: дефицит воды; обеспечение приемистости нагнетательных скважин; вопрос об эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин из-за наличия разнонаправленных систем трещин в продуктивных отложениях и др. Поэтому недропользователю рекомендуется в процессе подготовительного периода изучить вышеприведенные вопросы.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим условиям:

- Водородный показатель (рН) должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности воды. Должна быть стабильной.
- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.

- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0,3 % в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0,02-0,05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 °С и в пробе после прокаливания при 600 °С должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласты.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д. (12) и выполнены с применением специального программного комплекса для расчета технологических показателей разработки.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t-го года, т/год;

Q_u^t – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{\text{ср}} * n * (P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

$\eta_{\text{ср}}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{\text{сн}}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{\text{сэ}}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fи}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fи}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

$Q_{Fи}^t$ – введенные в разработку к середине t-го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fи} = Q_{и} * \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$K_{\text{охв.}} = K_1 * K_2$$

где K_1 – коэффициент охвата сеткой проектных скважин, д.ед.

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин K_1 определяется по известной зависимости:

$$K_1 = e^{\alpha S'}$$

где:

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, д.ед.;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S' – площадь приходящаяся на одну скважину, км².

В таблице 3.4.4 представлен расчет коэффициента охвата процессом вытеснения. Как видно из таблицы, максимальной величиной коэффициента охвата процессом вытеснения характеризуется I-й эксплуатационный объект в варианте разработки 3 и составляет 0,579 д.ед., а наименьшим коэффициентом характеризуется IV-й эксплуатационный объект в вариантах разработки 1 и 2, составляя 0,369 д.ед.

Количество резервных скважин по вариантам разработки исходит из следующего условия – 10 % от проектного фонда для бурения.

Таблица 3.4.4. Результаты определения коэффициента охвата процессом вытеснения по эксплуатационным объектам месторождения Кенбулак по рассмотренным вариантам разработки

Наименование параметра	Обозначение	Эксплуатационные объекты			
		I	II	III	IV
Вариант 1					
Доля неколлектора, д.ед.	W	0,294	0,562	0,437	0,463
Линейный размер, км	d	0,35	0,35	0,35	0,35
Коэффициент сетки проектных скважин, д.ед.	K ₁	0,915	0,746	0,744	0,620
Коэффициент вытеснения, д.ед.	K ₂	0,624	0,624	0,595	0,595
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	K _{оув}	0,571	0,466	0,443	0,369
Вариант 2					
Доля неколлектора, д.ед.	W	0,294	0,562	0,437	0,463
Линейный размер, км	d	0,35	0,35	0,35	0,35
Коэффициент сетки проектных скважин, д.ед.	K ₁	0,915	0,794	0,744	0,620
Коэффициент вытеснения, д.ед.	K ₂	0,624	0,624	0,595	0,595
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	K _{оув}	0,571	0,495	0,443	0,369
Вариант 3					
Доля неколлектора, д.ед.	W	0,294	0,562	0,437	0,463
Линейный размер, км	d	0,35	0,35	0,35	0,35
Коэффициент сетки проектных скважин, д.ед.	K ₁	0,928	0,772	0,787	0,761
Коэффициент вытеснения, д.ед.	K ₂	0,624	0,624	0,595	0,595
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	K _{оув}	0,579	0,482	0,468	0,453

3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей вариантов разработки

Настоящая глава освещает обоснование исходных параметров и допущений, определяющих доходную и расходную части экономических расчетов, проводимых в рамках выбора рентабельного периода разработки месторождения Кенбулак и оценки экономических выгод Подрядчика и Республики Казахстан.

Расчет стоимости капитальных вложений производился с использованием укрупненных показателей стоимости, сметных расчетов и цен.

Распределение капитальных вложений по годам осуществлялось в соответствии с графиком строительства объектов, включающим время проектирования, сроки строительства и ввода в эксплуатацию.

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (табл. 3.5.1.);
- нормативы для расчета платежей в бюджет и цены на реализацию продукции (табл. 3.5.2.).

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа. При расчете нормативов эксплуатационных затрат были применены исходные данные заказчика.

В расчете нормативов затрат на производство участвуют нормативы нескольких видов, в зависимости от рода расходов:

Условно-постоянные:

- на 1 скважину среднегодового действующего фонда;
- на 1-го работника промышленно-производственного персонала (ППП);
- на 1-го работника административно-управленческого персонала (АУП).

Условно-переменные:

- на 1 тонну добываемых углеводородов;
- на 1 тонну подготовленной продукции;
- на 1 тонну транспортируемых углеводородов.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке использованы показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов и других обязательных платежей в бюджет. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2022 год.

При определении экономических показателей, связанных с реализацией проекта применены методы аналогии, т.е. предполагается, что полученные нормативы будут неизменны весь расчетный период.

Таблица 3.5. 1. Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№ п/п	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Первый год начала реализации проекта	год	2 023
2	Количество баррелей нефти в тонне	bbl/тонна	7,25
3	Количество баррелей конденсата в тонне	bbl/тонна	
4	Курс 1\$ USA на дату проведения расчета - 17.09.2022г.	тенге/\$	470,0
5	Ставки дисконтирования	%	7,5%
		%	10%
		%	15%
6	Год начала инфляции		
-	капитальных затрат	год	2 023
-	эксплуатационных затрат	год	2 023

-	доходов от реализации УВ	год	2 023
7	Ежегодная процентная ставка инфляции		
-	капитальных затрат	%	2,0%
-	эксплуатационных затрат	%	2,0%
-	доходов от реализации УВ	%	2,0%
8	Использование УВ на собственные нужды и технологические потери		
-	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	0,01%
-	Удельный вес потерь газа и использования на собственные нужды	%	100,0%
9	Фонд оплаты труда		
-	Среднегодовая оплата труда 1-го работника ППП	тыс.\$	7,2
-	Среднегодовая оплата труда 1-го работника АУП	тыс.\$	10,7
10	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
-	Затраты на ремонт скважины	тыс.\$/скв	12,38
-	Электроэнергия	\$/т.жид	1,00
-	Страхование работников ППП	тыс.\$/1 раб.ППП	1,64
-	Производственно-технические материалы для эксплуатации	\$/т.жид	1,64
-	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	тыс.\$/скв	24,54
-	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	тыс.\$/1 раб.ППП	4,04
-	Экологические расходы	\$/т.нефти	0,39
11	Расходы периода		
-	Общие и административные расходы	тыс.\$/1 раб. АУП+ППП	14,00
-	Соцсфера и местная инфраструктура	тыс.\$/год	
-	НИОКР	%	1,0%
-	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	%	1,0%
-	Норматив отчислений в ликвидационный фонд	\$	1,0%

Таблица 3.5.2. Нормативы расчета бюджетной эффективности

№ п/п	Норматив	ЕИ	Значение
1	Социальный налог	%	9,5
2	Отчисления в пенсионный фонд	%	10
3	Индивидуальный подоходный налог	%	10
4	Амортизация по Налоговому Кодексу РК	%	
-	I. Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	%	10
-	II. Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	%	25
-	III. Компьютеры, программное обеспечение и оборудование для обработки информации	%	40
-	IV. Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	%	15
5	Корпоративный подоходный налог	%	20
6	Налог на добавленную стоимость		
-	НДС при покупке основных фондов	%	12
-	НДС при покупке товаров и услуг	%	12
-	НДС при реализации продукции на внутреннем рынке	%	12
-	НДС при реализации продукции на внешнем рынке	%	0
7	Налог на имущество	%	1,5
8	Налог на сверхприбыль	%	по шкале
9	Налог на добычу полезных ископаемых, из них	%	50%
-	реализация нефти и конденсата на внешний рынок	%	по шкале
-	реализация нефти и конденсата на внутренний рынок	%	по шкале
-	реализация газа на внешний рынок	%	10
-	реализация газа на внутренний рынок	%	по шкале
-	расчет промысловой себестоимости для определения НДС на УВ, использованные на собственные нужды	%	20
10	Таможенные платежи	\$	по шкале
11	Рентный налог на экспорт нефти	%	по шкале
12	Прочие налоги и отчисления в бюджет	%	1,5

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование.

Налоги, подлежащие вычетам из совокупного годового дохода, для определения налогооблагаемого дохода:

- Налог на добычу полезных ископаемых по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.3). Налоговой базой для исчисления налога на добычу полезных ископаемых является стоимость объема добытых за налоговый период сырой нефти.

- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.5.4). Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены.

- Налог на сверхприбыль, согласно шкале (Таблица 3.5.5).

- Экспортная таможенная пошлина по ставкам, согласно шкале (Таблица 3.5.6)

Таможенная пошлина – обязательный платеж, взимаемый таможенными органами в связи с перемещением товаров через таможенную границу.

С 1 марта 2016г. введена плавающая ставка ЭТП на нефть с привязкой к мировой цене.

Таблица 3.5.3. Ставки налога на добычу

№№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	до 250 000 тонн включительно	5
2	до 500 000 тонн включительно	7
3	до 1 000 000 тонн включительно	8
4	до 2 000 000 тонн включительно	9
5	до 3 000 000 тонн включительно	10
6	до 4 000 000 тонн включительно	11
7	до 5 000 000 тонн включительно	12
8	до 7 000 000 тонн включительно	13
9	до 10 000 000 тонн включительно	15
10	свыше 10 000 000 тонн	18

Таблица 3.5.4. Ставки рентного налога на экспорт

№№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.5.5. Ставки налога на сверхприбыль

№ п/п	Значение отношения совокупного годового дохода к вычетам	Налоговая база	Ставка, в %	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет
1	меньшее или равное 1,25	не облагается	0	
2	от 1,25 до 1,3 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,25 до 1,3	10	сумма налога, исчисленная по ставке 10 %
3	от 1,3 до 1,4 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,3 до 1,4	20	сумма налога, исчисленная по ставкам 10% и 20 %
5	от 1,4 до 1,5 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,4 до 1,5	30	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20 % и 30%
6	от 1,5 до 1,6 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,5 до 1,6	40	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30% и 40%
7	от 1,6 до 1,7 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,6 до 1,7	50	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40% и 50%
8	свыше 1,7	часть чистого дохода, превышающая значение 1,7	60	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 60%

Таблица 3.5.6. Ставка экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Средняя рыночная цена сырой нефти	Ставка, долл. США за 1 тонну нефти
1	до 25 долл.США за баррель	0
2	с 25 до 30 долл.США за баррель	10
3	с 30 до 35 долл.США за баррель	20
4	с 35 до 40 долл.США за баррель	35
5	с 40 до 45 долл.США за баррель	40
6	с 45 до 50 долл.США за баррель	45
7	с 50 до 55 долл.США за баррель	50
8	с 55 до 60 долл.США за баррель	55
9	с 60 до 65 долл.США за баррель	60
10	с 65 до 70 долл.США за баррель	65
11	с 70 до 75 долл.США за баррель	70
12	с 75 до 80 долл.США за баррель	75
13	с 80 до 85 долл.США за баррель	80
14	с 85 до 90 долл.США за баррель	85
15	с 90 до 95 долл.США за баррель	90
16	с 95 до 100 долл.США за баррель	95
17	с 100 до 105 долл.США за баррель	100
18	с 105 до 115 долл.США за баррель	115
19	с 115 до 125 долл.США за баррель	130
20	с 125 до 135 долл.США за баррель	145
21	с 135 до 145 долл.США за баррель	160
22	с 145 до 155 долл.США за баррель	176
23	с 155 до 165 долл.США за баррель	191
24	с 165 до 175 долл.США за баррель	206
25	с 175 до 185 долл.США за баррель	221
26	от 185 долл.США за баррель и выше	236

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кенбулак.

Вариант 1. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 25 лет (2023-2047 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 53,3 тыс.т и достигается в 2024-2027 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 94,3 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 11 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 590,5 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,201 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 34 лет (2023-2056 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 71,9 тыс.т и достигается в 2027-2029 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,8 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 5 ед.;
- переводы и возвраты из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 10 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1076,8 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,367 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

Вариант 3. В рассматриваемом варианте основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный КИН достигается в течение 21 лет (2023-2043 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 100,0 тыс.т и достигается в 2024-2026 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 89,5 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 1 ед.;
- ввод скважин в эксплуатацию из бурения – 8 ед., из них: 7 ед. – горизонтальные и 1 ед. – вертикальная;
- ввод нагнетательных скважин из бурения – 8 ед.;
- темп бурения – 3-4 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1061,4 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,362 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.10 представлены основные проектные технологические показатели разработки как по месторождению Кенбулак в целом, так и объектам эксплуатации **по рекомендуемому варианту разработки 2.**

В табличных приложениях 4.1.1-4.1.20 представлены проектные технологические показатели разработки по вариантам разработки 1 и 3 как в целом по месторождению Кенбулак, так и объектам эксплуатации.

Таблица 4.1.1. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	23,3	2,2	2,3	83,8	7,8	0,029	25,1	4,7	89,4	4,7	7,0	0,0	0,0	0	2,549	11,738
2024	49,3	4,6	5,0	133,2	12,4	0,045	64,0	45,3	153,4	50,0	22,9	0,0	0,0	0	5,246	16,984
2025	51,6	4,8	5,5	184,8	17,2	0,063	75,6	64,3	228,9	114,3	31,7	0,0	0,0	0	5,235	22,219
2026	60,4	5,6	6,8	245,2	22,8	0,084	95,7	95,7	324,6	210,0	36,9	58,2	58,2	43	6,100	28,319
2027	70,6	6,6	8,5	315,7	29,3	0,108	118,9	118,9	443,5	328,9	40,6	139,8	198,0	84	7,348	35,667
2028	74,2	6,9	9,8	390,0	36,2	0,133	135,4	135,4	578,9	464,3	45,2	169,4	367,4	92	7,810	43,478
2029	70,9	6,6	10,3	460,9	42,8	0,157	138,5	138,5	717,5	602,8	48,8	182,8	550,2	100	7,449	50,926
2030	66,6	6,2	10,8	527,6	49,0	0,180	137,7	137,7	855,2	740,6	51,6	178,9	729,1	100	7,068	57,994
2031	59,8	5,6	10,9	587,4	54,6	0,200	137,0	137,0	992,2	877,6	56,4	173,8	902,9	100	6,544	64,538
2032	54,0	5,0	11,0	641,3	59,6	0,218	136,6	136,6	1128,8	1014,2	60,5	169,9	1072,7	100	6,113	70,651
2033	48,1	4,5	11,1	689,5	64,1	0,235	135,5	135,5	1264,3	1149,7	64,5	165,1	1237,8	100	5,533	76,183
2034	43,1	4,0	11,1	732,6	68,1	0,250	134,7	134,7	1399,0	1284,4	68,0	161,1	1399,0	100	5,026	81,209
2035	38,7	3,6	11,2	771,2	71,7	0,263	134,0	134,0	1533,0	1418,4	71,1	157,6	1556,6	100	4,572	85,782
2036	34,8	3,2	11,4	806,0	74,9	0,275	133,6	133,6	1666,6	1552,0	73,9	154,8	1711,3	100	4,175	89,957
2037	31,3	2,9	11,6	837,3	77,8	0,285	132,5	132,5	1799,1	1684,5	76,4	151,5	1862,9	100	3,797	93,754
2038	28,2	2,6	11,8	865,4	80,4	0,295	131,7	131,7	1930,9	1816,2	78,6	148,8	2011,7	100	3,465	97,218
2039	25,4	2,4	12,0	890,8	82,8	0,303	131,0	131,0	2061,8	1947,2	80,6	146,4	2158,0	100	3,165	100,384
2040	23,0	2,1	12,4	913,8	84,9	0,311	130,5	130,5	2192,4	2077,8	82,4	144,5	2302,5	100	2,902	103,285
2041	20,8	1,9	12,8	934,6	86,8	0,318	129,5	129,5	2321,9	2207,3	84,0	142,1	2444,5	100	2,649	105,935
2042	18,8	1,7	13,3	953,4	88,6	0,325	128,7	128,7	2450,6	2336,0	85,4	140,1	2584,6	100	2,427	108,361
2043	17,1	1,6	13,9	970,5	90,2	0,331	128,0	128,0	2578,6	2464,0	86,7	138,2	2722,8	101	2,225	110,587
2044	15,5	1,4	14,7	986,0	91,6	0,336	127,5	127,5	2706,1	2591,5	87,8	136,9	2859,7	101	2,048	112,634
2045	12,5	1,2	13,8	998,5	92,8	0,340	104,7	104,7	2810,8	2696,2	88,1	111,2	2970,9	100	1,756	114,390
2046	11,2	1,0	14,5	1009,8	93,8	0,344	104,1	104,1	2914,9	2800,3	89,2	109,9	3080,8	100	1,606	115,996
2047	10,1	0,9	15,2	1019,9	94,8	0,347	103,6	103,6	3018,5	2903,9	90,2	108,7	3189,5	100	1,469	117,465
2048	9,2	0,9	16,3	1029,1	95,6	0,351	103,3	103,3	3121,8	3007,2	91,1	107,8	3297,3	100	1,348	118,814
2049	8,3	0,8	17,5	1037,3	96,4	0,353	102,5	102,5	3224,3	3109,7	91,9	106,5	3403,8	100	1,232	120,045
2050	7,5	0,7	19,2	1044,8	97,1	0,356	101,9	101,9	3326,2	3211,6	92,7	105,4	3509,2	100	1,128	121,174
2051	6,7	0,6	21,4	1051,6	97,7	0,358	101,4	101,4	3427,6	3313,0	93,3	104,4	3613,6	100	1,034	122,208
2052	6,1	0,6	24,7	1057,7	98,3	0,360	101,1	101,1	3528,7	3414,1	94,0	103,7	3717,3	100	0,950	123,158
2053	5,5	0,5	29,6	1063,2	98,8	0,362	100,3	100,3	3629,1	3514,4	94,5	102,6	3819,9	100	0,870	124,028
2054	5,0	0,5	38,1	1068,2	99,2	0,364	99,8	99,8	3728,8	3614,2	95,0	101,7	3921,6	100	0,798	124,825
2055	4,5	0,4	55,6	1072,7	99,7	0,365	99,2	99,2	3828,1	3713,4	95,4	100,9	4022,5	100	0,732	125,558
2056	4,1	0,4	113,9	1076,8	100,0	0,367	98,9	98,9	3927,0	3812,3	95,8	100,3	4122,8	100	0,674	126,231

Таблица 4.1.2. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Месторождение Кенбулак

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	1	1	0	0	3	0	10	1,50	0	0	10	10	2	0	0	13,7	14,7	1,496	0,0
2024	2	2	0	0	0	0	12	3,00	0	0	12	12	8	0	0	12,7	16,5	1,353	0,0
2025	2	2	0	0	0	0	14	3,00	0	0	14	14	12	0	0	11,3	16,5	1,142	0,0
2026	3	3	0	0	0	3	17	4,50	0	0	14	14	14	3	3	10,0	15,9	1,013	106,3
2027	2	2	0	0	0	1	19	4,50	0	0	15	15	15	4	4	9,7	16,4	1,012	114,3
2028	0	0	0	0	0	1	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	9,7	17,8	1,024	107,7
2029	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	9,1	17,8	0,955	105,4
2030	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	8,6	17,7	0,907	103,2
2031	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	7,7	17,6	0,840	100,3
2032	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	6,9	17,5	0,783	97,8
2033	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	6,2	17,4	0,710	95,2
2034	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	5,5	17,3	0,645	92,9
2035	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	5,0	17,2	0,587	90,9
2036	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	4,5	17,1	0,535	89,1
2037	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	4,0	17,0	0,487	87,4
2038	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	3,6	16,9	0,445	85,8
2039	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	3,3	16,8	0,406	84,4
2040	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,9	16,7	0,372	83,1
2041	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,7	16,6	0,340	81,9
2042	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,4	16,5	0,311	80,8
2043	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,2	16,4	0,286	79,7
2044	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	14	14	14	5	5	2,0	16,3	0,262	78,8
2045	0	0	0	0	0	0	19	0,00	3	1	12	12	12	4	4	2,1	17,3	0,290	80,1
2046	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,9	17,2	0,265	79,2
2047	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,7	17,1	0,242	78,4
2048	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,5	17,0	0,222	77,6
2049	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,4	16,9	0,203	76,7
2050	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,2	16,8	0,186	76,0
2051	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,1	16,7	0,171	75,3
2052	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	1,0	16,6	0,157	74,6
2053	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,9	16,6	0,143	73,9
2054	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,8	16,5	0,132	73,3
2055	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,7	16,4	0,121	72,7
2056	0	0	0	0	0	0	19	0,00	0	0	12	12	12	4	4	0,7	16,3	0,111	72,2

Таблица 4.1.3. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	11,2	8,7	9,6	23,2	17,9	0,070	11,7	4,7	24,6	4,7	4,2	0,0	0,0	0	0,823	1,839
2024	20,3	15,7	19,1	43,5	33,6	0,132	27,2	27,2	51,8	31,9	25,4	0,0	0,0	0	1,489	3,328
2025	15,2	11,8	17,7	58,8	45,4	0,178	26,0	26,0	77,8	57,9	41,4	0,0	0,0	0	1,116	4,445
2026	11,7	9,0	16,5	70,4	54,4	0,213	25,8	25,8	103,6	83,7	54,7	18,0	18,0	45	0,857	5,301
2027	9,1	7,0	15,4	79,5	61,5	0,241	25,6	25,6	129,2	109,2	64,4	34,5	52,5	94	0,667	5,968
2028	7,2	5,6	14,5	86,8	67,0	0,263	25,4	25,4	154,6	134,7	71,6	34,2	86,7	100	0,530	6,498
2029	5,8	4,5	13,6	92,6	71,5	0,280	25,1	25,1	179,7	159,8	76,9	32,2	118,9	100	0,425	6,923
2030	4,8	3,7	12,9	97,3	75,2	0,295	24,9	24,9	204,7	184,7	80,9	30,7	149,6	100	0,350	7,273
2031	4,0	3,1	12,5	101,3	78,3	0,307	24,7	24,7	229,4	209,5	83,8	29,5	179,1	100	0,293	7,566
2032	3,4	2,7	12,2	104,8	81,0	0,317	24,6	24,6	254,0	234,1	86,1	28,7	207,8	100	0,251	7,818
2033	3,0	2,3	12,1	107,7	83,3	0,326	24,3	24,3	278,3	258,4	87,7	27,9	235,7	100	0,219	8,036
2034	2,7	2,1	12,3	110,4	85,3	0,335	24,1	24,1	302,4	282,5	89,0	27,3	263,0	100	0,195	8,231
2035	2,4	1,9	12,7	112,8	87,2	0,342	23,9	23,9	326,3	306,4	89,9	26,7	289,7	100	0,177	8,408
2036	2,2	1,7	13,4	115,0	88,9	0,349	23,8	23,8	350,1	330,1	90,6	26,4	316,1	100	0,163	8,571
2037	2,1	1,6	14,4	117,1	90,5	0,355	23,5	23,5	373,5	353,6	91,2	25,9	342,0	100	0,152	8,723
2038	2,0	1,5	16,0	119,1	92,0	0,361	23,3	23,3	396,8	376,9	91,6	25,6	367,6	100	0,144	8,867
2039	1,9	1,5	18,2	120,9	93,5	0,367	23,1	23,1	419,9	400,0	91,9	25,3	392,8	100	0,138	9,005
2040	1,8	1,4	21,5	122,8	94,9	0,372	22,9	22,9	442,8	422,9	92,1	25,0	417,9	100	0,133	9,138
2041	1,8	1,4	26,5	124,5	96,2	0,377	22,7	22,7	465,5	445,5	92,2	24,7	442,5	100	0,129	9,267
2042	1,7	1,3	35,2	126,2	97,6	0,383	22,4	22,4	487,9	468,0	92,3	24,4	467,0	100	0,126	9,393
2043	1,7	1,3	53,4	127,9	98,9	0,388	22,2	22,2	510,1	490,2	92,4	24,2	491,2	100	0,124	9,517
2044	1,7	1,3	113,2	129,6	100,2	0,393	22,1	22,1	532,2	512,3	92,4	24,0	515,2	100	0,122	9,639

Таблица 4.1.4. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект I

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	0	0	0	0	3	0	5	0,00	0	0	5	5	2	0	0	13,3	13,9	0,974	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	5	5	5	0	0	11,7	15,7	0,857	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	5	5	5	0	0	8,8	15,0	0,644	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	5	0,00	1	0	3	3	3	1	1	6,7	14,9	0,494	98,8
2027	0	0	0	0	0	0	5	0,00	1	0	2	2	2	1	1	5,2	14,7	0,385	99,4
2028	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,2	14,6	0,305	98,4
2029	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,3	14,5	0,245	92,8
2030	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,7	14,4	0,202	88,5
2031	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,3	14,3	0,169	85,2
2032	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,0	14,1	0,145	82,5
2033	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,7	14,0	0,126	80,4
2034	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,5	13,9	0,112	78,6
2035	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,4	13,8	0,102	77,1
2036	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,3	13,7	0,094	75,8
2037	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,2	13,5	0,088	74,7
2038	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	13,4	0,083	73,7
2039	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	13,3	0,079	72,8
2040	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	13,2	0,077	72,0
2041	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	13,1	0,074	71,2
2042	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,9	0,073	70,5
2043	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,8	0,071	69,8
2044	0	0	0	0	0	0	5	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,7	0,070	69,1

Таблица 4.1.5. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	7,3	1,2	1,3	33,1	5,5	0,019	8,1	0,0	35,6	0,0	10,2	0,0	0,0	0	0,479	2,673
2024	17,6	2,9	3,1	50,7	8,5	0,030	22,5	15,0	58,1	15,0	21,7	0,0	0,0	0	1,159	3,832
2025	22,6	3,8	4,1	73,3	12,3	0,043	31,3	23,5	89,4	38,5	27,8	0,0	0,0	0	1,488	5,320
2026	31,3	5,2	6,0	104,6	17,5	0,061	44,7	44,7	134,1	83,1	29,9	28,9	28,9	47	2,061	7,381
2027	41,5	6,9	8,4	146,1	24,5	0,086	62,1	62,1	196,1	145,2	33,1	84,4	113,3	100	2,732	10,112
2028	47,0	7,9	10,4	193,0	32,3	0,113	74,9	74,9	271,0	220,1	37,3	100,1	213,4	100	3,091	13,204
2029	46,1	7,7	11,4	239,1	40,0	0,140	78,5	78,5	349,5	298,5	41,3	103,2	316,6	100	3,035	16,238
2030	43,6	7,3	12,2	282,8	47,4	0,166	78,1	78,1	427,6	376,7	44,1	101,5	418,1	100	2,873	19,111
2031	38,5	6,4	12,2	321,3	53,8	0,188	77,8	77,8	505,3	454,4	50,5	98,3	516,5	100	2,535	21,646
2032	34,1	5,7	12,3	355,3	59,5	0,208	77,6	77,6	582,9	532,0	56,1	95,8	612,3	100	2,243	23,888
2033	30,0	5,0	12,4	385,3	64,5	0,226	77,0	77,0	660,0	609,0	61,1	93,0	705,2	100	1,973	25,861
2034	26,4	4,4	12,5	411,8	68,9	0,241	76,7	76,7	736,6	685,7	65,5	90,7	795,9	100	1,740	27,601
2035	23,3	3,9	12,6	435,1	72,9	0,255	76,3	76,3	813,0	762,0	69,4	88,6	884,5	100	1,536	29,137
2036	20,6	3,5	12,7	455,7	76,3	0,267	76,2	76,2	889,1	838,2	72,9	87,0	971,5	100	1,359	30,495
2037	18,2	3,0	12,8	473,9	79,3	0,278	75,6	75,6	964,7	913,8	76,0	85,1	1056,6	100	1,195	31,691
2038	16,0	2,7	13,0	489,9	82,0	0,287	75,2	75,2	1040,0	989,0	78,7	83,6	1140,2	100	1,054	32,745
2039	14,1	2,4	13,2	504,0	84,4	0,295	74,9	74,9	1114,8	1063,9	81,1	82,2	1222,3	100	0,930	33,675
2040	12,5	2,1	13,4	516,5	86,5	0,303	74,7	74,7	1189,6	1138,6	83,3	81,1	1303,4	100	0,823	34,499
2041	11,0	1,8	13,6	527,5	88,3	0,309	74,2	74,2	1263,7	1212,8	85,2	79,7	1383,2	100	0,724	35,223
2042	9,7	1,6	13,9	537,2	90,0	0,315	73,8	73,8	1337,5	1286,6	86,9	78,7	1461,9	100	0,639	35,861
2043	8,6	1,4	14,3	545,8	91,4	0,320	73,4	73,4	1411,0	1360,1	88,3	77,7	1539,5	100	0,564	36,425
2044	7,6	1,3	14,7	553,4	92,7	0,324	73,3	73,3	1484,3	1433,3	89,7	77,0	1616,5	100	0,499	36,924
2045	6,7	1,1	15,2	560,0	93,8	0,328	72,7	72,7	1557,0	1506,1	90,8	75,9	1692,5	100	0,439	37,363
2046	5,9	1,0	15,8	565,9	94,8	0,332	72,4	72,4	1629,4	1578,4	91,9	75,2	1767,6	100	0,387	37,750
2047	5,2	0,9	16,6	571,1	95,6	0,335	72,0	72,0	1701,4	1650,5	92,8	74,4	1842,1	100	0,342	38,091
2048	4,6	0,8	17,6	575,7	96,4	0,337	71,8	71,8	1773,2	1722,3	93,6	73,9	1916,0	100	0,302	38,393
2049	4,0	0,7	18,8	579,7	97,1	0,340	71,3	71,3	1844,5	1793,6	94,3	73,1	1989,1	100	0,266	38,659
2050	3,6	0,6	20,4	583,3	97,7	0,342	70,9	70,9	1915,4	1864,5	95,0	72,5	2061,5	100	0,234	38,893
2051	3,1	0,5	22,6	586,4	98,2	0,344	70,6	70,6	1986,0	1935,1	95,5	71,9	2133,4	100	0,207	39,100
2052	2,8	0,5	25,8	589,2	98,7	0,345	70,4	70,4	2056,4	2005,5	96,1	71,5	2204,9	100	0,183	39,283
2053	2,4	0,4	30,6	591,7	99,1	0,347	69,9	69,9	2126,3	2075,4	96,5	70,8	2275,7	100	0,161	39,444
2054	2,2	0,4	38,9	593,8	99,4	0,348	69,5	69,5	2195,8	2144,9	96,9	70,3	2346,0	100	0,142	39,587
2055	1,9	0,3	56,3	595,7	99,8	0,349	69,1	69,1	2264,9	2214,0	97,2	69,8	2415,7	100	0,125	39,712
2056	1,7	0,3	113,9	597,4	100,0	0,350	69,0	69,0	2333,9	2283,0	97,6	69,5	2485,2	100	0,111	39,823

Таблица 4.1.6. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект II

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	1	1	0	0	0	0	2	1,50	0	0	2	2	0	0	0	20,7	23,0	1,363	0,0
2024	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	2	0	0	19,2	24,6	1,267	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	4	1,50	0	0	4	4	3	0	0	18,3	24,5	1,164	0,0
2026	1	1	0	1	0	1	6	1,50	0	0	5	5	5	1	1	17,2	20,4	0,941	158,4
2027	1	1	0	1	0	1	8	1,50	0	0	6	6	6	2	2	16,3	21,3	0,935	159,4
2028	0	0	0	1	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	15,1	24,1	0,994	144,0
2029	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	14,0	23,9	0,924	148,8
2030	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	13,3	23,8	0,874	146,4
2031	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	11,7	23,7	0,772	141,8
2032	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	10,3	23,6	0,681	137,7
2033	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	9,1	23,5	0,600	134,1
2034	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	8,0	23,3	0,530	130,8
2035	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	7,1	23,2	0,467	127,8
2036	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	6,3	23,1	0,412	125,1
2037	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	5,5	23,0	0,364	122,7
2038	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	4,9	22,9	0,321	120,5
2039	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	4,3	22,8	0,283	118,5
2040	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,8	22,7	0,250	116,7
2041	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,3	22,6	0,220	115,0
2042	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	3,0	22,5	0,194	113,4
2043	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,6	22,4	0,172	112,0
2044	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,3	22,2	0,151	110,7
2045	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	2,0	22,1	0,134	109,5
2046	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,8	22,0	0,118	108,4
2047	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,6	21,9	0,104	107,3
2048	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,4	21,8	0,092	106,3
2049	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,2	21,7	0,081	105,4
2050	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,1	21,6	0,071	104,5
2051	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	1,0	21,5	0,063	103,6
2052	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,8	21,4	0,056	102,8
2053	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,7	21,3	0,049	102,1
2054	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,7	21,2	0,043	101,3
2055	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,6	21,0	0,038	100,6
2056	0	0	0	0	0	0	9	0,00	0	0	7	7	7	2	2	0,5	20,9	0,034	99,9

Таблица 4.1.7. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека-емых запасов нефти, %	Кэффи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод-нен-ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спо-собом	всего	мех.спо-собом		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная
2023	1,6	1,0	1,0	9,0	5,6	0,021	1,8	0,0	9,6	0,0	14,1	0,0	0,0	0	0,100	0,727
2024	4,9	3,0	3,2	13,9	8,6	0,032	6,2	3,1	15,8	3,1	20,8	0,0	0,0	0	0,309	1,036
2025	7,7	4,8	5,3	21,6	13,4	0,050	10,2	6,8	26,0	9,9	24,4	0,0	0,0	0	0,489	1,524
2026	10,1	6,3	7,3	31,7	19,7	0,074	15,0	15,0	41,1	24,9	32,6	11,3	11,3	60	0,641	2,166
2027	10,7	6,6	8,3	42,4	26,4	0,099	17,1	17,1	58,1	42,0	37,4	20,9	32,2	100	0,675	2,841
2028	9,9	6,2	8,4	52,3	32,6	0,122	17,1	17,1	75,2	59,1	41,8	20,6	52,8	100	0,628	3,469
2029	9,4	5,8	8,7	61,7	38,4	0,144	17,0	17,0	92,1	76,0	44,7	20,3	73,2	100	0,593	4,062
2030	8,9	5,5	9,0	70,6	43,9	0,165	16,8	16,8	108,9	92,8	47,0	19,9	93,1	100	0,563	4,624
2031	8,2	5,1	9,1	78,8	49,0	0,184	16,6	16,6	125,6	109,4	50,9	19,5	112,6	100	0,517	5,142
2032	7,5	4,7	9,2	86,3	53,7	0,202	16,5	16,5	142,1	126,0	54,5	19,1	131,7	100	0,475	5,617
2033	6,9	4,3	9,3	93,2	58,0	0,218	16,4	16,4	158,5	142,4	57,8	18,8	150,5	100	0,438	6,055
2034	6,4	4,0	9,4	99,6	62,0	0,233	16,2	16,2	174,7	158,6	60,9	18,3	168,8	100	0,402	6,457
2035	5,8	3,6	9,6	105,4	65,6	0,246	16,1	16,1	190,8	174,7	63,7	18,0	186,8	100	0,369	6,827
2036	5,4	3,3	9,7	110,8	68,9	0,259	16,0	16,0	206,8	190,6	66,3	17,7	204,5	100	0,340	7,166
2037	4,9	3,1	9,9	115,7	72,0	0,270	15,9	15,9	222,6	206,5	68,8	17,4	221,9	100	0,313	7,479
2038	4,5	2,8	10,1	120,3	74,8	0,281	15,7	15,7	238,3	222,2	71,1	17,1	238,9	100	0,287	7,766
2039	4,2	2,6	10,3	124,4	77,4	0,291	15,5	15,5	253,8	237,7	73,1	16,8	255,7	100	0,264	8,030
2040	3,8	2,4	10,6	128,3	79,8	0,300	15,4	15,4	269,2	253,1	75,1	16,5	272,2	100	0,243	8,273
2041	3,5	2,2	10,9	131,8	82,0	0,308	15,3	15,3	284,5	268,4	76,9	16,3	288,4	100	0,224	8,496
2042	3,2	2,0	11,2	135,1	84,0	0,316	15,1	15,1	299,6	283,5	78,6	16,0	304,4	100	0,205	8,701
2043	3,0	1,9	11,6	138,0	85,9	0,323	15,0	15,0	314,6	298,5	80,1	15,7	320,1	100	0,188	8,890
2044	2,7	1,7	12,1	140,8	87,6	0,329	14,8	14,8	329,5	313,3	81,5	15,5	335,6	100	0,173	9,063
2045	2,5	1,6	12,7	143,3	89,2	0,335	14,7	14,7	344,2	328,1	82,9	15,3	350,9	100	0,160	9,223
2046	2,3	1,4	13,3	145,6	90,6	0,340	14,6	14,6	358,8	342,6	84,1	15,1	366,0	100	0,146	9,369
2047	2,1	1,3	14,1	147,7	91,9	0,345	14,4	14,4	373,2	357,1	85,2	14,8	380,8	100	0,135	9,504
2048	2,0	1,2	15,1	149,7	93,2	0,350	14,3	14,3	387,5	371,3	86,3	14,6	395,5	100	0,124	9,627
2049	1,8	1,1	16,4	151,5	94,3	0,354	14,2	14,2	401,7	385,5	87,3	14,5	409,9	100	0,114	9,741
2050	1,7	1,0	18,0	153,2	95,3	0,358	14,0	14,0	415,7	399,5	88,2	14,2	424,2	100	0,105	9,846
2051	1,5	0,9	20,1	154,7	96,2	0,361	13,9	13,9	429,5	413,4	89,0	14,1	438,2	100	0,096	9,942
2052	1,4	0,9	23,2	156,1	97,1	0,365	13,7	13,7	443,3	427,1	89,8	13,9	452,1	100	0,088	10,030
2053	1,3	0,8	27,8	157,4	97,9	0,368	13,6	13,6	456,9	440,8	90,5	13,7	465,8	100	0,081	10,112
2054	1,2	0,7	35,3	158,5	98,7	0,370	13,5	13,5	470,4	454,2	91,2	13,5	479,3	100	0,075	10,187
2055	1,1	0,7	50,2	159,6	99,3	0,373	13,3	13,3	483,7	467,5	91,8	13,3	492,7	100	0,069	10,255
2056	1,0	0,6	92,8	160,6	100,0	0,375	13,2	13,2	496,8	480,7	92,4	13,2	505,8	100	0,063	10,318

Таблица 4.1.8. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект III

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	0	0	0	0	0	0	1	0,00	0	0	1	1	0	0	0	9,4	10,9	0,592	0,0
2024	1	1	0	0	0	0	2	1,50	0	0	2	2	1	0	0	9,2	11,6	0,583	0,0
2025	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	2	0	0	8,8	11,6	0,556	0,0
2026	1	1	0	0	0	1	4	1,50	0	0	3	3	3	1	1	8,3	12,3	0,524	61,7
2027	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	7,7	12,3	0,487	60,4
2028	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	7,2	12,3	0,453	59,5
2029	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	6,7	12,2	0,426	58,4
2030	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	6,4	12,1	0,406	57,5
2031	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,9	12,0	0,373	56,2
2032	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,4	11,9	0,343	55,1
2033	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	5,0	11,8	0,315	54,0
2034	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	4,6	11,7	0,290	52,9
2035	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	4,2	11,6	0,266	51,9
2036	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,9	11,5	0,245	50,9
2037	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,6	11,4	0,225	50,0
2038	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,3	11,3	0,207	49,2
2039	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	3,0	11,2	0,190	48,3
2040	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,8	11,1	0,175	47,6
2041	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,5	11,0	0,161	46,8
2042	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,3	10,9	0,148	46,1
2043	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,1	10,8	0,136	45,4
2044	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	2,0	10,7	0,125	44,7
2045	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,8	10,6	0,115	44,0
2046	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,7	10,5	0,106	43,4
2047	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,5	10,4	0,097	42,8
2048	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,4	10,3	0,089	42,2
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,3	10,2	0,082	41,6
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,2	10,1	0,075	41,1
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,1	10,0	0,069	40,5
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	1,0	9,9	0,064	40,0
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,9	9,8	0,059	39,5
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,9	9,7	0,054	39,0
2055	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,8	9,6	0,049	38,5
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	3	3	3	1	1	0,7	9,5	0,046	38,0

Таблица 4.1.9. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2023	3,3	1,7	1,9	18,6	9,8	0,039	3,5	0,0	19,6	0,0	5,4	0,0	0,0	0	1,147	6,499
2024	6,5	3,4	3,8	25,1	13,3	0,053	8,1	0,0	27,6	0,0	19,5	0,0	0,0	0	2,289	8,787
2025	6,1	3,2	3,7	31,2	16,5	0,066	8,1	8,1	35,7	8,1	24,4	0,0	0,0	0	2,143	10,930
2026	7,2	3,8	4,6	38,4	20,3	0,082	10,2	10,2	45,9	18,3	29,0	0,0	0,0	0	2,542	13,472
2027	9,3	4,9	6,2	47,7	25,3	0,101	14,2	14,2	60,1	32,5	34,5	0,0	0,0	0	3,274	16,746
2028	10,1	5,4	7,2	57,9	30,6	0,123	18,1	18,1	78,2	50,5	43,9	14,4	14,4	52	3,561	20,307
2029	9,7	5,1	7,4	67,5	35,7	0,143	18,0	18,0	96,1	68,5	46,2	27,1	41,5	100	3,395	23,703
2030	9,3	4,9	7,7	76,9	40,7	0,163	17,9	17,9	114,0	86,4	47,8	26,7	68,2	100	3,283	26,986
2031	9,1	4,8	8,1	86,0	45,5	0,183	17,9	17,9	131,9	104,3	49,0	26,4	94,7	100	3,199	30,185
2032	8,9	4,7	8,7	94,9	50,2	0,202	17,9	17,9	149,8	122,1	49,9	26,3	120,9	100	3,143	33,328
2033	8,3	4,4	8,8	103,2	54,6	0,219	17,8	17,8	167,5	139,9	53,5	25,5	146,5	100	2,903	36,231
2034	7,7	4,0	8,9	110,8	58,6	0,235	17,7	17,7	185,3	157,6	56,8	24,9	171,3	100	2,689	38,920
2035	7,1	3,8	9,1	117,9	62,4	0,250	17,7	17,7	203,0	175,3	59,9	24,2	195,5	100	2,491	41,411
2036	6,6	3,5	9,3	124,5	65,9	0,264	17,7	17,7	220,6	193,0	62,8	23,7	219,3	100	2,314	43,724
2037	6,1	3,2	9,4	130,6	69,1	0,277	17,6	17,6	238,2	210,6	65,4	23,1	242,4	100	2,137	45,861
2038	5,6	3,0	9,6	136,2	72,1	0,289	17,5	17,5	255,8	228,1	67,9	22,6	265,1	100	1,979	47,840
2039	5,2	2,8	9,9	141,4	74,8	0,300	17,5	17,5	273,3	245,6	70,2	22,2	287,2	100	1,833	49,673
2040	4,8	2,6	10,2	146,3	77,4	0,311	17,5	17,5	290,8	263,1	72,3	21,8	309,0	100	1,703	51,376
2041	4,5	2,4	10,5	150,8	79,8	0,320	17,4	17,4	308,2	280,6	74,3	21,3	330,4	100	1,573	52,949
2042	4,1	2,2	10,8	154,9	82,0	0,329	17,4	17,4	325,6	297,9	76,1	21,0	351,4	100	1,457	54,406
2043	3,8	2,0	11,3	158,7	84,0	0,337	17,3	17,3	342,9	315,2	77,8	20,6	372,0	100	1,349	55,755
2044	3,6	1,9	11,8	162,3	85,9	0,345	17,3	17,3	360,2	332,5	79,4	20,3	392,3	100	1,253	57,008
2045	3,3	1,7	12,3	165,6	87,6	0,352	17,2	17,2	377,4	349,8	80,9	20,0	412,3	100	1,158	58,166
2046	3,1	1,6	13,0	168,7	89,2	0,358	17,2	17,2	394,6	367,0	82,2	19,7	432,0	100	1,072	59,238
2047	2,8	1,5	13,9	171,5	90,7	0,364	17,1	17,1	411,7	384,1	83,5	19,4	451,4	100	0,993	60,231
2048	2,6	1,4	15,0	174,1	92,1	0,370	17,1	17,1	428,9	401,2	84,7	19,2	470,6	100	0,923	61,154
2049	2,4	1,3	16,3	176,5	93,4	0,375	17,0	17,0	445,9	418,3	85,8	18,9	489,6	100	0,852	62,006
2050	2,2	1,2	18,0	178,8	94,6	0,380	17,0	17,0	462,9	435,3	86,8	18,7	508,3	100	0,789	62,795
2051	2,1	1,1	20,3	180,9	95,7	0,384	17,0	17,0	479,8	452,2	87,7	18,5	526,8	100	0,731	63,526
2052	1,9	1,0	23,7	182,8	96,7	0,388	17,0	17,0	496,8	469,2	88,6	18,3	545,1	100	0,679	64,205
2053	1,8	0,9	28,7	184,6	97,7	0,392	16,9	16,9	513,7	486,0	89,4	18,1	563,2	100	0,627	64,832
2054	1,7	0,9	37,3	186,2	98,5	0,395	16,8	16,8	530,5	502,8	90,2	17,9	581,1	100	0,581	65,413
2055	1,5	0,8	55,2	187,8	99,3	0,399	16,8	16,8	547,2	519,6	90,9	17,8	598,9	100	0,538	65,951
2056	1,4	0,8	114,3	189,2	100,1	0,402	16,8	16,8	564,0	536,4	91,5	17,7	616,5	100	0,500	66,451

Таблица 4.1.10. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 2. Эксплуатационный объект IV

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других объектов, ед.	Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод в нагнетательный фонд, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м³/сут	
2023	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	0	0	0	9,7	10,2	3,392	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	0	0	0	9,4	11,6	3,291	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	2	0,00	0	0	2	2	2	0	0	8,8	11,6	3,090	0,0
2026	1	1	0	0	0	0	3	1,50	0	0	3	3	3	0	0	8,3	11,6	2,901	0,0
2027	1	1	0	0	0	0	4	1,50	0	0	4	4	4	0	0	7,6	11,6	2,678	0,0
2028	0	0	0	0	0	1	4	0,00	1	0	2	2	2	1	1	7,3	13,0	2,561	78,6
2029	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	7,0	12,9	2,448	78,1
2030	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,7	12,9	2,367	77,1
2031	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,6	12,9	2,306	76,3
2032	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,4	12,8	2,260	75,6
2033	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	6,0	12,8	2,093	73,6
2034	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	5,5	12,8	1,939	71,7
2035	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	5,1	12,7	1,796	69,9
2036	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,7	12,7	1,663	68,3
2037	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,4	12,7	1,540	66,7
2038	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	4,1	12,7	1,427	65,3
2039	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,8	12,6	1,322	64,0
2040	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,5	12,6	1,224	62,7
2041	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,2	12,6	1,134	61,6
2042	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	3,0	12,5	1,050	60,5
2043	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,8	12,5	0,973	59,5
2044	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,6	12,5	0,901	58,5
2045	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,4	12,4	0,835	57,6
2046	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,2	12,4	0,773	56,8
2047	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	2,0	12,4	0,716	56,0
2048	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,9	12,3	0,663	55,3
2049	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,7	12,3	0,614	54,6
2050	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,6	12,3	0,569	53,9
2051	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,5	12,2	0,527	53,3
2052	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,4	12,2	0,488	52,8
2053	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,3	12,2	0,452	52,2
2054	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,2	12,1	0,419	51,7
2055	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,1	12,1	0,388	51,2
2056	0	0	0	0	0	0	4	0,00	0	0	2	2	2	1	1	1,0	12,1	0,359	50,8

4.2. Экономические показатели вариантов разработки

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения Кенбулак и экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом варианте.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя:

- на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников направляется ежегодно не менее 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года.
- на реализацию проектов социальных программ в период добычи направляется ежегодно не менее 1% от инвестиций по итогам предыдущего года.
- для ликвидации последствий недропользования перечисляется ежегодно не менее 1% от затрат на добычу.
- на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы направляется 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года.

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих, нагнетательных скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачки воды.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в долларах США. При расчете принят среднегодовой курс 470,0 тенге за 1 доллар США.

Расчеты в экономической модели производились с учетом инфляции. Ставка инфляции принята в размере 2% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2023

4.2.1. Доходы по проекту

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Объем реализации нефти по данным заказчика принимается равным 99,9% от уровня добычи нефти.

В расчете приняты условия, что 60% товарной нефти реализуется на внутренний рынок и 40% на экспорт.

Проектируемая цена продажи нефти на внутреннем рынке принята в размере 183,57 \$ /тонна, на экспорт- 396,36 \$ /тонна.

Расчет дохода от продажи сырой нефти по рекомендуемому варианту представлен в таблице 4.2.2 по остальным вариантам в приложении.

Таблица 4.2.1. Расчет дохода от реализации продукции по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расчет дохода от продажи нефти						Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	
	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		Выручка от реализации нефти		
	Всего объем реализации нефти	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок без НДС			
							без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.тонн	тыс.тонн	тыс.тонн	\$/тонн	\$/тонн	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2023	23,3	14,0	9,3	396,4	183,6	7 265,8	7 265,8	7 411,1
2024	49,3	29,6	19,7	396,4	183,6	15 347,4	15 347,4	15 961,3
2025	51,6	31,0	20,7	396,4	183,6	16 072,5	16 072,5	17 036,9
2026	60,3	36,2	24,1	396,4	183,6	18 783,5	18 783,5	20 286,2
2027	70,6	42,3	28,2	396,4	183,6	21 967,3	21 967,3	24 164,1
2028	74,2	44,5	29,7	396,4	183,6	23 104,9	23 104,9	25 877,5
2029	70,9	42,6	28,4	396,4	183,6	22 077,1	22 077,1	25 167,9
2030	66,6	40,0	26,7	396,4	183,6	20 739,9	20 739,9	24 058,3
2031	59,8	35,9	23,9	396,4	183,6	18 604,6	18 604,6	21 953,5
2032	54,0	32,4	21,6	396,4	183,6	16 792,4	16 792,4	20 150,9
2033	48,1	28,9	19,3	396,4	183,6	14 981,9	14 981,9	18 277,9
2034	43,1	25,9	17,2	396,4	183,6	13 413,5	13 413,5	16 632,8
2035	38,7	23,2	15,5	396,4	183,6	12 033,2	12 033,2	15 161,8
2036	34,8	20,9	13,9	396,4	183,6	10 835,9	10 835,9	13 870,0
2037	31,3	18,8	12,5	396,4	183,6	9 728,1	9 728,1	12 646,5
2038	28,1	16,9	11,3	396,4	183,6	8 760,9	8 760,9	11 564,3
2039	25,4	15,2	10,2	396,4	183,6	7 904,6	7 904,6	10 592,1
2040	23,0	13,8	9,2	396,4	183,6	7 158,4	7 158,4	9 735,4
2041	20,8	12,5	8,3	396,4	183,6	6 463,4	6 463,4	8 919,5
2042	18,8	11,3	7,5	396,4	183,6	5 853,8	5 853,8	8 195,4
2043	17,1	10,2	6,8	396,4	183,6	5 312,3	5 312,3	7 543,5
2044	15,5	9,3	6,2	396,4	183,6	4 839,1	4 839,1	6 968,3
2045	12,5	7,5	5,0	396,4	183,6	3 884,8	3 884,8	5 671,9
2046	11,2	6,7	4,5	396,4	183,6	3 499,7	3 499,7	5 179,6
2047	10,1	6,1	4,1	396,4	183,6	3 156,4	3 156,4	4 734,5
2048	9,2	5,5	3,7	396,4	183,6	2 854,3	2 854,3	4 338,5
2049	8,3	5,0	3,3	396,4	183,6	2 572,3	2 572,3	3 961,3
2050	7,5	4,5	3,0	396,4	183,6	2 322,0	2 322,0	3 622,4
2051	6,7	4,0	2,7	396,4	183,6	2 098,6	2 098,6	3 315,8
2052	6,1	3,7	2,4	396,4	183,6	1 901,6	1 901,6	3 042,6
2053	5,5	3,3	2,2	396,4	183,6	1 717,5	1 717,5	2 782,3
2054	5,0	3,0	2,0	396,4	183,6	1 553,6	1 553,6	2 547,9
2055	4,5	2,7	1,8	396,4	183,6	1 407,0	1 407,0	2 335,6
2056	4,1	2,5	1,6	396,4	183,6	1 277,5	1 277,5	2 146,3
2023-2056 годы	1 016,2	609,7	406,5			316 286,0	316 286,0	385 853,8
2023-2060 годы	1 029,1	617,5	411,6			320 306,7	320 306,7	392 799,9

4.2.2. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Потребность в капитальных вложениях определялась с учетом использования имеющихся на дату составления проекта мощностей объектов промыслового обустройства.

Капитальные затраты проекта оценивались укрупнено по следующим направлениям: затраты в строительство скважин и затраты на надземное нефтепромысловое строительство. В целом, объемы капитальных вложений включают в себя:

- стоимость бурения добывающих нефтяных скважин;
- ввод скважин из консервации;
- перевод скважин на мех.добычу;
- выбытие скважин;
- перевод скважин на другой объект;
- перевод скважин под нагнетание;
- обустройство скважин;
- стоимость строительства выкидных, нагнетательных линий;

Капитальные вложения в бурение скважин определялись на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины и количества скважин. Проектная стоимость строительства одной добывающей нефтяной скважины составляет в среднем 333,3 тыс.\$.

Результаты расчетов капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства в период реализации проекта по рекомендуемому варианту приведен в таблице 4.2.2.

Перечень капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по остальным вариантам представлена в приложениях.

Таблица 4.2.2. Расчет капитальных вложений по рекомендуемому варианту 2

№ п/п	Наименование работ, объектов и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость	Всего стоимость, тыс. \$	Распределение капитальных вложений по годам строительства					
				единицы с НДС		1	2	3	4	5	6
1	2	3	4	тыс. \$	6	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН - подземное строительство										
1	Бурение добывающей нефтяной скважины	скв.	10	333,3	3 333,0	333,3	666,6	666,6	999,9	666,6	0,0
2	Перевод в нагнетательный фонд	скв.	5	22,2	111,0	0,0	0,0	0,0	66,6	22,2	22,2
3	Ввод скважин из других категорий	скв.	3	32,6	97,7	97,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скв.	2	9,8	19,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Выбытие нагнетательных скважин	скв.	1	9,8	9,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого на строительство скважин:				3 571,1	431,0	666,6	666,6	1 066,5	688,8	22,2
	Итого на строительство скважин в ценах с учетом инфляции:				3 816,7	439,6	693,3	706,6	1 151,8	757,7	24,9
II	НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО - обустройство промысла										
1	Обустройство добывающих скважин	ед.	10	15,6	156,0	15,6	31,2	31,2	46,8	31,2	
	Итого на обустройство промысла:				163,8	16,4	32,8	32,8	49,1	32,8	0,0
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (с НДС):				3 734,9	447,3	699,4	699,4	1 115,6	721,6	22,2
	Всего капитальных вложений в ценах без учета инфляции (без НДС):				3 334,7	399,4	624,4	624,4	996,1	644,3	19,8

4.2.3. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты определялись в соответствии с нормативами затрат и технологическими показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего отчета.

Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат приведены в таблицах 3.5.1., 3.5.2.

Расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (операционные затраты) разделяются на производственные расходы, относимые на себестоимость продукции и на расходы периода.

Производственные расходы включают в себя расходы на:

- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями;
- материальные производственные затраты;
- затраты на электроэнергию;
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- текущий ремонт скважин;
- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- экологические расходы;
- транспортные расходы;
- страхование работающего персонала;
- производственные расходы условно- постоянные, зависимые от количества скважин;
- производственные расходы условно- постоянные, зависимые от численности ППП;
- затраты производственного характера;
- налоги и отчисления, входящие в себестоимость;

Расходы периода включают:

- общие и административные расходы;
- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- расходы по финансированию социальных программ.
- создание резервного фонда, связанного с будущими расходами по ликвидации месторождения;
- затраты на обучение казахстанских специалистов;
- расходы на НИОКР;

- и другие расходы.

Затраты на реализацию нефти включают:

- затраты на транспорт;
- экспортная пошлина;
- прочие затраты.

Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому второму варианту представлен в таблице 4.2.3, по остальным вариантам в приложении.

Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности предприятия приведен в таблице 4.2.4. По остальным вариантам в приложениях.

Таблица 4.2.3. Расчет эксплуатационных затрат по рекомендуемому варианту 2

Годы	Расходы, относимые на себестоимость продукции										Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	
	Затраты на ремонт скважины	Электроэнергия	Фонд оплаты труда ППП	Страхование работников ППП	Амортизация по бухгалтерскому учету, включаемая в себестоимость УВ	Производственно-технические материалы для эксплуатации	Услуги условно-постоянного характера на промысле, зависящие от количества скважин	Производственные расходы условно-постоянные, зависящие от численности ППП	Экологические расходы	Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в себестоимость	без учета инфляции	с учетом инфляции
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2023	123,8	25,1	36,1	8,2	24,8	41,2	170,0	20,0	9,1	1 732,0	2 190,3	2 234,1
2024	148,6	64,0	43,3	9,8	82,6	104,9	204,0	24,0	19,2	3 593,5	4 293,9	4 465,6
2025	173,3	75,6	50,5	11,5	119,4	123,9	238,0	28,0	20,1	3 783,4	4 623,8	4 901,2
2026	210,5	95,7	65,0	14,8	205,0	156,9	289,0	36,0	23,5	4 432,6	5 528,9	5 971,2
2027	235,2	118,9	72,2	16,4	293,5	195,0	323,0	40,0	27,5	5 186,0	6 507,8	7 158,5
2028	235,2	135,4	72,2	16,4	310,9	222,1	323,0	40,0	29,0	5 448,3	6 832,4	7 652,3
2029	235,2	138,5	72,2	16,4	297,0	227,2	323,0	40,0	27,7	5 211,3	6 588,5	7 510,9
2030	235,2	137,7	72,2	16,4	279,2	225,9	323,0	40,0	26,0	4 904,0	6 259,6	7 261,2
2031	235,2	137,0	72,2	16,4	251,1	224,7	323,0	40,0	23,3	4 418,9	5 741,8	6 775,4
2032	235,2	136,6	72,2	16,4	227,4	224,0	323,0	40,0	21,0	4 007,1	5 302,8	6 363,4
2033	235,2	135,5	72,2	16,4	203,1	222,3	323,0	40,0	18,8	3 593,2	4 859,8	5 928,9
2034	235,2	134,7	72,2	16,4	182,1	221,0	323,0	40,0	16,8	3 234,7	4 476,1	5 550,4
2035	235,2	134,0	72,2	16,4	163,6	219,7	323,0	40,0	15,1	2 919,2	4 138,4	5 214,4
2036	235,2	133,6	72,2	16,4	147,5	219,0	323,0	40,0	13,6	2 645,8	3 846,3	4 923,2
2037	235,2	132,5	72,2	16,4	132,6	217,3	323,0	40,0	12,2	2 392,7	3 574,2	4 646,4
2038	235,2	131,7	72,2	16,4	119,5	216,0	323,0	40,0	11,0	2 171,9	3 337,0	4 404,9
2039	235,2	131,0	72,2	16,4	108,0	214,8	323,0	40,0	9,9	1 976,5	3 127,0	4 190,2
2040	235,2	130,5	72,2	16,4	97,9	214,1	323,0	40,0	9,0	1 806,4	2 944,8	4 004,9
2041	235,2	129,5	72,2	16,4	88,5	212,4	323,0	40,0	8,1	1 647,9	2 773,2	3 827,0
2042	235,2	128,7	72,2	16,4	80,2	211,1	323,0	40,0	7,3	1 508,9	2 623,2	3 672,4
2043	235,2	128,0	72,2	16,4	72,9	209,9	323,0	40,0	6,7	1 385,6	2 489,8	3 535,5
2044	235,2	127,5	72,2	16,4	66,5	209,2	323,0	40,0	6,1	1 277,9	2 373,9	3 418,4
2045	198,1	104,7	57,8	13,1	56,8	171,7	272,0	32,0	4,9	1 038,3	1 949,3	2 846,0
2046	198,1	104,1	57,8	13,1	51,3	170,7	272,0	32,0	4,4	950,2	1 853,7	2 743,4
2047	198,1	103,6	57,8	13,1	46,3	169,9	272,0	32,0	4,0	872,7	1 769,3	2 654,0
2048	198,1	103,3	57,8	13,1	41,9	169,4	272,0	32,0	3,6	804,8	1 695,9	2 577,8
2049	198,1	102,5	57,8	13,1	37,9	168,1	272,0	32,0	3,2	741,3	1 626,0	2 504,1
2050	198,1	101,9	57,8	13,1	34,2	167,2	272,0	32,0	2,9	685,3	1 564,5	2 440,7
2051	198,1	101,4	57,8	13,1	31,0	166,3	272,0	32,0	2,6	635,4	1 509,7	2 385,3
2052	185,7	101,1	57,8	13,1	28,1	165,8	255,0	32,0	2,4	587,5	1 428,5	2 285,6
2053	173,3	100,3	50,5	11,5	25,4	164,6	238,0	28,0	2,2	537,1	1 331,0	2 156,1
2054	148,6	99,8	43,3	9,8	23,1	163,6	204,0	24,0	1,9	486,9	1 205,0	1 976,3
2055	123,8	99,2	36,1	8,2	20,9	162,7	170,0	20,0	1,8	436,7	1 079,4	1 791,8
2056	123,8	98,9	36,1	8,2	19,0	162,2	170,0	20,0	1,6	407,8	1 047,6	1 760,0
2023-2056 годы	7 031,8	3 862,7	2 122,7	482,2	3 969,1	6 334,8	9 656,0	1 176,0	396,4	77 461,9	112 493,4	141 731,6
2023-2060 годы	7 477,5	4 252,2	2 267,1	515,0	4 029,2	6 973,6	10 268,0	1 256,0	401,4	78 833,1	116 273,1	148 268,1

Продолжение таблицы 4.2.3. Эксплуатационные затраты, включаемые в расходы периода

Годы	Расходы периода						Налоги и отчисления в бюджет, включаемые в расходы периода	Итого расходы периода	
	Общие и административные расходы	Фонд оплаты труда АУП	Расходы по реализации УВ	НИОКР	Затраты на обучение и повышение квалификации казахстанских специалистов	Отчисления в ликвидационный фонд			
								без учета инфляции	с учетом инфляции
								тыс.\$	тыс.\$
2023	84,0	10,7	564,9	72,7	8,3	8,3	7,3	756,3	771,4
2024	112,0	21,5	1 193,3	72,7	8,3	8,3	10,6	1 426,7	1 483,8
2025	126,0	21,5	1 249,7	153,5	12,4	12,4	10,9	1 586,3	1 681,5
2026	154,0	21,5	1 460,5	160,7	13,5	13,5	11,5	1 835,1	1 981,9
2027	182,0	32,2	1 708,0	187,8	18,9	18,9	14,0	2 161,8	2 377,9
2028	182,0	32,2	1 796,5	219,7	16,7	16,7	14,1	2 277,9	2 551,2
2029	182,0	32,2	1 716,6	231,0	10,9	10,9	13,9	2 197,5	2 505,2
2030	182,0	32,2	1 612,6	220,8	10,8	10,8	13,6	2 082,7	2 415,9
2031	182,0	32,2	1 446,6	207,4	10,8	10,8	13,1	1 902,8	2 245,3
2032	182,0	32,2	1 305,7	186,0	10,7	10,7	12,8	1 740,1	2 088,1
2033	182,0	32,2	1 164,9	167,9	10,7	10,7	12,4	1 580,8	1 928,5
2034	182,0	32,2	1 042,9	149,8	10,6	10,6	12,1	1 440,3	1 785,9
2035	182,0	32,2	935,6	134,1	10,6	10,6	11,8	1 316,9	1 659,3
2036	182,0	32,2	842,5	120,3	10,6	10,6	11,5	1 209,7	1 548,4
2037	182,0	32,2	756,4	108,4	10,5	10,5	11,3	1 111,3	1 444,7
2038	182,0	32,2	681,2	97,3	10,5	10,5	11,1	1 024,7	1 352,6
2039	182,0	32,2	614,6	87,6	10,5	10,5	10,9	948,2	1 270,6
2040	182,0	32,2	556,6	79,0	10,4	10,4	10,8	881,4	1 198,7
2041	182,0	32,2	502,5	71,6	10,4	10,4	10,6	819,7	1 131,2
2042	182,0	32,2	455,1	64,6	10,4	10,4	10,5	765,2	1 071,3
2043	182,0	32,2	413,0	58,5	10,3	10,3	10,4	716,8	1 017,9
2044	182,0	32,2	376,3	53,1	10,3	10,3	10,3	674,5	971,2
2045	140,0	21,5	302,1	48,4	10,3	10,3	8,3	540,8	789,6
2046	140,0	21,5	272,1	38,8	8,8	8,8	8,3	498,3	737,5
2047	140,0	21,5	245,4	35,0	8,5	8,5	8,2	467,1	700,6
2048	140,0	21,5	221,9	31,6	8,5	8,5	8,1	440,1	668,9
2049	140,0	21,5	200,0	28,5	8,5	8,5	8,1	415,0	639,2
2050	140,0	21,5	180,5	25,7	8,5	8,5	8,0	392,7	612,6
2051	140,0	21,5	163,2	23,2	8,4	8,4	8,0	372,7	588,9
2052	140,0	21,5	147,9	21,0	8,4	8,4	7,9	355,1	568,1
2053	126,0	21,5	133,5	19,0	8,1	8,1	7,9	324,1	525,1
2054	112,0	21,5	120,8	17,2	7,7	7,7	7,8	294,6	483,2
2055	84,0	10,7	109,4	15,5	7,0	7,0	6,0	239,6	397,8
2056	84,0	10,7	99,3	14,1	6,2	6,2	6,0	226,6	380,7
2023-2056 годы	5 278,0	890,6	24 592,0	3 222,7	346,1	346,1	347,9	35 023,5	43 574,9
2023-2060 годы	5 614,0	933,5	24 904,6	3 267,1	369,9	369,9	371,8	35 830,9	44 970,8

Таблица 4.2.4. Расчет чистой прибыли и потоков денежной наличности 2 вариант

Годы	Совокупный доход от реализации продукции без учета НДС	Всего расходы, учитываемые при определении налогооблагаемого дохода за вычетом амортизационных отчислений	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для налогооблагаемого дохода	Налогооблагаемый доход	Оперативный доход (+), убыток (-) = совокупный годовой доход - эксплуатационные затраты	Чистая прибыль предприятия после выплаты КПН	Выплата налога на сверхприбыль	Чистая прибыль с учетом всех выплат	Поток денежной наличности предприятия	Накопленный поток денежной наличности	Внутренняя норма доходности (ВНД) - IRR	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - NPV		
													7,5%	10,0%	15,0%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	%	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2023	7 265,8	2 921,8	158,4	3 080,2	4 185,6	4 319,2	3 482,1	1 242,2	2 239,9	1 865,3	1 865,3	0,0%	1 735,1	1 695,7	1 622,0
2024	15 347,4	5 638,0	227,1	5 865,1	9 482,3	9 626,8	7 730,3	3 025,3	4 705,0	4 163,2	6 028,5	0,0%	5 337,7	5 136,4	4 770,0
2025	16 072,5	6 090,7	285,7	6 376,4	9 696,1	9 862,4	7 923,2	3 000,4	4 922,8	4 417,8	10 446,2	0,0%	8 893,8	8 455,5	7 674,7
2026	18 783,5	7 159,0	390,7	7 549,7	11 233,8	11 419,5	9 172,8	3 427,5	5 745,3	4 954,2	15 400,4	0,0%	12 603,5	11 839,3	10 507,3
2027	21 967,3	8 376,0	428,2	8 804,2	13 163,2	13 297,8	10 665,2	3 978,0	6 687,2	6 336,5	21 736,9	10,8%	17 017,2	15 773,7	13 657,6
2028	23 104,9	8 799,5	367,9	9 167,3	13 937,6	13 994,6	11 207,1	4 203,2	7 003,9	7 294,9	29 031,8	17,7%	21 744,1	19 891,5	16 811,4
2029	22 077,1	8 489,0	313,6	8 802,6	13 274,5	13 291,1	10 636,2	3 961,0	6 675,2	6 972,2	36 004,0	21,8%	25 946,6	23 469,3	19 432,5
2030	20 739,9	8 063,1	267,4	8 330,5	12 409,4	12 397,6	9 915,7	3 658,5	6 257,2	6 536,4	42 540,4	24,2%	29 611,5	26 518,6	21 569,3
2031	18 604,6	7 393,5	228,1	7 621,6	10 983,1	10 960,0	8 763,4	3 162,1	5 601,3	5 852,4	48 392,8	25,7%	32 664,1	29 000,6	23 232,9
2032	16 792,4	6 815,6	194,6	7 010,1	9 782,3	9 749,5	7 793,0	2 748,0	5 045,0	5 272,4	53 665,2	26,6%	35 222,2	31 033,3	24 536,1
2033	14 981,9	6 237,4	166,0	6 403,4	8 578,5	8 541,4	6 825,7	2 334,5	4 491,2	4 694,3	58 359,5	27,2%	37 340,9	32 678,7	25 545,2
2034	13 413,5	5 734,3	141,7	5 876,0	7 537,5	7 497,1	5 989,6	1 977,9	4 011,8	4 193,8	62 553,3	27,6%	39 101,7	34 015,0	26 329,0
2035	12 033,2	5 291,8	121,0	5 412,7	6 620,4	6 577,9	5 253,8	1 663,8	3 590,0	3 753,6	66 306,9	27,9%	40 567,7	35 102,2	26 939,1
2036	10 835,9	4 908,5	103,3	5 011,8	5 824,1	5 780,0	4 615,2	1 390,9	3 224,3	3 371,8	69 678,7	28,1%	41 792,8	35 990,1	27 415,6
2037	9 728,1	4 552,9	88,3	4 641,2	5 086,9	5 042,6	4 025,2	1 138,8	2 886,4	3 019,0	72 697,6	28,2%	42 813,1	36 712,8	27 786,6
2038	8 760,9	4 242,2	75,4	4 317,6	4 443,2	4 399,1	3 510,5	918,9	2 591,5	2 711,1	75 408,7	28,3%	43 665,4	37 302,8	28 076,3
2039	7 904,6	3 967,3	64,5	4 031,7	3 872,8	3 829,3	3 054,8	724,1	2 330,6	2 438,6	77 847,3	28,4%	44 378,6	37 785,3	28 302,9
2040	7 158,4	3 728,3	55,1	3 783,4	3 375,0	3 332,2	2 657,2	553,9	2 103,3	2 201,2	80 048,5	28,4%	44 977,4	38 181,2	28 480,8
2041	6 463,4	3 504,5	47,1	3 551,6	2 911,8	2 870,5	2 288,1	416,0	1 872,1	1 960,6	82 009,1	28,4%	45 473,6	38 501,8	28 618,6
2042	5 853,8	3 308,1	40,3	3 348,5	2 505,4	2 465,5	1 964,4	300,2	1 664,2	1 744,4	83 753,5	28,5%	45 884,2	38 761,1	28 725,2
2043	5 312,3	3 133,7	34,5	3 168,2	2 144,1	2 105,7	1 676,9	211,4	1 465,5	1 538,4	85 291,9	28,5%	46 221,1	38 969,0	28 806,9
2044	4 839,1	2 981,9	29,6	3 011,5	1 827,6	1 790,7	1 425,2	141,5	1 283,7	1 350,2	86 642,1	28,5%	46 496,2	39 134,8	28 869,3
2045	3 884,8	2 433,3	29,3	2 462,6	1 422,2	1 394,7	1 110,2	99,1	1 011,1	1 041,7	87 683,8	28,5%	46 693,6	39 251,2	28 911,1
2046	3 499,7	2 300,7	25,0	2 325,7	1 174,0	1 147,8	913,0	54,7	858,3	909,6	88 593,4	28,5%	46 853,9	39 343,5	28 942,9
2047	3 156,4	2 190,1	21,4	2 211,5	944,8	919,9	731,0	24,6	706,4	752,7	89 346,1	28,5%	46 977,3	39 413,0	28 965,8
2048	2 854,3	2 094,1	18,4	2 112,4	741,9	718,3	569,9	4,2	565,7	607,7	89 953,8	28,5%	47 070,0	39 464,0	28 981,8
2049	2 572,3	2 003,2	15,7	2 019,0	553,3	531,2	420,5	0,0	420,5	458,4	90 412,2	28,5%	47 135,1	39 498,9	28 992,3
2050	2 322,0	1 923,0	13,5	1 936,5	385,6	364,8	287,7	0,0	287,7	321,9	90 734,1	28,5%	47 177,6	39 521,3	28 998,8
2051	2 098,6	1 851,4	11,6	1 863,0	235,6	216,2	169,1	0,0	169,1	200,1	90 934,2	28,5%	47 202,1	39 533,9	29 002,3
2052	1 901,6	1 755,5	9,9	1 765,4	136,2	118,0	90,8	0,0	90,8	118,9	91 053,1	28,5%	47 215,7	39 540,7	29 004,1
2053	1 717,5	1 629,7	8,5	1 638,2	79,3	62,4	46,5	0,0	46,5	72,0	91 125,1	28,5%	47 223,4	39 544,4	29 005,0
2054	1 553,6	1 476,6	7,3	1 483,9	69,6	53,9	40,0	0,0	40,0	63,0	91 188,1	28,5%	47 229,6	39 547,4	29 005,7
2055	1 407,0	1 298,1	6,3	1 304,4	102,6	88,0	67,5	0,0	67,5	88,4	91 276,5	28,5%	47 237,7	39 551,2	29 006,6
2056	1 277,5	1 255,2	5,4	1 260,6	16,9	3,3	-0,1	0,0	-0,1	18,9	91 295,4	28,5%	47 239,3	39 552,0	29 006,8
2023-2056 годы	316 286,0	143 547,8	4 005,5	147 553,3	168 737,4	168 769,1	135 021,6	44 360,6	90 661,0	91 295,4	91 295,4	28,5%	47 239,3	39 552,0	29 006,8
2023-2060 годы	320 306,7	148 074,8	4 015,8	152 090,6	168 737,4	168 202,7	134 455,2	44 360,6	90 094,7	90 789,1	90 789,1	28,5%	47 204,8	39 537,2	29 003,9

4.2.4. Налоговая система

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось в соответствии Налоговым Кодексом Республики РК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК. и всеми изменениями и дополнениями, вступившими в силу на дату возникновения обязательства по удержанию, начислению и оплате налогов и прочих обязательных платежей в бюджет.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20% от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог –9,5% до 2025 г, 11% с 2025 г.
- налог на имущество – 1,5% от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- НДС на добычу нефти – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование- -3%.
- рентный налог- по шкале согласно НК;
- экспортная пошлина- по шкале согласно ТК;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 5%;

Результаты расчетов налоговых выплат по рекомендуемому второму варианту приведены в таблице 4.2.5, по остальным вариантам в приложении.

Таблица 4.2.5. Расчет бюджетной эффективности в ценах без учета инфляции по рекомендуемому варианту 2

Годы	НДС по реализованной продукции	НДС по приобретенным услугам и материалам	НДС по приобретенным основным средствам	ДОХОД ГОСУДАРСТВА Республики Казахстан												ВСЕГО доход РК	Дисконтированный доход государства при ставке дисконта		
				НДС к возмещению (НДС по продажам - НДС по покупкам)	Налог на добычу полезных ископаемых - нефть и газ	Рентный налог на экспорт нефти	Плата за эмиссии в окружающую среду	Экспортная таможенная пошлина	Земельный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверх прибыль	Налог на имущество	Социальный налог	Подоходный налог с физических лиц	Прочие налоги		7,5%	10%	15%
	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$	тыс.\$
2023	205,7	141,9	47,9	15,9	383,9	610,7	1,3	700,3	3,9	837,1	1 242,2	16,5	4,0	3,3	15,4	3 834,5	3 567,0	3 485,9	3 334,3
2024	434,5	244,1	74,9	115,5	761,2	1 289,9	2,7	1 479,3	3,9	1 896,5	3 025,3	25,5	5,5	4,6	31,4	8 641,4	11 044,6	10 627,5	9 868,5
2025	455,0	275,6	74,9	104,5	809,4	1 350,9	2,8	1 549,2	3,9	1 939,2	3 000,4	33,6	6,2	5,1	33,2	8 838,4	18 159,2	17 267,9	15 679,8
2026	531,8	325,8	119,5	86,5	948,5	1 578,7	3,3	1 810,5	3,9	2 246,8	3 427,5	46,8	7,4	6,1	38,9	10 204,9	25 800,6	24 238,0	21 514,5
2027	621,9	381,1	77,3	163,5	1 113,3	1 846,3	3,8	2 117,4	3,9	2 632,6	3 978,0	53,4	8,9	7,4	45,6	11 974,0	34 141,2	31 672,9	27 467,7
2028	654,1	400,4	2,4	251,3	1 172,0	1 941,9	4,0	2 227,0	3,9	2 787,5	4 203,2	49,3	8,9	7,4	47,8	12 704,4	42 373,2	38 844,2	32 960,2
2029	625,0	391,7	0,0	233,3	1 127,1	1 855,6	3,9	2 128,0	3,9	2 654,9	3 961,0	44,6	8,9	7,4	45,8	12 074,4	49 651,1	45 040,3	37 499,4
2030	587,2	377,5	0,0	209,7	1 068,1	1 743,2	3,6	1 999,1	3,9	2 481,9	3 658,5	40,1	8,9	7,4	43,1	11 267,6	55 968,8	50 296,7	41 182,8
2031	526,7	355,4	0,0	171,3	976,6	1 563,7	3,3	1 793,3	3,9	2 196,6	3 162,1	35,9	8,9	7,4	39,0	9 962,1	61 164,9	54 521,6	44 014,6
2032	475,4	335,5	0,0	139,9	899,0	1 411,4	3,0	1 618,6	3,9	1 956,5	2 748,0	32,2	8,9	7,4	35,5	8 864,2	65 465,8	57 939,2	46 205,7
2033	424,1	315,8	0,0	108,3	818,7	1 259,2	2,6	1 444,1	3,9	1 715,7	2 334,5	28,8	8,9	7,4	31,9	7 764,1	68 970,1	60 660,4	47 874,6
2034	379,7	298,5	0,0	81,2	749,2	1 127,4	2,4	1 292,9	3,9	1 507,5	1 977,9	25,7	8,9	7,4	28,9	6 813,4	71 830,7	62 831,4	49 148,1
2035	340,7	283,3	0,0	57,4	688,2	1 011,4	2,1	1 159,8	3,9	1 324,1	1 663,8	23,0	8,9	7,4	26,2	5 976,2	74 164,8	64 562,5	50 119,4
2036	306,8	270,1	0,0	36,6	635,6	910,7	1,9	1 044,4	3,9	1 164,8	1 390,9	20,5	8,9	7,4	23,8	5 249,6	76 072,0	65 944,9	50 861,3
2037	275,4	257,9	0,0	17,5	586,7	817,6	1,7	937,7	3,9	1 017,4	1 138,8	18,3	8,9	7,4	21,7	4 577,8	77 619,2	67 040,8	51 423,9
2038	248,0	247,1	0,0	0,9	544,3	736,3	1,6	844,4	3,9	888,6	918,9	16,3	8,9	7,4	19,8	3 991,5	78 874,0	67 909,4	51 850,4
2039	223,8	237,6	0,0	-13,8	506,8	664,4	1,4	761,9	3,9	774,6	724,1	14,5	8,9	7,4	18,1	3 472,4	79 889,5	68 596,4	52 173,1
2040	202,7	229,3	0,0	-26,7	474,4	601,7	1,3	690,0	3,9	675,0	553,9	12,9	8,9	7,4	16,7	3 019,4	80 711,0	69 139,5	52 417,1
2041	183,0	221,5	0,0	-38,5	444,1	543,2	1,2	623,0	3,9	582,4	416,0	11,5	8,9	7,4	15,3	2 618,3	81 373,6	69 567,6	52 601,0
2042	165,7	214,6	0,0	-48,9	417,6	492,0	1,0	564,2	3,9	501,1	300,2	10,1	8,9	7,4	14,1	2 271,8	81 908,4	69 905,3	52 739,8
2043	150,4	208,5	0,0	-58,1	394,2	446,5	0,9	512,0	3,9	428,8	211,4	8,9	8,9	7,4	13,1	1 978,0	82 341,5	70 172,6	52 844,9
2044	137,0	203,3	0,0	-66,3	373,9	406,7	0,9	466,4	3,9	365,5	141,5	7,8	8,9	7,4	12,1	1 728,9	82 693,7	70 385,0	52 924,8
2045	110,0	166,4	3,2	-59,6	311,5	326,5	0,7	374,4	3,9	284,4	99,1	7,2	6,8	5,6	9,9	1 370,6	82 953,4	70 538,0	52 979,9
2046	99,1	161,1	0,0	-62,0	294,5	294,1	0,6	337,3	3,9	234,8	54,7	6,4	6,8	5,6	9,2	1 185,9	83 162,5	70 658,4	53 021,3
2047	89,4	157,1	0,0	-67,8	280,3	265,3	0,6	304,2	3,9	189,0	24,6	5,6	6,8	5,6	8,5	1 026,6	83 330,8	70 753,2	53 052,5
2048	80,8	153,7	0,0	-72,9	268,2	239,9	0,5	275,1	3,9	148,4	4,2	4,9	6,8	5,6	7,9	892,6	83 467,0	70 828,1	53 076,1
2049	72,8	150,5	0,0	-77,6	256,8	216,2	0,5	247,9	3,9	110,7	0,0	4,3	6,8	5,6	7,4	782,4	83 578,0	70 887,8	53 094,0
2050	65,7	147,6	0,0	-81,8	246,9	195,2	0,4	223,8	3,9	77,1	0,0	3,7	6,8	5,6	6,9	688,6	83 668,9	70 935,5	53 107,8
2051	59,4	145,0	0,0	-85,6	238,3	176,4	0,4	202,3	3,9	47,1	0,0	3,2	6,8	5,6	6,5	605,0	83 743,2	70 973,6	53 118,3
2052	53,8	139,2	0,0	-85,4	226,8	159,8	0,3	183,3	3,9	27,2	0,0	2,7	6,8	5,6	6,1	537,3	83 804,6	71 004,4	53 126,4
2053	48,6	130,2	0,0	-81,5	211,6	144,4	0,3	165,5	3,9	15,9	0,0	2,3	6,2	5,1	5,6	479,3	83 855,5	71 029,4	53 132,7
2054	44,0	117,8	0,0	-73,8	193,1	130,6	0,3	149,7	3,9	13,9	0,0	1,9	5,5	4,6	5,1	434,9	83 898,5	71 050,0	53 137,7
2055	39,8	102,6	0,0	-62,8	171,2	118,3	0,3	135,6	3,9	20,5	0,0	1,6	4,0	3,3	4,5	400,4	83 935,3	71 067,2	53 141,7
2056	36,2	101,0	0,0	-64,8	166,2	107,4	0,2	123,1	3,9	3,4	0,0	1,3	4,0	3,3	4,3	352,4	83 965,4	71 081,0	53 144,7
2023-2056 годы	8 954,1	7 888,6	400,2	665,4	18 758,3	26 583,5	55,8	30 486,0	134,2	33 747,5	44 360,6	621,5	257,6	213,4	699,4	156 583,2	83 965,4	71 081,0	53 144,7
2023-2060 годы	9 067,9	8 264,4	400,2	403,4	19 364,8	26 921,5	56,6	30 873,5	150,0	33 747,5	44 360,6	624,0	273,7	226,6	714,3	157 716,3	84 047,2	71 116,5	53 151,8

4.2.5. Показатели экономической оценки вариантов разработки

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели

эффективности:

1. Чистая прибыль;
 2. Денежные потоки;
 3. Чистая приведенная стоимость денежной наличности (NPV) при норме дисконта 7,5%, 10% и 15%;
 4. Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) при норме дисконта 7,5%;
 5. Срок окупаемости инвестиций (при простом потоке денежной наличности и дисконтированном потоке наличности);
 6. Максимальный финансовый риск (МФР) – показатель риска, рассчитываемый на основе максимального отрицательного денежного потока;
Накопленная Чистая денежная наличность предприятия при норме дисконта 7,5%, 10% и 15%;
 7. Удельные показатели по затратам (Эксплуатационным и капитальным).
- В систему оценочных показателей вошли также:
- Капитальные вложения на строительство;
 - Эксплуатационные затраты;
 - Бюджетная эффективность (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РК) при норме дисконта 7,5%, 10% и 15%.

Чувствительность

Для определения устойчивости проекта проведен расчет чувствительности к изменению основных показателей экономической эффективности проекта.

Анализ устойчивости проекта показывает чувствительность внутренней нормы прибыли (IRR) и чистой приведенной стоимости (NPV) на изменение следующих факторов:

- объема капитальных вложений;
- эксплуатационных затрат;
- объема реализации нефти и газа;
- дохода от реализации продукции.

Расчеты показали, что проект теряет свою экономическую привлекательность в следующих случаях при:

- снижении объемов реализации нефти более чем на 30 %;
- снижении доходов от реализации продукции более чем на 30 %.

Исходя из этого, следует вывод, что основным фактором, влияющим на эффективность проекта, является снижение доходов от реализации продукции, в остальном запас прочности проекта вполне достаточен для рекомендации его к внедрению.

Риски

Деятельность каждого предприятия ставится в зависимость от различного вида рисков. Риск определяется как опасность, возможность убытка или ущерба.

Все виды рисков, которые могут возникнуть при реализации проекта можно подразделить на несколько видов:

- политический риск;
- социальный риск;
- экономический риск;
- экологический риск;
- риск, связанный с географическим положением;
- финансовый риск;
- правовой риск;
- производственный риск.

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти из недр

В таблице 4.3.1 представлено сопоставление рентабельных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти по рассмотренным вариантам разработки. Как видно из представленной таблицы, наибольшими рентабельными извлекаемыми запасами и коэффициентами извлечения нефти характеризуется вариант разработки 2 как в целом по месторождению, так и по эксплуатационным объектам. По варианту разработки 2 коэффициент извлечения нефти по эксплуатационным объектам изменяется от 0,350 д.ед. до 0,402 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,367 д.ед.

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов (раздел 4.2), **вариант разработки 2** характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

В таблице 4.3.2 представлено сопоставление рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти по рекомендуемому варианту разработки 2 с утвержденными ГКЗ Республики Казахстан показателями. Как видно из таблицы, рентабельные извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению Кенбулак составили 1076,8 тыс.т, что на 0,5 тыс.т больше утвержденных ГКЗ Республики Казахстан запасов, а коэффициенты извлечения практически равны между собой. По эксплуатационным объектам наблюдается незначительное превышение извлекаемых запасов нефти по сравнению с утвержденными на 0,2 тыс.т.

По вариантам разработки 1 и 3 рентабельные извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти не достигают утвержденные ГКЗ Республики Казахстан величины.

Учитывая вышеизложенное, а также принимая во внимание п. 89 «Единых правил...» (1), для реализации на месторождении Кенбулак **рекомендуется вариант разработки 2**, по которому рентабельная нефтеотдача в целом по месторождению составит 36,7 % и извлекаемые запасы нефти достигнут 1076,8 тыс.т.

Таблица 4.3.1. Рентабельные коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы нефти по вариантам и эксплуатационным объектам месторождения Кенбулак

Эксплуатационный объект	Утвержденные начальные геологические запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	Извлекаемые запасы нефти по вариантам разработки, тыс.т			Коэффициенты извлечения нефти по вариантам разработки, д.ед.		
		1	2	3	1	2	3
I	330	104,8	129,6	127,9	0,318	0,393	0,388
II	1707	257,0	597,4	595,0	0,151	0,350	0,349
III	428	109,4	160,6	150,7	0,256	0,375	0,352
IV	471	119,3	189,2	187,8	0,253	0,402	0,399
В ЦЕЛОМ	2 936	590,5	1076,8	1061,4	0,201	0,367	0,362

Таблица 4.3.2. Сопоставление рентабельных и утвержденных ГКЗ Республики Казахстан коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов нефти

Эксплуатационный объект	Утвержденные ГКЗ Республики Казахстан			Рентабельные по рекомендуемому варианту			Изменения		
	геологические запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	извлекаемые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	геологические запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	извлекаемые запасы нефти категории С ₁ , тыс.т	коэффициент извлечения нефти, д.ед.	извлекаемых запасов нефти, тыс.т	извлекаемых запасов нефти, %	коэффициента извлечения нефти, %
I	330	129,4	0,392	330	129,6	0,393	0,2	0,2	0,2
II	1707	597,2	0,350	1707	597,4	0,350	0,2	0,0	0,0
III	428	160,7	0,375	428	160,6	0,375	-0,1	-0,1	-0,1
IV	471	189,0	0,401	471	189,2	0,402	0,2	0,1	0,1
В ЦЕЛОМ	2 936	1076,3	0,367	2 936	1076,8	0,367	0,5	0,0	0,0

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.

Сравнение основных технико-экономических показателей по трем вариантам разработки представлены в таблице 5.1.

Представленный проект экономически эффективен по всем вариантам при принятых основных условиях и допущениях.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант 2.

Таблица 5.1. Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№ п/п	Показатели	ЕИ	1 вариант		2 вариант		3 вариант	
			Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Проектный период	годы	2023-2060	2023-2039	2023-2060	2023-2056	2023-2060	2023-2033
2	Объем добычи нефти	тыс. тонн	539,8	502,9	1 029,2	1 016,3	1 087,4	758,9
3	Объем добычи газа	млн. м ³	67,0	60,3	119,2	117,0	125,7	86,5
4	Объем реализации нефти	тыс. тонн	539,7	502,8	1 029,1	1 016,2	1 087,3	758,8
5	Коэффициент извлечения нефти	%	20,4	19,2	37,1	36,7	39,1	27,9
6	Движение фонда скважин							
-	Бурение добывающей нефтяной скважины	скважина	11	11	10	10	8	8
-	Бурение нагнетательной вертикальной скважины	скважина	0	0	0	0	8	8
-	Перевод в нагнетательный фонд	скважина	0	0	5	5	1	1
-	Ввод скважин из других категорий	скважина	3	3	3	3	3	3
-	Выбытие добывающих нефтяных скважин	скважина	12	12	2	2	4	4
-	Выбытие нагнетательных скважин	скважина	0	0	1	1	1	1
7	Совокупный доход от реализации УВ	тыс. \$	167 983,6	156 497,6	320 306,7	316 286,0	338 420,9	236 176,2
8	Эксплуатационные затраты	тыс. \$	96 499,4	75 082,8	152 104,0	147 516,9	387 435,9	161 242,7
9	Производственная себестоимость 1 тонны УВ	\$/тонну УВ	58,6	58,6	38,9	38,9	206,9	206,9
10	Полная себестоимость 1 тонны УВ (с учетом налогов)	\$/тонну УВ	161,6	135,4	134,4	132,1	324,2	193,6
11	Капитальные вложения без учета НДС	тыс. \$	3 626,6	3 521,6	3 334,7	3 334,7	5 029,2	4 985,4
12	Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	\$/тонну УВ	6 072,9	6 350,8	2 947,4	2 986,5	4 208,1	5 984,6
13	Операционный доход - (доходы от реализации - эксплуатационные расходы)	тыс. \$	71 484,1	81 414,7	168 202,7	168 769,1	-49 015,0	74 933,5
14	Рентабельность производства (RIRR)	%	42,6	52,0	52,5	53,4	-14,5	31,7
15	Чистая прибыль предприятия после всех выплат	тыс. \$	34 746,1	44 676,7	90 094,7	90 661,0	-71 426,5	52 522,0
16	Потоки денежной наличности предприятия	тыс. \$	35 441,5	45 012,6	90 789,1	91 295,4	-70 301,6	51 507,7
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 7,5%	тыс. \$	27 816,8	29 210,5	47 204,8	47 239,3	17 716,0	36 955,7
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10,0%	тыс. \$	24 982,1	25 760,3	39 537,2	39 552,0	22 181,4	33 442,1
19	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 15,0%	тыс. \$	20 233,4	20 494,4	29 003,9	29 006,8	23 514,7	27 765,6
20	Внутренняя норма прибыли (IRR) по простому денежному потоку	%	24,8	24,9	28,5	31,0	6,4	28,5
21	Срок окупаемости по простому потоку денежной наличности	годы	1	1	1	1	1	1
22	Доходы Республики Казахстан в виде налогов и отчислений в бюджет	тыс. \$	79 424,5	75 545,1	157 716,3	156 583,2	106 268,7	80 419,6
23	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 7,5%	тыс. \$	51 341,0	50 614,1	84 047,2	83 965,4	64 209,2	56 903,7
24	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 10%	тыс. \$	45 513,3	45 076,2	71 116,5	71 081,0	56 386,3	51 362,0
25	Дисконтированные доходы РК при ставке дисконта 15%	тыс. \$	36 681,4	36 513,8	53 151,8	53 144,7	45 026,7	42 524,5

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Технологические условия эксплуатации скважин

На дату составления отчета, всего пробурено всего 8 скважин (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9), из которых: 4 скважины (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4 и Кенбулак-5) – поисковые, 2 скважины (Кенбулак-6 и Кенбулак-8) – разведочные и 2 скважины (Кенбулак-7 и Кенбулак-9) – оценочные.

По состоянию на 01.03.2022 г. скважина Кенбулак-8 эксплуатируется на I объекте пробной эксплуатации (продуктивный горизонт А-2), скважина Кенбулак-3 – на II объекте (горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б), скважина Кенбулак-2 – на III объекте (горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б), скважина Кенбулак-5 – на IV объекте (горизонт М-0-3). Скважина Кенбулак-4 числится во временной консервации, скважина Кенбулак-6 ликвидирована по геологическим причинам и скважины Кенбулак-7 и Кенбулак-9 – в опробовании объектов.

В таблице 6.1 представлено состояние фонда скважин месторождения Кенбулак по состоянию на 01.03.2022 г.

Таблица 6.1. Состояние фонда скважин на 01.03.2022 г.

№№ п/п	Характеристика фонда скважин	В целом по месторождению
	Фонд скважин	8 (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-4, Кенбулак-5, Кенбулак-6, Кенбулак-7, Кенбулак-8 и Кенбулак-9)
1.	Эксплуатационный фонд	4 (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5, Кенбулак-8)
	в том числе:	
1.1.	Действующие	4 (Кенбулак-2, Кенбулак-3, Кенбулак-5, Кенбулак-8)
	из них:	
1.1.1.	Фонтанные	-
1.1.2.	Механизированные	-
1.1.4.	В простое	-
1.2.	В бездействии	-

2.	В опробовании	2 (Кенбулак-7 и Кенбулак-9)
3.	В консервации	1 (Кенбулак-4)
4.	Ликвидированный фонд	1 (Кенбулак-6)

Согласно рекомендуемого варианта 2, основные технологические показатели, следующие:

- максимальная добыча нефти составляет 74,2 тыс.т и достигается в 2028 г.;
- ввод скважин из других категорий– 3 ед.
- бурение добывающих скважин – 10 ед.;

Исходной информацией, для выбора техники и технологии добычи продукции скважин на месторождении, послужили данные, полученные в результате испытания и исследования скважин.

Обоснование выбора способа эксплуатации скважин

Согласно технологическим расчетам, эксплуатация скважин на месторождении Кенбулак, будет осуществляться как фонтанным способом, с дальнейшим переводом на механизированный способ. При механизированной добыче предлагается использование УШГН, хорошо зарекомендовавший себя на аналогичных месторождениях, со схожими геолого-физическими характеристиками, но решение этого вопроса в каждом конкретном случае требует индивидуального подхода.

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ6аА21-65/50Х140К1 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые

отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Условия фонтанирования

В целях определения предельных условий фонтанирования по методике И. Т. Мищенко, выполнены расчёты распределения обобщённых гидродинамических градиентов давлений в подъёмных трубах и забойных давлений проектных скважин месторождения Кенбулак. Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости (Гэф) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}(G_{эф} \geq R_{опт})$. Учитывая, что $P_{заб} > P_{нас}$ выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике при давлении насыщения, на глубине $H_{нас}$, условие фонтанирования следующее:

$$\left[G - \alpha \left(\frac{P_{нас} + P_y}{3} - P_o \right) \right] (1 - n) \geq \frac{2,77 \times 10^{-4} \rho g H^2}{d^{0.5} (P_{нас} - P_y) \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \left(1 - \frac{P_{нас} - P_y}{\rho g H} \right) \quad (1)$$

где, G – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, Па⁻¹, (при содержании азота в попутном газе менее 5%, для определения $G_{эф}$ коэффициент растворимости рассчитан по формуле:

$$\alpha = G / (P_{нас} - P_o) \cdot 10^{-6};$$

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

P_o – атмосферное давление, МПа;

n – обводненность продукции, %;

ρ – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

H – глубина спуска колонны НКТ, м.

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{\text{нас}}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения. Поскольку фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{\text{нас}}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{\text{нас}}$ до башмака H_6 :

$$P_{\text{заб.мин}} = P_{\text{нас}} + (H_6 - H_{\text{нас}}) \cdot \rho_n \cdot g,$$

где: ρ_n – плотность насыщенной газом нефти, кг/м³.

Для установления режима работы фонтанных скважин в дальнейшем необходимо проведение более точных расчетов в процессе эксплуатации скважин.

Штангово глубино насосная установка (ШГНУ)

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находится во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят:

простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;

Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозионных жидкостей.

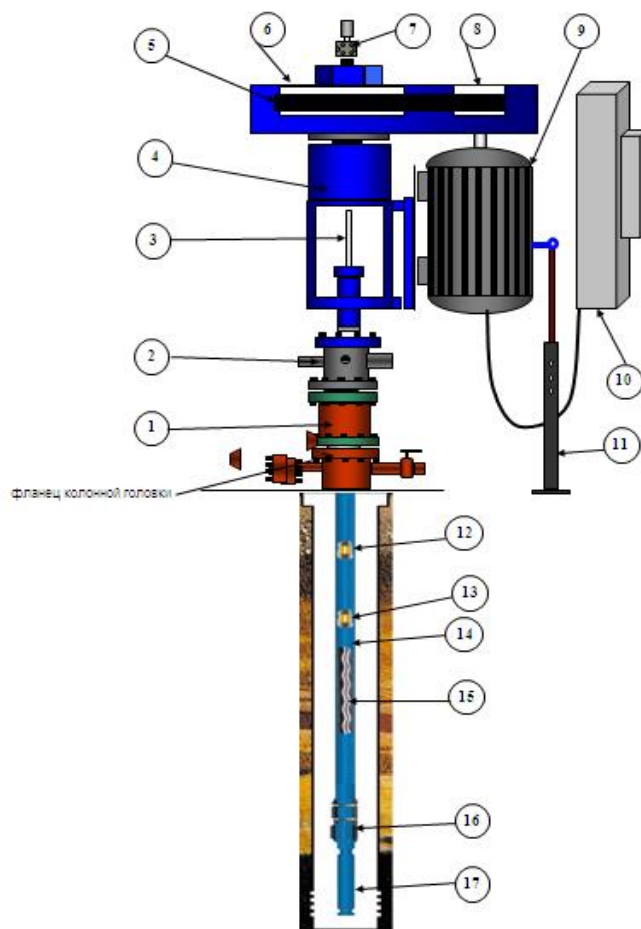
Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура - до 130 °С;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;

Показатели pH – от 4 до 8.

Винтовые насосные установками (ВНУ).

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже, за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей. Оборудование устья ВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, устьевой обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование ВНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока, рисунок 6.1.1.



1	Переводная катушка
2	Превентор
3	Полированный шток
4	Рама привода
5	Ремень привода
6	Шкив привода
7	Зажим полированного штока
8	Шкив двигателя
9	Двигатель
10	Станция управления с ПЧ
11	Стойка под двигатель
12	Центратор ЦВН
13	Колонна насосных штанг
14	Статор винтового насоса
15	Ротор винтового насоса
16	Якорное устройство
17	Якорь газопесочный

Рисунок 6.1.1. Система винтового насоса

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Электроцентробежные насосные установки УЭЦН

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления, трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали).

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

Серейно выпускаемые УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг, в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

В современных установках может быть включено от 2 до 4 модулей-секций. В корпус секции вставляется пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепятся НКТ.

Исходя из опытов эксплуатации аналогических месторождений, с похожими физико-химическими характеристиками, добываемой скважинной продукции рекомендуется эксплуатации скважин, с применением УЭЦН и ШГНУ.

6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются

давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Также, отложению парафина на стенках труб способствуют следующие факторы: шероховатость стенок труб, малые скорости движения нефти. Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти.

Парафиноотложение

Средняя температура застывания нефти месторождения колеблется от 1,5 °С до 20,5°С.

Нефть месторождения Кенбулак классифицируется как малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

При добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий, Нефть охлаждается, в основном, при движении ее по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина. Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

На месторождении Кенбулак, для предупреждения и борьбы с отложением парафина и асфальто-смолистых веществ, рекомендуется применять механические и тепловые методы.

Изменение давления на забое скважины и в лифтовых трубах, затрубном пространстве, а также скорости потока нефти при подъеме ее из пласта на поверхность, влияют на характер выпадения АСПО (скорость и образование осадков, их толщина, структура, плотность и т.п.) и технологию борьбы с АСПО (способ и место подачи реагента, скорость и давление его закачки, объем продавочной жидкости и др.).

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью и парафиноочистки с использованием механических скребков различной модификации.

Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 и УДС-1.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

Для предупреждения образования АСПО необходимо предусмотреть ингибирование продукции скважин химическими реагентами, небольшие добавки которых (0,05-0,1 %) позволяют существенно замедлить или полностью прекратить процесс отложения парафинов. Тип реагента, его расход, способ и периодичность применения подбирается для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

Обводненность

Из опыта разработки других месторождений обводненность продукции, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования и, как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих, а также прорыва закачиваемых вод при формировании системы ППД.

В процессе промышленной эксплуатации месторождения, необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение причин обводнения. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

Коррозия

Согласно технологическим показателям, в конце промышленной эксплуатации обводненность продукции скважины достигнет 94,6 %.

Общая минерализация равна 59,418 г/л. Вода очень жесткая (жесткость до 300 мг-экв/л), кислая (рН – 6,4), с удельным весом 1,044 г/см³.

В минеральном составе пластовых вод содержатся: железо (общее) – 4,23 мг/л, барий – 722,9 мг/л, механические примеси – 0,106%.

Содержание бария является аномальным.

По классификации В.А.Сулина пластовые воды определяются, как соленые хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Для минерализованной пластовой воды уровень коррозии зависит от состава и содержания коррозионно-активных компонентов: хлорид- и бикарбонат-ионов.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Как показывает производственная практика эксплуатации аналогичных месторождений, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для защиты от коррозии НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн предлагается периодическая или непрерывная подача водорастворимых ингибиторов коррозии типа ВЖС (Россия), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607», (СНПХ-6030, СНПХ-6035 или С-4271М) в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной удельным расходом 50-70 г/м³.

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5; БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

Для предотвращения коррозии наружной части обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного

класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промышленных условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

6.3. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- геологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Согласно рекомендуемого варианта, газожидкостная смесь из скважин месторождения Кенбулак, поступает на ЗУ-1 (Автоматизированная групповая замерная установка типа Спутник АМ 40-14-400). Дебит газа планируют замерять через счетчик ДРГ.М-5000И, жидкость - через объемный расходомер TOP 1-80. ЗУ-1 предназначена для автоматического замера дебита скважин при однетрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за работой скважин, по наличию объема подачи жидкости.

После тестирования с ЗУ-1, газожидкостная смесь, за счет избыточного давления, поступает совместно с флюидами остальных скважин по трубопроводу в сепаратор VE-05.

На сборном коллекторе в газожидкостную смесь через Блок дозирования реагентов BR-200A/B/C добавляется деэмульгатор.

После сепарации с VE-05 отделившийся газ поступает в газовый сепаратор WT-X-01 давление в котором поддерживается регулятором давления газа. С газового сепаратора WT-X-01 газ через регуляторы газа поступает на путевые подогреватели Н-03, Н-04 (ПП-063) и Газопоршневые установки GPP-1, GPP-2 (600 кВт). Для контроля количества газа предусмотрены счетчики газа, установленные на линии путевых подогревателей Н-03, Н-04 и GPP-1, GPP-2.

После сепарации жидкость поступает на путевые подогреватели Н-03, Н-04, где нагревается до температуры 70 °С. Нагретая жидкость поступает в резервуары сырой нефти Т-101 и Т-103.

Разделенная вода с сепаратора VE-05 поступает в резервуар воды Т-102.

Подготовленная нефть, с резервуаров Т-101 и Т-103, с помощью насосов РС-101A/B/C и РС-102A/B/C подается на нефтеналивной стояк Х-01, и в дальнейшем вывозится автомашинами, на пункт подготовки нефти, для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи ее потребителю.

Подготовленная в резервуаре Т-102 пластовая вода, с помощью насосов РС-104A/B/C/D и РС-105A/B/C/D подается в систему ППД, через водо - распределительный пункт ВРП, с дальнейшей закачкой в систему ППД.

Дренирование оборудования пункта сбора нефти предусмотрено в закрытую дренажную емкость VE-09, состоящую из сети подземных трубопроводов и дренажной емкости. Жидкая фаза со дна дренажной емкости, с помощью насоса РС-05, откачивается на вход сепаратора VE-05, в начало подготовки процесса, для повторной подготовки.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать следующим проектным технологическим показателям разработки по нижеследующим параметрам:

По нефти 74,2 тыс.т/год.

По жидкости 138,5 тыс.т/год.

По газу 7,810 млн. м³/год

На рисунке 6.5.1 представлены принципиальные технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти.

6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно статье 147 Кодекса «О недрах и недропользовании», Недропользователь должен разработать Программу развития переработки попутного газа (Программу утилизации газа или ПУГ).

Обоснование расхода газа на собственные нужды

Основанием для разработки «Программы развития переработки сырого газа... на 2023-2025 гг.» будут являться:

- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утвержденные Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131;
- Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140;
- Расчеты объемов утилизации и сжигания газа при промышленной эксплуатации месторождения необходимо в дальнейшем выполнить в соответствии с методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденный Приказом МЭ РК от 5 мая 2018 года №164.

В период с 2023 по 2025 год источниками потребления сырого газа будут являться устьевые нагреватели ПП-063, расход топливного газа – $100\text{ м}^3/\text{час}$, в количестве 2 единиц и газопоршневые электростанции ГПЭС (600 кВт), в количестве 2 ед., расход топливного газа при нагрузке 80% - $405\text{ м}^3/\text{час}$, технические характеристики приведены в таблице 6.4.1.

Путевой подогреватель нефти ПП-063 предназначен для нагрева нефти различной вязкости и нефтяной эмульсии, в технологии подготовки нефти на промыслах, а также при ее транспорте.

В таблице 6.4.1 представлена техническая характеристика ПП-063.

Таблица 6.4.1. Техническая характеристика подогревателя нефти ПП-063

Показатель	ПП-063
Номинальная тепловая мощность, МВт (Гкал/ч)	0,73 (0,63)
Нагреваемая среда	Нефть-вязкость при 20°C не более 100 сСт, содержание кислых газов: H ₂ S не более 0,01 % мол., CO ₂ не более 1,0 % мол
Производительность по нагреваемому продукту, не более: кг/с (т/сут.)	13,3 (1150)
Давление на входе в змеевик, не более: МПа (кгс/см ²)	6,3 (63)
Перепад давления в змеевике, не более: МПа (кгс/см ²)	0,25 (2,5)
Температура: на входе продукта в подогреватель, в пределах: °C	5
нагрева продукта, не более: °C	80
нагрева промежуточного теплоносителя (пресная вода), не более, °C	100
Топливо	природный или попутный нефтяной газ
Расход топливного газа (нефти), не более, м ³ /ч	не более 100
Теплота сгорания в пределах: МДж/нм ³	35-60
Масса подогревателя в нерабочем состоянии, не более: т	13,0

Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2023-2025 г.г. представлен в таблице 6.4.2.

Таблица 6.4.2. Расход сырого газа на собственные технологические нужды при эксплуатации технологического оборудования по годам за проектный период 2023-2025 г.г.

Наименование показателей	Годы		
	2023	2024	2025
Добыча сырого газа, м³	2 549 000	5 246 000	5 235 000
Расход сырого газа на собственные технологические нужды промысла, м³	2 549 000	5 246 000	5 235 000
Эксплуатация путевых подогревателей	434 621	565 007	587 007
- Рабочая Н-03	0	434 621	142 386
- Рабочая Н-04	434621	130 386	444 621
Эксплуатация Поршневых установок	1014115	3032328	2950728
- Рабочая GPP-1	1014115	1073430	2 065 510
- Рабочая GPP-2	0	1958899	885 219
Расход сырого газа при пуско-наладочных работах (V6), м³	58200	0	0
- Рабочая Н-03	0	0	0
- Рабочая Н-04	9600	0	0
- Рабочая GPP-1	48600	0	0
- Рабочая GPP-2	0	0	0
Расход сырого газа при эксплуатации оборудования (V7), м³	0	0	0
Для поддержания дежурной горелки	16 425	16 425	16 425
Расход сырого газа при планово-профилактических работах (V8), м³	1025640	1632240	1680840
- Рабочая Н-03	0	72000	180000
- Рабочая Н-04	180000	180000	72000
- Рабочая GPP-1	845640	797040	583200
- Рабочая GPP-2	0	583200	845640
Расход сырого газа при технологических сбоях оборудования (V9), м³	0	0	0

Баланс сырого газа по месторождению представлен в таблице 6.4.3.

Таблица 6.4.3. Баланс сырого газа месторождения Кенбулак на период 2023-2025 гг.

Годы	Объем добычи сырого газа, м ³	Объем тех. неизбежного сжигания газа, м ³						Объем газа потребляемого на печах подогрева и ГПЭС, м ³	Утилизация газа, %
		V ₆	V ₇		V ₈	V ₉	V _V		
		Объем сжигаемого газа при пусконаладке технологического оборудования, м ³	Объем сжигаемого газа на дежурной горелке, м ³	Объем технологических потерь газа, м ³	Объем сжигания при ППР, м ³	Объем сжигания при технологических сбоях, м ³	Объем технологическ и неизбежного сжигания газа, м ³		
2023	2549000	58200	16 425	0	1025640	0	0	2 549 000	100
2024	5246000	0	16 425	0	1632240	0	0	5 246 000	100
2025	5235000	0	16 425	0	1680840	0	0	5 235 000	100

Заключение

Весь сырой газ на месторождении Кенбулак используется на собственные нужды в качестве топлива в Путьевых подогревателях нефти, марки ПП-063 (Расход топливного газа — по 100 м³/час на каждый) и ГПЭС 600 кВт (Расход топливного газа при нагрузке 80 % — по 405 м³/час на каждый), являющихся частью технологической схемы сбора, подготовки и транспорта готовой продукции системы, а также в соответствии с ВНТП 3-85 «Ведомственные нормы технологического проектирования», и «Требованиями промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации факельных систем», утвержденными приказом министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан № 311 от 16 июля 2012 г., для обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы на установках подготовки нефти (УПН) и пунктах сбора нефти (ПСН) предусмотрена эксплуатация их в дежурном режиме.

Предусмотренные для нагрева нефти Путьевые подогреватели нефти ПП-0,63 и ГПЭС 600 кВт работают попеременно, таким образом, один постоянно в работе, второй — эксплуатируется по необходимости, или в случае проведения плановых ремонтов или остановок для технического осмотра.

6.5. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно рекомендуемого варианта, на месторождении Кенбулак для разработки нефтяных объектов, будет использоваться 5 нагнетательных скважин для ППД.

Закачку воды планируется осуществлять по герметизированной системе, через блок Водораспределительный пункт ВРП, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, механических примесей в закачиваемую воду, при этом необходимо использовать дозирующие установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения.

Для снижения коррозионной активности сточная вода перед насосом планируется к обработке ингибитором коррозии.

Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все воды, закачиваемые в пласты для ППД по качеству, должны удовлетворять требованиям, приведённым ниже:

- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Как правило, требования к качеству закачиваемой воды определяют по результатам опытной закачки, или по аналогии с месторождениями, на которых имеются объекты разработки и достаточный опыт эксплуатации системы заводнения. Исходя из требований, предъявляемых к качеству воды для заводнения пластов согласно СТ РК 1662-2007 в условиях месторождения для предварительных расчетов могут быть приняты следующие величины:

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки на 20 % следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды;
- при контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора допускается снижение фильтрационной характеристики;
- содержание нефтепродуктов должно быть не более 30 мг/л;
- содержание механических примесей также не более 30 мг/л, причем размер частиц механических примесей и нефти должен быть меньше среднего размера каналов поровых коллекторов продуктивных пластов, т.е. не более 1 мкм;
- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,05 мг/л;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде месторождения;
- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/см²сут, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506;
- в воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать;
- не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород;

Технологическая система ППД на месторождении Кенбулак следующая: попутно-добываемая пластовая вода в сепараторе VE-05 отделяется от нефти и направляется в резервуар Т-102 пластовой воды, где согласно закону Стокса, частицы мех примесей оседают в резервуарах.

Вовремя отстоя нефтепродукты непрерывно выводятся в верхнюю часть (эмульгированная нефть) и в нижнюю часть (механические примеси) резервуара. Благодаря расположению патрубка резервуара, мехпримеси и нефтепродукты не уносятся вместе водой с резервуара.

Очищенная пластовая вода с помощью дожимных насосов РС-104 А/В/С/ D, пройдя через сетчатый фильтр от мехпримесей, поступает на прием насосов РС-105 А/В/С/D системы поддержания пластового давления (ППД).

БКНС предназначена для нагнетания пресных, пластовых и сточных нефтепромысловых вод в нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления (ППД), утилизации попутной воды.

Далее, пластовая вода с БКНС откачивается в ВРП, где осуществляется распределение закачиваемой пластовой воды системы ППД по скважинам.

ВРП имеет в своем составе следующие технологическое оборудование:

- Распределительная гребенка
- Объемный расходомер

Устье нагнетательной скважины оборудуется фонтанной арматурой и обвязкой, а также площадкой для проведения необходимого количества геолого-геофизических и гидродинамических исследований с целью контроля за разработкой.

Технологическая схема системы ППД месторождения Кенбулак представлен в рисунке 6.5.1.

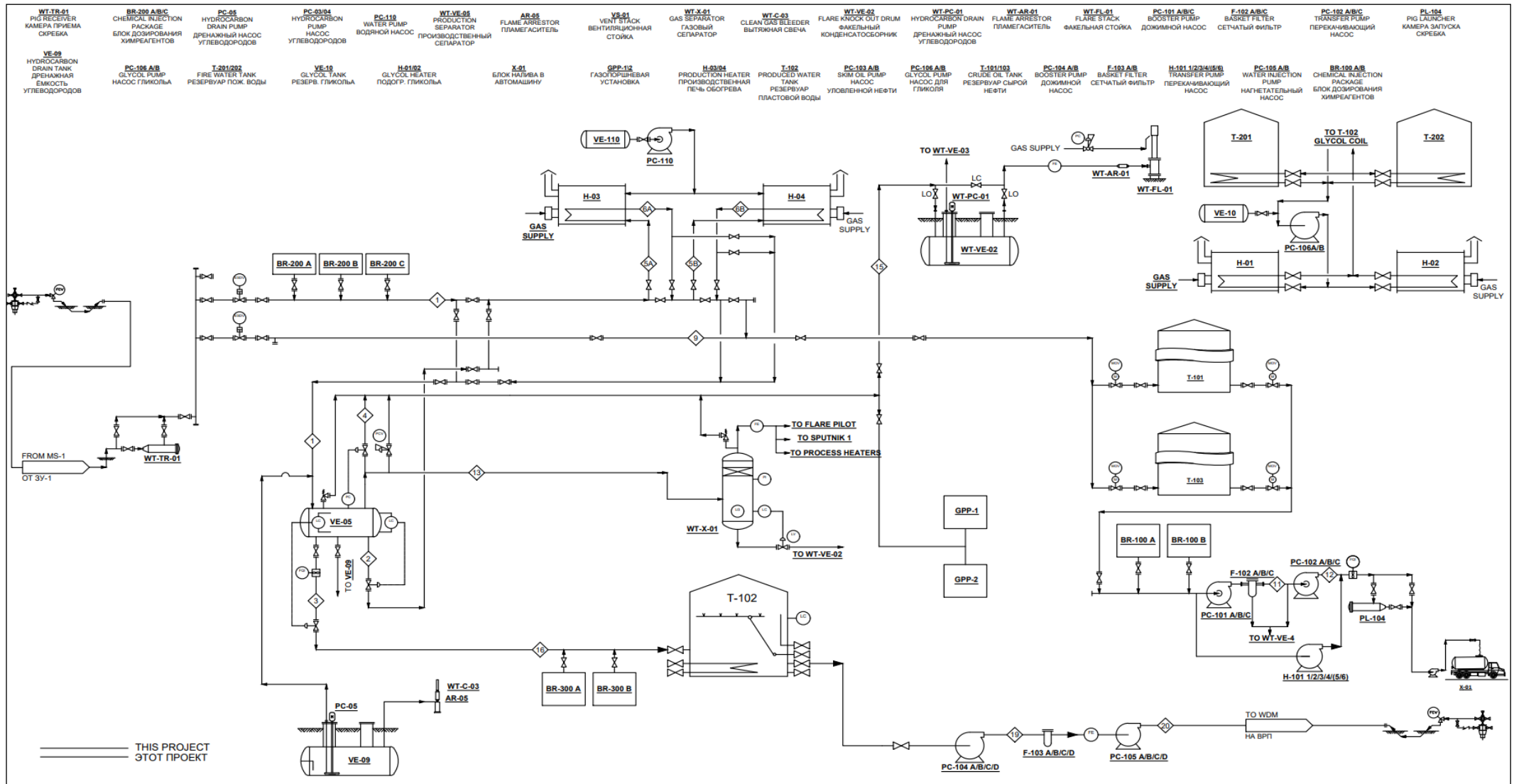


Рисунок 6.5.1. Принципиальные технологические схемы сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти м-я Кенбулак

7. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

7.1. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

7.1.1. Требования к конструкциям скважин

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, анализа ожидаемых осложнений, встречающихся при проводке скважин, а также технико-технологических и экономических показателей. Конструкция скважины должна отвечать требованиям промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды. Конструкции скважин, выбраны согласно исходным геологическим данным в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан» и «Единых Правил охраны недр при разработке полезных ископаемых в Республике Казахстан».

С учетом горно-геологических условий бурения и местоположения скважин, на основании опыта пробуренных скважин на месторождении Кенбулак, и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан рекомендуются следующие конструкции вертикальных скважин:

- **Направление разбуривается долотом диаметра 490,0 мм, спускается колонна диаметром 425,5 мм на глубину 10 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается дивертор. Колонна под направление цементируется до устья.
- **Кондуктор разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 324,0 мм на глубину 70 м.** Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под направление цементируется до устья.
- **Техническая колонна разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 650 м.** Кондуктор устанавливается для перекрытия неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктор цементируется до устья.
- **Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1500 м.** Эксплуатационная колонна устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин приведена в таблице 7.1.1.
Таблица 7.1.1. Типовая конструкция рекомендуемых проектных вертикальных скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	490,0	425,5	10		0,0
Кондуктор	393,7	324,0	70	Д	0,0
Техническая колонна	295,3	244,5	650	Д	0,0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1500	Д	0,0

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, типу и компонентному составу бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методу освоения принимаются при разработке технических проектов на строительство скважин. Исходя из проектной глубины и конструкции скважин, бурение рекомендуется производить буровой установкой с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 %.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе. Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ. Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций скважин и анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием

проработки ствола и началом процесса цементирования);

- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- производить расхаживание обсадной колонны в процессе закачки и продавки цементного раствора.

7.2. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требование к буровым растворам разработаны с учетом геологической информации по месторождению Кенбулак. При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть, как проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин, так и другие:

- поглощения (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- кавернообразование;
- осыпи и размыв стенок скважины;
- прихватоопасность;
- водопроявления;
- нефтепроявления.

В целях максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных горизонтов при бурении необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях. В случае возникновения поглощений, рекомендуется в раствор вводить кислоторастворимые наполнители.

Для недопущения нефтепроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях.

С целью максимального сохранения продуктивных пластов, предупреждения проблем во время бурения и всех вышеперечисленных осложнений, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных систем бурового раствора.

Буровые растворы должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры).

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 2-3 м³.

Для сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), следует использовать трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, а также добавленные свежих порций раствора.

Одно из основных условий эффективности геолого-разведочных работ и технологии разработки нефтяной залежи – это качественное вскрытие продуктивной части разреза.

Вскрытие продуктивных пластов производится кумулятивным перфораторами типа: ПКС-80, КПРУ-65, ПК-103 и ЗПК-105 из расчета 12-17 отверстий на один погонный метр. Перфорация производится в перфорационной среде с давлением на забое, превышающем пластовое давление. Жидкости, применяемые при вскрытии продуктивного пласта, должны создавать противодействие на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощения этих жидкостей пластом.

Кроме того, недопустимо возникновение кольматации перфорированных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вызов притока производится путем снижения забойного давления с целью создания депрессии на пласт сменой бурового раствора на воду и в отдельных случаях на нефть, с проведением аэризации. В случае отсутствия эффекта производится снижения уровня в скважине путем свабирования.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Как уже отмечалось в предыдущих главах, в рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения Кенбулак были рассмотрены три варианта дальнейшей разработки. Как показала технико-экономическая оценка, все рассмотренные выше варианты разработки месторождения являются экономически рентабельными.

При проведении анализа полученных технико-экономических показателей по вариантам разработки было определено, что самыми наилучшими технологическими и экономическими показателями характеризуется **вариант разработки 2**.

При реализации, при принятых подходах и допущениях за прибыльный период по рекомендуемому варианту разработки 2 будут достигнуты следующие экономические показатели:

- рентабельный КИН достигается в течение 34 лет (2023-2056 гг.);
- стабильная максимальная добыча нефти составляет в среднем на уровне 71,9 тыс.т и достигается в 2027-2029 гг.;
- обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,8 %;
- ввод скважин в эксплуатацию из других категорий – 3 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 5 ед.;
- переводы и возвраты из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод добывающих скважин в эксплуатацию из бурения – 10 ед.;
- темп бурения – 2-3 скв./год;
- суммарная добыча нефти за рентабельный период составит 1076,8 тыс.т, включая ожидаемую суммарную добычу нефти по состоянию на 16.07.2023 г.;
- достигается КИН в целом по месторождению 0,367 д.ед., при утвержденной в ГКЗ Республике Казахстан величине – 0,367 д.ед.

По **рекомендуемому варианту разработки 2** в целом по месторождению Кенбулак достигается утвержденная ГКЗ Республики Казахстан нефтеотдача в 2056 г. на уровне 0,367 д.ед., при этом извлекаемые запасы нефти составят 1076,8 тыс.т.

В рамках настоящего проектного документа на промышленную разработку месторождения Кенбулак, выделение объектов разработки выглядит следующим образом:

- **I-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- **III-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- **IV-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт М-0-3.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

В добывающих скважинах предусматривается поддержание забойных давлений на уровне давления насыщения нефти газом, а для нагнетательных скважин – на уровне от 5,0 МПа до 15 МПа, для обеспечения полной компенсации отборов жидкости в пластовых условиях закачкой воды.

Согласно рекомендации п. 105 «Единые правила...» (1) для обоснования эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом необходимо обязательно провести дополнительные специальные режимные исследования скважин, по определению степени уменьшения коэффициента продуктивности от снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. Исследования рекомендуется провести с отработкой на каждом диаметре штуцера (не менее трех режимов) не менее 30-45 суток, при этом: на первом режиме забойное давление должно быть выше давления насыщения нефти газом, а при последующих – ниже.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

В настоящее время недропользователем, согласно Дополнения к проекту пробной эксплуатации (1), пробурены две скважины: опережающая добывающая скважина Кенбулак-10 и оценочная КБ-4. Вместе с тем, начато бурение проектной опережающей добывающей скважины Кенбулак-11, также согласно Дополнения к проектному документу (1). Все три вышеотмеченные скважины планируется ввести в эксплуатацию на I-й эксплуатационный объект для осуществления промышленной добычи начиная с «16» июля 2023 г. и поэтому ввод скважин из бурения для рассматриваемого эксплуатационного объекта не предусматривается, так как расположение скважин совпадает с системой размещения скважин, которые были предусмотрены для I-го эксплуатационного объекта в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1).

Проектные дебиты скважин по нефти приняты, как и в рамках утвержденного отчета ТЭО КИН к подсчету запасов месторождения Кенбулак (1) и составляют: на I-м эксплуатационном объекте 20,0 т/сут; на II-м объекте 23,0 т/сут; на III-м объекте 12,0 т/сут и IV-м объекте – 11,0 т/сут.

В рассматриваемом варианте разработки 2, выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

В таблицах 8.1-8.5 представлены обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ в целом по месторождению Кенбулак и основным объектам разработки на весь рентабельный период разработки.

Таблица 8.1. Месторождение Кенбулак. Обоснование проекта плана добычи нефти и объемов буровых работ по рекомендуемому варианту разработки 2

№№ п/п	Показатели	Годы																
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	23,3	49,3	51,6	60,4	70,6	74,2	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2	25,4
1.1	в т.ч. из переходящих скважин	11,5	43,3	45,6	48,1	60,2	70,0	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2	25,4
1.2	новых скважин	11,8	6,0	6,0	12,2	10,4	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.3	мех. способом	4,5	34,5	43,4	60,4	70,6	74,2	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2	25,4
2	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	4	2	2	4	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	в т.ч. из экспл. бурения	1	2	2	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	из консервации и других категорий	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.4	переводом/возвратом из других объектов	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины, т/сут	16,8	16,5	16,5	16,8	19,0	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой скважины, дни	176	183	183	183	183	183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс.м	1,5	3,0	3,0	4,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.1	в т.ч. добывающих скважин	1,5	3,0	3,0	4,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.2	вспомогательных и специальных скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время работы нов. скв. предыд. года в данном году, скв.*дни	0	1464	732	732	1464	1098	366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. добыча нефти из новых скв. предыд. года в данном году, тыс.т	0,0	24,6	12,1	12,1	24,5	20,9	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд. года, тыс.т	0,0	11,5	43,3	45,6	48,1	60,2	70,0	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2
10	Расчетная добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	0,0	36,1	55,3	57,7	72,7	81,0	78,5	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2
11	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скв. данного года, тыс.т	11,5	43,3	45,6	48,1	60,2	70,0	70,9	66,6	59,8	54,0	48,1	43,1	38,7	34,8	31,3	28,2	25,4
12	Изменение добычи нефти из переходящих скв., тыс.т	11,5	7,2	-9,7	-9,6	-12,5	-11,0	-7,5	-4,3	-6,9	-5,8	-5,8	-5,0	-4,4	-3,8	-3,6	-3,1	-2,8
13	Процент изменения добычи нефти из переходящих скв., %	0,0	19,8	-17,6	-16,6	-17,2	-13,6	-9,6	-6,1	-10,3	-9,7	-10,8	-10,5	-10,3	-9,9	-10,2	-9,9	-9,8
14	Мощность новых скважин, тыс.т	24,5	12,1	12,1	24,5	20,8	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15.1	в т.ч. под закачку	0	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	12	14	14	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
17	Фонд действующих добывающих скважин на конец года, шт.	10	12	14	14	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
18	Перевод скважин на механический способ добычи, шт.	2	6	4	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Фонд механизированных скважин, шт.	2	8	12	14	15	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
20	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	Фонд действующих нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	Фонд введенных резервных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	14,7	16,5	16,5	15,9	16,4	17,8	17,8	17,7	17,6	17,5	17,4	17,3	17,2	17,1	17,0	16,9	16,8
26	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	20,0	18,0	18,1	16,4	19,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	7,0	22,9	31,7	36,9	40,6	45,2	48,8	51,6	56,4	60,5	64,5	68,0	71,1	73,9	76,4	78,6	80,6
28	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	16,1	8,6	8,7	-2,4	-0,1	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,7	12,7	11,3	10,0	9,7	9,7	9,1	8,6	7,7	6,9	6,2	5,5	5,0	4,5	4,0	3,6	3,3
30	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	106,3	114,3	107,7	105,4	103,2	100,3	97,8	95,2	92,9	90,9	89,1	87,4	85,8	84,4
31	Добыча жидкости всего, тыс.т	25,1	64,0	75,6	95,7	118,9	135,4	138,5	137,7	137,0	136,6	135,5	134,7	134,0	133,6	132,5	131,7	131,0
32	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	89,4	153,4	228,9	324,6	443,5	578,9	717,5	855,2	992,2	1128,8	1264,3	1399,0	1533,0	1666,6	1799,1	1930,9	2061,8
33	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	83,8	133,2	184,8	245,2	315,7	390,0	460,9	527,6	587,4	641,3	689,5	732,6	771,2	806,0	837,3	865,4	890,8
34	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,029	0,045	0,063	0,084	0,108	0,133	0,157	0,180	0,200	0,218	0,235	0,250	0,263	0,275	0,285	0,295	0,303
35	Отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов, %	7,8	12,4	17,2	22,8	29,3	36,2	42,8	49,0	54,6	59,6	64,1	68,1	71,7	74,9	77,8	80,4	82,8
36	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,2	4,6	4,8	5,6	6,6	6,9	6,6	6,2	5,6	5,0	4,5	4,0	3,6	3,2	2,9	2,6	2,4
37	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,3	5,0	5,5	6,8	8,5	9,8	10,3	10,8	10,9	11,0	11,1	11,1	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0
38	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	58,2	139,8	169,4	182,8	178,9	173,8	169,9	165,1	161,1	157,6	154,8	151,5	148,8	146,4
39	Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	58,2	198,0	367,4	550,2	729,1	902,9	1072,7	1237,8	1399,0	1556,6	1711,3	1862,9	2011,7	2158,0
40	Компенсация отбора текущая, %	0	0	0	43	84	91,73021	100	100	100	100	100	100	100	99,67835	99,83457	99,99057	100,1335
41	Добыча нефтяного газа, млн.м³	2,549	5,246	5,235	6,100	7,348	7,810	7,449	7,068	6,544	6,113	5,533	5,026	4,572	4,175	3,797	3,465	3,165
42	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	11,738	16,984	22,219	28,319	35,667	43,478	50,926	57,994	64,538	70,651	76,183	81,209	85,782	89,957	93,754	97,218	100,384

Продолжение таблицы 8.1

№№ п/п	Показатели																	
		2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
1	Добыча нефти, всего, тыс,т	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5	4,1
1,1	в т.ч. из переходящих скважин	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5	4,1
1,2	новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1,3	мех. способом	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5	4,1
2	Ввод новых добывающих скважин всего,	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,1	в т.ч. из экспл. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,2	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,3	из консервации и других категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,4	переводом/возвратом из других	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Средний дебит нефти новой скважины,	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Среднее число дней работы новой	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Средняя глубина новой скважины, м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Эксплуатационное бурение всего, тыс,м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6,1	в т.ч. добывающих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6,2	вспомогательных и специальных	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расч. время раб. нов. скв. предыд. года в	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Расч. доб. нефти из нов. скв. предыд. года в	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Добыча нефти из переходящих скв. предыд.	25,4	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5
10	Расч. добыча нефти из переходящих скв.	25,4	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5
11	Ожидаемая добыча нефти из перех. скв.	23,0	20,8	18,8	17,1	15,5	12,5	11,2	10,1	9,2	8,3	7,5	6,7	6,1	5,5	5,0	4,5	4,1
12	Изменение добычи нефти из переходящих	-2,4	-2,2	-2,0	-1,7	-1,5	-3,1	-1,2	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4
13	Процент изменения добычи нефти из	-9,4	-9,7	-9,4	-9,3	-8,9	-19,7	-9,9	-9,8	-9,6	-9,9	-9,7	-9,6	-9,4	-9,7	-9,5	-9,4	-9,2
14	Мощность новых скважин, тыс,т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Выбытие добывающих скважин, шт,	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15,1	в т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Фонд добывающих скважин на конец года,	14	14	14	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
17	Фонд действующих добывающих скважин	14	14	14	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
18	Перевод скважин на механический способ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Фонд механизированных скважин, шт,	14	14	14	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
20	Ввод нагнетательных скважин, шт,	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие нагнетательных скважин, шт,	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд нагнетательных скважин на конец	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
23	Фонд действующих нагнетательных	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
24	Фонд введенных резервных скважин на	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Средний дебит действующих скважин по	16,7	16,6	16,5	16,4	16,3	17,3	17,2	17,1	17,0	16,9	16,8	16,7	16,6	16,6	16,5	16,4	16,3
26	Средний дебит новых скважин по	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	Средняя обводненность продукции	82,4	84,0	85,4	86,7	87,8	88,1	89,2	90,2	91,1	91,9	92,7	93,3	94,0	94,5	95,0	95,4	95,8
28	Средняя обводненность продукции новых	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Средний дебит действующих скважин по	2,9	2,7	2,4	2,2	2,0	2,1	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
30	Средняя приемистость нагнетательных	83,1	81,9	80,8	79,7	78,8	80,1	79,2	78,4	77,6	76,7	76,0	75,3	74,6	73,9	73,3	72,7	72,2
31	Добыча жидкости всего, тыс,т	130,5	129,5	128,7	128,0	127,5	104,7	104,1	103,6	103,3	102,5	101,9	101,4	101,1	100,3	99,8	99,2	98,9
32	Добыча жидкости с начала разработки,	2192,4	2321,9	2450,6	2578,6	2706,1	2810,8	2914,9	3018,5	3121,8	3224,3	3326,2	3427,6	3528,7	3629,1	3728,8	3828,1	3927,0
33	Добыча нефти с начала разработки, тыс,т	913,8	934,6	953,4	970,5	986,0	998,5	1009,8	1019,9	1029,1	1037,3	1044,8	1051,6	1057,7	1063,2	1068,2	1072,7	1076,8
34	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед,	0,311	0,318	0,325	0,331	0,336	0,340	0,344	0,347	0,351	0,353	0,356	0,358	0,360	0,362	0,364	0,365	0,367
35	Отбор от утвержденных начальных	84,9	86,8	88,6	90,2	91,6	92,8	93,8	94,8	95,6	96,4	97,1	97,7	98,3	98,8	99,2	99,7	100,0
36	Темп отбора от начальных утвержденных	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4	1,2	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4
37	Темп отбора от текущих утвержденных	12,4	12,8	13,3	13,9	14,7	13,8	14,5	15,2	16,3	17,5	19,2	21,4	24,7	29,6	38,1	55,6	113,9
38	Закачка рабочего агента, тыс,м³	144,5	142,1	140,1	138,2	136,9	111,2	109,9	108,7	107,8	106,5	105,4	104,4	103,7	102,6	101,7	100,9	100,3
39	Закачка рабочего агента с начала	2302,5	2444,5	2584,6	2722,8	2859,7	2970,9	3080,8	3189,5	3297,3	3403,8	3509,2	3613,6	3717,3	3819,9	3921,6	4022,5	4122,8
40	Компенсация отбора текущая, %	100,2684	100,3853	100,4997	100,6016	100,6963	99,87096	99,96148	100,0399	100,1113	100,1692	100,2255	100,2735	100,3174	100,3513	100,3855	100,4141	100,4404
41	Добыча нефтяного газа, млн,м³	2,902	2,649	2,427	2,225	2,048	1,756	1,606	1,469	1,348	1,232	1,128	1,034	0,950	0,870	0,798	0,732	0,674
42	Добыча нефтяного газа с начала разработки,	103,285	105,935	108,361	110,587	112,634	114,390	115,996	117,465	118,814	120,045	121,174	122,208	123,158	124,028	124,825	125,558	126,231

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от наличия полной и качественной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, техническом состоянии скважин и т.д. В связи с этим, для получения более полной информации, в настоящем проектном документе предусмотрен комплекс необходимого объема исследовательских работ.

В рекомендуемом варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

9.1. Комплекс промыслово-геофизических исследований скважин

9.1.1. Исследования скважин в открытом стволе

Исходя из анализа материалов качественной и количественной интерпретации геофизических исследований в скважинах, выходящих из бурения, с целью расчленения разреза на коллекторы и вмещающие, выделения эффективных газо-, нефте- и водонасыщенных толщин и определения характера их насыщения, оценки фильтрационно-емкостных свойств, наиболее рационально выполнение следующего комплекса промыслово-геофизических исследований в открытом стволе.

Общие исследования по всему стволу в масштабе глубин 1:500: запись кажущегося сопротивления (КС); боковой каротаж (БК); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК).

Детальные исследования в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200, включают в себя: запись кажущегося сопротивления (КС); самопроизвольная поляризация (ПС); кавернометрия (КВ); естественная радиоактивность (ГК); нейтронный каротаж (НК); индукционный каротаж (ИК); боковой каротаж (БК); микробоковой каротаж (МБК); акустический каротаж по скорости пробега упругих волн (АК); плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).

Для учета искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве необходимо выполнить инклинометрию.

Особое внимание необходимо уделять исследованиям по оценке качества цементирования обсадных колонн – акустической цементометрии (АКЦ).

9.1.2. Исследования скважин в эксплуатационной колонне

Основными задачами промыслово-геофизических исследований по контролю (ГИС-к) за разработкой являются: изучение охвата процессом дренирования продуктивных

пластов; изучение профиля притока пластового флюида; исследования динамики продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации; контроль технического состояния обсадных колонн и качеством их цементирования.

Как известно, в качестве опытно-промышленных испытаний (ОПИ) во всех скважинах запланировано проведение кислотного разрыва пластов (кГРП), в связи с чем во всех скважинах, в обязательный комплекс исследований необходимо включить проведение исследований по определению профиля притока до и после проведения обработки призабойной зоны скважины (ПЗС).

Для решения поставленных задач в добывающих скважинах комплекс ГИС обычно включает высокоточную термометрию (ВТ) и барометрию для изучения распределения по всему стволу температуры и давления.

В интервале перфорации помимо термометрии и барометрии комплекс содержит: гамма-каротаж (ГК) – для привязки методов ГИС к разрезу и выявления техногенных гамма-аномалий; локатор муфт (ЛМ); механическую ((РГД) и термокондуктивную (СТД) дебитометрии – для определения профиля притока пластового флюида; влагометрию (ВГД) – для обнаружения мест притока воды и установления водонефтяного раздела в стволе скважины; плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) – для разделения пластового флюида в стволе скважины на составляющие компоненты – газ, нефть, вода.

В процессе эксплуатации каждой скважины комплекс методов ГИС должен уточняться в зависимости от работы скважины и состава поступающего пластового флюида.

Неотъемлемой частью контроля за разработкой месторождения является контроль за техническим состоянием скважин, в задачу которого входит выявление нарушений герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Такой контроль на месторождении с начала разработки осуществляется следующим образом: первоначальные исследования проводятся непосредственно после выхода скважины из бурения, спуска обсадной колонны и цементации для определения высоты подъема цемента и сцепления цементного камня с колонной. Данные этих исследований используются также в качестве фоновых измерений для изучения динамики образования дефектов в процессе эксплуатации скважины.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции проводятся повторные исследования АКЦ, исследования толщиномером-дефектомером (СГДТ), а также комплекс ГИС для оценки герметичности обсадных колонн – метод естественной гамма-активности, расходомерию, локатор муфт, термометрию, причем термометрию проводят по всему стволу скважины.

Анализ материалов геофизических исследований, наряду с промысловыми данными позволит выделить работающие интервалы, определить профиль притока и характер поступающей из пласта жидкости, отбить водонефтяной контакт, контролировать глубину спуска башмака НКТ, следить за техническим состоянием колонн и выявлять интервалы межколонных перетоков.

9.2. Комплекс физико-химических исследований нефти, газа и воды

Цель исследований нефти, нефтяного газа и пластовой воды состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые могут изменяться не только между различными залежами, но и в пределах одной и той же залежи.

Игнорирование неоднородности свойств нефти по площади залежи и отсутствие контроля за изменением физико-химических свойств в процессе эксплуатации месторождения, могут привести к серьезным ошибкам при прогнозировании параметров разработки месторождения.

В связи с обширной областью применения результатов исследования нефти, нефтяного газа и пластовой воды, требующихся для проектирования разработки месторождения, при проектировании промыслового оборудования, а также при решении многих других задач нефтедобычи, нефтесбора и нефтетранспорта необходим большой комплекс исследований, в который входят:

- физические параметры нефти в условиях пласта, включающие в себя давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадка нефти, температуру насыщения нефти парафином;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти; содержание неуглеводородных (азота, углекислого газа, сероводорода, гелия) и углеводородных (метана, этана, пропана, бутанов, пентанов, гексанов и высших) компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;
- физико-химическая характеристика дегазированной нефти, в которую входят следующие параметры – плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируется в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием отбора качественных глубинных проб является наличие однофазного притока пластовых флюидов на забой скважины, что возможно при превышении забойного давления над давлением насыщения. Отбор качественных проб пластовой нефти в условиях предельной или близкой к предельной насыщенности нефти газом имеет ряд особенностей и трудностей.

Для отбора качественных глубинных проб необходимо правильно подготовить скважину, главным условием, которого является работа скважины только на минимальном режиме.

Подготовка скважины для отбора глубинных проб выполняется в следующем порядке:

- оборудование устья скважины лубрикаторной площадкой;
- предварительная отработка скважины в течение трех суток на минимальном режиме;
- остановка скважины на восстановление пластового давления;
- замер пластового давления и пластовой температуры;
- пуск скважины на минимальном режиме;
- отбор не менее трех проб пластовой нефти.

Порядок выполнения экспериментов на установке высокого давления в зависимости от комплексов исследований (обязательный, расширенный или плотный) и методики расчетов определены ОСТ 39-112-80. По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти строятся графические зависимости газосодержания, плотности пластовой нефти и объемного коэффициента от давления.

По отобранным пробам рекомендуется выполнить полный комплекс исследований, в который входят следующие характеристики: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, молекулярная масса, структурно-механические свойства, коэффициенты сжимаемости и термического расширения пластовой нефти, компонентный состав газа, пластовой и дегазированной нефти. Кроме того, должно быть выполнено дифференциальное разгазирование с определением вышеперечисленных характеристик в зависимости от давления и температуры.

Далее в процессе разработки отбор и изучение глубинных проб нефти необходимо проводить с периодичностью не менее одного раза в два года из каждой скважины.

Свойства нефти в поверхностных условиях рекомендуется изучать по

разгазированным глубинным пробам нефти, а также отбором устьевых проб нефти.

Периодичность исследований устьевых проб нефти – раз в год из каждой скважины.

В процессе разработки месторождения ожидается не высокая обводненность добываемой продукции, учитывая опыт разработки месторождений с аналогичными свойствами пород-коллекторов. Тем не менее, при получении воды в добываемой продукции скважин, контроль за свойствами и состоянием необходимо вести по следующим основополагающим показателям:

- физико-химическая характеристика воды, в которую входят физические параметры – плотность, вязкость, температура, водородный показатель (рН) и химические параметры – 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенный сероводород, растворенный углекислый газ;

- микробиологический анализ – определение количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в попутно-добываемой воде обводняющихся скважин.

Данные исследования по пластовым водам включают отбор проб и определение физико-химического и микробиологического состава вод с периодичностью 1 раз в год при наличии воды в добывающих скважинах.

Согласно «Единым правилам...» (1), в обязательный комплекс промысловых измерений входят: замеры промыслового газового фактора по скважинам.

Тестовые и индивидуальные по скважинам замеры газового фактора должны производиться с периодичностью 1 раз в год при пластовом и забойном давлениях больше давления насыщения.

9.3. Комплекс гидродинамических исследований скважин и пластов

Рекомендуется предусматривать надежный контроль за изменением технологических параметров работы скважин и промысловых характеристик пластовой системы, в течение всего времени реализации проектного документа. В связи с этим приводится минимально необходимый объем исследовательских работ:

1. Изучение режима работы продуктивной толщи по данным длительной эксплуатации скважин.

Важнейшим критерием рациональности разработки залежи является расход естественной пластовой энергии на единицу добычи нефти, который контролируется следующими характеристиками: снижение пластового давления на единицу добычи нефти; изменение профиля притока нефти.

В соответствии с этим необходимо организовать контроль за изменением забойного давления, пластового давления, температуры при длительной работе скважин на постоянном режиме; на каждом установившемся режиме проводить исследование притока

дебитометром.

2. Изучение дебитной характеристики скважин. Определить характер устойчивости дебитов скважин при различных режимах работы. Контроль за выносом механических примесей для оценки устойчивости коллекторов. Для оценки текущей продуктивности скважин в конце каждого периода длительной эксплуатации на одном режиме проводится гидродинамическое исследование скважин методом установившихся отборов (прослеживание уровня). Таким образом, будет возможность сравнения длительных и кратковременных режимных характеристик продуктивной толщи.

Исследования методом установившихся отборов (МУО).

При исследовании МУО работы скважин на трех режимах необходимо замерить ее дебиты и забойное давление (динамический уровень), а также измерить пластовое давление в остановленной скважине.

Исследования МУО в период промышленной эксплуатации должны проводиться как разовые по всем новым скважинам перед вводом в эксплуатацию, а также по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины). Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор, забойное давление, и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность и содержание механических примесей. На основании данных исследования строятся индикаторная диаграмма (зависимость дебит – депрессия на забое).

Исследования методом восстановления давления/уровней (КВД/КВУ).

Метод КВД (КВУ) также используется для изучения гидродинамических характеристик скважин и фильтрационных свойств в районе скважин.

В процессе исследования методом КВД (КВУ) регистрируется забойное давление добывающей скважины при ее эксплуатации на установившемся режиме (с постоянным дебитом жидкости) и изменение забойного давления после остановки скважины. До остановки скважины на исследовании КВД (КВУ) необходимым условием является работа скважины в течение продолжительного времени на установившемся режиме. Наиболее точные результаты исследования обеспечивает непосредственная регистрация давлений на забоях скважин при помощи глубинных манометров. При исследовании добывающих скважин, имеющих избыточное буферное и затрубное давление, одновременно с регистрацией КВД (КВУ) на забое регистрируется изменение буферного и затрубного давления. Эта информация используется при обработке КВД (КВУ) с учетом дополнительного притока жидкости. Перед остановкой скважин должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

Исследования скважин методом КВД (КВУ) в период промышленной эксплуатации должны проводиться в виде разовых исследований по всем новым скважинам, по переходящим скважинам – при изменении режима работы (перед и после проведения ГТМ и оптимизации режима работы скважины).

В результате обработки материалов исследований скважин методом восстановления давления определяются комплексные параметры: гидропроводность и отношение пьезопроводности к приведенному радиусу скважины, а также проницаемость пласта в зоне вокруг скважины, коэффициент продуктивности скважины в пластовых условиях.

Как известно, добывающие скважины рекомендуется эксплуатировать механизированным способом добычи. В этом случае, режимные исследования можно проводить путем изменения параметров работы скважин: число оборотов; число качаний; длина хода штока и т.д.

С периодичностью один раз в квартал рекомендуется проводить исследования по определению забойного давления во всех добывающих скважинах, а с периодичностью два раза в год – пластовых давлений. Контроль в скважинах за динамическими и статическими уровнями можно выполнять с периодичностью один раз в месяц.

Таблица 9.1. Рекомендуемый комплекс исследований по месторождению Кенбулак

Цели и задачи исследований	Виды исследований	Периодичность исследований
1. Геофизические исследования		
Определение границ пластов-коллекторов, оценка емкостных свойств, количественного и	Общие геофизические исследования (М 1:500) методами ПС (SP), КС, БК (DLL), ГК (GR), НК (CN), КВ (CALI), инклинометрия (ORIT). Детальные геофизические исследования в продуктивной части разреза (М 1:200)	Во всех проектных добывающих скважинах после бурения
Контроль за равномерной выработкой запасов нефти	Контроль притока методами ЛМ (CCL), ИНК (PNL), ГК (GR), ТМ (TEMP), расходомерия, влагомерия, барометрия, резистивиметрия	В существующих скважинах, а также проектных скважинах после бурения, перед вводом в эксплуатацию.
Контроль за техническим состоянием скважин	Определение технического состояния обсадных колонн и цементного камня методами ЛМ (CCL), АКЦ (CBL)	Во всех скважинах - разовые, в процессе разработки - до и после проведения ГТМ по обработке ПЗС.
2. Отбор и исследование проб нефти, газа и воды		
Контроль за свойствами флюидов в пластовых и поверхностных условиях	Отбор и исследование глубинных проб нефти и растворенного газа	В процессе разработки - с периодичностью раз в два года из всех скважин
	Отбор и исследование устьевых проб нефти и газа	Из всех скважин с периодичностью раз в год
	Отбор и исследование проб пластовой воды	По мере необходимости и при появлении в продукции воды с периодичностью - раз в год
	Определение источников обводнения	По мере необходимости

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3
3. Гидродинамические исследования скважин и пластов		
Контроль за характеристиками эксплуатации скважин	Замер дебитов нефти, жидкости, буферного и затрубного давления	Ежедневно по всем скважинам
Контроль за обводнением скважин и пластов	Определение обводненности добываемой продукции	При появлении в составе добываемой продукции: по скважинам с высокой обводненностью – раз в неделю, по остальным – не менее одного раза в месяц
Контроль за промысловым газовым фактором и режимом работы скважин	Определение газового фактора	При пластовых и забойных давлениях выше давления насыщения нефти газом – раз в год индивидуально по скважинам. При эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом периодичность увеличивается до одного замера в каждой такой скважине в квартал, а при снижении пластового давления – не реже раза в месяц
Контроль за энергетическим состоянием скважин и пластов	Замеры пластовых (статических) давлений	Замеры пластового давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в полугодие, а замеры статических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами
	Замеры забойных (динамических) давлений	Замеры забойного давления рекомендуется проводить с периодичностью раз в квартал в каждой скважине, а замеры динамических уровней – ежемесячно. При механизированном способе добычи рекомендуется оборудовать забойными манометрами
Контроль за продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами призабойной зоны скважин, а также за энергетическим состоянием и контроля оптимального режима работы скважин	Исследования методом установившихся отборов (МУО)	Разовые исследования во всех скважинах, перед вводом в эксплуатацию. В процессе разработки - по мере необходимости и обязательно – до и после проведения ГТМ по обработкам ПЗС
	Исследования методом неустановившихся отборов - регистрацией кривой восстановления давления (КВД)	

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1. Охрана атмосферного воздуха

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, которое будет применяться на месторождениях.

1. Печи подогрева нефти (продукты горения).
2. Резервуары (испарения).
3. Аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов).
4. Газотурбинные двигатели (продукты горения).
5. Котлы котельных (продукты горения).
6. Факельные системы (продукты горения).

Предусмотрены следующие мероприятия по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- работа печей, котлов и газотурбинных двигателей полностью автоматизирована, с установлением контроля за параметрами в целях достижения оптимального режима горения;

- применение герметизированной системы подачи газа и отвода дымовых газов со 100% контролем соединений;

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;

- разработка и внедрение специальных устройств факельного горения, которое снизит выбросы вредных веществ из факелов на 15%;

- ликвидация земляных нефтехранилищ (очистка замазученных территорий);

- постоянное совершенствование технологии добычи, подготовки и транспорта нефти и газа, в соответствии с требованиями охраны окружающей среды.

- внедрение уравнительной системы при сливе нефтепродуктов из автоцистерны в резервуар;

- при сливе нефтепродуктов не производить заправку автомобилей;

- не допускать проливов топлива на территорию лагеря;

- соблюдение техники безопасности при работе с горюче-смазочными материалами.

Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитная зона создается на участке между границей объектов с источниками выбросов вредных веществ до жилой застройки. Размер санитарно-защитной зоны принят 300-1000м согласно СН и проверен расчетом по ОДН-36. На границе

санитарно-защитной зоны концентрация всех выбросов меньше ПДК. В санитарно-защитной зоне в границах площадок сооружений производится благоустройство и озеленение.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Кенбулак, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы.

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
- применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100% контролем горения;
- герметизация системы сбора нефти;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.2. Охрана почвы

В процессе разработки нефтегазового месторождения почва загрязняется нефтью, различными химическими веществами и высокоминерализованными сточными водами. Нефть и другие компоненты, попадая в почву, вызывают значительные, а порой необратимые изменения ее свойств – образование битуминозных солончаков, гудронизацию, цементацию и тому подобное. Эти изменения влекут за собой ухудшение состояния растительности и биопродуктивности земель. В результате нарушения почвенного покрова происходит эрозия почв, дефляция, криогенез.

Грунты месторождения представлены глинистыми и песчаными фракциями, суглинков легкий, песок разнотернистый, глина пылеватая и песчаная.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- валовка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на рельеф;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2-1,8м;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.
- не допускать разливов ГСМ;
- соблюдать технику пожарной безопасности;
- осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицирует этот процесс.

10.3. Охрана поверхностных подземных вод от загрязнения и истощения

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые воды, пром. площадки предприятий, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений.

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Источниками водоснабжения, для хозяйственных нужд и технического водоснабжения используются воды сеноманских отложений. Их минерализация не превышает 1-1,2 г/л. Воды удовлетворяют ГОСТ 2874-82.

Возможность использования воды согласуется с Облсанэпидемстанцией.

В целях охраны надземных вод в районе размещения водозабора предусматривается санитарная охранная зона для предотвращения бактериального и химического загрязнения надземных вод. В связи с тем, что продуктивные водоносные горизонты надежно защищены мощной глинисто-мергелистой толщей, для этих вод согласно СН и П 2.04.02-84 достаточно установить 2 пояса охраны.

Первый пояс – зона строгого режима, второй пояс – зона ограничений. Первый пояс включает в себя участок водозабора и территорию, ограниченную радиусом в 30м от крайних скважин водозабора. При этом зона санитарной охраны технического водозабора распространяется на значительную часть месторождения. В пределах второго пояса запрещаются работы в недрах (сброс и захоронения сточных вод), не допускаются сооружения объектов, представляющих опасность с точки зрения загрязнения подземных вод; требуется регулировать все строительные работы и запрещается производить работы, нарушающие защитный слой.

Учитывая большую мощность покровных глин, можно считать, что водоносные горизонты достаточно надежно защищены от падения загрязнений с поверхности земли. Наибольшую опасность представляет некачественная изоляция водоносных горизонтов при бурении скважин; нарушение целостности скважин, цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников. В связи с этим необходимо провести специальное исследование изменения качества вод продуктивных водоносных горизонтов сенона и турона при случайных утечках из нефтяных скважин, также выполнить исследования влияния на состояние скважин таких факторов, как возможные посадки толщи пород, качество закачиваемых вод.

Основные требования к охране подземных вод сводятся к следующим мероприятиям:

- качественное выполнение нефтедобывающих и нагнетательных скважин и поддержание требуемого их состояния в течение всего периода разработки месторождения;

- надежная изоляция амбаров, хранилищ отходов и прочих с применением экологически чистых и дешевых материалов (например, изопласт);

- организация мониторинга пресных подземных вод с обязательным наблюдением за водоотбором из эксплуатационных скважин, уровнями подземных вод и их качеством.

Техническая вода от площадки водозабора по водоводам поступает на производственно-хозяйственные нужды. Основными сточными водами в промысле являются производственно-ливневые стоки от технологических площадок и насосных блоков.

10.4. Охрана недр

Загрязнение недр и нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, атмосферы, почвы,

растительности и т.д. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю промысла.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при строительстве и эксплуатации нефтегазовых месторождений являются разработка и выполнение профилактических и организационных мер.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Так, длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях показывает, что с ростом объемов закачки существенно уменьшается минерализация пластовой воды и концентрация хлоридов, и увеличивается концентрация сульфатов. Развитие биохимических процессов в нефтяной залежи (сульфатредукция), в свою очередь увеличивает содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и способствует снижению проницаемости пластов. И этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды, имеющие в своем составе сульфаты, а нередко сульфатовостанавливающие бактерии.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации.

- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;

- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;

- для предупреждения биогенной сульфатредукции необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;

- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;

- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки транспорта и хранения нефти;
- контроль за разработкой месторождения.

На месторождении Кенбулак при бурении скважины были соблюдены все требования по охране недр и окружающей среды.

10.5. Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства эксплуатационных скважин.

Для предотвращения потравы диких и домашних животных и птиц, химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь с грызунами, своевременная обработка образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительная работа и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

10.6. Радиационная безопасность

При бурении скважины не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором и сбрасывается в контейнеры и вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды. В целях попутного поиска радиоактивных руд предусматривается в обязательном комплексе геофизических исследований скважины- радиокаротаж РК, который дает радиационную характеристику всего разреза скважины.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести

отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины, из приемной емкости или пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-99) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-99 п. 9.5)
 2×10^{-6} Ки/кг бета- активных веществ
 1×10^{-7} Г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ
 2×10^{-7} Ки/кг для альфа-активных веществ
- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)
 1×10^{-5} Ки/л (НРБ-76/87 п. 9.4.)
- для газа (по гелию- 135) 7×10^{-1} Ки/л (НРБ-99 п.8.4) предусматривается дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-99) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-85)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл.СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;
- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости от степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;
- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) (в настоящее время вопрос о строительстве этих пунктов решается Республиканскими органами) сброс шлама производить в спецконтейнеры. До решения вопроса с ПЗРО шлам собирать в контейнер и хранить в нем с последующим вывозом на ПЗРО. Жидкие отходы собирать и хранить в контейнерах до естественного испарения жидкой среды;
- контейнеры (огражденные), обозначить знаками радиационной опасности;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;

- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;

- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 п.28, введение); 0,5 БЭР за календарный год или допустимую мощность внешнего излучения в 0,24 м БЭР/час за 2000 часов в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б);

- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения - 0,0001 МК Ки/год (т.8,2 НРБ);

- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:

кожный покров - 1 альфа част/см² мин.; 100 бета част/см² мин.

спецодежда - 5 "-" "-" 600 "-"

оборудование - 5 "-" "-" 2000 "-"

- ежедневно места попадания веществ из скважины, содержащих радионуклиды, т.е. полы вышко-лебедочного блока, площадка под этим блоком, ротор, бурильные трубы должны быть омыты технической водой (с добавкой соды 10 г на 1 л воды), со сбросом сточных вод в спецконтейнер с разбавлением их в 10 раз (п.9.7. НРБ-99);

- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда, загрязненная сверх нормы, подлежит уничтожению;

- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;

- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;

- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы, подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон -Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в спецконтейнер с разбавлением в 10 раз. Если после

дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бур. оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Мероприятия по радиационной безопасности

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

На месторождении необходимо продолжать постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб и др. При обнаружении радиоактивных отходов (твердых и жидких) складировать их на полигоне сбора и временного хранения.

10.7. Ликвидация аварийных ситуаций

Объекты нефтедобывающей отрасли в большинстве относятся к опасным производственным объектам, а в случае аварий могут представлять серьезную угрозу для человека и на окружающую среду (ОС). К числу основных причин роста количества аварийных разливов нефти относится:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;

Кроме того, как и во многих ситуациях, связанных с необходимостью финансирования природоохранных мероприятий, значительный рост количества аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждения.

В случае аварийного разлива нефти предприятие – виновник аварии (эксплуатирующая организация), в течение 1 ч с момента обнаружения аварии должно уведомить о случившемся администрацию территории, на которой произошла авария. Затем согласно плану ЛАРН соответствующие организации принимают меры, необходимые для ликвидации и локализации последствий аварийного разлива.

При возникновении аварийных ситуаций предприятие обязано провести следующие мероприятия:

- ликвидировать (засушливость, перекрыть) источник разлива нефти;
- оценить объем происшествие разлива и оптимальной способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение:

- собрать вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть в товарный парк или пункт утилизации;
- по окончании работ произвести оценку полноты проведенных работ и рекультивацию загрязненных почв.

Вывод:

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период деятельности ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» на месторождении Кенбулак превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) не зафиксированы и существенного воздействия на окружающую среду не оказывается. Все природоохранные мероприятия соблюдаются согласно программе производственного контроля.

Рекомендации по снижению вредного воздействия на окружающую среду:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
- поддержание герметизации системы сбора нефти;
- проведение ежегодного мониторинга согласно программе производственного экологического мониторинга;

соблюдение контроля соответствия проектной и иной документации природоохранному законодательству РК.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На месторождении Кенбулак по данным поисково-разведочного бурения, детальной по пластовой корреляции разрезов скважин, по материалам ГИС и опробования в верхненеокомских отложениях установлены 6 нефтяных залежей, приуроченных к горизонтам А-2, М-0-1-А, Б, М-0-2-А, Б, М-0-3.

Исходя из степени изученности рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.09.2022 г. в результате выполненного «Подсчета запасов...» установлено, что утвержденные геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа по категориям C_1+C_2 , составляют: геологические геологические 3307 тыс. т; извлекаемые 1182,2 тыс.т; растворенного газа, геологические – 366,8 млн.м³; извлекаемые- 136,3 млн.м³.

Запасы нефти, оцененные по категории C_2 приходятся практически на все продуктивные горизонты. Задачи дальнейшего изучения этих залежей связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Все эти задачи могут быть решены в ходе разбуривания, проводимого в рамках настоящей работы.

Все установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 . Последняя задача касается практически всех выявленных залежей.

В рамках данного проектного документа предусматривается пробурить 10 добывающих скважины с проведением в них опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбора флюидов и керна, а также проведение МУО и КВД (КВУ). Также рекомендуется расконсервировать и повторно провести испытание в пробуренной скважине Кенбулак-4 на продуктивный горизонт М-0-1-А, с целью перевода обособленной залежи, посчитанной по категории C_2 в промышленную категорию C_1 .

Для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности, а также получения достоверных значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

1. Бурение десяти добывающих скважин с задачами по доразведки залежей для перевода запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 .

В добывающих скважинах предусмотреть проведение опробования всех вскрываемых продуктивных горизонтов, отбор керна, проведение МУО и КВД (КВУ).

Также в каждой скважине предусмотреть сопровождение бурения с ГТИ от 50 метров.

При бурении новых скважин большое внимание необходимо уделить отбору керна из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик.

Основной задачей является повышение освещенности керном и создание коллекции образцов, отражающей свойства пород–коллекторов.

Технология отбора керна должна обеспечить высокий вынос слабосцементированных песчаников, песков, для чего потребуются ограничение и кратковременное прекращение промывки скважины в процессе отбора и подъема керна, уменьшение интервалов отбора, применение разъемных колонковых труб и др.

Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность, карбонатность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах.

Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

Во всех проектных скважинах предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добывных возможностей продуктивных залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому испытанному интервалу во вновь пробуренных скважинах, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы.

Настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения пробурить 10 проектных добывающих скважины с задачами по доразведке месторождения, а также расконсервировать и повторно провести испытание продуктивного горизонта М-0-1-А в скважине Кенбулак-4. В ходе разбуривания месторождения необходимо получить как можно больше информации, которая поможет решить вопросы по уточнению геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Пересчета запасов нефти и газа и определения дальнейших работ.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Данным проектным документом опытно-промышленные испытания новых технологий не предусматриваются.

13. РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

После окончания разработки месторождения углеводородного сырья на его территории остается ряд стационарных объектов, дальнейшая эксплуатация которых не планируется. В действующем законодательстве предусмотрены особенности ликвидации последствий операций по недропользованию, с учетом их видов, которые определяются Особенной частью Кодекса «О Недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Ликвидацией последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды.

Кроме того, финансирование ликвидации последствий недропользования проводится за счет недропользователя или лица, непосредственно являющегося недропользователем до прекращения соответствующей лицензии или контракта на недропользование.

Исполнение обязательства по ликвидации может обеспечиваться гарантией, залогом банковского вклада и (или) страхованием.

К отношениям по разрешениям и лицензиям на недропользование по углеводородам, выданным, а также по контрактам на недропользование по углеводородам, заключенным до введения в действие Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018г.) по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса, согласно пунктам 8 и 9 статьи 126:

- п.8 «Банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательств по ликвидации последствий добычи, формируется посредством взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов»;

- Для определения размера ликвидационных расходов, в целях планирования ежегодных отчислений в ликвидационный фонд были рассчитаны:

- затраты на ликвидацию скважин;
- расчет затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства;
- расчет затрат на рекультивацию земли.

Таким образом, общие ликвидационные затраты по месторождению составят суммарные затраты на ликвидацию скважин, затраты на демонтажные работы объектов обустройства промысла, рекультивацию земли.

Расчет затрат на ликвидацию скважин на месторождении Кенбулак приведен в таблицах 13.1.-13.4.

Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования месторождения Кенбулак представлен в таблице 8.5.

Таблица 13.1. Стоимость 1 бригады-часа при ликвидации скважин

№ п/п	Наименование затрат	Един. изм.	Ставка, тенге
1	Оплата труда бригады по ФЛС	час	9 295,0
2	Соц. Налог +соц. Страх 9,9%	час	943,0
3	Дизтопливо ЯМЗ-238 - силовой блок	час	692,0
4	Геофизические работы	час	2 136,0
5	Стоимость суточных материалов и запасных частей к силовому оборудованию в процессе их эксплуатации	час	1 241,0
6	Содержание силового оборудования, инструмента (включает затраты на транспорт, связанные с проведением текущего ремонта, тех. обслуж., доставкой на базу БПО и т.д.)	час	1 665,0
7	Амортизационный износ подъёмника, оборудования, НКТ, бур, труб, вагон-домиков и прочих ОС.	час	1 813,0
8	Сырьё и материалы	час	2 799,0
9	Транспортировка материалов, оборудования и работа спецтехники	час	2 733,0
10	Транспортировка вахт	час	218,0
11	Дефектоскопия труб и оборудования	час	507,0
12	э/энергия	час	226,0
13	Расходы по охране окружающей среды	час	12,0
14	Расходы по охране труда ТБ и ЧС	час	140,0
15	Приобретение СИЗ и противопожарного инвентаря	час	131,0
16	Услуги РГКП военизированного отряда АК-Берен	час	75,0
17	Радио и спутниковая связь	час	32,0
18	Водопотребление холодной воды	час	26,0
19	Расходы на обязательное страхование	час	35,0
20	Налог на имущество	час	127,0
21	Плата за загрязнение окружающей среды	час	47,0
22	Итого прямые затраты		24 893,0
24	Плановые накопления - 8%	%	1 991,4
25	Итого		26 884,4
26	Всего стоимость 1-го бригады-часа, тенге		26 884,4

Таблица 13.2. Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ

№ п/п	Намечаемые работы	Нормы времени в часах	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Общая стоимость, тенге
1-Раздел				
1	Переезд подъемника и перетаскивание всего оборудования	7,0	26 884,4	188 191,1
2	Установка и испытание якорей оттяжек	1,5	26 884,4	40 326,7
3	Установка переносного фундамента подног мачты	0,5	26 884,4	13 442,2
4	Монтаж подъемника с ПЗР. Установка ГИВ.	2,1	26 884,4	56 457,3
5	Монтаж рабочей площадки, приемного моста со стеллаж.изл.освещения	3,1	26 884,4	83 341,8
6	Завоз "2,5 НКТ с укладкой их на стеллаж вручную	0,6	26 884,4	16 130,7
7	Проведение проверки пусковой комиссией	1,0	26 884,4	26 884,4
	ИТОГО	15,8		424 774,2
2-Раздел				
1	Подготовительные работы перед началом КРС	1,6	26 884,4	43 015,1
2	ПЗР. Подъем подземного оборудования: штанги и трубы "2,5	3,9	26 884,4	104 849,3
3	Прошаблонировать скв-ну печатью Ø135мм с промером длин труб	5,2	26 884,4	139 799,1
4	Спуск пера на "2,5 НКТ для промывки песка в скв.	3,1	26 884,4	83 341,8
5	Сборка промывочного оборудования	0,8	26 884,4	21 507,6
6	Промывка с глубины	5,5	26 884,4	147 864,4
7	Наращивание труб с промером	0,8	26 884,4	21 507,6
8	Разборка промывочного оборудования	0,8	26 884,4	21 507,6
9	Подъем пера после промывки. ПЗР.	3,8	26 884,4	102 160,9
	ИТОГО	25,5		685 553,2
3-Раздел				
1	Спуск "2,5 НКТ до интервала	3,1	26 884,4	83 341,8
2	Закачка цементного раствора	4,5	26 884,4	120 980,0
3	Доподъем НКТ с промывкой	2,0	26 884,4	53 768,9
4	ОЗЦ	48,0	26 884,4	1 290 453,1
5	Опрессовка экс.колонны	1,6	26 884,4	43 015,1
6	Полный подъем НКТ	2,4	26 884,4	64 522,7
7	Установить заглушку на устье с репером	3,0	26 884,4	80 653,3
	ИТОГО	64,6		1 736 734,8
4-Раздел				
1	Демонтаж подъемника и оттаскивание оборудования	2,0	26 884,4	53 768,9
2	Откачка, вывоз технологической жидкости из емкостей	0,4	26 884,4	10 753,8
	ИТОГО	2,4		64 522,7
	ВСЕГО	108,3		2 911 584,9

Таблица 13.3. Общая стоимость ликвидации скважин на месторождении Кенбулак

№ п/п	Показатели	Ед.изм.	кол-во	Стоимость, тенге	Всего, тенге
1	Расходы на ликвидацию скважины	тенге	18	2 911 584,9	52 408 528,2
2	Установки тумбы (1х1х1м)	тенге	18	59 592	1 072 656,0
	Итого	тенге		2 971 176,9	53 481 184,2

Таблица 13.4. Перечень и предполагаемая стоимость объектов обустройства

№ п/п	Наименование объекта обустройства	Всего стоимость, тыс. \$.	Всего стоимость, тг.	Стоимость демонтажных работ, тенге
1	Фонтанная арматура АФКЭ-65×14	125,0	52 226 250,0	5 222 625,0
2	Горизонтальный нефтегазовый сепаратор 1-ой ступени (2-х фазный) НГС-1-П-1,6-2000-2-Т-И	55,0	22 979 550,0	2 297 955,0
3	Вертикальный газовый сепаратор СЦВ-500-2-2-И	65,0	27 157 650,0	2 715 765,0
4	Накопительная емкость, 60 м ³	25,0	10 445 250,0	1 044 525,0
5	Насосный агрегат поршневого типа НБ-125 (9МГр-73)	70,0	29 246 700,0	2 924 670,0
6	Дренажная емкость ЕП-8-2000-1-2	34,0	14 205 540,0	1 420 554,0
7	Оперативный узел учета нефти	20,0	8 356 200,0	835 620,0
8	Оперативный узел учета газа	20,0	8 356 200,0	835 620,0
9	Факельная система СФНР-80	80,0	33 424 800,0	3 342 480,0
10	Нефтеналивная установка	10,0	4 178 100,0	417 810,0
11	Путевой подогреватель ПП-0,63	260,0	108 630 600,0	10 863 060,0
12	Газопоршневая станция ГПЭС-200	120,0	50 137 200,0	5 013 720,0
	Всего стоимость демонтажных работ			36 934 404,0

Предполагаемая стоимость демонтажных работ была рассчитана в виде норматива в размере 10% от первоначальной стоимости строительства объектов обустройства.

Таблица 13.5. Сводный расчет затрат на ликвидацию объектов недропользования на месторождении Кенбулак

№ п/п	Наименования	Стоимость, тенге
1	Рекультивация нарушенных земель	376 800,0
2	Ликвидация скважин	53 481 184,2
3	Фонтанная арматура АФКЭ-65×14	5 222 625,0
4	Горизонтальный нефтегазовый сепаратор 1-ой ступени (2-х фазный) НГС-1-П-1,6-2000-2-Т-И	2 297 955,0
5	Вертикальный газовый сепаратор СЦВ-500-2-2-И	2 715 765,0
6	Накопительная емкость, 60 м ³	1 044 525,0
7	Насосный агрегат поршневого типа НБ-125 (9МГр-73)	2 924 670,0
8	Дренажная емкость ЕП-8-2000-1-2	1 420 554,0
9	Оперативный узел учета нефти	835 620,0
10	Оперативный узел учета газа	835 620,0
11	Факельная система СФНР-80	3 342 480,0
12	Нефтеналивная установка	417 810,0
13	Путевой подогреватель ПП-0,63	10 863 060,0
14	Газопоршневая станция ГПЭС-200	5 013 720,0
15	Дополнительные затраты +10%	6 405 179,6
	Итого:	97 197 567,8
	Накопленная сумма отчислений в ликвидационный фонд*	67 080 000
	Всего:	30 117 567,8

Примечание: согласно утвержденного проекта пробной эксплуатации месторождения углеводородов Кенбулак.

Таким образом, общие затраты на ликвидацию месторождения Кенбулак составят – 97 197 567,8 тг с учетом дополнительных затрат на ликвидацию скважин и затрат на ликвидацию объектов нефтепромыслового обустройства (в т.ч. сумма отчислений в размере 67 080 000 тг. на ликвидацию последствий по проекту разведочных работ (пробной эксплуатации) углеводородов Кенбулак).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ТУ «Южказнедра» № 194/06 от «06» июня 2006 г.).
2. «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан», утв. Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИИНТ Республики Казахстан (протокол № 240 от «24» октября 2011 г.).
3. «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак в пределах блоков XXX-38 (частично); XXX-39 (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на «15» октября 2013 г.)», ТОО «Oil&Gas Consulting» (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1420-14-П от «30» мая 2014 г.).
4. «Проект разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области Республики Казахстан» (протокол ЦКРиР № 5/9 от «30» ноября 2018 г.).
5. «Дополнение № 6 к Проекту разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», утв. МЭ Республики Казахстан (протокол № 1-РГ/МЭ Республики Казахстан от «22» января 2019 г.).
6. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.10.2019 г.)», ТОО «НПЦ Туран Гео», утв. ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2144-19-П от «26» декабря 2019 г.).
7. «Проект пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.01.2020 г.)». ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2020 г.
8. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.11.2021 г.)» ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2021 г.
9. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)», ТОО «Мунайгазгеолсервис», г. Алматы, 2022 г.
10. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI от «27» декабря 2017 г.
11. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» (утв. приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от «15» июня 2018 г.).

12. «Методическими рекомендациями по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей)».
13. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ». «Недра», г. Москва, 2003 г.

ПРОТОКОЛ

геолого-технического совещания ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Алматы

«__» _____ 2022 г.

Присутствовали:

Бигараев А.Б. – генеральный директор;
Сакауов Б.К. – специалист по разработке;
Мартынов В.В. – ведущий геолог;
Уразбаева А. А. – инженер-геолог;
Жанбирбаев О. Н. – инженер-разработчик.

Повестка дня:

Рассмотрение проектного документа «Проект разработки месторождения Кенбулак по состоянию изученности на 01.09.2022 г».

По данному вопросу выступил ведущий геолог Мартынов В.В.

Настоящий проектный документ на промышленную разработку **«Проект разработки месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)»** выполнен по договору № ДГ22-ОИ-14 от «22» апреля 2022 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» согласно Технического задания.

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков XXX-38 (частично) и XXX-39 (частично).

Первооткрывательницей месторождения является скважина **Кенбулак-3**, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)»** (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- **I-й эксплуатационный объект** – продуктивный горизонт А-2;
- **II-й эксплуатационный объект** – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;

- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки **рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2**, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Вариант разработки 2 характеризуется максимальным значением NPV, минимальными капитальными и эксплуатационными затратами по сравнению с 3 вариантом разработки несмотря на то, что 3 вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи. Минимальное отрицательное значение приходится на 2 вариант. Таким образом, является более приемлемым для недропользователя.

Согласно рекомендациям п. 135 «Единые правила...» (1), в качестве базового варианта предусмотрена разработка выделенных эксплуатационных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант предусматривает организацию системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает применение в качестве новых технологий ввод из бурения горизонтальных добывающих скважин, с организацией системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

После обмена мнениями и обсуждения Совещание постановило:

1. Представленный проектный документ - «Проект разработки месторождения Кенбулак» по состоянию на 01.09.2022 г. составлен в соответствии с «Методическими указаниями по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых газоконденсатных месторождений» и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых Республики Казахстан».
2. Проектный документ рекомендуется принять с рекомендуемым вторым вариантом разработки и направить на рассмотрение и согласование недропользователю ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда».

Председатель ГТС

Секретарь ГТС



Бигараев А.Б.

Мартынов В.В.

ПРОТОКОЛ
совместного геолого-технического совещания
ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» и ТОО «Мунайгазгеолсервис»

г. Кызылорда

«__» _____ 2022 г.

Присутствовали:

От ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»:

Шигамбаев Р.М. – генеральный директор;

Смагулов Р.С. – главный геолог.

От ТОО «Мунайгазгеолсервис»

Бигараев А.Б. – генеральный директор;

Сакауов Б.К. – специалист по разработке;

Мартынов В.В. – ведущий геолог;

Уразбаева А. А. – инженер-геолог;

Жанбирбаев О. Н. – инженер-разработчик.

Повестка дня:

Рассмотрение проектного документа «Проект разработки месторождения Кенбулак по состоянию изученности на 01.09.2022 г».

По данному вопросу выступил ведущий геолог Мартынов В.В.

Настоящий проектный документ на промышленную разработку **«Проект разработки месторождения Кенбулак (по состоянию изученности на 01.09.2022 г.)»** выполнен по договору № ДГ22-ОИ-14 от «22» апреля 2022 г. между ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» согласно Технического задания.

Контрактной территорией, на которой расположено месторождение Кенбулак, владеет ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» согласно Контракта № 1529 от «15» октября 2004 г. на разведку УВС в пределах блоков ХХХ-38 (частично) и ХХХ-39 (частично).

Первооткрывательницей месторождения является скважина **Кенбулак-3**, в которой при опробовании отложений верхненеокомского надъяруса нижнемеловых отложений были получены промышленные притоки нефти.

В 2022 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет **«Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенбулак Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.03.2022 г.)»** (1), который был рассмотрен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

На основании вышеназванного утвержденного отчета по подсчету запасов нефти и растворенного газа (1), разработан настоящий проектный документ на промышленную

разработку месторождения Кенбулак, в рамках которого предусматривается выделение четырех основных эксплуатационных объектов:

- I-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт А-2;
- II-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-1-А + М-0-1-Б;
- III-й эксплуатационный объект – продуктивные горизонты М-0-2-А + М-0-2-Б;
- IV-й эксплуатационный объект – продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках настоящего проектного документа рассмотрены три варианта разработки месторождения Кенбулак, которые отличаются между собой режимами работы залежей, количеством, плотностью проектной сетки скважин и по результатам технико-экономической оценки **рекомендован к реализации наиболее выгодный как для недропользователя, так и Государства вариант разработки 2**, который характеризуется наилучшими показателями по сравнению с остальными вариантами разработки.

В проектном документе также рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, приведены рекомендуемые конструкции проектных скважин, методов вскрытия и освоения продуктивных пластов, приведены рекомендации по выполнению комплекса исследовательских работ. Приведен расчет отчислений по работам по ликвидации последствий недропользования.

Вариант разработки 2 характеризуется максимальным значением NPV, минимальными капитальными и эксплуатационными затратами по сравнению с 3 вариантом разработки несмотря на то, что 3 вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи. Минимальное отрицательное значение приходится на 2 вариант. Таким образом, является более приемлемым для недропользователя.

Согласно рекомендациям п. 135 «Единые правила...» (1), в качестве базового варианта предусмотрена разработка выделенных эксплуатационных объектов на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант предусматривает организацию системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения. Третий вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает применение в качестве новых технологий ввод из бурения горизонтальных добывающих скважин, с организацией системы поддержания пластового давления, путем приконтурного заводнения.

Как известно, в настоящее время месторождение Кенбулак находится на стадии разведки и пробной эксплуатации до «15» июля 2023 г., ввиду чего прогнозирование уровней промышленной добычи и других показателей разработки во всех рассмотренных ниже вариантах предусматривается с «16» июля 2023 г.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для системы поддержания пластового давления для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки. Дефицит воды планируется покрывать использованием нижнемеловых вод.

Вариант 2. В рассматриваемом варианте выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с организацией системы поддержания пластового давления, путем внутриконтурной и приконтурной закачки воды через нагнетательные скважины по эксплуатационным объектам.

В варианте предусматривается ввод из бурения 10 проектных эксплуатационных добывающих скважин и использование 9 существующих скважин. В варианте нагнетательные скважины предусматривается сформировать из добывающего фонда, путем перевода под нагнетание воды, общим количеством 5 ед.

Проектный темп бурения составит 2-3 скважины в год и планируется производить одной буровой установкой. Проектные глубины эксплуатационных скважин – 1500 м.

Средняя удельная на скважину площадь составит 20,3 га/скв, а среднее расстояние между скважинами – 450*450 м.

Общий фонд в целом по месторождению Кенбулак составит 19 скважин, из которых: 14 добывающих и 5 нагнетательных.

После обмена мнениями и обсуждения Собрание постановило:

1. Представленный проектный документ - «Проект разработки месторождения Кенбулак» по состоянию на 01.09.2022 г. составлен в соответствии с «Методическими указаниями по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых газоконденсатных месторождений» и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых Республики Казахстан».
2. Проектный документ рекомендуется принять с рекомендуемым вторым вариантом разработки и направить на рассмотрение и утверждение в контролирующие органы и ЦКРР РК.

Председатель

Секретарь



Шигамбаев Р.М

Смагулов Р.С.