

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова

УДК 556.3 (574)

На правах рукописи

Атахан Еламан Ержанұлы

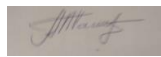
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации Гидрогеологические исследования в
процессе разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений

Направление подготовки 6М075500 – «Гидрогеология и
инженерная геология»

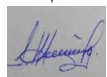
Научный руководитель
кандидат физико-математических наук,
ассистент-профессор



А.Г. Танирбергенов

"27" июля 2020 г.

Рецензент



Ж. Ерикулы

PhD

"29" июля 2020 г.

Нормоконтроль
тьютор, магистр естественных наук



Ж.С. Құдайберді

"29" июля 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ГНиГ

Доктор PhD, профессор

_____ Т.А. Енсепаев

"31" июля 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

6М075500 – «Гидрогеология и инженерная геология»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ГНиГ
Доктор PhD, профессор.

_____ Т.А. Енсеппбаев
" ____ " _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Атахан Еламан Ержанұлы

Тема: Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений

Утверждена приказом руководителя университета №1193-М от 29.10.2018 г.
Срок сдачи законченной работы «20» апреля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: геолого-гидрогеологические,
текстовые и графические материалы при разведке и разработке
месторождения Узень.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Изучение гидрогеологических условий месторождения Узень;
- б) Проведение опытных работ. Определение геолого-физических
характеристик месторождения;
- в) Определение технологии разработки месторождения.

Рекомендуемая основная литература:

1 Коростышевский М.Н., Малютина А.Е., Кувандыкова З.А. и др. «Пересчёт запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области по состоянию на 01.01.2005 г.» Договор №1710-17. Отчёт АО «КазНИПИМунайгаз». Договора Актау, 2006

2 Кондратович Ю.В., Алёшина А.В. Обработка и интегрированная интерпретация материалов МОГТ-3Д, данных ГИС и ВСП, построение детальных геологических моделей по месторождению Узень. Отчёт ОАО «ЦГЭ». Фонд ПФ «Озенмунайгаз», 2004г.

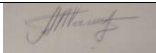
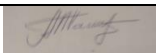
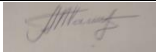
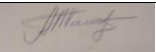
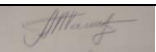
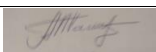
3 Ковалев А. Г., Покровский В. В. и др. О поддержании давления на месторождении Узень путем закачки воды в пласт. «Нефтяное хозяйство», № 8, с. 38-41, 1967 г.

ГРАФИК подготовки магистерской диссертации

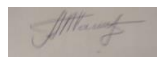
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультациям	Примечание
Введение Общие сведения о месторождении Геолого-физическая характеристика месторождения Геологическое строение залежей Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 13-18 горизонтов Свойства и состав нефти, газа и воды	05.03.2020 г.	
Пластовое давление в зонах отбора и закачки Технологии разработки месторождения и их эффективность Закачка сшитых полимерных систем (СПС)	11.03.2020 г.	
Требования и рекомендации к системе ППД Требования к качеству закачиваемых вод Текущее состояние системы ППД	20.03.2020 г.	
Источники водоснабжения системы ППД Физико-химический состав закачиваемых вод	10.04.2020 г.	
Технология и технические средства по реализации на месторождении Узень технологии закачки сшитой полимерной системы (СПС)	23.04.2020 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение Общие сведения о месторождении Геолого-физическая характеристика месторождения Геологическое строение залежей Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 13-18 горизонтов Свойства и состав нефти, газа и воды	Танирбергенов А.Г. кандидат физико-математических наук, ассистент-профессор	09.03.2020	
Пластовое давление в зонах отбора и закачки Технологии разработки месторождения и их эффективность Закачка сшитых полимерных систем (СПС)	Танирбергенов А.Г. кандидат физико-математических наук, ассистент-профессор	13.03.2020	
Требования и рекомендации к системе ППД Требования к качеству закачиваемых вод Текущее состояние системы ППД	Танирбергенов А.Г. кандидат физико-математических наук, ассистент-профессор	23.03.2020	
Источники водоснабжения системы ППД Физико-химический состав закачиваемых вод	Танирбергенов А.Г. кандидат физико-математических наук, ассистент-профессор	13.03.2020	
Технология и технические средства по реализации на месторождении Узень технологии закачки сшитой полимерной системы (СПС)	Танирбергенов А.Г. кандидат физико-математических наук, ассистент-профессор	23.04.2020	
Нормоконтролер	Ж.С. Құдайберді тьютор, магистр естественных наук	27.07.2020	

Научный руководитель



Танирбергенов А.Г.

Задание принял к исполнению
магистрант



Атахан Е.Е.

Дата

"29"июля2020 г.

АНДАТПА

Диссертация кіріспе, 6 бөлім мен қорытындыдан, 60 беттен, 10 суреттен, 23 кестеден тұрады.

Өзен кен орны 1961 жылы ашылды, Өзен кенорнының қырық жылдық жұмысында көптеген өзгерістер болды. Пайдаланудың алғашқы 10 жылында өндірудің ең жоғары көлемі жылына 16 млн. тонна мұнай деңгейіне жетті. Осыдан кейін мұнай өндірісінің төмендеу кезеңі басталды, ол өндірістік қабаттарды су кесуінен туындаған, тек 1981 жылға қарай олар өндірістің құлдырау деңгейін тоқтата алды және өндірістік қабаттардың тұрақтануына қол жеткізді. Бірақ, КСРО-ның құлдырауы экономикалық тұрақсыздыққа және қаржылық жағдайдың күрт нашарлауына әкелді. Қазіргі уақытта өндіріс көлемі небары 6 миллион тоннаны құрайды, осыған байланысты өндірістік қабаттаран мұнай өндірісін арттыру мәселелерін шешу қажеттілігі туындады. Бұл жұмыста 13-18 өнімді горизонттардың геологиялық құрылымы мен геологиялық-далалық сипаттамалары, өндірістік қабаттардағы сұйықтықтардың физикалық-химиялық қасиеттері туралы мәліметтер келтіріліп, технологиялық есептеулер үшін бастапқы мәліметтер негізделелген. Диссертациялық жұмыстың мақсаты - Өзен кен орнын барлау және игеру процесінде мұнайдың алыну қарқынын жақсарту мақсатында гидрогеологиялық зерттеулер жүргізу.

АННОТАЦИЯ

Диссертация состоит из введения, 6 разделов и заключения, на 60 страницах, 10 рисунков, 23 таблиц.

Месторождения Узень было открыто в 1961 году, за сорок лет эксплуатации месторождения Узень было немалое количество изменений. За первые 10 лет эксплуатаций были достигнуты максимальные объемы по добыче в размере 16 миллионов тонн нефти в год. После начался период снижения объемов добычи нефти, вызванного обводненностью продуктивных пластов, только к 1981 году смогли остановить уровень снижения добычи и достигнуть стабилизации продуктивных пластов. Но, в связи с распадом СССР, что привело к экономической дестабилизации и резкому ухудшению финансового положения. В данный момент объем добычи составляет всего 6 миллионов тонн, по данной причине, появилась необходимость решения проблем по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов. В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов 13-18, физико-химических свойствах пластовых флюидов и обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов. Целью диссертационной работы является гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки месторождения Узень, в целях улучшения показателей нефтеотдачи.

ANOTATION

The dissertation comprises of reference, 6 sections and conclusions. It consists of 60 pages and includes 10 figures and 23 tables.

The Uzen field was discovered in 1961? over the forty years of exploitation of the Uzen field, there have been a considerable number of changes. During the first 10 years of operation were reached the maximum production volumes in the amount of 16 million tons of oil per year. After began a period of decline in oil production, caused by the water cut of the productive formations, only by 1981 were they able to stop the decline in production and achieve stabilization of the productive formations. But, due to the collapse of the USSR, which led to economic destabilization and a sharp deterioration in the financial situation. At the moment, the production volume is only 6 million tons, for this reason, it became necessary to solve the problems of increasing oil recovery of productive formations. The work provides information about geological structure and geological field characteristics of productive horizons 13-18, physical and chemical properties of reservoir fluids and substantiated the initial data for technological calculations. The aim of the thesis is hydrogeological research in the process of exploration and development of the Uzen field, in order to improve oil recovery rates.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Общие сведения о месторождении	10
2	Геолого-физическая характеристика месторождения	12
2.1	Геологическое строение залежей	12
2.2	Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 13-18 горизонтов	19
2.3	Свойства и состав нефти, газа и воды	12
3	Пластовое давление в зонах отбора и закачки	42
4	Технологии разработки месторождения и их эффективность	45
4.1	Закачка сшитых полимерных систем (СПС)	46
5	Требования и рекомендации к системе ППД	47
5.1	Требования к качеству закачиваемых вод	48
5.2	Текущее состояние системы ППД	48
5.3	Источники водоснабжения системы ППД	50
5.4	Физико-химический состав закачиваемых вод	51
5.5	Рекомендации по глубокой очистке закачиваемых вод	
6	Технология и технические средства по реализации на месторождении Узень технологии закачки сшитой полимерной системы (СПС)	55
	Заключение	
	Перечень терминов. Перечень сокращений	
	Список использованной литературы	

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Узень открыто в 1961 году в связи с получением в начале года фонтанирования газа из альбского яруса, а затем в конце года – фонтана нефти из юрских отложений. Затем через два года был произведён первый подсчёт запасов нефти по результатам бурения 13 скважин и был представлен на рассмотрение ГКЗ СССР

Переоценка геологических запасов нефти месторождения проведена в 1974, 1976, 1979 годах по данным полученным от 600, 1400, 2100 скважин. Результаты последней работ переоценки прошли экспертизу ЦКЗ МНП СССР и были включены в Государственный баланс полезных ископаемых. Таким образом, запасы нефти 13-18 горизонтов утверждены ГКЗ сорок лет назад. Месторождение Узень введено в промышленную разработку в 1965г.

Заводнение объектов началось с значительным опозданием из-за отставания обустройства системы ППД, с использованием для нагнетания в пласты холодной воды в начале 1970 года. В связи с нарушениями сроков уже 1970-1971гг. отмечалось существенное отставание закачки воды в нефтяные пласты. В результате пластовое давление снизилось в зонах отбора по продуктивным горизонтам в среднем на 1,0-2,8 МПа против первоначального (максимальное снижение пластового давления относительно давления насыщения на отдельных участках достигло 3,5-4,0 МПа), и забойные давления в добывающих скважинах стали на 35-45 % ниже давления насыщения. Вследствие этого образовались обширные зоны разгазирования во всех четырех основных объектах, особенно в сводовых частях нефтяных залежей.

Непредвиденные обстоятельства, которые связаны с периодами распада СССР и экономическим спадом, привели и на Узени к нарушению стабильности месторождения в 1989-1999 годы. Как результат все привело к допущению значительного невыполнения проектных решений, повлекшее существенным отклонением фактических показателей от проектных; нарушением систем разработки, снижению уровней добычи нефти. Таким образом, составления нового проекта разработки месторождения Узень была вызвана необходимостью дальнейшего совершенствования системы разработки продуктивных горизонтов с учетом вышеперечисленных факторов, а также применения новых технологических решений, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов.

В диссертации изложены сведения о районе и участке работ, характеристика физико-гидродинамических условий, геолого-физических условий, результаты гидрогеологических работ, проведенных на месторождении Узень, также вопросы совершенствования систем поддержания пластового давления месторождения.

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Узень расположено в степной части Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Территория области малообжитая. Областной центр г. Актау находится 150 км от месторождения Узень (рис.1.1).

Рядом с месторождением расположен г. Жанаозен, где базируется АО ПФ «Озенмунайгаз», который занимается разработкой месторождений Узень и Карамандыбас, и является градообразующим предприятием. Город Жанаозен имеет население более 50 тысяч человек и достаточно развитую инфраструктуру. Поселки городского типа Жетыбай и Курык находятся от месторождения соответственно в 70 и 150 км. Редко встречаются временные поселения, состоящие обычно из нескольких юрт – стойбища овцеводов.

В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Водоснабжение поселков городского типа и нефтепромыслов осуществляется по водопроводу опресненной водой из г. Актау, а также с месторождений пресных вод Туе-Су, Саускан. Снабжение технической водой для бурения осуществляется за счёт пластовых слабосолоноватых вод альбеноманского возраста из специальных скважин, а пресной водой по водопроводу Волга-Атырау-Озен.

Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом. Железная дорога Узень-Мангышлак однопутная, имеет незначительные уклоны. Движение автотранспорта осуществляется по асфальтированным шоссе, которые соединяют города, поселки, а также нефтегазопромыслы. На остальной территории, не занятой нефтегазопромыслами, движение осуществляется по полевым дорогам.

Рельеф территории имеет сложное строение за счёт сильной расчленённости. Центральную часть занимает обширное плато, сложенное преимущественно известняками сарматского возраста и имеющее региональный наклон в юго-западном направлении. Максимальные абсолютные отметки на севере достигают 260 м, а в южной части понижаются до 200 м.

Другим важным элементом рельефа являются две бессточные впадины Узень и Тунгракшин, часто почти с отвесными обрывами. Дно впадины Узень изрезано глубокими оврагами с широко развитыми рыхлыми наносами – «пухляками» и более плотными песчаными образованиями. Минимальная абсолютная отметка её дна составляет 31 м. Впадина Тунгракшин расположена значительно выше и абсолютная отметка дна этой впадины достигает 137 м.

Водотоки, даже пересыхающие, на территории месторождения отсутствуют. В некоторых низинах после дождя или снеготаяния вода сохраняется на

непродолжительное время. На территории месторождения на дне некоторых больших котловин имеются проходимые и непроходимые солончаки.

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до $+45^{\circ}\text{C}$. Зима малоснежная с сильными ветрами, нередко буранами. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30°C . Дожди редкие и приходятся на осеннее-весенний период, количество выпадающих осадков обычно не превышает 85-100 мм в год.

Растительный и животный мир типичен для зон полупустынь. Весной растут песчаные осоки, колючка, ковыль, на песчаных массивах кое-где растёт саксаул. Из животного мира выделяются волки, лисицы, зайцы, характерны также крупные птицы – беркуты, ястребы, куropатки.

Южный Мангышлак богат местными строительными материалами: глинами, песками и известняком – ракушечником, который является превосходным стеновым материалом, и запасы его очень велики.

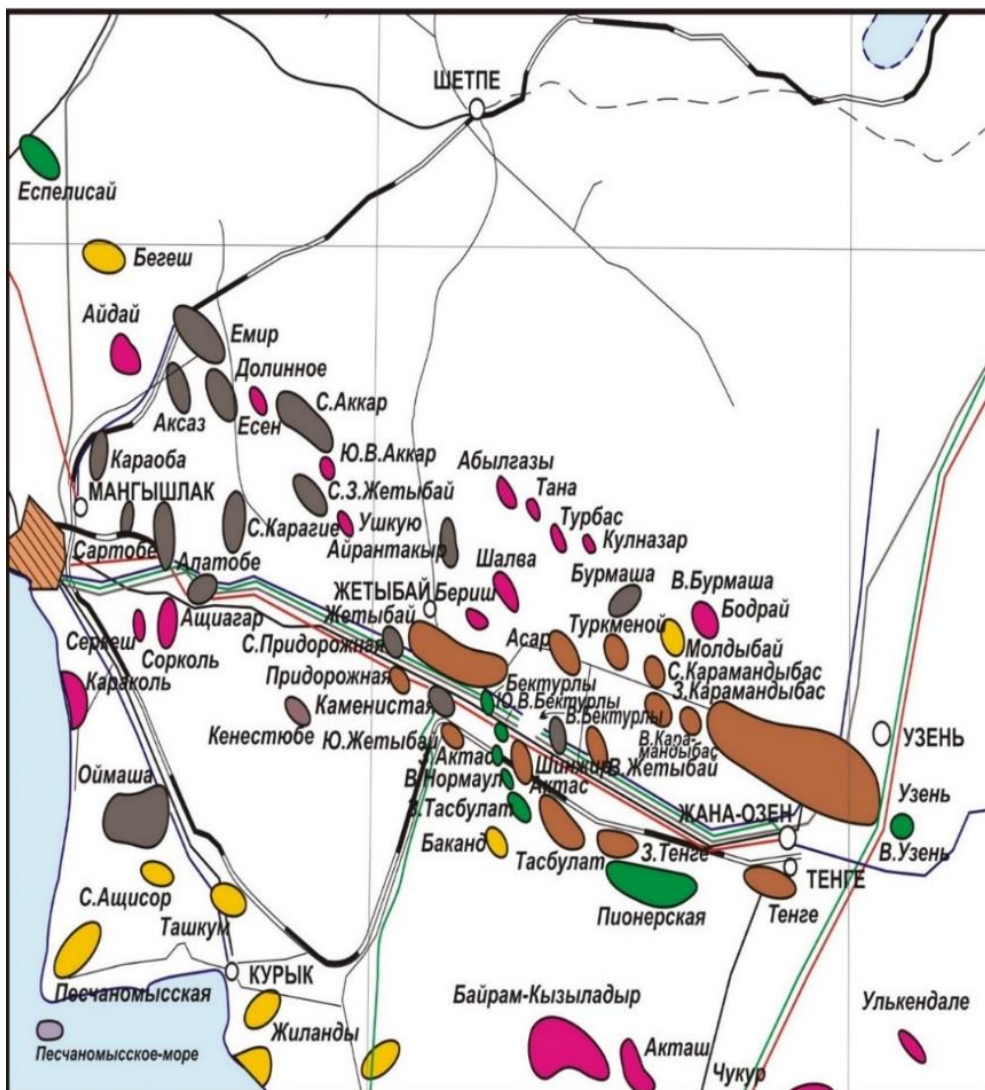


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1** – Обзорная карта

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Геологическое строение залежей

Месторождение Узень в тектоническом отношении приурочено к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени.

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень, являясь структурным элементом второго порядка, приурочена к северной бортовой части Южно-Мангышлакского прогиба и протягивается с северо-запада на юго-восток на 200 км при ширине ступени около 40 км.

Самой крупной локальной структурой Жетыбай-Узеньской ступени является Узень-Карамандыбасское поднятие, представляющее собой пологую антиклинальную складку, ось которой простирается с восток-юго-востока на запад-северо-запад.

По кровле юрской продуктивной толщи, стратиграфически относимой к келловейскому ярусу верхней юры, размеры Узень-Карамандыбасской складки составляют 45,0х10,0 км, амплитуда поднятия порядка 300 м. Северное крыло пологое с углами падения пород 3° , а южное – более крутое с углами падения $5-6^{\circ}$. Прогиб между Узенью и Карамандыбасом имеет амплитуду порядка 15 м. С глубиной амплитуда прогиба увеличивается и уже с кровли 14 горизонта Узень и Карамандыбас рассматриваются как самостоятельные структуры, причем каждая из структур осложняется куполами. Структура Карамандыбас имеет два купола: Восточный и Западный, а структура Узень ниже пачки В 14 горизонта имеет шесть куполов: Основной свод, Хумурунский, Северо-Западный и Аксайский, Парсумурунский и Восточно-Парсумурунский купола.

На основании данных сейсмики, бурения и опробования разведочных и эксплуатационных скважин в пределах структуры установлены дизъюнктивные нарушения, которые довольно четко фиксируются с глубиной. Наиболее достоверными являются три сброса [1].

Сброс, проведенный в своде структуры, который отделяет от Основного свода участок, названный Центральным блоком и контролирует залежи в 18 горизонте, имеет почти субмеридианальное простирание и амплитуду порядка 40 метров, с падением плоскости сбрасывателя на запад под углом близким к 90° .

Сброс, отделяющий Хумурунский купол от Центрального блока, имеет субмеридианальное направление и амплитуду 10-15 м контролирует залежи в 17, 18, 22 и 23 горизонтах, высоты которых превышают высоту ловушки.

Сброс, осложняющий восточную периклиналь Северо-Западного купола, имеет северо-восточное простирание, амплитуду порядка 10 м и контролирует залежи ниже 18 горизонта.

Бурением на месторождении Узень вскрыт осадочный комплекс толщиной 4500 м, в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Триасовые отложения представлены только нижним отделом: индским и оленекским ярусами. В строении отложений индского яруса преобладают красноцветные грубозернистые туфогенно-терригенные породы (песчаники, туфопесчаники, алевролиты). Отложения оленекского яруса представлены двумя толщами: пестроцветной алевролитно-аргиллитовой и сероцветной карбонатно-терригенной.

Юрские отложения трансгрессивно залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В составе юрской системы выделяются нижний, средний и верхний отделы.

Нерасчлененные отложения нижней юры представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных черных углистых глин.

Верхнеюрские отложения представлены келловейским и оксфордским ярусами. Разрез келловейского яруса представлен глинистой толщей, в нижней части которой отмечаются прослои песчано-алевритовых пород. Разрез оксфордского яруса сложен глинисто-мергельной толщей пород, причем пачки мергелей приурочены к кровле толщи.

На размытой поверхности юрского комплекса пород залегает толща меловых отложений. В разрезе мела выделяются нижний и верхний отделы. Граница между меловыми и юрскими породами очень четкая, ввиду различия их литологического состава. Нижний отдел представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами, а верхний – сеноманским, туронским, сантонским, кампанским, маастрихтским и датским ярусами. Отложения нижнего отдела сложены терригенными отложениями: песчаниками, глинами, алевролитами и мергелями, встречаются редкие прослои известняков. Отложения верхнего мела сложены преимущественно мелководными морскими образованиями. По литологическим признакам толща четко подразделяется на две части: нижнюю терригенную и верхнюю преимущественно мело-мергельную.

В разрезе палеогеновой системы выделяются два отдела – эоценовый и олигоценовый. Эоценовые отложения представлены известково-мергельной толщей, олигоценовые – однородной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин.

Отложения неогена залегают с размывом и угловым несогласием на отложениях палеогена. В разрезе установлены среднемиоценовые отложения в объеме тортонского и сарматского ярусов. Разрез представлен глинами, мергелями, известняками и мелкозернистыми песчаниками.

Четвертичные отложения представлены слоем суглинков и тонким почвенным слоем.

Бурение на площади было начато в апреле 1961 году, а в декабре этого же года при опробовании в скважине 1 интервала 1248-1261 м был получен фонтанный

приток нефти дебитом 80 м³/сутки через 10 мм штуцер. Таким образом, в 1961 года была установлена промышленная нефтеносность юрского комплекса отложений.

Детальная пластовая корреляция позволила в юрской продуктивной толще выделить 13 горизонтов (с 13 по 25), разделяющихся регионально прослеживающимися глинистыми пачками, в каждом горизонте пачки и в пачках пласты.

Каждая выделенная пачка является самостоятельным циклом осадконакопления. Эти циклы различаются условиями формирования песчаных пластов в пределах каждой пачки.

В таблице 2.1.1 приведена схема расчлененности верхнего этажа нефтеносности шести продуктивных горизонтов с 13 по 18. Согласно этой схеме в продуктивном разрезе выделено 52 пласта-коллектора, объединенные в пачки (18 пачек), которые в свою очередь по условиям формирования и степени их гидродинамической связанности объединены в горизонты.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**1.1 - Расчлененность юрской продуктивной толщи (13-18 горизонты)

Горизонт	Пачка	Количество пластов
13	А	2
	Б	2
	В	3
	Г	2
	Д	3
14	А	4
	Б	7
	В	4
15	А	2
	Б	4
	В	2
16	1	1
	2	3
17	А	1
	Б	5
18	А	3
	Б	2
	В	2
Всего	18	52

Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием терригенных пород – песчаников, алевролитов, глин и переходных между ними литологических разностей. Среди них встречаются тонкие прослои известняков, мергелей, сидерита, углей, скоплений обугленного растительного детрита. В

известковистых разностях алевролитов и глин часто встречаются ядра, обломки и отпечатки раковин двустворчатых моллюсков.

Для пород, слагающих продуктивные горизонты, характерны как вертикальная, так и латеральная литологическая изменчивость, что является следствием формирования осадков в сложной обстановке прибрежно-морского мелководья.

Коллекторами, на месторождении, являются средне- и мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, емкостно-фильтрационные свойства которых обусловлены гранулометрическим и минералогическим составом обломочной части, составом и количеством цемента, способом цементации - факторами, определяющими структуру порового пространства пород. Для пород-коллекторов характерна неплотная упаковка обломочных зерен, обусловленная как высоким содержанием цемента, так и низкой степенью эпигенетических преобразований. По типу пустотного пространства коллекторы относятся к поровым.

По составу песчаники и алевролиты относятся к граувакковым, полевошпатово-граувакковым и граувакково-кварцевым терригенным образованиям, окрашенным в зависимости от содержания рассеянного ОРО и глинистого материала в серые до темно-серых тонов, или в бурый и коричневатобурый цвет, если породы пропитаны нефтью.

Выделение в разрезе пород коллекторов и неколлекторов, определение общей и эффективной толщин, параметров пористости, насыщенности проводилось по комплексу ГИС. При выделении коллекторов использовались граничные значения проницаемости пористости и коэффициента нефтенасыщенности, которые составляют по проницаемости – 0,001 мкм², по пористости - 14,0%, и коэффициента нефтенасыщенности – 0,44 д. ед.

В соответствии с принятой схемой расчленения разреза (пачка, пласт) и с учетом выделенных пластов-коллекторов и их характера насыщения по площади на месторождении Узень с 13 по 18 горизонт выделено 37 залежей нефти (Табл. 2.1.2)

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1.2** - Количество залежей с 13 по 18 горизонт

Купол	Горизонт	Залежь	Количество залежей
Основная площадь	13	А, Б, В, Г, Д	5
	14	А, Б, В	3
	15	А, Б, В	3
	16	1,2	2
	17	А, Б	2
	18	А, Б, В	3
Центральный блок	18	А, Б, В	3

Парсумурунский купол	14	В	1
	15	Б	1
	17	Б	1
Северо-Западный	14	В ₁₊₂ , В ₃ , В ₄	3
	15	А, Б+В	2
	18	В	1
Хумурунский купол	17	А, Б	2
	18	А ₁ , А ₂ , Б, В	4
Вост.-Парсумурунский	18	В	1
Всего залежей			37

Залежи А, Б, В, Г и Д 13 горизонта и А, Б 14 горизонта охватывают площадь всего месторождения.

В пачке В 14 горизонта выделяется пять залежей: на Основной площади (В), Парсумурунском куполе (В) и три залежи на Северо-Западном куполе (В₁₊₂, В₃, В₄).

В 15 горизонте три залежи (А, Б, В) выделены на Основной площади, две – на Северо-Западном куполе (А, Б+В) и одна в пачке Б на Парсумурунском куполе.

В 16 горизонте выделены две самостоятельные залежи в пределах Основной площади.

Начиная с 17 горизонта, самостоятельно выделяются по две залежи (А, Б) на Основной площади и Хумурунском куполе и, кроме того, выделяется залежь Б на Парсумурунском куполе.

В 18 горизонте залежи на Основной площади разделяются на залежи Основного свода и Центрального блока, по три залежи на каждом (А, Б, В), а также выделяют залежи А₁, А₂, Б и В на Хумурунском куполе, залежи В на Восточно-Парсумурунском и Северо-Западном куполах.

Водонефтяные и газонефтяные контакты по залежам обоснованы с использованием результатов обработки ГИС и опробования преимущественно разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных до начала интенсивной закачки воды, что позволило достаточно надежно обосновать начальное положение контактов и оконтурить залежи. В таблице 2.3 приведены отметки водонефтяных и газонефтяных контактов по залежам. Из таблицы видно, что водонефтяной контакт имеет незначительный диапазон колебаний и является негоризонтальным за счет высокой неоднородности коллекторов, а по залежам 13, 14 и 15 (А) горизонтов наблюдается его наклон с севера на юг, связанный с гидродинамическим фактором. Характерной особенностью водонефтяных контактов по залежам является то, что на Основной площади отмечается близость ВНК по залежам с 13 по 18 горизонты.

Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородность

Толщина продуктивной толщи 13-18 горизонтов составляет более 300 метров. В продуктивной толще при детальной корреляции выделяются шесть

горизонтов, которые хорошо прослеживаются и выдержаны по площади. Общие толщины пяти горизонтов 13, 15, 16, 17 и 18 почти одинаковые и изменяются от 40 до 55 метров и только 14 горизонт имеет большую толщину, которая изменяется от 65 до 75 метров. Горизонты разделены глинистыми пачками, толщина которых составляет 5-10 метров. Колебания толщин горизонтов связаны с наличием или отсутствием коллекторов внутри горизонта, чем больше общая толщина выделенных коллекторов, тем больше и общая толщина горизонта и наоборот.

Общая толщина залежи (пачки) – это толщина от кровли верхнего коллектора до подошвы нижнего коллектора. Среднюю общую толщину более 10 метров на Основной площади имеют залежи 14Б, 14В, 15Б, 16₁, 17Б, и 18А.

При определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Среднее значение эффективной толщины более 10 метров имеют залежи 14Б, 16₁, и 17Б.

Нефтегазонасыщенная толщина в нефтяной зоне равна эффективной, в воденefтяной зоне несколько меньше. Среднюю нефтегазонасыщенную толщину более 10 метров имеют залежи 14Б, 16₁, 17Б. Менее 4,0 метров среднюю нефтенасыщенную толщину имеют все залежи 13 горизонта и залежь В 15 горизонта.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1.3** - Положение ГНК и ВНК по залежам

Купол	Горизонт	Залежь	Отметка контактов, м		
			ГНК	ВНК	
				Северное крыло	Южное крыло
Основная площадь	13	А, Б, В, Г, Д	-1036 -1064	-1125-1132	-1137-1142
	14	А		-1125-1133	-1138-1142
		Б		-1129-1134	-1138-1143
		В		-1130-1133	-1138-1145
	15	А		-1136-1141	-1139-1143
		Б		-1137-1144	
		В		-1137-1144	
	16	1		-1138-1146	
	16	2		-1137-1147	
	17	А		-1140-1151	
	17	Б		-1149-1153	
	18	А		-1138-1145	
		Б		-1140-1143	
		В		-1146-1152	
Центральный блок	18	А		-1180-1188	
		Б		-1154-1156	
		В		-1158-1162	
Парсумурунский	14	В		-1144-1152	
	15	Б		-1178-1180	
	17	Б		-1257-1261	
Северо-Западный	14	В ₁₊₂		-1138-1151	
		В ₃		-1149-1150	
		В ₄		-1157-1164	

	15	A		-1167
	18	B+B		-1181-1191
		B		-1312 -1320
Хумурунский	17	A	-1139	-1141-1151
		B	-1164	-1170-1174
	18	A1		-1204 -1210
		A2		-1207-1210
		B		-1211-1219
		B		-1226-1231
Вост. Парсумурунский	18	B		-1334

В таблице 2.1.4 приведены сведения о размерах, типах и характере насыщения залежей с 13 по 18 горизонтах. По характеру насыщения залежи нефтяные и только четыре залежи 17 горизонта имеют газовые шапки, две залежи на Основном своде и две залежи на Хумурунском куполе. По типу природного резервуара залежи в основном пластовые сводовые. Залежи пластовые сводовые тектонически-экранированные имеются в 17 и 18 горизонтах на Основной площади, Центральном блоке на Хумурунском куполе. Массивных залежей три, одна в 15 горизонте Северо-Западного купола, две залежи в 17 горизонте - одна на Парсумурунском, а другая на Хумурунском куполах. Максимальную площадь и высоту имеют залежи 13 и 14 горизонтов.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1.4 -**
Характеристика залежей

Площадь, блок, купол	горизонт	залежь	Тип залежи	Характер насыщения залежи	Размеры залежи,	
					Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Высота залежи, м
Основная площадь	13	A	пл.сводовая	нефтяная	178758	335
		B	пл.сводовая	нефтяная	106748	323
		B	пл.сводовая	нефтяная	225327	314
		Г	пл.сводовая	нефтяная	203733	305
		Д	пл.сводовая	нефтяная	167340	295
	14	A	пл.сводовая	нефтяная	187879	279
		B	пл.сводовая	нефтяная	188261	273
		B	пл.сводовая	нефтяная	129789	247
	15	A	пл.сводовая	нефтяная	93727	221
		B	пл.сводовая	нефтяная	92252	208
		B	пл.сводовая	нефтяная	44547	184
	16	1	пл.сводовая	нефтяная	65231	171
	16	2	пл.сводовая	нефтяная	48595	149
	17	A	пл.сводовая	нефтегазовая	37456	137
	17	B	пл.сводовая	нефтегазовая	33240	130
	18	A	пл.сводовая	нефтяная	14311	72
		B	тектон.экранир пл.сводовая	нефтяная	9128	50
		B	тектон.экранир пл.сводовая	нефтяная	7635	40
Центральный блок	18	A	пл.сводовая тектон.экранир	нефтяная	7556	70

		Б	пл.сводовая тектон.экранир	нефтяная	660	20
		В	пл.сводовая тектон.экранир	нефтяная	564	12
Парсумурунский	14	В	пл.сводовая	нефтяная	4035	50
	15	Б	пл.сводовая	нефтяная	2264	38
	17	Б	массивная	нефтяная	869	15
Северо-Западный	14	V ₁₊₂	пл.сводовая	нефтяная	5898	63
		V ₃	пл.сводовая	нефтяная	3712	39
		V ₄	пл.сводовая	нефтяная	3262	30
	15	литол. экранир				
		А	пл.сводовая	нефтяная	2852	40
		Б+В	массивная	нефтяная	5873	48
	18	В	пл.сводовая	нефтяная	886	18
Хумурунский	17	А	пл.сводовая	нефтегазовая	2484	37
		Б	тектон.экранир массивная	нефтегазовая	7063	39
	18	А1	тектон.экранир пл.сводовая	нефтяная	1513	21
		А2	литол. экранир пл.сводовая	нефтяная	3039	23
		Б	тектон.экранир пл.сводовая	нефтяная	3587	24
		В	тектон.экранир пл.сводовая	нефтяная	3466	24
		тектон.экранир				
Вост. Парсумурунский	18	В	пл.сводовая	нефтяная	427	9

2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов 13-18 горизонтов

В юрской продуктивной толще Южного Мангышлака (включая и месторождение Узень) распространены гранулярные коллекторы порового типа. Промышленная продуктивность 13-18 горизонтов связана с песчаниками и алевролитами, чьи емкостно-фильтрационные свойства обусловлены гранулометрическим и минералогическим составом обломочной части, составом и количеством цемента, способом цементации и иными литологическими факторами

В таблице 2.2.5 представлены средние значения и интервалы колебаний величин емкостно-фильтрационных параметров продуктивных пластов, рассчитанные на основании всех имеющихся на сегодняшний день лабораторных исследований керна: по 13-18 горизонтам выполнены анализы 5646 образцов керна, при этом открытая пористость определена почти для всех образцов, проницаемость – для 72%, а гранулометрический состав – для 47% образцов.

На 13 и 14 горизонты, залежи которых являются максимальными по размерам и содержат основные запасы нефти, приходится 60% всех выполненных анализов керна. К 14 горизонту – в соответствии с максимальной проходкой и хорошим выносом керна – приурочено наибольшее количество исследованных образцов, а наименьшее – относится к 18 горизонту.

Основным компонентом глинистого цемента пород-коллекторов в составе продуктивных горизонтов является каолинит с примесью гидрослюда и хлорита; и это делает породы более проницаемыми, чем при цементации другими глинистыми минералами. В продуктивных коллекторах Узенского месторождения, например, полностью отсутствует монтмориллонит, присутствие которого даже в самых малых количествах значительно снижает коллекторские свойства пород.

Проницаемость продуктивных коллекторов всех пачек 13-18 горизонтов колеблется в очень широких пределах – от 0,001 до 7,301 мкм² (пачка «б» 14 горизонта). Максимально высокие средние значения проницаемости (0,582 и 0,669 мкм²) характерны для пачек «а» и «в» 13 горизонта; наименьшие значения (0,049 и 0,080 мкм²) – для пачек «а» и «б» 16₂ горизонта.

Специалистами компании «Robertson Resirch Internacional» в процессе исследования керна скважины 6602 (9) выполнены определения пористости и проницаемости для каждого из образцов, не содержащих трещин, при двух фиксированных всесторонних внешних давлениях - 2,7 и 12,9 МПа. Увеличение давления, естественно, приводило к уменьшению пористости и проницаемости образцов. Но при этом просматривается следующая закономерность: для образцов, представительных по отношению к эффективным нефтенасыщенным толщинам, пористость, измеренная при 12,9 МПа, составляла 0,94-0,99 значения этого параметра, измеренного при 2,7 МПа. Более существенные уменьшения пористости (до 0,84) отмечены только у образцов с проницаемостью ниже ее нижнего предела для пород-коллекторов.

Проницаемость представительных образцов изменяется при приложении избыточного давления более значительно, чем пористость. Соотношение между величинами проницаемости одних и тех же образцов, измеренными при приложении давления 12,9 МПа, и величинами, полученными при давлении 2,7 МПа, колеблется в интервале 0,45-0,99. Как и в случае с пористостью, наибольшие различия зафиксированы у малоемких и низкопроницаемых образцов, чаще всего – у тех, что имеют проницаемость ниже нижнего предела. У образцов с проницаемостью в сотые и десятые доли мкм² уменьшение обоих рассматриваемых параметров вследствие приложения избыточного давления вполне сопоставимо с величинами допустимых погрешностей при их лабораторном определении. Данное обстоятельство позволило не вводить какие-либо дополнительные поправочные коэффициенты в значения пористости и проницаемости продуктивных коллекторов Узенского месторождения.

Всего по оценочным скважинам выполнено 1942 определения нефте- и водонасыщенности кернов, из них совместно с определением проницаемости – 728. Для оценки начальной и остаточной нефтенасыщенности пород-коллекторов использованы 507 образцов, имеющие проницаемость выше граничного значения, и представляющие породу-коллектор. Основная масса изучавшихся образцов характеризует собой 13 и 14 продуктивные горизонты – основные на Узенском месторождении.

Данные о начальной нефтенасыщенности пород-коллекторов приведены в таблице 2.2.6. Для её оценки использованы результаты анализов образцов из непромытых (на дату отбора керна) нефтяных зон, в которых находятся скважины 2457, 2458, 2459, пробуренные на ВИЭР, и скважины 738 и 678, пробуренные в зимнее время на холодном глинистом растворе.

Диапазоны проницаемости приняты, исходя из следующих соображений. Первый диапазон – от нижнего предела проницаемости коллекторов до $0,050 \text{ мкм}^2$ соответствует интервалу проницаемости, в котором принято выделять трудноизвлекаемые запасы. Следует отметить, что процент образцов, попадающих в этот диапазон (почти 40%), близок к доле трудноизвлекаемых запасов в общем объёме геологических запасов, содержащихся в 13-18 горизонтах. Далее выделены три диапазона с проницаемостью $0,050\text{-}0,300 \text{ мкм}^2$, содержащие активные запасы, и три диапазона, с которыми связаны высокопродуктивные запасы в коллекторах проницаемостью более 300 мкм^2 . Выделение трёх диапазонов в каждой из этих групп учитывало равномерное распределение имеющихся образцов по диапазонам (табл.2.2.6).

Из таблицы 2.2.6 и рисунка 2.1 видно, что остаточная водонасыщенность закономерно уменьшается, а начальная нефтенасыщенность, соответственно растёт с увеличением проницаемости.

Дополнительные сведения о начальной нефтенасыщенности продуктивных коллекторов в середине 1980-х и начале 1990-х годов были получены во ВНИИнефти путем оценки их остаточной (неснижаемой) водонасыщенности с помощью высокоскоростной петрофизической ультрацентрифуги L5-50P фирмы Beckman. Всего по 13-18 горизонтам из скважин 4345, 2457, 678 было исследовано 20 образцов с различной проницаемостью, капиллярные кривые, по шести из которых, представлены на рис 2.2.

Кривые остаточной водонасыщенности для 8 образцов Узенского месторождения построены и специалистами компании «Robertson Resirch Internacional» в ходе исследования керна скважины 6602 [2], где также использовалась петрофизическая ультрацентрифуга фирмы Beckman. Результаты исследований, выполненные в двух лабораториях, увязываются между собой, что хорошо видно на рисунке 2.1.

При сравнении между собой результатов определения остаточной водонасыщенности (начальной нефтенасыщенности) образцов пород-коллекторов с различной проницаемостью из 13-18 продуктивных горизонтов, полученных двумя рассмотренными выше лабораторными методами (прямым и косвенным), прежде всего, отмечается сохранение обратно-пропорционального характера связи между остаточной водонасыщенностью и проницаемостью, однако, значения, полученные методом центрифугирования, оказываются в сравнении с результатами «прямого метода» более низкими – в среднем на 5-8 %. При этом, отмеченная выше разница по мере увеличения проницаемости коллекторов закономерно уменьшается.

Остаточная нефтенасыщенность оценивалась по результатам анализов кернa из скважин 2033, 4345, 4813, 5066, 8807, пробуренных в зонах, промытых закачиваемой водой. Связь остаточной нефтенасыщенности с проницаемостью коллекторов не устанавливается, и по имеющимся 42 определениям на представительных образцах кернa можно говорить о средней остаточной нефтенасыщенности порядка 0,25-0,26. Ранее в работе [3] Ковалёв А.Г. приводит значение средней остаточной нефтенасыщенности 0,25.

В «Robertson Resirch Internacional», в отличие от ВНИИнефть, построены не только капиллярные кривые, отражающие процесс дренирования воды из пористой среды при формировании нефтяной залежи, но и кривые, характеризующие процесс впитывания воды в ходе вытеснения нефти при разработке залежи методом заводнения. В этой связи, кривые, представленные «Robertson Resirch Internacional», несут в себе информацию не только об остаточной водонасыщенности (начальной нефтенасыщенности), но и об остаточной нефтенасыщенности. Результаты этих исследований подтверждают, как интервал колебаний значений остаточной нефтенасыщенности, установленный по прямым определениям на керне оценочных скважин, так и её среднее значение близкое к 0,25.

Таким образом, для характеристики залежей 13-18 горизонтов может быть принято значение остаточной нефтенасыщенности 0,25.

Для продуктивных пород-коллекторов месторождения Узень первые определения коэффициента вытеснения нефти водой сделаны в 1966-1967 годах. Были проведены многочисленные эксперименты с использованием моделей нефтей (смеси дегазированной узенской нефти с керосином) и различных вод (пластовой, альб-сеноманской и Каспийского моря). Эксперименты показали, что для пород с проницаемостью 0,2-0,600 мкм² среднее для обоих продуктивных горизонтов значение конечного коэффициента вытеснения оказалось равным 0,62 при вытеснении нефти пластовой водой и 0,6 – при вытеснении морской [3, 4, 5].

Коэффициент вытеснения узенской нефти водой в пластовых условиях определялся на естественных (из кернa) образцах, отобранных из пластов различных горизонтов. Результаты экспериментов представлены на рис. 2.3. Как видно из графика, в интервале значений проницаемости 0,060 – 2 мкм² коэффициент вытеснения нефти водой изменяется от 60 до 71 %.

При увеличении температуры нагнетаемой в пласт воды фильтрационные сопротивления в обводненной зоне заметно колеблются. Это следует из результатов экспериментов ВНИИнефти по длительной фильтрации воды Каспийского моря через естественные образцы полимиктовых пород различных горизонтов месторождения Узень.

Эксперименты, проводившиеся с целью оценки фильтрационных сопротивлений при закачке воды Каспийского моря, охватили диапазон температур от 20 до 90⁰С. Проницаемость образцов для воды изменялась при этом от 0,15 до 0,6 мкм². В малопроницаемых прослоях, прилегающих к высокопроницаемым (по

которым наблюдается быстрое продвижение фронта нагнетаемой воды), изменение температуры нефтенасыщенных интервалов наоборот ведет к резкому уменьшению коэффициента вытеснения.

Эксперименты, проведенные на естественных образцах при пластовых условиях, показали, что снижение температуры на 15-20°C относительно начальной пластовой приводит к уменьшению коэффициента вытеснения на 20-35 % соответственно. Результаты этих экспериментов свидетельствуют также, что последующее довытеснение нефти в охлажденных зонах при повышении температуры до начальной пластовой и даже несколько выше ее происходит крайне незначительно и непропорционально восстановлению температуры пласта.

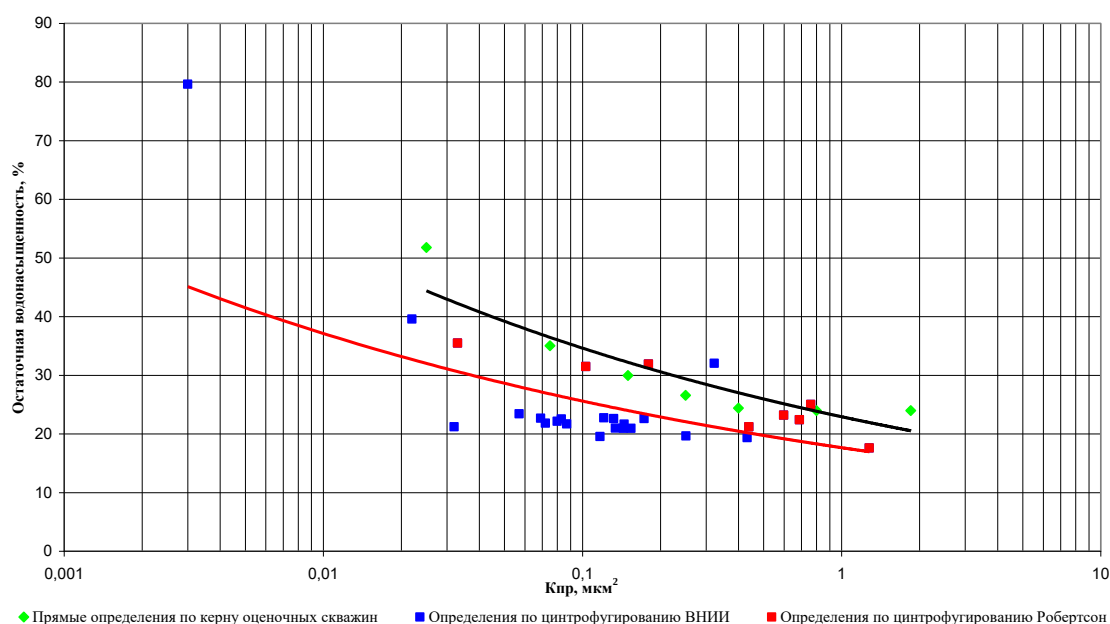


Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..2 - Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости

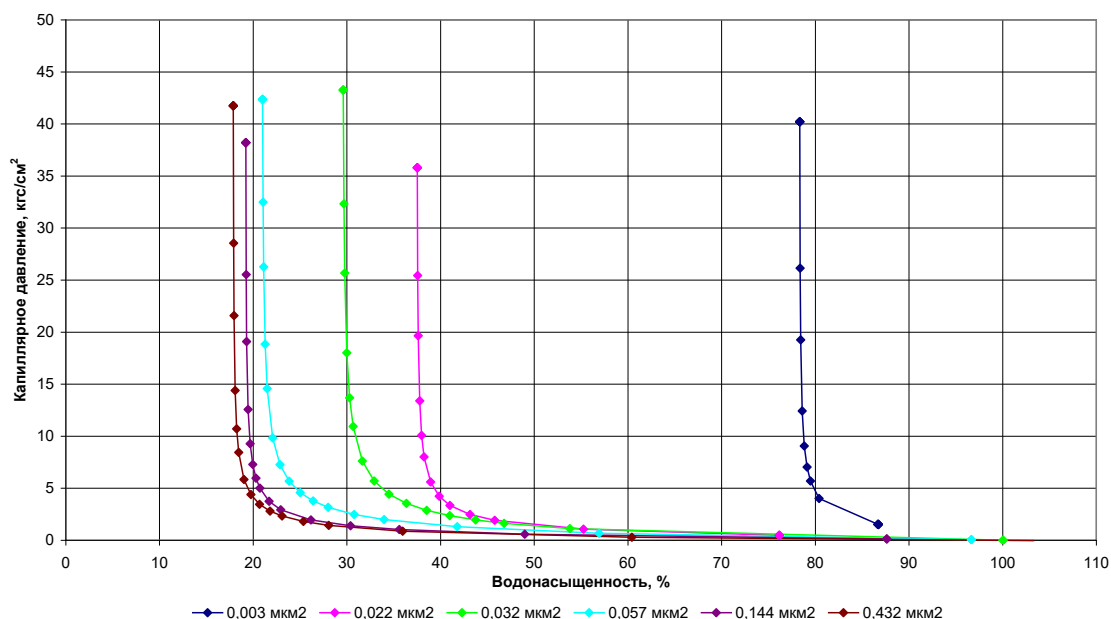


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3** - Кривые капиллярного давления в породах-коллекторах 13-18 горизонтам месторождения Узень

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..2.5** - Средние параметры по пачкам и горизонта

Горизонт	Пачка	Кпор, %					Кпр, мкм ²				
		Количество образцов		Диапазон изменений	Среднее значение		Количество образцов		Диапазон изменений	Среднее значение	
		2019	1979		2019	1979	2019	1979		2019	1979
13	а	215	111	15,0-37,9	26,3	26,7	181	111	0,001-3,800	0,582	0,581
	б	112	47	14,6-41,7	26,1	25,8	97	47	0,001-2,492	0,313	0,298
	в	239	91	14,0-42,2	26,2	26,7	210	91	0,001-1,486	0,669	0,231
	г	186	43	15,4-33,5	27,2	26,1	173	43	0,001-2,501	0,313	0,896
	д	110	35	16,1-38,7	26,8	26,4	82	35	0,002-2,297	0,232	0,595
	всего	862	327	14,0-42,2	26,5	26,6	743	327	0,001-3,800	0,523	0,546
14	а	214	46	14,2-38,3	22,4	23,6	127	46	0,001-0,573	0,163	0,082
	б	787	426	14,4-39,6	24,4	25,0	543	426	0,001-7,301	0,222	0,238
	в	546	216	14,3-39,1	23,6	25,4	343	216	0,001-3,220	0,296	0,281
	всего	1547	688	14,2-39,6	23,9	25,0	1013	688	0,001-7,301	0,241	0,233
15	а	183	76	16,3-33,0	23,1	23,9	132	76	0,001-0,881	0,133	0,102

	б	237	115	14,4-31,7	23,7	24,3	190	115	0,001-1,390	0,210	0,169
	в	33	19	14,8-26,5	21,5	20,7	32	19	0,001-0,678	0,118	0,099
	всего	453	210	14,4-33,0	23,3	23,8	354	210	0,001-1,390	0,173	0,138
16 ₁	а	400	274	14,5-33,2	22,9	23,0	321	274	0,001-1,105	0,176	0,158
16 ₂	а	114	11	14,9-30,2	21,9	21,8	110	11	0,001-1,190	0,080	0,126
	б	28	6	14,2-28,3	20,8	20,1	27	6	0,002-0,786	0,049	0,090
	в	32	5	17,2-28,0	23,5	23,3	26	5	0,002-2,650	0,112	1,069
	всего	174	22	14,2-30,2	22,0	21,7	163	22	0,001-2,650	0,079	0,270
17	а	116	38	14,1-31,5	22,9	22,8	109	38	0,001-1,190	0,127	0,138
	б	267	153	15,6-30,9	22,8	23,2	240	153	0,001-2,060	0,259	0,209
	всего	383	191	14,1-31,5	22,8	23,1	349	191	0,001-2,060	0,232	0,187
18	а	81	71	15,5-28,4	21,8	22,7	78	71	0,001-1,908	0,157	0,121
	б	53	12	17,3-29,0	22,2	23,7	53	12	0,006-0,344	0,134	0,076
	в	34	12	16,9-26,0	21,7	22,9	20	12	0,004-0,460	0,243	0,168
	всего	168	95	15,5-29,0	21,9	22,9	151	95	0,001-1,908	0,166	0,111

Таблица Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..2.6 - Начальная нефтенасыщенность пород-коллекторов 13-18 продуктивных горизонтов

Запасы	Диапазоны проницаемости, мкм ²	Количество образцов	Средние значения остаточной водонасыщенности	Средние значения начальной нефтенасыщенности
Трудно-извлекаемые	0,001-0,050	179	51,77	48,23
Активные	0,050-0,100	44	35,03	64,97
	0,100-0,200	57	29,96	70,04
	0,200-0,300	56	26,59	73,41
Высоко-продуктивные	0,300-0,500	50	24,41	75,59
	0,500-1,200	35	23,98	76,02
	более 1,200	44	23,98	76,02

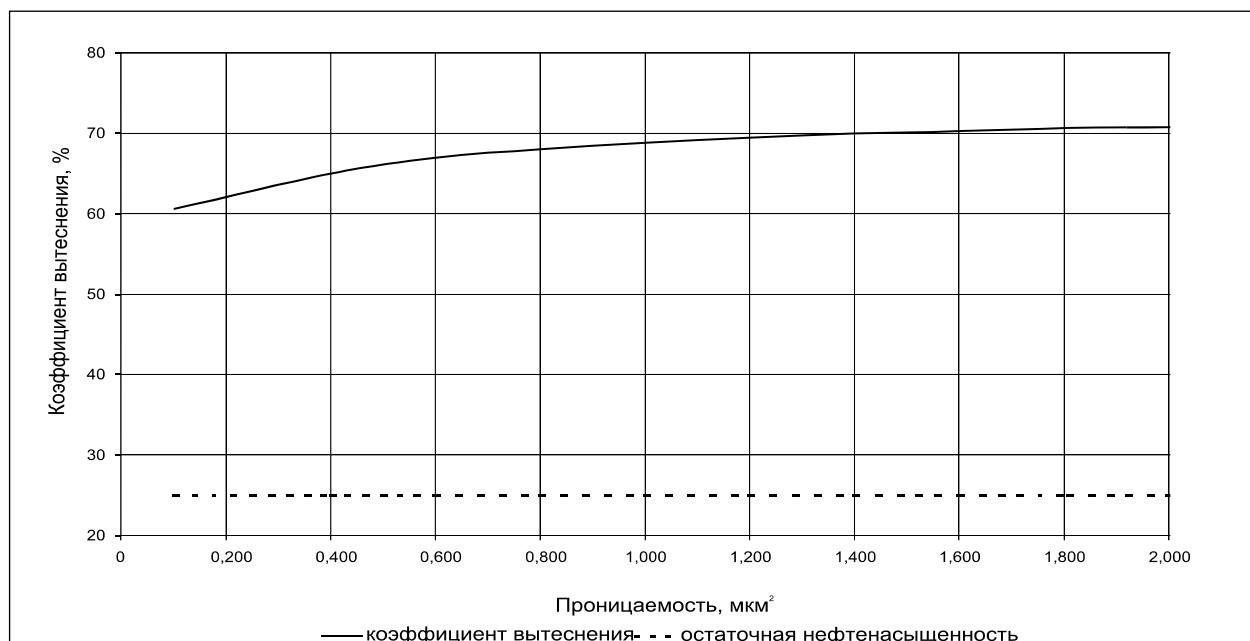


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..4** - Зависимость коэффициента вытеснения (в % от начального содержания) нефти водой и содержание остаточной нефти (в % объема пор) от проницаемости нефтесодержащей породы

2.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

В процессе разработки происходило закономерное изменение пластовых свойств флюида. Интенсивное дренирование залежей в начале разработки без поддержания пластового давления привело к снижению пластового давления ниже давления насыщения и развитию режима растворенного газа, сопровождающегося разгазированием нефти в пластах, опережающему выходу растворенного газа, снижению давления насыщения и пластового газосодержания.

Начало активной закачки воды с целью поддержания пластового давления (ППД) привело к обводнению залежей, и, как следствие этого – к ухудшению физико-химических и реологических свойств пластового флюида. Изучение глубинных проб нефти этого периода показало, что по сравнению с начальными характеристиками нефти давление насыщения и газосодержание снизились, а плотность и вязкость увеличились по сравнению с начальными.

После ввода системы ППД массовое разгазирование было приостановлено, пластовое давление восстановлено, однако текущие свойства пластовой нефти, измененные вследствие произошедших в пласте процессов, не могут быть восстановлены до начальных свойств.

В начальный период разработки глубинные пробы отбирались из скважин, равномерно расположенных по структуре горизонтов. Однако, на современном этапе разработки месторождения из-за высокой степени обводненности продукции

скважин возможность равномерного отбора кондиционных глубинных проб нефти с учетом их привязки к структурным планам залежей ограничена.

К настоящему времени было отобрано и исследовано более 200 глубинных проб по 103 скважино-объектам, которые характеризуют начальное и текущее состояние пластового флюида. Отбор качественных проб на поздней стадии разработки, как правило, достаточно проблематичен – двухфазный поток на забое скважин, высокое содержание воды в добываемой продукции приводят к отбору «случайных» проб, не характеризующих состояние пластовых флюидов. Возможно, в момент отбора проб имел место двухфазный поток, и пробы содержали избыток газа и, как следствие, высокие значения газосодержания, что не характерно для данного месторождения, эксплуатирующегося на водонапорном режиме. В дальнейшем при проведении анализа результатов исследований по горизонтам часть проб была отбракована.

В процессе исследования пластовых проб нефти выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой нефти или PV–соотношения при постоянной температуре;
- опыт стандартного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти.

В процессе опыта объемного расширения пластовой нефти определялись значения давления насыщения на основе графического изображения результатов измерений соотношений между давлением и объемом пластовой нефти в процессе ее изотермического расширения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти.

При стандартной сепарации разгазирование пластовой нефти происходило в лабораторных условиях при поддержании пластовых условий в установке высокого давления, при этом объем выделившегося газа приводился к стандартным условиям, в результате определялись газосодержание, состав и плотность газовой и жидкой фаз, а затем рассчитывались состав пластовой нефти и величина объемного коэффициента.

Плотность пластовой нефти определялась при пластовом давлении.

Вязкость пластовой нефти определялась при пластовых условиях на вискозиметре высокого давления (ВВДУ-80И) с катящимся шариком.

К настоящему времени было отобрано и исследовано около 400 дегазированных проб нефти по 210 скважино-объектам. Основные физико-химические свойства нефти, сепарированной до стандартных условий, определялись по внутренним методикам и следующим стандартам: плотность – ГОСТ 3900-85; кинематическая вязкость – ГОСТ 33-82; объемный выход фракций (НК-100°C, 100-150°C, 150-200°C, 200-250°C, 250-300°C) – ГОСТ 2177-82; температура застывания нефти – ГОСТ 20287-74; температура плавления парафина – ГОСТ 4255-75; температура насыщения нефти парафином – метод ВНИИ; содержание воды – ГОСТ 2477-65; хлористых солей – ГОСТ 2154-76; серы – ГОСТ

1437-75; механических примесей – ГОСТ 10577-78; силикагелевых смол – ГОСТ 11858-66; асфальтенов – ГОСТ 11858-66; парафинов – ГОСТ 1851-66.

Свойства пластовой нефти

Отсутствие системы ППД в первый период разработки привело к тому, что уже в 1967 году в зонах интенсивного дренирования началось пластовое разгазирование. Позже, анализ динамики пластового давления и газовых факторов по скважинам, дал возможность выделения и количественной оценки зон разгазирования.

Давление насыщения нефти газом – один из важнейших параметров пластовой нефти, получаемый в процессе изотермического расширения однофазной пластовой нефти, который при лабораторных исследованиях определяется с наименьшей погрешностью. Поэтому он был использован для определения закономерностей изменчивости свойств пластовой нефти по площади, разрезу и подсчетным объектам. Наиболее представительные выборки получены по 13, 14, 16 и 17 горизонтам.

Для изучения изменения давления насыщения по площади из-за ограниченного количества проб, характеризующих начальное состояние залежей, анализ может быть выполнен лишь по 14 горизонту.

В таблице 2.3.7 помещены средние значения давления насыщения и диапазон его изменения по 14 горизонту.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3.7** - Давление насыщения (МПа) по блокам разработки 14 горизонта

Блоки разработки	Выборка 1		Выборка 2		Выборка 3		Выборка 4	
	Среднее	Диапазон изменения	Среднее	Диапазон изменения	Среднее	Диапазон изменения	Среднее	Диапазон изменения
1, 1а, 2, 2а			9,6	9,3-9,8				
3, 3а, 4, 4а	9,5	8,9-10,0	8,9	8,6-9,4	8,9	8,2-10,1		
5, 5а, 6, 6а, 7, 8			9,3	8,7-9,8	8,7	7,95-9,7	8,8	8,3-9,6

На рисунке 2.3.4 приведена зависимость изменения давления насыщения пластовой нефти от глубины залегания. Как видно из рисунка, для одной и той же абсолютной отметки среднее давление насыщения увеличивается от 13 горизонта к 17. Имеется тенденция изменения параметра по глубине в пределах одного горизонта, однако, колебание параметра на одной абсолютной отметке значительно, что не позволяет получить зависимости с высоким коэффициентом корреляции.

Было выявлено, что давление насыщения и, как следствие, другие параметры пластовой нефти незначительно изменяются по площади в соответствии с положением скважин на структуре и абсолютной отметкой интервала перфорации.

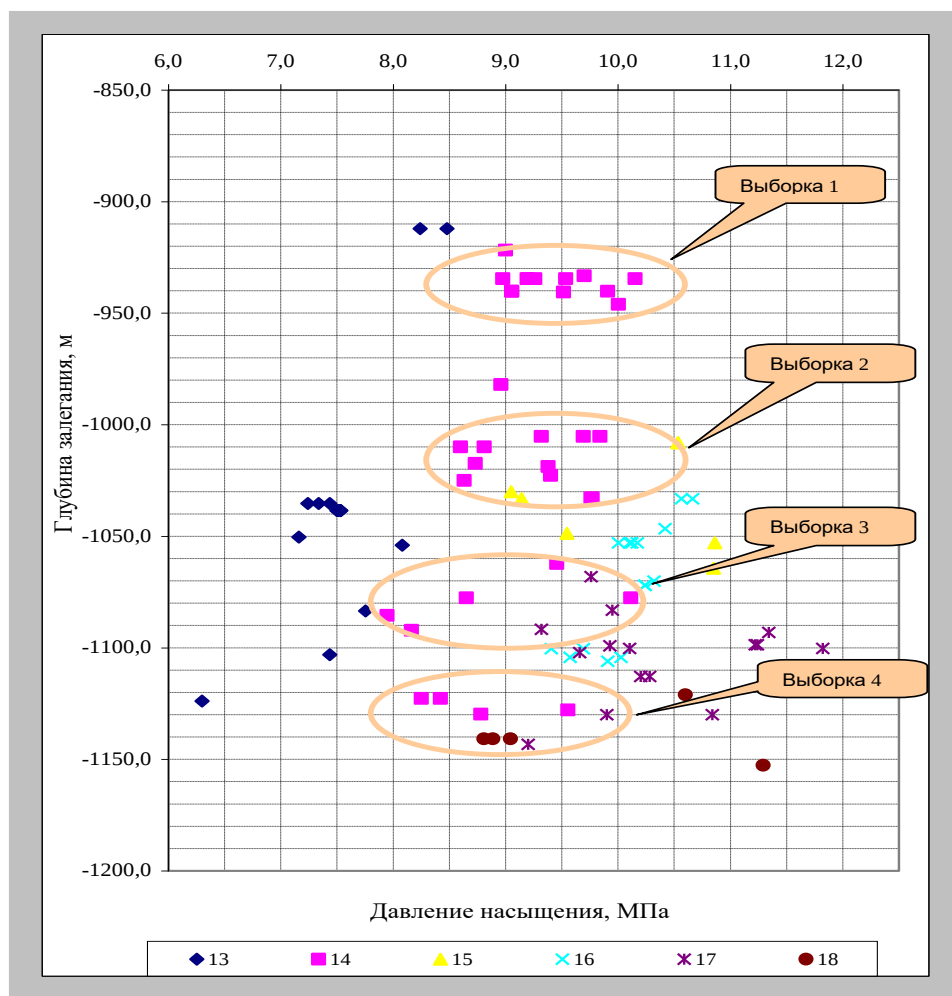


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..4** - Зависимость давления насыщения (МПа) от глубины залегания

Таким образом, характеристики пластовой нефти по горизонтам определены как среднеарифметическое значение по результатам качественных проб.

Нефть месторождения Узень характеризуется невысоким газосодержанием, не существенно изменяющимся с глубиной и по площади, значение которого в целом по месторождению колеблется в пределах от 57 до 83 м³/т.

В свою очередь, невысокое газосодержание объясняет и невысокое значение объемного коэффициента, который в пределах рассматриваемых горизонтов изменяется в небольшом диапазоне и остается практически постоянным по всей площади месторождения, составляя в среднем 1,2.

Коэффициент растворимости меняется от 7,1 м³/м³/МПа (13 гор.) до 5,5 м³/м³/МПа (18 гор.). Как видно, изменение аналогично изменению состава газа с глубиной.

Плотность нефти в пластовых условиях имеет меньшую величину по сравнению с дегазированной за счет влияния температуры и растворенного в ней газа. Плотность Узеньской нефти незначительно изменяется по разрезу и в объеме залежей.

Нефть в пластовых условиях имеет низкую плотность – от 0,763 до 0,777 г/см³ (среднее значение – 0,768 г/см³) и характеризуется как «легкая» нефть. При

стандартных условиях плотность нефти, определенная после однократного разгазирования пластовой нефти, отличается редким для такого крупного месторождения постоянством и составляет в среднем 0,855 г/см³. Диапазон изменения плотности не превышает 3 %.

Вязкость нефти в начальных пластовых условиях, определенная по глубинным пробам характеризуется благоприятными фильтрационными свойствами. Средние по горизонтам значения вязкости в пластовых условиях близки между собой.

По состоянию на начало разработки месторождения пластовая система находилась в недонасыщенном состоянии. Разрыв между пластовым давлением и давлением насыщения составлял от 1,1 МПа до 3,6 МПа

Состав и свойства газа

В таблице 2.3.8 приведен средний по горизонтам компонентный состав газа однократного разгазирования. Как видно из таблицы, прослеживается тенденция изменения состава газа по глубине продуктивного разреза – происходит «облегчение» газа. Увеличивается доля метана с одновременным снижением содержания его гомологов. В соответствии с изменением состава, плотность выделяющегося из нефти газа уменьшается от значения 1,222 г/л в 13 горизонте до 1,050 г/л в 18 горизонте.

Нефтяной газ месторождения Узень относится к разряду «жирных» газов. Содержание гомологов метана находится в диапазоне 20-50% мольных. Газ характеризуется отсутствием агрессивных сернистых соединений и малым содержанием неуглеводородных примесей (азот, углекислый газ). Единичные высокие показатели содержания азота и кислорода обусловлены попаданием в пробы атмосферного воздуха при отборе проб.

Благодаря отсутствию агрессивных компонентов, низкому содержанию балластных примесей и высокому потенциалу пропан-гексановых углеводородов нефтяной газ представляет собой ценный сырьевой продукт.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**3.8 - Компонентный состав нефтяного газа (средние значения)

Горизонт	13	14	15	16	17	18
Количество скважин	6	6	6	3	3	5
Содержание компонентов, % мольные:						
углекислый газ	2,25	0,10	0,55		0,34	0,04
азот	50,24	1,92	1,45	2,49	2,72	1,20
метан	19,41	62,92	66,89	67,09	69,00	65,48
этан	16,67	16,57	15,62	14,43	13,49	14,87
пропан	3,33	10,59	9,05	8,89	7,87	10,54
изобутан	4,91	2,50	1,82	1,87	1,86	2,04
н-бутан	1,68	3,36	2,89	3,21	2,93	3,31
изо-пентан	1,51	0,91	0,97	1,11	0,79	1,30
		1,13	0,76	0,91	1,00	1,22

н-пентан	1,222	1,062	1,013	1,015	0,992	1,050
Плотность (ст. условия), г/л						

Изменение свойств пластовой нефти в процессе разработки

Интенсивное обводнение продукции скважин является одной из причин снижения давления насыщения и газосодержания, т.к. в условиях контакта нефти с водой, особенно с невысокой минерализацией, нефть теряет легкие углеводороды за счет перехода легкой части газа в воду. Это приводит не только к снижению газосодержания нефти и давления насыщения, а также к соответствующему изменению других ее параметров.

Характер изменения свойств пластовых нефтей в процессе разработки изучался многими авторитетными исследователями в промысловых и лабораторных условиях. Изучались закономерности изменения промыслового рабочего газового фактора, в лабораториях моделировалось прогрессирующее обводнение, и устанавливались закономерности снижения давления насыщения и газосодержания от увеличения обводненности и кратности промывки нефти морской и сточными водами [6, 7, 8, 9]. При этом все исследователи для близких условий получили одинаковые результаты. В результате исследований было установлено, что давление насыщения пластовой нефти при контакте с водой уменьшается.

Было выявлено, что изменение параметров нефти в контакте с водой существенны, увеличение обводненности уже до 20 % приводит к значительному снижению давления насыщения и, соответственно, других характеристик пластовой нефти (рис.2.5).

Как видно из рисунка, изменение свойств нефти происходит наиболее активно в начальный период контактирования нефти с водой, при этом, темп дальнейшего снижения давления насыщения при контакте с морской и сточной водой различен. Это связано с особенностями химического состава нефти и различием растворяющей способности вод к компонентам растворенного газа.

Кроме того, снижение давления насыщения и газосодержания пластовой нефти прямо зависит от увеличения кратности промывки.

Однако, результаты лабораторных исследований не правомерно напрямую относить к пластовым условиям, они, скорее, представляют собой качественную характеристику.

С момента завершения формирования системы ППД в 1972 году проявились стабилизация и рост пластового давления, снижение газовых факторов. Но при этом началось интенсивное обводнение продуктивных горизонтов.

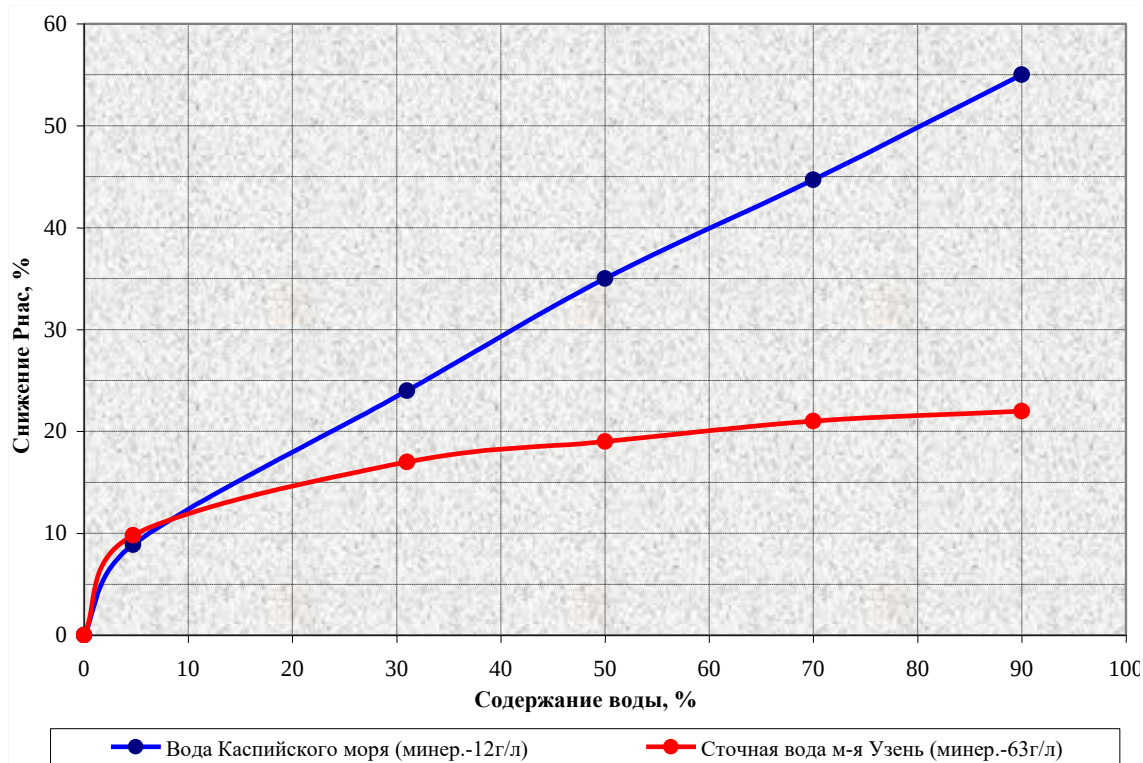


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..5** – Изменение давления насыщения (МПа) пластовой нефти в зависимости от содержания воды

Так, уже в 1976 году обводненный фонд скважин составлял 95 %. В дальнейшем наблюдалось еще большее повышение темпов обводнения. В настоящее время почти весь фонд эксплуатационных скважин обводнен, лишь единицы скважин имеют небольшую обводненность. По состоянию на 01.01.19 г. текущая обводненность по горизонтам составляет: 13 горизонт – 75,2 %, 14 горизонт – 83,1 %, 15 горизонт – 81,6 %, 16 горизонт – 84,6 %, 17 горизонт – 84,6 %, 18 горизонт – 77,4 %.

В разные периоды разработки соотношение объемов закачки вод различного типа (морская, альб-сеноманская, волжская, сточная с установок по подготовке нефти) менялось, менялась и общая минерализация закачиваемых вод. Поддержание пластового давления на ранней стадии разработки осуществлялось, в основном, слабоминерализованной морской водой (12 – 14 г/л).

Позже в продуктивные отложения начали закачивать еще более пресную альб-сеноманскую воду (минерализация – 6-8 г/л). С началом обводнения залежей и увеличением объема сточных вод, представляющих собой смесь закачиваемых с высокоминерализованными пластовыми водами (минерализация 50-90 г/л), доля сточных вод в объеме закачки стала увеличиваться, и в настоящее время по результатам 2019 года составляет около 50 %.

Принятие поправки при оценке снижения давления насыщения на 20 % за счет обводненности представляет собой минимальную, осторожную оценку. Очевидно, что

минимальное снижение давления насыщения за счет обводненности представляет собой наименьший риск в принятии технологических решений по разработке залежей.

На рисунке 2.6 показан диапазон изменения газосодержания по 13 и 14 горизонтам в соответствии с минимальными и максимальными значениями давления насыщения и фактические значения, полученные по качественным пробам. Результаты исследований глубинных проб нефти, отражающие текущее состояние пластовой нефти, показывают колебание параметров в широком диапазоне и укладываются в определенный диапазон. Таким образом, они полностью подтверждают принятые подходы и методы определения текущих, по состоянию на 01.01.19 г., характеристик пластовой нефти.

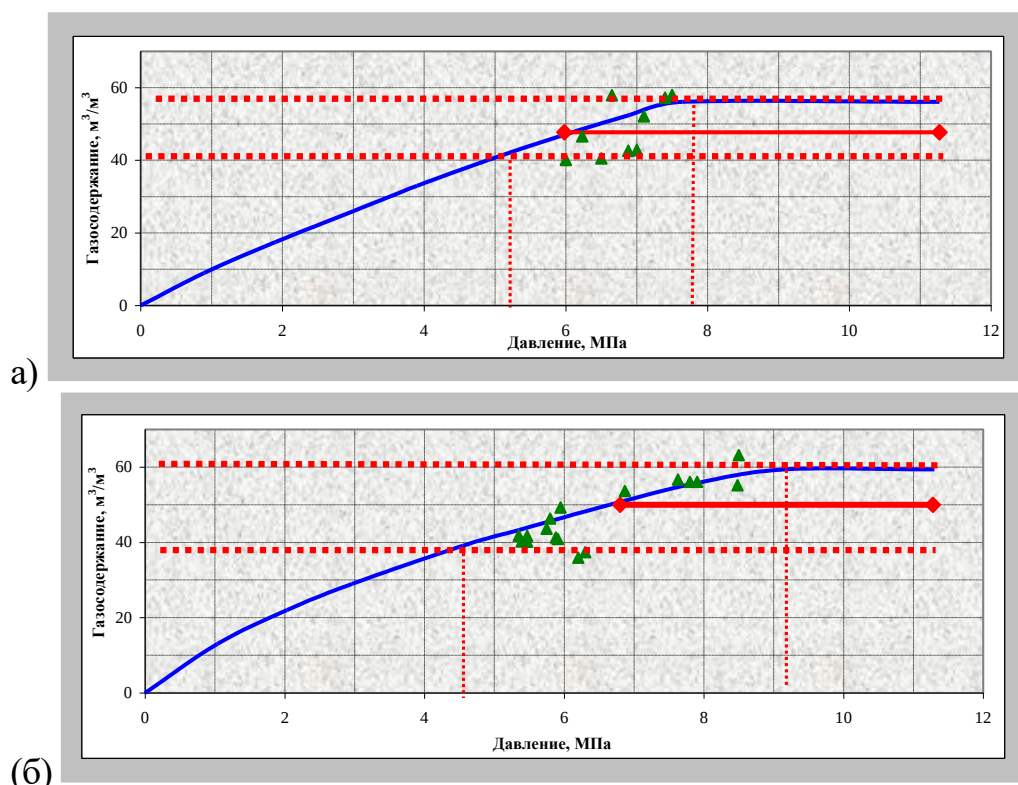


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.**6 – Изменение газосодержания (m^3/m^3) пластовой нефти 13 (а) и 14 (б) горизонтов в зависимости от давления насыщения (МПа).

В таблице 2.3.9 приведена динамика средних по горизонту параметров пластовой нефти в процессе разработки. Изменения параметров пластовой нефти по сравнению предыдущим проектом [10], объясняются тем, что при подготовке проекта средние параметры пластового флюида были определены по случайной выборке результатов разгазирования глубинных проб нефти, отобранных за текущий период, поэтому правильнее об изменениях параметров говорить, сопоставляя начальные и текущие значения.

Наиболее глубокое разгазирование пластового флюида произошло в более погруженных 17 и 18 горизонтах – давление насыщения снизилось против начального

на 26,7 % и 27,5 % соответственно, минимальная разница между начальным и средневзвешенным текущим давлением насыщения получена по 13 горизонту – 22,9 %.

Снижение давления насыщения привело к опережающему выходу легких углеводородов, растворенных в пластовой нефти, вследствие чего средневзвешенное пластовое газосодержание закономерно уменьшилось по горизонтам на 15-23,7 %.

Обоснованные в настоящей работе объемный коэффициент, плотность и вязкость пластовой нефти (табл. 2.3.10) по сравнению с начальной характеристикой пластового флюида в целом изменились незначительно. На 2–4 % снизились объемные коэффициенты по сравнению с начальными, на 1–3,8 % повысилась плотность пластовой нефти. Лабораторными исследованиями было установлено, что снижение пластового давления до уровня 0,5 Р_{нас} приводит к увеличению плотности нефти в среднем на 1 %, а самое глубокое разгазирование не более, чем на 10 %. Аналогичное незначительное изменение претерпевает в процессе снижения пластового давления и объемный коэффициент.

Частичная потеря нефтью растворенного газа при снижении пластового давления оказывает более существенное влияние на величину вязкости нефти - вязкость пластовой нефти увеличилась по всем горизонтам, а по 15, 16, 18 горизонтам увеличение вязкости значительное.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3.9** - Начальные и текущие параметры пластовой нефти по состоянию на 01.01.19 г

горизонт	по состоянию	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент, доли ед.	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с
13	нач.	7,65	56,40	1,1950	0,7730	4,24
	1987	7,20	48,30	-	0,7960	4,70
	тек.	5,90	47,70	1,1680	0,7810	4,51
14	нач.	9,17	59,40	1,1900	0,7710	3,20
	1987	7,80	48,90	-	0,7870	3,20
	тек.	6,80	50,00	1,1449	0,7869	3,58
15	нач.	10,05	61,50	1,2100	0,7627	3,17
	1987	8,00	51,30	-	0,7800	3,70
	тек.	7,50	51,40	1,1830	0,7746	3,85
16	нач.	10,12	58,73	1,2000	0,7658	3,49
	1987	8,20	49,30	-	0,7850	3,80
	тек.	7,60	48,50	1,1700	0,7946	3,96
17	нач.	10,36	57,80	1,1900	0,7696	3,89
	1987	8,30	48,40	-	0,7900	4,00
	тек.	7,59	44,10	1,1589	0,7959	4,28
18	нач.	11,29	63,26	1,200	0,7700	3,60
	1987	9,20	52,80	-	0,7870	3,90

горизонт	по состоянию	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ /м ³	Объемный коэффициент, доли ед.	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с
	тек.	8,20	49,70	1,153	0,7796	4,21

Коэффициент сжимаемости пластовой нефти по состоянию на 01.01.19 не может быть определен по пробам однократного разгазирования, поскольку не отражает произошедших изменений в пластовых условиях – снижение пластового газосодержания в процессе разработки должно было привести к его уменьшению.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3.10** - Начальные и текущие коэффициенты сжимаемости ($10^4 \cdot 1/\text{МПа}$) пластовой нефти

Горизонт	Начальное состояние		Текущее состояние	
	Число качественных проб	Среднее	Число качественных проб	Среднее
13	9	13,45	10	15,7
14	21	13,61	13	17,4
15	6	14,28	1	12,2
16	6	13,65	2	24,1
17	11	13,21	-	
18	1	12,70	-	

Однако, анализ результатов коэффициента сжимаемости качественных глубинных проб по большинству горизонтов (табл. 2.3.10) показал более высокие его значения при значительном колебании параметра. Поскольку величина коэффициента сжимаемости пластовой нефти на начало разработки была определена по более представительной выборке, коэффициент сжимаемости пластовой нефти предлагается принять, на уровне, определенном в начальный период разработки.

Средневзвешенные текущие характеристики пластовой нефти по горизонтам помещены в таблице 2.3.11.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3.11** - Свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.19 г.

Параметры	кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение*
	скважин	проб		
13-14 горизонт				
Давление насыщения нефти газом, МПа	10	11	5.86-7.40	5.9

Газосодержание, м ³ /т	9	10	49,80-67,60	55,2
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P ₁ = 0,5МПа; T ₁ = 40°C				45,97
P ₂ = 0,2МПа; T ₂ = 60°C				6,06
P ₃ = 0,1МПа; T ₃ = 60°C				3,18
Суммарный газовый фактор, м ³ /т				55,2
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	9	10		1,168
Плотность, г/см ³	9	10	0,719-0,818	0,7810
Вязкость, мПа *с	8	9	3,15-5,48	4,51
Коэффициент сжимаемости нефти *10 ⁴ , 1/МПа	8	9	9,50-20,60	13,45
14-15 горизонт				
Давление насыщения нефти газом, МПа	12	18	5,35-9,990	6,8
Газосодержание, м ³ /т	12	18	40,70-78,30	57,8
м ³ /м ³	12	18	35,90-67,20	50,0
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P ₁ = 0,5МПа; T ₁ = 40°C				49,46
P ₂ = 0,2МПа; T ₂ = 60°C				5,39
P ₃ = 0,1МПа; T ₃ = 60°C				2,95
Суммарный газовый фактор, м ³ /т				57,8
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	12	18	1,11-1,22	1,145
Плотность, г/см ³	12	18	0,758-0,829	0,7869
Вязкость, мПа *с	12	16	2,15-6,19	3,58
Коэффициент сжимаемости нефти *10 ⁴ , 1/МПа	12	15	10,40-24,63	13,61
15-16 горизонт				
Давление насыщения нефти газом, МПа	2	3	6,20-10,15	7,5
Газосодержание, м ³ /т	2	2	53,47-70,00	59,6
м ³ /м ³	2	2	46,52-61,39	51,4
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	2	2	1,144-1,170	1,183
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т				
P ₁ = 0,5МПа; T ₁ = 40°C				53,35
P ₂ = 0,2МПа; T ₂ = 60°C				4,2
P ₃ = 0,1МПа; T ₃ = 60°C				2,05
Суммарный газовый фактор, м ³ /т				59,6
Плотность, г/см ³	2	2	0,805-0,812	0,7746
Вязкость, мПа *с	2	2	4,55-5,30	3,85
Коэффициент сжимаемости нефти *10 ⁴ , 1/МПа	2	1	12,20	14,28

Результаты качественных проб находятся в допустимых интервалах колебания характеристик по горизонтам. Параметры пластовой нефти, полученные в настоящий период, отражают реальное состояние пластового флюида, т. к. примененная методика определения свойств достаточно апробирована и надежна, а наличие кривых дифференциального разгазирования, полученных в начальный период разработки дают возможность их широкого использования для оценки пластовых нефтей на современной стадии разработки, без отбора глубинных проб, ограниченного прогрессирующим обводнением эксплуатационных скважин.

Реологические свойства нефти

Как известно, высокомолекулярные парафины находятся в нефти в виде истинных растворов, асфальто-смолистые вещества - в виде коллоидных растворов. И те и другие являются структурообразующими компонентами, оказывающими сильное влияние на вязкость нефти, при этом подобная по составу нефть, имеет непостоянную вязкость, зависящую от условий течения.

Характер и степень изменения вязкости зависят от температурных условий, а особенности реологических свойств нефти обусловлены коллоидным состоянием диспергированных в ней парафинов и асфальтенов и их взаимодействием. Исследованиями было установлено, что при пластовых давлении и температуре Узеньские нефти фильтруются как ньютоновские жидкости. При охлаждении нефти ухудшаются условия фильтрации: снижается коэффициент подвижности нефти и растет индекс аномалии подвижности нефти. Это обусловлено выделением и ростом концентрации парафина в нефти при снижении температуры.

Реологические свойства Узеньских пластовых нефтей изучались капиллярным методом на экспериментальной установке в диапазоне температур от 70 до 40 °С при последовательном снижении температуры нефти [9]. По полученным результатам исследований характера течения нефтей в пористой среде получены линии зависимости перепада давления от расхода жидкости. По форме этих линий судят о характере течения исследуемой нефти, а затем математически вычисляют ее реологические и фильтрационные параметры. Для Узеньских нефтей характерны две формы линий consistency: ньютоновской жидкости и жидкости с аномалией вязкости [9]. Результаты исследований показали, что выше указанных температур нефти ведут себя как ньютоновские жидкости. При температуре ниже 40°С вязкость увеличивается, проявляются аномально-вязкие свойства в связи с кристаллизацией и ростом концентрации выделившихся парафинов в объеме нефти.

Проявления аномалии вязкости усиливается после дегазации нефтей, в результате которой содержание легких компонентов в пластовой нефти уменьшается. Изучение структурно-механических свойств нефтей после их разгазирования проводилось на ротационном вискозиметре типа «Реотест», одной из негативных сторон которого является низкая чувствительность. По этой причине область исследований ограничивалась интервалом относительно низких температур (30 °С и ниже), где структурно-механические свойства обусловлены одновременным влиянием смолистых и парафиновых углеводородов и проявляются достаточно сильно.

Индекс аномалии вязкости, как и граничные значения динамического напряжения сдвига, увеличиваются по мере охлаждения нефти.

При 20 °С: $\mu_o = 19,822 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\mu_m = 135 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

Индекс аномалии вязкости $\mu_o / \mu_m = 146$.

При 30 °С: $\mu_o = 813 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $\mu_m = 38 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

Индекс аномалии вязкости – 22.

В результате исследований [9] было выявлено, что течение нефти при невысоких скоростях происходит с высокой вязкостью, в десятки и даже сотни раз превышающей минимальное ее значение, которое достигается при высоких скоростях течения [9]. Этим обстоятельством диктуется целесообразность осуществления трубных перекачек нефти при перепадах давления, обеспечивающих превышение предельного динамического напряжения сдвига (τ) и высокие скорости течения.

Как известно, разработка залежей с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки в пласт воды сопровождается обводнением скважин. Обводнение резко меняет физико-химические свойства нефти за счет растворения части легких углеводородов в попутно-добываемой воде и увеличения содержания асфальто-смолистых веществ из-за процесса окисления нефти закачиваемой водой, содержащей до 10 мг/л кислорода.

На разных этапах разработки месторождения были проведены многочисленные исследования по изучению влияния обводнения на реологическую характеристику нефти [9]. Было определено, что в области низких температур повышение вязкости по мере увеличения обводнения продукции происходит значительно интенсивнее, чем при высоких температурах.

Исследования, проведенные в диапазоне температур от 5 до 50 °С, показали, что значение вязкости нефти с разрушенной структурой (μ_m) при обводнении на 5 % в исследованном диапазоне температур увеличивается в 1,4 – 2,0 раза;

при обводнении на 20 % - в 2 – 2,9 раза;

при обводнении на 43 % - в 3 – 6 раз;

при обводнении на 60 % - в 5 – 11 раз.

На рисунке 2.7 представлены графики зависимости динамической вязкости нефти от обводненности, полученные при исследовании безводной нефти, а затем обводненной на 5 - 80 % [9].

На рисунке 2.7 видно, большое влияние обводненности на реологическую характеристику нефти, причем наибольшее изменение вязкости происходит в стадии начального обводнения.

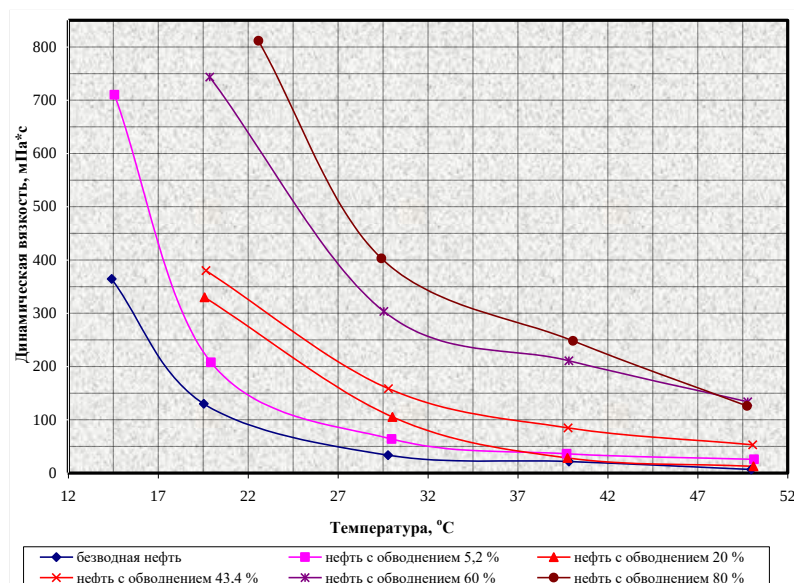


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..7** – Зависимость динамической вязкости нефти от обводненности

Состав пластовой нефти

Состав пластовой нефти по состоянию на 01.01.19 г. определялся расчетным методом материального баланса по компонентному составу газа однократного разгазирования составу дегазированной нефти и текущему значению пластового газосодержания.

Компонентный состав пластовой нефти в основном зависит от газосодержания, и чем оно выше, тем больше содержание легких углеводородов.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..3.12** - Компонентный состав пластовой нефти по состоянию на 01.01.19г.

Содержание компонентов, % мольные	Горизонт					
	13	14	15	16	17	18
CO ₂	0,09	0,11	0,09	0,08	0,06	0,06
N ₂	0,81	0,66	0,30	1,18	0,38	0,41
C ₁	20,99	22,85	27,13	25,35	22,42	23,98
C ₂	8,98	8,50	8,18	6,89	8,45	9,01
C ₃	8,06	6,79	5,69	4,64	5,85	6,19
i-C ₄	1,99	1,60	1,48	1,15	1,27	1,33
n-C ₄	3,77	2,88	2,79	2,18	2,56	2,64
i-C ₅	1,99	1,82	1,33	2,11	1,71	1,69
n-C ₅	2,11	2,19	1,76	2,44	1,52	1,50
C ₆	4,32	5,49	2,52	6,10	5,78	5,55
C _{7+В}	4,31	5,94	2,45	6,68	8,59	8,18
Остаток	42,58	41,23	46,28	41,23	41,40	39,47
Молекулярная масса	195	190	188	199	193	192

3 Пластовое давление в зонах отбора и закачки.

Оценка текущего энергетического состояния залежи (на 01.01.2019г.) выполнена на основе непосредственных глубинных замеров пластового давления; значений, пересчитанных через статический уровень, а также по данным определений величины псевдостатического давления в скважинах по кривым восстановления давления (КВД), кривым восстановления уровня (КВУ), кривым падения давления (КПД).

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..13** – Динамика пластового давления в 2014-2018гг.

Пластовое давление, МПа	Горизонт	Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
Ср.вз. по горизонту	13	10,0	10,1	10,3	10,3	10,3
В зоне отбора		9,7	9,7	9,8	9,8	-
В зоне нагнет.		10,4	10,6	10,9	10,9	-
Ср.вз. по горизонту	14	10,6	10,7	10,8	10,8	11,1
В зоне отбора		10,2	10,2	10,2	10,2	-
В зоне нагнет.		11,0	11,0	11,4	11,5	-
Ср.вз. по горизонту	15	11,5	11,6	11,9	12,0	12,3
В зоне отбора		11,2	11,2	11,3	11,3	-
В зоне нагнет.		11,9	12,1	12,6	12,7	-
Ср.вз. по горизонту	16	11,7	11,7	11,9	12,1	12,5
В зоне отбора		11,3	11,2	11,3	11,3	-
В зоне нагнет.		12,1	12,2	12,5	12,6	-
Ср.вз. по горизонту	17	11,7	11,8	12,0	12,2	12,6
В зоне отбора		11,4	11,5	11,5	11,6	-
В зоне нагнет.		12,2	12,2	12,7	13,0	-
Ср.вз. по горизонту	18	12,4	12,2	12,4	12,5	12,3
В зоне отбора		12,2	12,2	12,3	12,2	-
В зоне нагнет.		12,9	12,6	12,7	12,7	-

Текущие пять лет разработки месторождения: с 2014 по 2018гг. характеризуются стабильным ростом пластового давления на всех эксплуатационных объектах (за исключением 18-го горизонта, где давление – постоянное), составляющим на 01.01.2019г. на 13 горизонте – 0,3 МПа; на 14 – 0,5 МПа; на 15 – 0,8 МПа; на 16 – 0,8 МПа; 17 – 0,9 МПа.

Наблюдаемое в настоящее время позитивное изменение энергетического состояния пластов можно объяснить существенным увеличением объемов закачки воды в пласт в последние годы в связи с пуском новых нагнетательных скважин из бурения, переводом - из контрольного фонда скважин под нагнетание, а также вводом скважин под закачку из бездействующего нагнетательного фонда в связи с

увеличением объемов капитального и подземного ремонтов, выполнением геолого-технических мероприятий.

Увеличение количества нагнетательных скважин в течение периода: 2014-2018гг, а также рост компенсации отбора жидкости закачкой на каждом эксплуатационном объекте отражены в следующих таблицах (табл. 3.14 – 3.15).

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..14** – Динамика действующего нагнетательного фонда скважин

Горизонт	Годы					
	2014	2015	2016	2017	2018	Увелич. за 5 лет
13	200	250	297	323	320	1,6
14	255	323	358	381	370	1,5
15	101	139	163	174	174	1,7
16	66	95	108	120	123	1,9
17	28	37	44	48	47	1,7
18	12	15	17	18	15	1,3

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..15** – Компенсация добычи нефти закачкой агента

Горизонт	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
13	175	165	159	175	150
14	181	178	174	191	168
15	223	190	166	198	150
16	178	95	150	194	168
17	98	95	96	112	105
18	120	103	188	214	208

Сравнение средневзвешенного пластового давления по состоянию на 01.01.2019г. с начальным давлением в пласте (табл. 3.16) показывает некоторое превышение текущего параметра относительно начального на 13–17 горизонтах, составляющее: 0,2 МПа (13 горизонт), 0,6 МПа (14 горизонт), 1,3 МПа (15 горизонт), 1,1 МПа (16 горизонт), 0,6 МПа (17 горизонт), на 18 горизонте давление снизилось на 0,1 МПа. Данное превышение обусловлено достаточно высокими значениями $P_{пл}$ в зонах нагнетания, что в свою очередь определяется следующими факторами:

- действующая система ППД позволяет поддерживать высокие приемистости и высокую текущую компенсации (текущая компенсация в среднем по горизонтам изменяется от 105 % (17 горизонт) до 208 % (18 горизонт);

- при низкой проницаемости пласта и высоких давлениях нагнетания, происходит напрессовывание в пласт закачиваемой воды, создающее дополнительное давление;

- из-за не достаточной по времени продолжительности остановки нагнетательных скважин (в большинстве случаев) для осуществления замера пластового давления получают завышенные его значения.

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..16** – Сравнение текущего пластового давления с начальным пластовым давлением

Горизонт	Первоначальное пластовое давление, МПа	Средневзвешенное пластовое давление на 01.01.2019 г., МПа
13	10,1	10,3
14	10,5	11,1
15	11,0	12,3
16	11,4	12,5
17	12,0	12,6
18	12,4	12,3

В ходе качественного анализа данных были отбракованы недостоверные значения $P_{пл}$, полученные вследствие недостаточной продолжительности остановки скважины для восстановления пластового давления, что наиболее характерно для нагнетательных скважин, где за статическое давление в пласте очень часто принимается динамическое давление в момент остановки скважины. Оставшиеся значения были приведены к отметкам середины залежи каждого горизонта, используемым при построении карт равных давлений с начала разработки данного месторождения.

Закачка воды на месторождении Узень проводится с 1967 года. По официальной отчетности максимальная закачка была достигнута в 1986 году и составила 40,5 млн. м³. В последующие годы объемы закачки несколько уменьшились и к 1999 году они составили 18,2 млн.м³. Однако, начиная с 2000 года, объемы закачиваемой воды увеличиваются. В 2000 году закачка составила 25 млн.м³, на 01.01.2005 года она возросла до 48 млн.м³. В 2004 году 46,9 млн.м³ закачиваемой воды приходится на 13-18 горизонты основного свода и лишь 264 тыс.т на 15-18 горизонты куполов. 67% годовой закачки приходится на 13+14 горизонты, 14% - на 15 горизонт и 12%- на 16 горизонты.

4 Технологии разработки месторождения и их эффективность

Из новых технологий, предусмотренных проектом разработки, на месторождении внедрялись:

1. Ступенчатое термальное заводнение - СТЗ (осуществлялось на 42 полях).
2. Фигурное заводнение ФЗ (реализовывалось на 11 полях).
3. Площадное заводнение на низкопродуктивные зоны (на 7 участках).

Неудовлетворительное состояние фонда добывающих и нагнетательных скважин и системы ППД отрицательно сказались на эффективности внедрения новых технологий, основной целью которых являлось интенсификация разработки низкопродуктивных зон месторождения. На отдельных участках месторождения, где эти технологии внедрялись, системы заводнения были сформированы не полностью; на тех участках, где система ППД соответствовала проектной, не соблюдались требования по осуществлению закачки при повышенных давлениях нагнетания; темпы ввода участков в эксплуатацию сдерживались из-за меньших (по сравнению с предусмотренными в проекте) объемов буровых работ.

Таким образом, на реализацию новых технологий в последние годы значительное влияние оказали организационно-хозяйственные факторы и ухудшение общего состояния экономики отрасли.

По состоянию на 01.01.94г. новыми технологиями было охвачено около половины фонда добывающих скважин месторождения. Суммарная добыча нефти со всех площадей, на которых внедряются новые технологии, в 1993г. составила 1540,2 тыс. т или 40,6 % добычи с месторождения.

На участках, где система была сформирована в соответствии с проектными требованиями, внедрение новых технологий происходило достаточно успешно (табл. 4.1) [11].

Таблица 4.1 - Добыча нефти за счет внедрения новых технологий на месторождении Узень, разработанных ВНИИнефть

Технология	Добыча нефти, тыс. т									
	1981		1985		1990		1991		1992	
	за год	накопленная	за год	накопленная	за год	накопленная	за год	накопленная	за год	накопленная
Закачка горячей воды	989	4760	1073	8961	956	14014	737	147	662,0	154

Ступенчатое термальное заводнение	279	279	335,0	1617	810,4	5066,4	685,7	5752,1	624,4	6376
Фигурное заводнение	-	-	40	40	21,7	466	166,9	632,9	148,7	781,6
Раздельная разработка низко-продуктивных зон	-	-	11,5	11,5	18,0	71,0	34,8	105,8	30,2	136,0
Итого	1268	5039	1459,5	10629,5	1997,1	19617,4	1624,4	21241,8	1464,9	22706,7

4.1 Закачка сшитых полимерных систем (СПС)

Поскольку заводнение является и в ближайшие годы будет основным методом искусственного воздействия на нефтяные пласты, изыскание способов повышения его эффективности - задача первостепенного значения. Это может быть достигнуто, во-первых, оптимизацией процесса заводнения. Но для успешного решения этой сложной проблемы необходимо детальное изучение влияния различных геолого-промысловых факторов на эффективность разработки нефтяных месторождений Во-вторых. повышение нефтеизвлечения пластов при заполнении успешно решается применением методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты. К числу основных природных факторов следует отнести: неоднородность пластов, соотношение вязкостей нефти и вытесняющей жидкости в пластовых условиях, структурно-механические свойства нефти, смачиваемость породы насыщающими ее жидкостями, структуру пористой среды и др. Последние два параметра характеризуют величину капиллярного давления и относительные проницаемости.

Такие параметры разработки нефтяных месторождений, как плотность сетки скважин и скорость вытеснения нефти из пласта, могут меняться в довольно широких пределах и в зависимости от конкретных условий выбираться оптимальные их значения.

В данных технологиях в качестве реагентов используются ПАА и так называемые, "кислые сшиватели". Рекомендуется использование практически любых марок промышленных полимеров, "Кислые сшиватели" представляют собой сложные составы, содержащие трехвалентный хром (Cr^{3+}) с добавлением минеральной кислоты для создания pH в композиции на уровне $\sim 1-2$. В качестве источника Cr^{3+} используются два типа реагентов; хром о калиевые квасцы и окислительно-восстановительные составы, включающие бихромат (натрия или калия) и восстановитель. В последнем случае "сшиватель" образуется в результате окислительно-восстановительной реакции перехода шестивалентного хрома в Для протекания данной реакции необходим еще один компонент - восстановитель га . В технологии СПС (1-5) в качестве восстановителя используется полигликоль. Реакция получения O^3 осуществляется предварительно до введения сшивателя в раствор полимера.

Исследования ПФП с использованием в качестве сшивателя окислительных восстановительных систем требуют проведения этой реакции с полным расходом окислителя (бихромата). В противном случае при совмещении сшивателя с полимером происходит деструкция полимера и становится невозможным образование геля, либо разрушается образующийся гель.

Отсутствие контроля за полнотой восстановления бихромата в данной технологии может приводить к описанным выше негативным последствиям.

Добавление кислоты для снижения pH в технологии связано с необходимостью замедления гелеобразования. Для используемых сшивателей время гелеобразования в отсутствие кислоты составляет 5-30 мин, что делает невозможным закачку больших объемов ПФП в пласт.

Снижение pH решает задачу замедления гелеобразования, однако, порождает другие проблемы: при $pH < 3$ полиакриламидные загустители с содержанием карбоксильных групп более 20% (например, А!coflood - 1275) не растворимы в водах с минерализацией больше 10 г/л, что необходимо учитывать при подборе полимера.

Для данных композиций ПФП повышение pH до значений больше 5 приводит к резкому увеличению скорости гелеобразования (5-30 мин) и наоборот, сохранение значений pH на уровне исходных (1-2) приводит к тому, что в композиции ПФП не образуется гель.

Из сказанного следует, что для создания оптимальных значений pH необходим учет скорости изменения pH при закачке композиции в пласт, а в отсутствие таких данных повышается вероятность, неэффективной закачки ПФП. Еще один прием работы с композицией ПФП заключается в технологии раздельной закачки растворов полимера и сшивателя. Такая технология может быть использована для введения в пласт быстро реагирующих композиций ПФП. Однако в этом случае требуется расчет (или экспериментальное определение) объема оторочек реагентов, их числа, объема буфера воды, геометрии потока реагентов и пласте для реализации возможности гелеобразования в требуемом участке пласта. Применение универсального подхода к использованию объемов оторочек, их числу приводит к неэффективному воздействию на пласт. Расход реагентов на одну скважину (для скважин с приемистостью 500-800 м³/сут): полиакриламид - 2,5 т, бихромат калия - 0,1 т, соляная кислота (техническая) ~ 1,5 лм³ (до pH 1-2), полигликоль - 5 м³ объем закачки - 500 м³ на скважину. В случае использования хромокалиевых квасцов их расход составляет 0,25 т на 500 м³ ПФП.

Сущность технологии ПФП

Назначение технологии увеличение нефтеотдачи пластов с применением сшитых полимерных систем направлена на повышения текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением. Результатом внедрения технологии является:

- перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи;
- сдерживание прорывов воды из нагнетательных в добывающие скважины;
- подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью;

Областью применения являются терригенные и карбонатные коллектора нефтегазовых месторождений с проницаемостью 0,02-2,0 мкм². Температура пласта до 80⁰С

Эффективность добывается удельным технологическим эффектом до 1500 тонн на 1 обработку. Продолжительность эффекта от 12 до 18 месяцев.

Преимущества применения сшитых полимерных композиций предусматривает использование медленно сшивающихся составов, способных проникать в глубь пласта на значительные расстояния и, эффективно регулировать распределение потоков в пластах даже при наличии гидродинамической связи между прпластками.

Возможность регулирования времени гелеобразования концентрациями полимера и сшивателя позволяет создавать в пластовых условиях потокоотклоняющие экраны с заданными факторами начального и остаточного сопротивлений.

Одним из проблем, требующих решения при разработке месторождений, является проблема регулирования охвата пласта заводнением. Эта проблема успешно решается с применением технологий воздействия сшитыми полимерными системами. Двигаясь в пласте по наиболее промытым зонам, закачиваемая композиция ПФП переходит в малоподвижный гель, тем самым обеспечивая изоляцию высокопроницаемых участков пласта. При дальнейшей закачке воды в разработку подключаются незадействованные ранее низкопроницаемые зоны, часто содержащие значительное количество нефти. В результате использования технологий ПФП наблюдается снижение обводненности продукции окружающих нефтяных скважин и увеличение добычи нефти.

Закачка осуществляется с использованием специализированного оборудования – мобильного технологического комплекса УДР-32М для приготовления и закачки композиций ПФП. Специализированный комплекс обеспечивает требуемый уровень технологических показателей ПФП.

По объемам внедрения технология ПФП занимает одно из ведущих мест и, в основном, применяется в ТПП «Лангепаснефтегаз» и «Когалымнефтегаз».

На месторождении Узень необходимо разработать Программу мероприятий по внедрению технологии закачки сшивающихся полимерных систем (СПС) на опытных участках 13, 14, 15 и 21 горизонтов [12].

Состояние разработки опытных участков, планируемых под воздействие технологией сшивающихся полимерных систем по 13, 14, 15 и 21 горизонтам, за последние годы, охватывающие период с января 2014 года по февраль 2018 года,

характеризовался увеличением роста обводненности продукции. Обводненность по большинству скважин достигла предельных величин.

5 Требования и рекомендации к системе ППД

Разработка месторождения Узень осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт. Заводнение продуктивных пластов на месторождении осуществляется блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). В качестве рабочего агента используются сточные воды, вода Каспийского моря и Волжская вода.

Мощность сооружений систем ППД рассчитывается на максимальный уровень закачки воды, исходя из максимального уровня добычи продукции в пластовых условиях с учетом обоснованного коэффициента компенсации. Давление системы ППД определяется, исходя из коэффициентов приемистости и объемов закачки для различных типов коллекторов.

5.1 Требования к качеству закачиваемых вод

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Согласно РД 34-002-Р-95, все закачиваемые воды, исходя из свойств коллекторов месторождению Узень, по качеству должны удовлетворять требованиям, приведённым в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Требования, предъявляемые к воде, закачиваемой в пласт

	Параметры	Требования РД 34-002-Р-95
1	Стабильность	-стабильность
2	Набухаемость	-отсутствие
3	Содержание механических примесей	-с учетом неоднородности коллекторских свойств продуктивных горизонтов и наличия в воде нефтепродуктов содержание механических примесей не должно превышать 10 мг/л
4	Размер взвешенных частиц	-90 % менее 5 мкм

5	Содержание эмульгированной нефти	-по коллекторским свойствам не должно превышать 10-30 мг/л
6	Содержания кислорода	-менее 0,1 мг/л
7	Содержания железа	-менее 1 мг/л
8	Содержание сероводорода	-отсутствие
9	Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	-отсутствие
10	Скорость коррозии	-менее 0,2 мм/год
11	Совместимость с пластовыми водами	-совместима

5.2 Текущее состояние системы ППД

На месторождении за длительный период разработки создана обширная система ППД, включающая 16 ед. БКНС и ВРБ с подключенными к ним более 1100 нагнетательных скважин по территориальному признаку, без учета их поглощающих способностей и принадлежности к эксплуатационным объектам.

По состоянию на 01.01.2019 г. эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на месторождении составил 1154, в том числе действующих – 1124, бездействующих – 30.

Система ППД на месторождении включает:

- водоводы D_y 300-1000 мм;
- блочные кустовые насосные станции (БКНС) №№ 1, 1а, 2, 2а, 2в, 3, 3а, 4, 4а, 4г, 5, 5а, 6, 6а, 7, 8/9;
- водораспределительные блоки (ВРБ) – 131 ед.;
- блок-гребенки (БГ) – 80 ед.;
- высоконапорные водоводы от БКНС до ВРБ (БГ) D_y 150 и 200 мм;
- разводящие трубопроводы от ВРБ (БГ) до скважин D_y 80 и 100 мм

Типовая схема БКНС представлена на рис. 5.1.

Технологический процесс ППД состоит в следующем:

Вода с приемных коллекторов под давлением 0,5 МПа по водоподводящим трубопроводам поступает на БКНС, где, пройдя блок фильтрации и водомерный узел, центробежными насосами типа ЦНС-180/1422 через ВРБ и БГ по высоконапорным водоводам подается в нагнетательные скважины под давлением 10,5-14,0 МПа.

В таблице 5.2.2 представлена информация по параметрам работы БКНС системы ППД с указанием объемов и типа закачиваемых вод, давлений нагнетания, количества подключенных ВРБ (БГ) и скважин.

Таблица 5.2.2 - Параметры работы БКНС системы ППД

№ п/п	БКНС	Рабочий агент	Давление закачки, МПа	Режим		Кол-во		действ. фонд скв.
				техн.	факт.	ВРБ	БГ	
1	1	морская и сточная	12,2	6113	5549	5	1	39

2	1а	сточная вода	11,5	10755	11766	11	4	69
3	2	сточная вода	11,1	8104	8965	9	2	59
4	4г	морская вода	12,6	8972	7660	10	2	69
5	5а	морская и сточная	13	12546	12370	6	12	94
6	6	морская и сточная	12	6290	5620	3	6	51
7	6а	сточная вода	13	6398	7060	9	-	65
8	2а	морская и сточная	11,4 и 12,2	16241	13348	13	13	93
9	2в	волжская вода	14	9813	8277	10	7	66
10	3	сточная вода	14	7495	9526	5	-	39
11	7	сточная вода	12	7990	6183	6	4	65
12	8/9	сточная вода	13	12891	12891	7	15	113
13	4	сточная вода	11,6	10649	7991	16	5	108
14	4а	морская вода	12	5758	5685	6	2	33
15	5	морская вода	13,2	5256	4878	3	2	35
16	3а	морская и сточная	10,5	21640	19576	12	5	122
Всего	16			156911	147345	131	80	1120

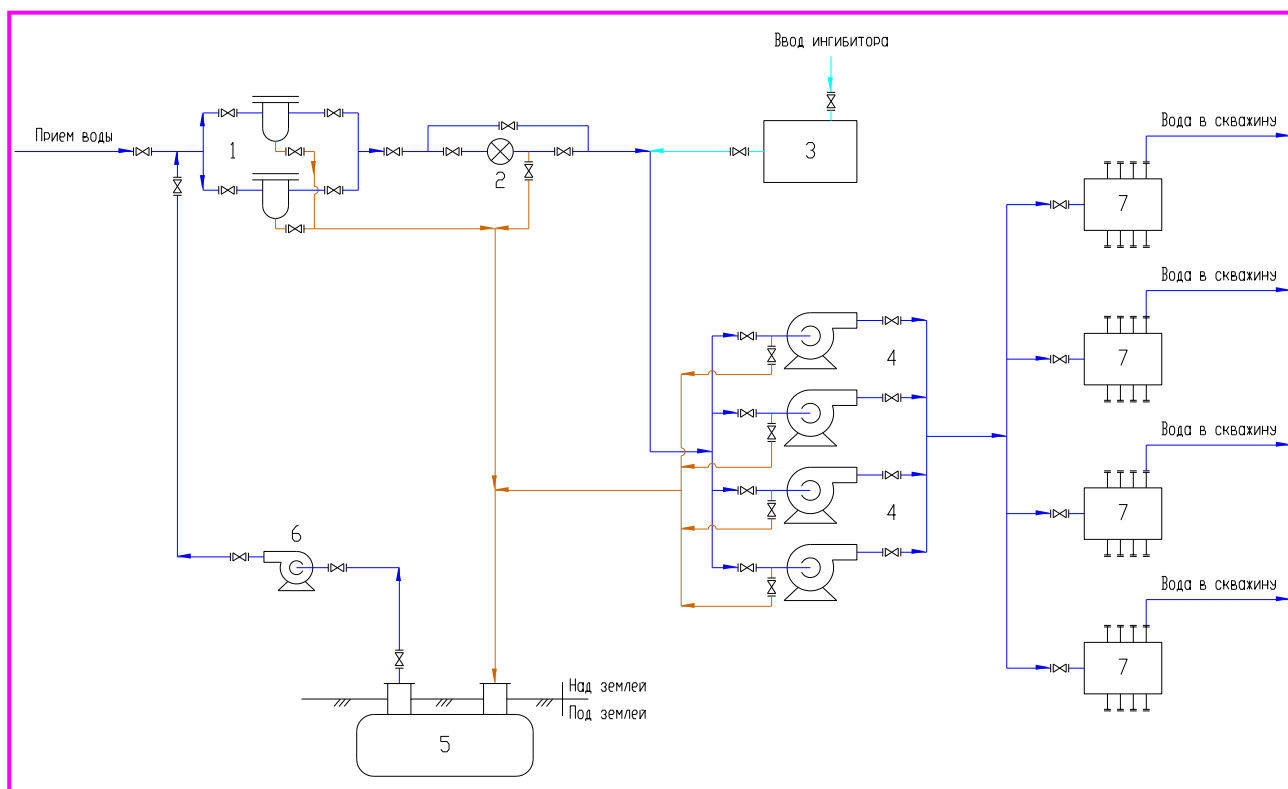


Рисунок 5.1 - Типовая схема БКНС 1 - блок фильтрации, 2 - водомерный узел; 3 - установка дозирования химреагентов; 4 - центробежные секционные насосы; 5 - дренажная емкость; 6 - насос откачки воды; 7 - водораспределительные блоки (ВРБ) и блок-гребенки (БГ).

5.3 Источники водоснабжения системы ППД

Пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, не обеспечивают необходимый объем воды для закачки в пласт. Поэтому требуется дополнительный источник воды. В качестве дополнительного источника воды используются воды

Каспийского моря и Волжская вода. В пласты месторождения осуществляется закачка:

- морской воды от БКНС – 4а, 4г, 5;
- пресной Волжской воды от БКНС – 2в;
- сточной воды от БКНС – 1а, 2, 3, 4, 6а, 7, 8/9;
- сточной и морской воды от БКНС – 1, 2а, 3а, 5а, 6.

С целью защиты трубопроводов от коррозии перед ЦНС-180/1422 в воду подают ингибиторы коррозии с дозированием до 20 г/м³.

Сточная вода, попутно добывается на месторождении вместе с нефтью, поступает в систему водоснабжения ППД с центрального пункта подготовки и перекачки нефти (ЦППН), а также с 2-х установок предварительного сброса воды на плато и во впадине (УПСВ-1 и 2), где она проходит предварительную очистку путем отстоя.

Морская вода поступает на месторождение со сбросного канала ТОО «КазАтомПром» по магистральному водоводу Актау-Узень диаметром 1020 мм и протяженностью 150 км. Проектная мощность водовода 150 тыс. м³/сут. Часть морской воды отпускается на нужды месторождения Жетыбай. Водоподъем обеспечивается расположенными по трассе 4 водоподъемами (НСМ), специальная подготовка воды не производится.

Волжская вода закачивается в пласт через БКНС – 2в, к которому проложен трубопровод Ду 500 мм L 790 м от магистрального водовода Астрахань–Мангышлак.

5.4 Физико-химический состав закачиваемых вод

Физико-химический состав закачиваемых вод по данным ТОО «НИПЦ» на 01.01.2019 г. представлен в таблице 5.4.3.

Таблица 5.4.3 - Физико-химический состав закачиваемых и пластовых вод месторождения Узень

№ п/п	Наименование воды	Компоненты, мг/л						Минерализа ция, г/л	рН	Плотность , г/см ³
		Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ +K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Морская	450	780	3861	6390	3360	250	15,09	7,0	1,009
2	Волжская	44	14,4	190,8	255	150	83	0,73	7,0	1,000
3	Сточная	3000	900		31950	1200	458	51,4	6,5	1,036
4	Пластовые:									
4.1	XIII горизонт	3237	1088	17599	35241	715	440	58	-	1,037
4.2	XIV горизонт	3220	1140	17034	34538	668	420	56	-	1,037
4.3	XV горизонт	4231	1230	21763	43788	950	221	72	-	1,046
4.4	XVI горизонт	4448	1300	23426	46731	832	350	77	-	1,049
4.5	XVII горизонт	3199	900	17663	34711	770	398	57	-	1,037

4.6	XVIII горизонт	4364	1200	23567	46573	1020	380	77	-	1,048
-----	-------------------	------	------	-------	-------	------	-----	----	---	-------

Морская вода представляет собой минерализованную воду хлор-магниевого типа. Она имеет минерализацию 12,9-15,5 г/л, ионов кальция 350-550 мг/л, магния 720-840 мг/л, хлора 6035-9230 мг/л, сульфатов 3128-3512 мг/л, гидрокарбонатов 229-271 мг/л. Содержание железа двухвалентного (2+) не превышает 2,24 мг/л, а железа трехвалентного (3+) достигает 5-10 и даже 53 мг/л. Сероводород отсутствует, но в воде присутствуют сульфатвосстанавливающие бактерии в количестве до 10 клеток в мл, углеводород окисляющие бактерии (УОБ) до 10 клеток в миллилитре.

Волжская вода относится к сульфатно-натриевому типу с плотностью 1,0 г/см³, минерализацией 0,73 г/л, ионов кальция 44-48 мг/л, магния 12-17 мг/л, хлора 252-293 мг/л, сульфатов 134-180 мг/л, гидрокарбонатов 83-95 мг/л.

Сточная вода представляет собой смесь пластовых вод, закачиваемых в пласт через систему ППД. После многократно повторяющихся циклов вытеснения эта вода по своему составу приближается к пластовым водам Юрских отложений. Юрские воды 13-18 горизонтов практически безсульфатные, хлоркальциевые, с минерализацией 51,4-77 г/л, гидрокарбонатов - 221-458 мг/л, сульфатов - 360-1020 мг/л. Сероводород обнаруживается в количестве 17 мг/л, сульфатвосстанавливающих бактерий - 10-10² клеток в миллилитре. Плотность увеличивается с глубиной от 1,036 до 1,048 г/см³.

5.5 Рекомендации по глубокой очистке закачиваемых вод

Существующая технология по подготовке воды на месторождении Узень не обеспечивает требуемые нормы к качеству закачиваемых вод, что подтверждают результаты лабораторных исследований, выполненные лабораторией ТОО «НИПЦ» г.Жанаозен.

Содержание **механических примесей** в сбрасываемой сточной воде на ЦППН варьирует в пределах от 0,16 до 0,76 г/л, на УПСВ-1 – от 0,31 до 0,35 г/л и на УПСВ-2 – от 0,32 до 0,36 г/л.

Также по содержанию **эмульгированная нефть** в сбрасываемой сточной воде на ЦППН варьирует в пределах от 8,0 до 780,0 мг/л, на УПСВ-1 – от 19,8 до 87,0 мг/л и на УПСВ-2 – от 38,4 до 71,8 мг/л.

Морская вода на НСМ №№ 1, 2, 3, 4 содержит **механические примеси** от 5,6 до 36 мг/л, в отдельных случаях до 69,5 мг/л.

Нагнетание в продуктивные пласты воды с высоким содержанием эмульгированной нефти и механических примесей не отвечает требованиям РД 34-002-Р-95. Это приводит к загрязнению призабойной зоны нагнетательных скважин, кольтматации фильтра, снижению приемистости пласта и прекращению вытеснения нефти из низкопроницаемых пластов. Кроме того, присутствие в воде

сульфатовосстанавливающих бактерий и других микроорганизмов вызывает процесс активной сульфатредукции в наземном и подземном оборудовании и в самом пласте, который приводит к увеличению скорости коррозии, снижению срока службы оборудования и, в конечном итоге, к потерям нефти.

В связи с этим, рекомендуется провести следующие мероприятия по подготовке закачиваемой сточной воды.

Рекомендации по глубокой очистке сточных и подтоварных вод

По требованиям РД 34-002-Р-95 сточная вода должна подвергаться глубокой очистке от эмульгированной нефти и механических примесей путем отстаивания, флотации, фильтрации через пористые среды, отделения в гидроциклонах и центрифугах, с системой ввода реагентов по снижению коррозионной агрессивности и предотвращению солеобразования, бактерицидов по борьбе с сульфатовосстанавливающими бактериями.

Для удаления механических примесей и нефтепродуктов из сточных вод, сбрасываемые с УПСВ на ГУ, рекомендуем применить установки глубокой очистки воды (УГОВ), которые находятся на значительном удалении от УПСВ-1, 2 и наиболее ближе расположены к системе водоснабжения.

Установка осуществляет следующих технологических операций:

- подготовка пластовой воды – отделение газа, нефти, органики, коллоидной глины и других взвешенных веществ;
- прием и дозированная подача химических реагентов.

Производительность установки по жидкости 208 м³/час (5000 м³/сут).

Технология подготовки воды осуществляется следующим образом: сточная вода под давлением с УПСВ (ГУ) поступает на блок гидроциклонов, для отделения под действием центробежных сил крупных твердо взвешенных частиц. Далее вода поступает в сепаратор-флотатор, где посредством водогазовой флотации освобождается от нефти и взвешенных веществ. Водогазовая смесь подается в распределительную систему флотатора центробежным насосом через водогазовый эжектор, забирающий свободный газ из газовой зоны флотатора. Центробежный насос обеспечивает постоянную циркуляцию рабочей воды с выхода флотатора через водогазовый эжектор в распределительную систему того же флотатора. При необходимости перед входом на блок гидроциклонов в воду подается коагулянт или флокулянт. Очищенная вода через буферную емкость (в состав установки подготовки не входит) подается на вход насосов БКНС. Частично обводненная уловленная нефть через накопительную емкость (в состав установки не входит) отправляется на обратный цикл. Свободный газ, не участвующий в процессе флотации, отводится в дополнительный вертикальный газовый сепаратор для более глубокой подготовки к использованию в качестве топлива для работы печей и

других бытовых объектов или же подается в систему газосбора и транспортируется на КазГПЗ для переработки. .

Для повышения эффективности мероприятий по вводу в эксплуатацию УГОВ предусмотрен ввод их в эксплуатацию с особым образом составленной очередностью: первоочередными для ввода в эксплуатацию являются УГОВ, на которых будет готовиться наибольший объем попутно добываемой сточной воды.

Для удаления эмульгированной нефти и механических примесей из сточных вод, сбрасываемых с УПСВ-1, 2 и на ЦППН, рекомендуется применять аппараты глубокой очистки воды (АГОВ). Аппарат снабжен эффективной коалесцирующей насадкой, характеризующий высокий технологический показатель, наличием системы промывки, обеспечивающую его высокую эксплуатационную надежность. На ЦППН и УПСВ-2 перед АГОВ рекомендуется установить фильтры СДЖ-500, который установлен перед резервуарами РВС-3, 4 на УПСВ-1.

Технология очистки воды происходит следующим образом:

Сточные и подтоварные воды с резервуаров отстоя подается насосами на фильтр грубой очистки СДЖ-500 (в настоящее время на ЦППН и на УПСВ-2 фильтр СДЖ-500 отсутствуют), далее очищенная от крупных взвешенных веществ и нефтепродуктов сточная вода поступает на аппараты глубокой очистки воды. Сточная вода проходит через коалесцирующие насадки, где происходит фильтрация механических примесей, эмульгированной нефти и газа от воды. Уловленные механические примеси, эмульгированная нефть и газы выводятся каждый по отдельности через специальные выходы на аппарате.

Механические примеси через шламовыводитель отправляется на утилизацию, нефть подается на обратный цикл, уловленный свободный газ направляется на осушку в ГС для компримирования на компрессорах 7ВКГ-30/7 и далее подается в систему газосбора и транспортируется на КазГПЗ.

Рекомендации по подавлению сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в сточных и подтоварных водах

Проблему отрицательного влияния сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) и сероводорода на коррозионную агрессивность пластовых сред и качество нефти предлагается решить путем обеззараживания закачиваемых вод бактерицидами в следующей последовательности:

- произвести лабораторные исследования по выявлению наиболее зараженных участков месторождения с физико-химическим и микробиологическим анализом добываемой продукции – газа, водонефтяной эмульсии;

- на основании полученных результатов разработать технологию комплексного ввода реагентов в очищенную нагнетаемую воду и определить количество дозировки ингибиторно-бактерицидной композиции;

- установить на ЦППН и УПСВ блоки подачи реагентов для ввода ингибиторно-бактерицидной композиции после аппаратов глубокой очистки сточной воды;
- произвести обработку сточной воды очищенной от мехпримесей и эмульгированной нефти, после отстоя в резервуаре подать в систему ППД для закачки в пласт.
- Применение данной технологии обработки ингибиторно-бактерицидной композиции глубоко очищенной сточной воды увеличит срок службы оборудования системы ППД и нагнетательных скважин.

6 Технология и технические средства по реализации на месторождении Узень технологии закачки сшитой полимерной системы (СПС)

Осуществить на месторождении, наряду с системой повышенного давления (СПД), технологию закачки сшитой полимерной системы (СПС).

В проект разработки этот вариант был включен в связи с тем, что на месторождении имеется значительный фонд нагнетательных скважин в количестве примерно 267, характеризующийся высокой приемистостью от 100 до 400 м³/сут, в среднем 276 м³/сут. По наиболее проницаемым пропласткам этого фонда скважин прошел основной фронт вытеснения. Для вовлечения в разработку в этих скважинах нефтенасыщенных пластов с меньшей проницаемостью и повышения эффективности использования вытесняющего агента необходима селективная изоляция высокопроницаемых пластов и перераспределение потоков фронта вытеснения.

Достигается это путем применения технологии полимерного заводнения, которая в широких опытно-промышленных объемах внедрялась на месторождениях Мангышлака.

Сущность испытываемых технологий заключалась в том, что в нагнетательные скважины опытных участков закачивались полимерные системы в целях сдерживания прорывов воды из нагнетательных в добывающие скважины и перераспределения фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемых участков залежи.

Полученные результаты обеспечили увеличение нефтеотдачи и стабилизацию обводненности продукции [11].

Используя накопленный опыт и последние научные достижения в этой области, в проекте разработки месторождения Узень рассматривается технология заводнения СПС с использованием композиций на основе водорастворимых полимеров (ПАА) и реагентов сшивателей.

Технология закачки полимера

Исследованиями, проведенными в «Гипровостокнефть», установлено, что разработанная сшивающая композиция на основе полиакриламида позволяет регулировать время образования геля в интервале 2-7 суток путем варьирования концентрации полимера в диапазоне 0,1-0,3 % и сшивателя 0,01-0,03 %. Граничными значениями по концентрации реагентов для полимера является 0,1 %, для сшивателя 0,01 %. Ниже этих пределов применение раствора полимера оказывается неэффективным.

Загущение воды производится с использованием полиакриламида (ППА), возможно применение других эффективных реагентов. В качестве наиболее эффективного сшивателя может быть рекомендован ацетат хрома или хромово-калиевые квасцы.

Для осуществления технологического процесса заводнения с использованием полимерной композиции на месторождении возможно использование морской воды [13].

Предусматривается следующий режим реализации процесса:

- внедрение технологии носит циклический характер.
- время реализации цикла воздействия полимерной композицией - 15 суток.
- периодичность проведения непрерывных воздействия полимерной композицией - один раз в квартал.
- длительность внедрения технологии - 5 лет.
- В процессе внедрения технологии уточняются режимные параметры технологического процесса и даются рекомендации по срокам и объемам ее дальнейшего внедрения.
- Перед проведением опытно-промысловых работ необходимо провести лабораторные исследования физико-химических и фильтрационных характеристик полимерных растворов, а также провести исследования кинетики гелеобразования композиций.
- В процессе внедрения технологии предусматривает:
 - контроль за режимом работы скважин;
 - контроль за технологическими свойствами закачиваемого полимерного раствора;
 - контроль за обводненностью добывающих скважин;
 - исследование попутно-добываемой воды на содержание ПАА;
 - контроль за выработкой пласта.

Описание проведения работ

Реализация технологии СПС предусматривается в течение 5 лет на 572 нагнетательных скважин, в т.ч. на 261 действующих и 311 проектных, подключенных к 10-ти БКНС. Указанный фонд скважин, как отмечалось выше, характеризуется приемистостью более 100 м³/сут. Общий срок реализации технологии составит примерно 8 лет с учетом поэтапного ввода в эксплуатацию на

БКНС объектов закачки загущенной воды и ввода под закачку новых нагнетательных скважин. По завершению технологии СПС предусматривается переход под закачку обычной воды.

В период внедрения технологии предусматривается цикличная закачка загущенной воды по этапам в следующей последовательности:

1. На первом этапе внедрения предусматривается закачка 0,2 % водного загущенного раствора ПАА в течение 1 суток.

2. На втором этапе предусматривается закачка 0,2 % раствор ПАА с одновременной дозировкой 0,03 % раствора сшивателя (ацетат хрома) в течении 10 суток. Раствор сшивателя дозируется насосами в коллектор полимерного раствора.

3. На третьем этапе предусматривается закачка 0,2 % водного загущенного раствора ПАА в течение 4 суток.

4. На четвертом этапе, после создания оторочки загущенной воды, предусматривается переход на закачку обычной воды продолжительностью 2,5 месяца.

По истечении 2,5 месяцев цикл закачки загущенной воды возобновляется в той же последовательности.

В процессе реализации технологии производится оценка ее эффективности.

По истечении установленного срока реализации процесса решается вопрос о прекращении или продолжении работ по реализации технологии с определением продолжительности и уточнения объектов дальнейшего внедрения с учетом возросшей обводненности и фактического состояния выработки запасов.

Перечень необходимого оборудования для осуществления технологии полимерно-гелиевого заводнения на БКНС представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Перечень оборудования для осуществления технологии загущения воды на БКНС

Оборудование	Количество
Емкость для растворения ПАА (не менее 100 м ³)	10
Емкость для накопления ПАА (не менее 100 м ³)	20
Насос откачки ПАА типа ЦНСА	20
Фильтр	10
Расходомер для учета ПАА	10
Блок подачи сшивателя	10

Расход реагентов на период внедрения технологии в течение 5 лет представлен в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Расход реагентов на период внедрения технологии в течение 5 лет

№ п/п	БКНС	Годы ввода в эксплуатацию объекта закачки загущенной воды	Всего нагнет. скв.	в том числе		Закачка загущенно й воды, м³/сут	Расход реагентов, т			
				действ.	проект.		ПАА, концентрация 0,2 %		Сшиватель, концентрация 0,03 %	
							за год	за 5 лет	заа год	за 5 лет
1	2а	2020	100	37	63	23000	2760,0	13800,0	414,0	2070,0
2	2в	2020	60	34	26	13800	1656,0	8280,0	248,4	1242,0
3	3а	2020	104	53	51	23920	2870,4	14352,0	430,6	2153,0
4	3	2021	58	16	42	13340	1600,8	8004,0	240,1	1200,5
5	5	2021	34	8	26	7820	938,4	4692,0	140,8	704,0
6	5а	2021	40	31	9	9200	1104,0	5520,0	165,6	828,0
7	4	2022	69	28	41	15870	1904,4	9522,0	285,7	1428,5
8	4а	2022	43	15	28	9890	1186,8	5934,0	178,0	890,0
9	4г	2022	45	25	20	10350	1242,0	6210,0	186,3	931,5
10	6	2022	19	14	5	4370	524,4	2622,0	78,7	393,5
Всего			572	261	311	131560	15787,2	78936	2368,2	11841

Типовая схема блока подготовки композиции СПС и подачи в систему ППД представлена на рис. 6.1.

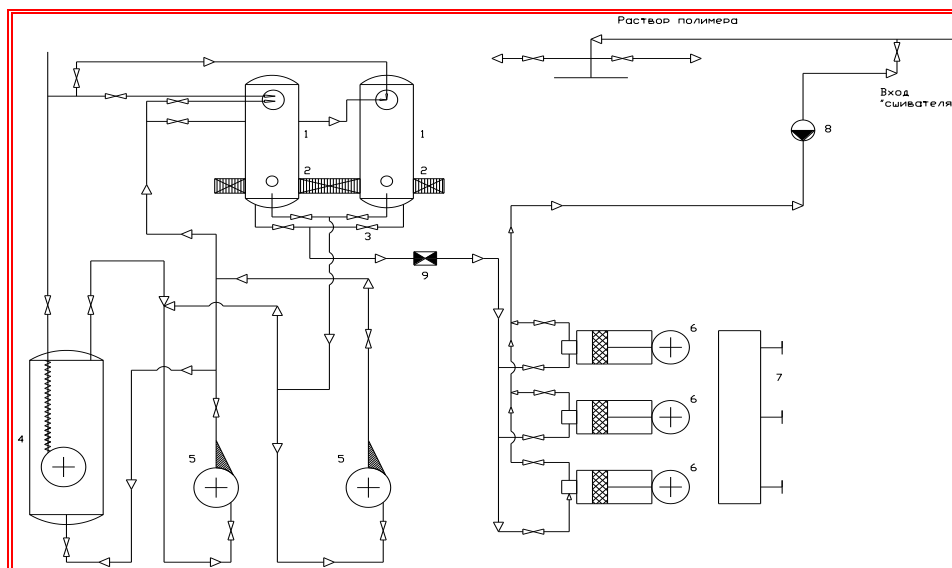


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1** - Типовая схема блока закачки загущенной воды на БКНС
1 - рабочая и накопительная емкость; 2 – уровнемер; 3 – запорная арматура;
4 - емкость растворения ПАА; 5 - насосы откачки ПАА; 6 -центробежные насосы;
7 - пульт управления; 8 - обратный клапан; 9 - фильтр

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования гидрогеологических и физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов привело к тому, что на поздних стадиях разработки месторождения Узень, остаточная нефть с реологическими свойствами присутствует только в наименее проницаемых пластах. Что приводит к необходимости повышения эффективности системы ППД, для извлечения нефти в наименее проницаемых частях залежи. Достичь это возможно путем дифференцированного воздействия на низкопроницаемые пласты повышенным давлением. При этом необходимо обеспечить глубокую очистку воды, иначе в низкопроницаемые пласты вода не пойдет, или пойдет в ограниченном объеме, в результате чего не будет достигнута эффективность от воздействия повышенным давлением. Для этого необходимо повысить давление на низкопроницаемых пластах путем дифференцированного воздействия. При этом нужно обеспечить необходимую глубокую очистку воды, так как, в обратном случае вода не пойдет в низкопроницаемые пласты, или пойдет в ограниченном объеме. Как результат, это может привести к недостаточной эффективности воздействия на продуктивный пласт повышенным давлением. В соответствии с рекомендациями работы по созданию на месторождении нагнетательной системы повышенного давления:

- обоснована величина давления СПД на устье скважин 15 МПа. При этом на забое нагнетательных скважин будет поддерживаться давление до 27 МПа, что значительно ниже максимальной величины давления ГРП;
- разработана технология и определены технические средства глубокой очистки воды до требуемых норм качества по РД для обеспечения продвижения воды в низкопроницаемые пласты и достижения эффективности от воздействия повышенным давлением.

Разработана технология и технические средства по реализации на месторождении Узень технологии закачки сшитой полимерной системы (СПС). Реализация технологии СПС предусматривается в течение 5 лет на 572 нагнетательных скважин, в т.ч. на 261 действующих и 311 проектных, подключенных к 10-ти БКНС. Общий срок реализации технологии составит примерно 8 лет с учетом поэтапного ввода в эксплуатацию на БКНС объектов закачки загущенной воды и ввода под закачку новых нагнетательных скважин согласно принятому графику разбуривания месторождения:

- загущение воды производится с использованием полиакриламида (ППА), возможно применение других эффективных реагентов;
- в качестве наиболее эффективного сшивателя может быть рекомендован ацетат хрома или хромово-калиевые квасцы.

Существующая технология по подготовке воды на месторождении Узень не обеспечивает требуемые нормы к качеству закачиваемых вод, что подтверждают результаты лабораторных исследований, выполненные лабораторией ТОО «НИПЦ» г.Жанаозен. В связи с этим рекомендуется организация глубокой очистки

закачиваемых вод от удаления эмульгированной нефти и механических примесей с применением аппаратов глубокой очистки воды (АГОВ) на УПСВ-1, 2 и ЦППН и установки глубокой очистки воды (УГОВ) на 15-ти ГУ с УПСВ, которые отдалены от УПСВ-1, 2 и наиболее ближе расположены к системе водоснабжения. Для повышения эффективности мероприятий по вводу в эксплуатации УГОВ предусмотрен ввод их в эксплуатацию с особым образом составленной очередностью: первоочередными для ввода в эксплуатацию являются УГОВ, на которых будет готовиться наибольший объем попутно добываемой сточной воды.

Рекомендации по подавлению сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в сточных и подтоварных водах решается через установку блока реагентов для ввода ингибиторно-бактерицидной композиции на установках подготовки сточной воды, которые будут установлены на ЦППН и УПСВ-1 и 2. Очищенную и обработанную ингибиторно-бактерицидной композиции сточную воду далее подать на БКНС для нагнетания в пласт. Это позволит обеззараживанию всех закачиваемых сточных вод и стерилизации нефтяных пластов бактерицидами и решения проблемы с сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ) и сероводородом.

Реализация рекомендаций по глубокой очистке закачиваемых вод и подавлению сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) позволит:

- добиться качества подготовки закачиваемых до требуемых норм согласно РД 34-002-Р-95, который будет обеспечивать продвижение нагнетаемой воды в низкопроницаемые пласты в предлагаемом по созданию независимой нагнетательной системы повышенного давления

- технология по обработке ингибиторно-бактерицидной композицией закачиваемых сточных вод позволяет одновременно повысить эффективность антикоррозионных работ за счет устранения биокоррозии и сульфатредукции, снижению сероводорода в добываемой скважинной продукции;

- существенно улучшить объемы и качество добываемой нефти, в сохранении коллекторских свойств пластов и охране недр;

- увеличить срок службы оборудования системы ППД и нагнетательных скважин и повысить уровень экологической безопасности эксплуатации технологического оборудования на нефтепромысле за счет повышения надежности системы ППД.

Перечень терминов. Перечень сокращений

μ_0 – максимальное значение вязкости нефти при ее вязко-пластичном течении в области низких значений градиента скорости сдвига (V) и динамического напряжения сдвига τ при практически не разрушенной объемной структуре, образованной асфальто-смолистыми или парафиновыми углеводородами;

μ_m – минимальное значение динамической вязкости для предельно разрушенной структуры, соответствующее области ньютоновского течения;

μ_0/μ_m – превышение максимального значения вязкости относительно его минимальной величины, названного индексом аномалии вязкости;

θ – предельное динамическое напряжение сдвига, соответствующее величине τ , при которой начинается процесс разрушения структурной системы;

τ_m – динамическое напряжение сдвига предельного разрушения структуры;

$\tau_{кр}$ – критическое значение динамического напряжения сдвига, параметр, имеющий отношение к системам со сверханомалией вязкости, соответствующий области разрушения структуры и началу перехода в область ньютоновского течения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кондратович Ю.В., Алёшина А.В. Обработка и интегрированная интерпретация материалов МОГТ-3Д, данных ГИС и ВСП, построение детальных геологических моделей по месторождению Узень. Отчёт ОАО «ЦГЭ». Фонд ПФ «Озенмунайгаз», 2004г.
2. Маир К., Мак Дональд И. Отчёт о проведении специального анализа керна по скважине ГУ57-6602 Узенского месторождения (Западный Казахстан). Отчёт № АФ759, Робертсон Ресёрч Интернейшнл Лимитед. Фонд ПФ «Озенмунайгаз», 2004г.
3. Ковалев А. Г., Кузнецов В. В., Кузнецов А. М., Фролов А. И. Экспериментальные определения коэффициента вытеснения нефти водой на образцах продуктивных отложений. Сборник научных трудов КазНИПИнефти, выпуск VII, Грозный, 1980 г.
4. Розенберг М. Д., Сафронов С. В., Ковалев А. Г. и др. Создание научных основ разработки месторождений высокопарафинистых нефтей путем поддержания пластового давления и пластовой температуры и широкомасштабное внедрение этого способа разработки в промышленность. Отчет ВНИИ, М., 1980 г.
5. Ковалев А. Г., Покровский В. В. и др. О поддержании давления на месторождении Узень путем закачки воды в пласт. «Нефтяное хозяйство», № 8, с. 38-41, 1967 г.
6. Амирханов И.М.и др. «Изменение газосодержания пластовой нефти в зависимости от различных факторов». Экспресс-информация. Нефтепромысловое дело. Вып.10, М., 1986 г.
7. Амирханов И.М. «Влияние свойств пл. нефтей на эксплуатацию скв-н в условиях обводнения их продукции». " Нефтяное хозяйство, №1, 1977 г.
8. Шейх-Али и др.Д.М. «Прогнозирование свойств пл. нефти при заводнении». "Нефтяное хозяйство, №10, 1985 г.
9. Отчет КазНИПИнефть по теме 116 «Лабораторное изучение реологических и фильтрационных свойств нефтей месторождения Узень. Исследование эффективности вытеснения нефти водой с добавлением химреагентов». Шевченко, 1978 г.
10. Сафронов С.В. и др., Отчет «Изучение и обоснование новых технологий разработки залежей нефтей, насыщенных парафином. Составление проекта разработки месторождения Узень» ВНИИнефть, Москва-Шевченко, 1987 г.
11. Киинов Л. К. «Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в Западном Казахстане»
12. С.Т. Закенов. Результаты работ по интенсификации добычи нефти на месторождениях Казахстана, Нефтепромысловое дело 3. М., 2006, стр.29 – 31.
13. Программа проведения опытно-промышленных работ по закачке сшивающихся полимерных систем на месторождении Узень ОАО «Узеньмунайгаз»

ДАТА ОТЧЕТА: 2020-07-29 09:44:27

НАЗВАНИЕ:

Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.docx

АВТОР:

Атахан Еламан Ержанұлы

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

Аманжол Танирберген

ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ:

ИГНИГД

ДАТА ЗАГРУЗКИ ДОКУМЕНТА:

2020-07-29 09:41:57

КОЛИЧЕСТВО ПОВТОРНЫХ ПРОВЕРЕК ДОКУМЕНТА:

1

ПРОПУЩЕННЫЕ ВЕБ-СТРАНИЦЫ:

Объем найденных подобий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв	7	показать в тексте
Использование символов из другого алфавита - может указывать на способ обхода системы, поэтому следует установить их использование.		
Интервалы	0	показать в тексте
Количество увеличенного расстояния между буквами (просим определить является ли расстояние имитацией пробела, так как исходно слова могут быть написаны слитно).		
Микропробелы	0	показать в тексте
Количество пробелов с нулевым размером - необходимо проверить вводит ли они на неправильное разделение слов в тексте.		
Белые знаки	0	показать в тексте
Количество символов, выделенных белым цветом, покажите, проверьте не используются ли белые символы вместо пробела, соединяя слова (в отчете подобия система изменит автоматически цвет букв в черный, чтобы их сделать видимыми).		

Подобия по списку источников

Посмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз (1,01 %)

Десять самых длинных фрагментов найденных во всех доступных ресурсах.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ
1	https://studbooks.net/1786639/geografiya/tehnologicheskaia_chast		34
2	https://stud.kz/ru/referat/show/32489		18
3	https://www.skachatreferat.ru/referaty/Ghbj-Mt/59787048.html		13
4	«РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ», dis/isi_2017 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (İdarəetmə və sistemlər mühəndisliyi - 61)	ТАСТЕМИРОВ АЛИЖАН РЫСБАЕВИЧ	11
5	https://studbooks.net/1786639/geografiya/tehnologicheskaia_chast		10

6	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	8	0,07 %
7	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	7	0,06 %
8	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	6	0,05 %
9	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	5	0,05 %

из базы данных RefBooks (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных RefBooks, которая содержит более 3 миллионов научных публикаций.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО			

из домашней базы данных (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных вашего университета.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО				

из программы обмена базами данных (0,10 %)

Все фрагменты найдены в базе данных других университетов.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ НАЗВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
1	«РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»_dis/isi_2017 Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (İdarəetmə və sistemlər mühəndisliyi - 61)	ТАСТЕМИРОВ АЛИЖАН РЫСБАЕВИЧ	2017-10-18	11 (1)
				0,10 %

из интернета (0,91 %)

Все фрагменты найдены в глобальных интернет-ресурсах открытого доступа.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	https://stud.kz/ru/referat/show/32489	44 (5) 0,40 %
2	https://studbooks.net/1786639/geografiya/tehnologicheskaya_chast	44 (2) 0,40 %
3	https://www.skachatreferat.ru/referaty/Ghbj-Ms/59787048.html	13 (1) 0,12 %

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Атахан Еламан Ержанұлы

Название: Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.docx

Координатор: Аманжол Танирбергенов

Коэффициент подобия 1: 1

Коэффициент подобия 2: 0,3

Замена букв: 7

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

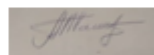
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, работа признается самостоятельной и допускается к защите.

28.07.2020 г.

Дата



Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Атахан Еламан Ержанұлы

Название: Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.docx

Координатор: Аманжол Танирбергенов

Коэффициент подобия 1:1

Коэффициент подобия 2:0,3

Замена букв:7

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата.

.....Подписано цифровой

Дата

подписью: Енсеппаев Т.А. Подпись заведующего кафедрой /

Дата: 2020.07.31 13:49:24

+06'00'

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Магистерская диссертация допускается к защите.

.....
.....
.....
.....

..... Подписано цифровой
подписью: Енсеппаев Т.А.
Дата: 2020.07.31 13:49:35
+06'00'

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию Атахан Еламан Ержанұлы
выпускника кафедры Геология нефти и газа

Института геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова,
представленную на соискание академической степени магистра технических
наук по специальности 6М075500 – «Гидрогеология и инженерная геология»

На тему: «Гидрогеологические исследования в процессе разведки и
разработки нефтяных и газовых месторождений»

К работе над диссертацией Атахан Е.Е. приступил в установленные
календарным планом сроки и строго придерживался их за весь период
работы.

Магистерская диссертация Атахан Е.Е. посвящена анализу
особенностей гидрогеологических условия разработки и эксплуатации
месторождения Узень. В диссертации рассматриваются гидрогеологические,
геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов. Проведены
анализ результатов расчета основных показателей энергетического состояния
залежи, динамики пластового давления и объёмов закачки воды на
месторождении Узень. По результатам проведенных работ была произведены
расчёты и внедрение технологии сшитых полимерных систем для решения
проблем с обводнением продуктивных пластов и увеличения нефтеотдачи.

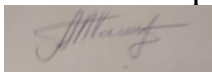
При выполнении магистерской диссертации Атахан Е.Е. проявил
необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень
теоретической подготовки магистранта позволил справиться с задачей,
поставленной перед ним.

Магистерская диссертация соответствует системе качества,
предъявляемые к построению, изложению, оформлению и содержанию
текстового и графического материала.

На основании вышеизложенного магистерская диссертация
рекомендуется к защите, а Атахан Е.Е. достоин присвоения звания
магистрант по специальности 6М075500 – «Гидрогеология и инженерная
геология»

Научный руководитель

кандидат физико-математических
наук,
ассистент-профессор



Танирбергенов А.Г.

"27"июля 2020 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Атахан Еламан Ержанұлы

6М075500 – «Гидрогеология и инженерная геология»

На тему: «Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений»

Выполнено:

- а) графическая часть из 10 рисунков, представленных в тексте
- б) пояснительная записка на 60 страницах, включая рисунки

Замечания к работе

Отдельные замечания редакционного и корректурного характера высказаны автору диссертации устно и должны быть устранены при подготовке материала к защите.

Оценка работы

Представленная на рассмотрение магистерская диссертация актуальной проблеме поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов месторождения Узень. Задача, поставленная перед магистрантом связана с изучением гидрогеологических и геолого-физических параметров продуктивных горизонтов в целях разработки технологии по увеличению нефтеотдачи с коллекторных пластов.

Диссертация включает введение, 6 разделов, заключение и список использованной литературы.

В первой главе работы автор рассматривает природные факторы, определяющие гидрогеологические условия месторождения. Вторая глава посвящена изложению общих геолого-физических характеристик продуктивных пластов, составу и свойствам встречающихся жидкостей. В третьей главе приведена информация о оценке текущего энергетического состояния залежи, динамике пластового давления и объёмов закачки воды на месторождении. В четвертой главе описываются, применённые технологии разработки на месторождении и их эффективность, также в главе присутствует рекомендация по применению сшитых полимерных систем для борьбы с обводнением пластов. В пятой главе описываются требования к поддержанию пластового давления, к качеству закачиваемых вод и их очистке. Заключительная глава описывает технологию и расчеты внедрения сшитых полимерных систем для месторождения Узень. Главы сопровождаются информативными графиками, и таблицами.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Выполненная магистерская диссертация Атахан Еламан Ержанұлы, на тему «Гидрогеологические исследования в процессе разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений» является самостоятельной, квалифицированной работой. По объему представленных материалов, актуальности и практической значимости работа соответствует всем требованиям, предъявляемым к магистерским диссертациям, а ее автор рекомендуется к защите на соискание академической степени магистра.

Рецензент

Заместитель руководителя

РГУ «Зональный гидрогеолого-

мультипликативный центр» МСХ РК, PhD

(должность, уч. степень, звание)

 Ерікұлы Ж.

 2020 г.

