

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра разработки и эксплуатации газовых и
нефтегазоконденсатных месторождений

ОТЧЁТ

о прохождении учебной практики

Выполнил студента гр. ГГз-20-01

Шевеков К.В

Руководитель

Шаяхметов А.И

Уфа
2023г

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
Введение	6
1 Геолого-промысловая характеристика Актанышского месторождения	7
1.1 Общие сведения о районе работ	7
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика	9
1.3 Общая характеристика продуктивных пластов	11
1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газа	22
2 Динамика и состояние разработки Актанышского месторождения	31
2.1 Анализ показателей разработки	31
3 Конструкция скважин, спуск обсадных колонн и крепление скважин	37
4 Техника и технология добычи нефти и газа на промысле	40
Заключение	43
Литература	44

ВВЕДЕНИЕ

Данная ознакомительная практика проходила в компаний ООО «МНКТ» Актанышского месторождения на должности оператора по добычи нефти и газа. Работа велась на Кабанском месторождений.

Основными целями и задачами прохождения ознакомительной практики являются закрепление теоретических знаний, полученных по специальным дисциплинам, получение навыков работы на реальном месторождений.

Актанышское месторождение введено в разработку в 1995 году. Количество добывающих скважин Актанышского месторождения – 103. Количество нагнетающих скважин – 8.

1 Геолого-промысловая характеристика Актанышского месторождения

1.1 Общие сведения о районе работ

Актанышское месторождение расположено в северо-восточной части Татарстана, на землях Актанышского района (рисунок 1.1).

Район месторождения представляет собой часть обширного плато правобережья р. Белой с уклоном на север к рекам Белая и Кама, что обусловило направление течения рек Ик и Сюнь. На наиболее приподнятой юго-западной части площади, максимальные отметки высот достигают плюс 180 м, в сторону долин основных рек рельеф понижается до плюс 60 м. Площадь месторождения пересекают реки Шабиз, приток реки Белая и Сюнь. Реки имеют хорошо разработанные долины с крутыми обрывистыми и овражистыми левыми и пологими правыми берегами. Овраги играют значительную роль в рельефе местности. Они характеризуются сравнительно большой глубиной и крутизной склонов.

В северной части, а также на участках, примыкающих к рекам Сюнь и Шабиз, встречаются заболоченные участки, что объясняется преобладанием глинистых толщ водоупоров в неогеновых отложениях, покрывающих большую часть площади, а также высоким уровнем подземных вод в этом районе. Выходы подземных вод приурочены, в основном, к неогеновым и четвертичным образованиям, глубина залегания грунтовых вод колеблется в пределах от 1-2 м до 20-25 м.

Через площади работ не проходят железнодорожные линии. С ответвлением на с. Актаныш проходит автомагистраль федерального значения М-7 Казань - Уфа. Остальные населенные пункты связаны, в основном дорогами с асфальтовым покрытием.

Около 20% площади месторождения покрыто смешанным лесом, остальная - занята посевами и пастбищами.

Климат района умеренно-континентальный. Температура января в среднем (минус 13 °С). Снежный покров устанавливается в конце ноября, толщина его в марте достигает 0,5-0,6 м. Грунты промерзают на глубину до 1 м.

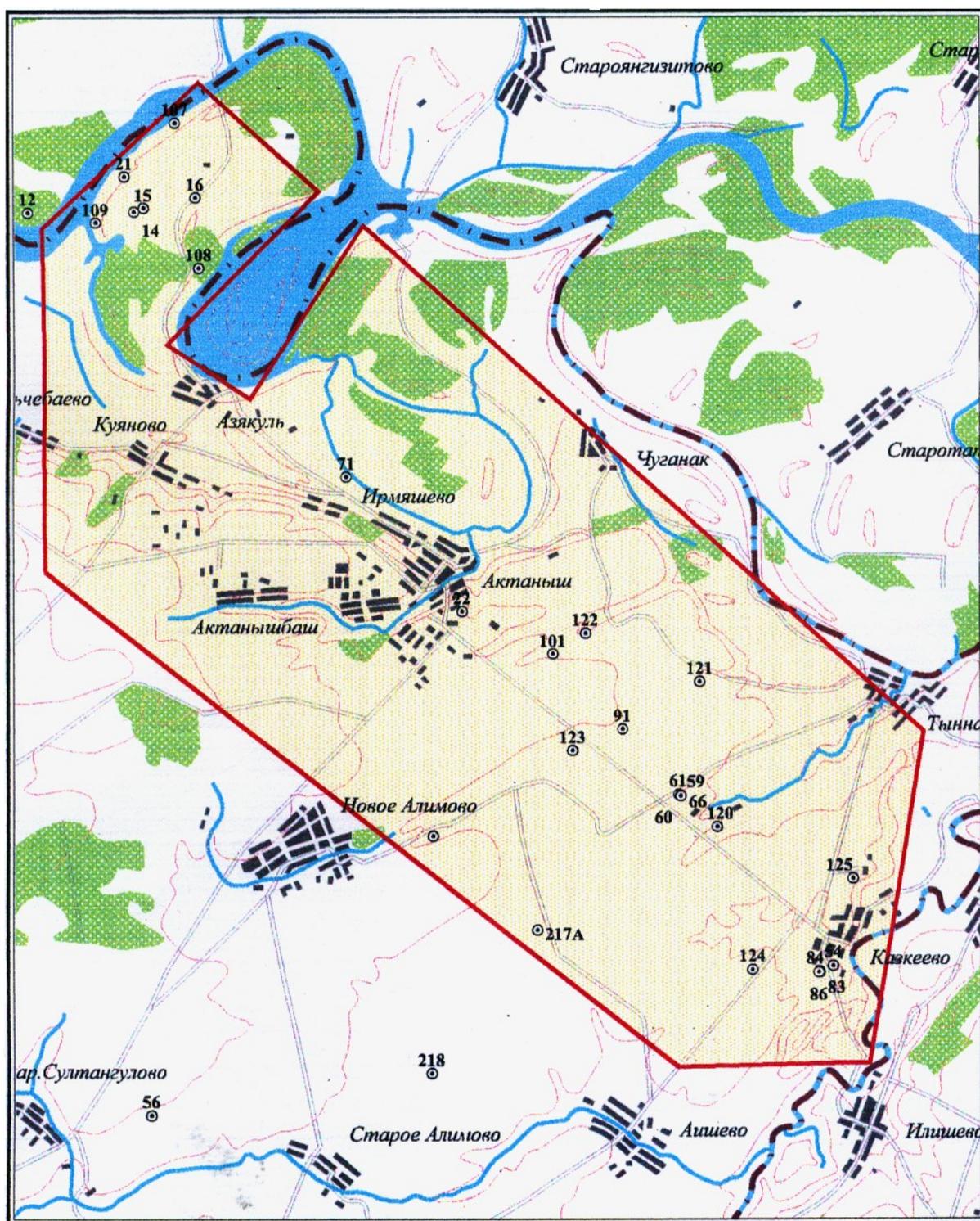


Рисунок 1.1 - Обзорная схема Актаньшского месторождения масштаб 1:100000

Снежный покров сходит в середине апреля, к концу мая почва просыхает. Лето теплое. Среднемесячная температура июля около плюс 20 °С. Наибольшее количество осадков выпадает в теплое время года до 400 – 450 мм в виде ливневых дождей.

Помимо нефти, на территории месторождения имеется еще целый ряд полезных ископаемых. Это месторождение строительных материалов и глин, для приготовления буровых растворов.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

Актанышское нефтяное месторождение находится в том районе Татарстана, где глубокое нефтепоисковое бурение началось еще в 50-е годы [1].

Разрез месторождения сложен толщей осадочных пород, залегающей на эродированной поверхности кристаллического фундамента.

Осадочная толщина представлена девонскими, каменноугольными, пермскими, неогеновыми и четвертичными отложениями терригенно-карбонатного литологического состава. Отложения кристаллического фундамента представлены биошитовыми парагнейсами и гранитами. На биошитовых гнейсах несогласно залегают зеленовато – серые гидрослюдистые аргиллиты, которые переслаиваются с кварцево-палеошпатовыми алевролитами. Вскрытая толщина месторождения составляет 1900 метров.

В пределах месторождения отложения девонской системы трансгрессивно залегают на кристаллическом фундаменте и представлены терригенно-карбонатными верхнего отдела, которые по литологическому составу могут быть подразделены на нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную пачки. Верхний девон (D_3) представлен франским (D_3^f) и фаменским (D_3^{fm}) ярусами. Кыновский (D_3^{kn}) и пашийский (D_3^p) горизонты представлены песчаниками алевролитами и аргиллитами. сложен в основном мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами. Толщина горизонта достигает 50 м. Залегающие выше по разрезу отложения кыновского горизонта представлены серыми алевритистыми песчаниками и серыми,

зеленовато-серыми алевролитами, выше которых залегают аргиллиты зеленовато-серые. Толщина составляет 20-30 м.

На территории месторождения каменноугольная система представлена тремя отделами.

В пределах нижнего карбона (C_1) выделены турнейский и визейский ярусы. Турнейский ярус (C_1^t) подразделен на два подъяруса: нижне-турнейский (C_1^{t1}) и верхнетурнейский (C_1^{cn}), отложения которых представлены известняками светло-серыми толщиной до 30 м и серыми органогенно-детритовыми крепкими, иногда пористыми нефтенасыщенными известняками с промазками углисто-глинистого материала мощностью до 50 м.

Визейский ярус (C_1^v) подразделяется на малиновский (C_1^{mn}), яснополянский (C_1^{jp}) и окский (C_1^{ok}) надгоризонты. Первые два составляют терригенную часть яруса. Яснополянский надгоризонт представлен тульским и бобриковскими горизонтами.

Отложения яруса слагаются аргиллитами тонкослоистыми с включениями пирита и мелких обугленных растительных остатков толщиной горизонта 2-6 метра, аргиллитами и алевролитами с прослоями песчаников толщиной 2-10 м, известняками зернистыми, глинистыми, толщиной горизонта до 20 м. Общая толщина отложений яруса достигает 50-60 м.

Средний карбон (C_2) представлен отложениями серпуховского, башкирского и московского ярусов, которые слагаются желтовато-серыми и буровато-белыми доломитами, толщиной до 150 м, известняками светло-серыми, органогенно-обломочными и зернистыми с прослоями доломитов, толщиной 20-40 м, глинистыми серыми известняками толщиной 35-55 м. Общая толщина достигает 450-500 м.

Отложения верхнего карбона (C_3) представлены серыми и светло-серыми, органогенно - обломочными известняками. Верхняя часть представлена доломитами светло-серыми и серыми, мелкокристаллическими и гранулярными. Характерна сильная загипсованность пород, изредка

отмечаются прослойки кремней. Толщина отложений может достигать 200-250 м.

Пермская система представлена нижним (P_1) и верхним (P_2) отделами. В пределах нижней перми выделены ассельский (P_1^a), сакмарский (P_1^s), артинский (P_1^{ar}) и кунгурский (P_1^k) ярусы, которые сложены переслаиванием глинистых органогенно-обломочных известняков и загипсованных доломитов, карбонатно-сульфатными и глинисто-карбонатными породами с редкими прослоями мергелей и глин, гипсами с прослоями доломитов. Общая толщина отдела достигает 400 метров.

В разрезе верхней перми выделяются уфимский (P_2^u), казанский (P_2^{kz}) и татарский (P_2^t) ярусы, которые представлены пестроцветными и красноцветными песчанистыми глинами, разнозернистыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и мергелями, толщиной отложений до 100 м; серыми и зеленовато-серыми песчаниками и глинами с прослоями оолитовых известняков, красноцветными глинами и песчаниками толщиной до 150 м; пестроокрашенными, бурыми, желтовато-бурыми и красными глинами и песчаниками с редкими прослоями серых глинистых известняков и мергелей толщиной до 100 метров.

Четвертичные отложения (Q) представлены на всей территории аллювиальными осадками речных долин в виде галечников и суглинков, а также желтыми и желтовато-серыми суглинками и глинами деллювия водоразделов и склонов. Толщина отложений изменяется от 5 до 10 метров.

1.3 Общая характеристика продуктивных пластов

В разрезе Актанышского месторождения промышленно нефтеносными являются коллектора нижнего отдела каменноугольной системы – карбонатные отложения турнейского яруса кизеловского горизонта, терригенные отложения радаевского, бобриковского (пласты C1бр3, C1бр2, C1бр1), тульского (пласты C1тл2, C1тл1), горизонтов.

Самыми нижними в нефтеносном комплексе Актанышского месторождения являются отложения турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы, залегающие на глубине 1425,9 м (рисунок 1.2). Нефтеносность турнейского яруса связана с карбонатными отложениями кизеловского горизонта. Весь карбонатный комплекс, в пределах локальных поднятий, представляет собой сплошную единую гидродинамическую систему, представляющую собой чередование пористо-проницаемых пород и уплотненных прослоев с развитой микротрещиноватостью и низкими изолирующими свойствами. Все турнейские залежи имеют однотипное строение и относятся к типу массивных. Параметры их приведены в таблице 1.1. Характеристики коллекторских свойств и нефтенасыщенности приведены в таблице 1.2.

Коллекторские свойства (проницаемость) продуктивных отложений турнейского яруса по гидродинамическим исследованиям проводились по 15 скважинам. Среднее значение проницаемости по 27 определениям составило $0,062 \text{ мкм}^2$, с интервалом изменения от $0,00023$ до $0,838 \text{ мкм}^2$.

Коллекторские свойства карбонатных отложений турнейского яруса определялись также лабораторными исследованиями керна и геофизическими исследованиями скважин (ГИС). В результате обработки данных ГИС по проницаемости в 49 скважинах, по пористости в 60 скважинах, нефтенасыщенности в 58 скважинах (по количеству определений 144, 231 и 225, (соответственно), средние значения составили: проницаемость – $0,0058 \text{ мкм}^2$, пористость – 0,113 доли единиц, начальная нефтенасыщенность – 0,677 доли единиц.

Объем исследований коллекторских свойств по керновым данным уступает объему данных по ГИС. Сравнение параметров пористости показывает, что они достаточно близки между собой, коэффициент начальной нефтенасыщенности немного ниже по керновым данным и равен 0,593 доли единиц, средние значения коэффициента проницаемости напротив немного выше по данным, определенным лабораторными методами и равен $0,0074 \text{ мкм}^2$.

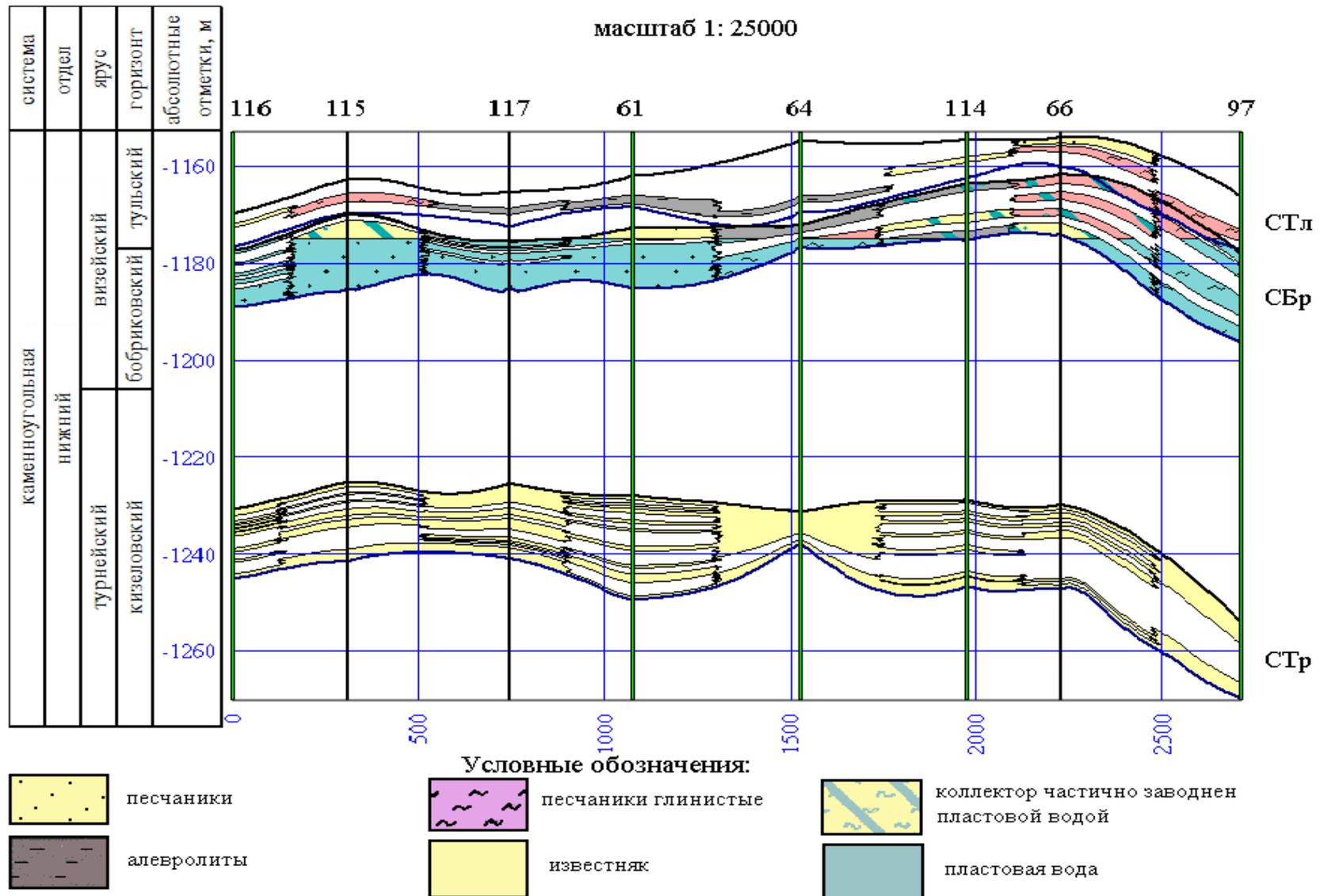


Рисунок 1.2 – Геологический профиль по линии скважин № 116...97 Актанышского месторождения

Таблица 1.1 – Характеристика залежей

Поднятие	Номер залежи	Эффективная нефтенасыщенная	Тип коллектора	Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	Абсол.отметка, м		Этаж нефтеносности, м	Размеры залежи		Глубина залежи, м	Тип залежи
					кровли пласта	ВНК или подошвы залежи		длина, км	ширина, км		
Тулский горизонт											
Казкеевское	I	1,2	терригенный	1,01	-1149,4	-1169,0	19,6	2,5	1,0	1336,0	Пластово-сводовая Структурно-литологическая.
Актанышское	II	1,6	терригенный	1,0	-1153,8	-1175,1	21,3	6,4	2,3	1305,8	Пластово-сводовая Структурно-литологическая
Кабановское	III	1,7	терригенный	1,35	-1168,5	-1190,0	21,5	1,75	1,1	1397,4	Пластово-сводовая Структурно-литологическая
Бобриковский горизонт											
Казкеевское	I	6,8	терригенный	4,4	-1155,1	-1176,0	20,9	3,8	2,0	1362,5	Пластово-сводовая Структурно-литологическая
Актанышское	II	6,4	терригенный	3,4	-1159,3	-1177,8	18,5	5,6	1,8	1332,5	Пластово-сводовая. Структурно-литологическая
Кабановское	III	6,8	терригенный	4,85	-1174,1	-1192,5	18,4	2,5	1,1	1424,8	Пластово-сводовая Литологически-ограниченная

Продолжение таблицы 1.1

Поднятие	Номер залежи	Эффективная нефтенасыщенная	Тип коллектора	Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	Абсол.отметка, м		Этаж нефтеносности, м	Размеры залежи		Глубина залежи, м	Тип залежи
					кровли пласта	ВНК или подошвы залежи		длина, км	ширина, км		
Радаевский горизонт											
Казкеевское	I	3,2	терригенный	1,6	-1166,5	-1170,0	3,5	0,5	0,4	1367,9	Пластово-сводовая
Актанышское	II	3,0	терригенный	1,5	-1173,7	-1177,0	3,3	0,8	0,3	1342,9	Пластово-сводовая
Турнейский горизонт											
Казкеевское	I	7,7	Порово-трещиноват.	2,8	-1222,3	-1243,0	20,7	3,0	1,7	1404,2	Массивный
Актанышское	II	8,0		2,0	-1222,9	-1242,8	19,9	7,2	2,3	1373,5	Массивный
Кабановское	III	6,0		3,4	-1229,3	-1248,0	18,7	3,1	1,3	1467,5	Массивный

Таблица 1.2 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли.единиц	Нефтенасыщенность, доли.единиц	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли.единиц	Нефтенасыщенность, доли.единиц
Лабораторные исследования керна	Количество скв. шт.	3	3	2	4	4	3
	Количество опред.шт	7	7	2	42	43	18
	Среднее значение	0,102	0,182	0,705	5,481	0,256	0,933
	Коэффиц.варац.,д.ед.	1,632	0,193	-	0,62	0,082	0,047
	Интервал изменения	0,004-0,44	0,133-0,226	0,69-0,72	0,727-15,02	0,192-0,302	0,89-0,991
Геофизические исследования скважин	Количество скв. шт.	48	50	43	59	59	55
	Количество опред.шт	54	58	49	158	160	146
	Среднее значение	0,496	0,196	0,691	1,196	0,230	0,730
	Коэффиц.варац.,д.ед.	1,5	0,201	0,111	0,777	0,157	0,116
	Интервал изменения	0,005-3,223	0,116-0,283	0,521-0,860	0,001-4,413	0,121 - 0,298	0,521 - 0,916
Гидродинамические исследования скважин	Количество скв. шт.	5	-	-	39	-	-
	Количество опред.шт	13	-	-	102	-	-
	Среднее значение	0,041	-	-	1,324	-	-
	Коэффиц.варац.,д.ед.	1,12	-	-	3,37	-	-
	Интервал изменения	0,004-0,159	-	-	0,004-6,711	-	-
Принятые при проектировании значения пар.		0,496	0,196	0,691	1,196	0,230	0,730

Продолжение таблицы 1.2

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли.единиц	Нефтенасыщенность, доли.единиц	Проницаемость, мкм ²	Пористость, доли.единиц	Нефтенасыщенность, доли.единиц
		радаевский			турнейский		
Лабораторные исследования керна	Количество скв. шт.	-	-	-	12	12	11
	Количество опред.шт	-	-	-	120	124	122
	Среднее значение	-	-	-	0,0074	0,108	0,593
	Коэффиц.варац.,д.ед.	-	-	-	1,223	0,282	0,241
	Интервал изменения	-	-	-	0,0001-0,045	0,022-0,165	0,18-0,86
Геофизические исследования скважин	Количество скв. шт.	4	4	1	49	60	58
	Количество опред.шт	4	4	1	144	231	225
	Среднее значение	0,946	0,238	0,837	0,0058	0,113	0,677
	Коэффиц.варац.,д.ед.	0,649	0,074	0,225	1,63	0,144	0,114
	Интервал изменения	0,419-1,949	0,216-0,259	-	0,001-0,081	0,083-0,164	0,49 - 0,856
Гидродинамические исследования скважин	Количество скв. шт.	-	-	-	15	-	-
	Количество опред.шт	-	-	-	27	-	-
	Среднее значение	-	-	-	0,062	-	-
	Коэффиц.варац.,д.ед.	-	-	-	3,09	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	0,00023-0,838	-	-
Принятые при проектировании значения параметров		0,946	0,238	0,837	0,0058	0,113	0,677

Учитывая представительность материала продуктивных отложений турнейского яруса для проектирования, рекомендуется принять результаты коллекторских свойств, полученных по геофизическим исследованиям скважин.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных пластов радаевского горизонта обобщена по данным геофизических исследований скважин, керном и гидродинамическими исследованиями продуктивные отложения радаевского горизонта не изучены.

Среднее значение коэффициента пористости и проницаемости по четырем определениям, проведенным в четырех скважинах, составило - 0,238 доли единиц и 0,946 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности по одному определению равен 0,837 доли единиц.

В продуктивных отложениях бобриковского горизонта выделен пласт Сбр-3+2+1. Пласт сложен песчаниками кварцевыми, тонкозернистыми, в различной степени глинистыми, с небольшим количеством цемента. Для пластов бобриковского горизонта характерно литолого-фациальное замещение песчаников и проницаемых алевролитов глинистыми и уплотнёнными алевролитами. Существенную роль в пределах бобриковских отложений играют пласты углистых сланцев различной толщины, которые, главным образом, и разбивают горизонт на пропластки. Общая толщина бобриковского горизонта колеблется от 1,8 м до 40,6 м, в среднем составляя 10,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 14,4 м, в среднем равна 5,2 м, средняя водонасыщенная толщина равна 5,7 м (таблица 1.3).

Пласт-коллектор имеет неоднородное строение, и послойную неоднородность в пределах этажа нефтеносности подтверждает коэффициент расчлененности, равный 2,66 доли единиц. Коэффициент песчанности по продуктивной части горизонта равен 0,716 доли единиц.

Фильтрационно–емкостные свойства коллекторов бобриковского горизонта были оценены по данным всех трех видов исследований. По

Таблица 1.3 - Характеристика толщин залежей

Толщина	Наименование	По пласту в целом			
		C _{1tl}	C _{1bb}	C _{1rd}	C _{1kz}
Общая	Средняя,м	27,4	10,3	19,0	39,7
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,206	0,496	0,432	0,266
	Интервал изменения,м	18,4-44,8	1,8 -40,6	1,0 - 36,6	5,0 - 62,0
в т.ч.					
Нефтенас.	Средняя,м	12,9	7,8	4,4	33,2
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,846	0,509	0,643	0,294
	Интервал изменения,м	0,8 - 44,2	1,0 - 16,0	0,6- 9,2	3,2 - 45,0
Водонас.	Средняя,м	23,1	8,0	18,6	16,5
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,237	0,811	0,444	0,871
	Интервал изменения,м	9,6-44,2	0,8- 40,6	1,0 - 36,6	0,6 - 60,0
Эфф-я	Средняя,м	4,3	7,2	14,3	8,0
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,562	0,477	0,463	1,05
	Интервал изменения,м	0,8 -10,6	1,8 - 22,0	1,0 - 27,0	1,6 - 15,0
в т.ч.					
Нефтенас.	Средняя,м	1,5	5,2	3,1	5,4
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,43	0,580	0,863	0,435
	Интервал изменения,м	0,8 - 4,0	0,6-14,4	0,6 - 8,0	2,4 - 16,8
Водонас.	Средняя,м	4,0	5,7	14,1	5,0
	Коэффициент вариации,д.ед.	0,465	0,672	0,471	1,952
	Интервал изменения,м	1,2 - 7,8	0,8 - 22,0	1,0 - 27,0	0,6 - 10,0

результатам обработки геофизических исследований скважин - проницаемость по 158 определениям и 59 скважинам в среднем составила 1,196 мкм². Средняя пористость по 160 определениям и 59 скважинам составила 0,230 доли единиц. Начальная нефтенасыщенность по 146 определениям изменяется от 0,521 до 0,916 доли единиц, в среднем составило 0,73 доли единиц. Объем исследований по керновым образцам значительно уступает объему геофизических исследований скважин. Данные проницаемости по 42 образцам керна, отобранном из четырех скважин, изменяются от 0,727 до 15,02 мкм² и в

среднем составляют $5,48 \text{ мкм}^2$, начальная нефтенасыщенность по 18 образцам, отобранным из трех скважин, достигает 0,933 доли единиц. Пористость по 43 образцам кернa, отобранным из четырех скважин, в среднем составила - 0,256 доли единиц.

Гидродинамические исследования были проведены в 39 скважинах и были получены 102 определения, при этом коэффициент проницаемости в среднем составил $1,324 \text{ мкм}^2$.

Пласты-коллектора бобриковского горизонта по результатам приведенных результатов можно отнести к высокoемким, достаточно проницаемым коллекторам порового типа.

Залежи нефти бобриковского горизонта на Актанышском месторождении наиболее вырабатываемые и характеристики коллекторских свойств продуктивных отложений горизонта достаточно хорошо изучены по данным геофизических исследований скважин, поэтому учитывая представительность материала для проектирования, рекомендуется принять результаты геофизических исследований скважин.

Отложения тульского горизонта представлены пластами (снизу-вверх): Стл-1, Стл-2, Стл-3, Стл-4. Пласты сложены песчаниками серовато-белыми, кварцевыми и алевролитами. Общая толщина горизонта, в среднем, составляет 27,2 м.

В пластах Стл-3 и Стл-4 нефтенасыщение не отмечено ни в одной скважине, коллектора в большинстве скважин водонасыщены или замещены глинистыми алевролитами.

Коллекторские характеристики продуктивных отложений тульского горизонта по результатам обработки кернового материала были определены по трем скважинам (проницаемость и пористость) и двум скважинам (нефтенасыщенность). Среднее значение пористости по семи определениям составило 0,182 доли единиц, проницаемости – $0,102 \text{ мкм}^2$. Начальная нефтенасыщенность равна 0,705 доли единиц. Имеющийся керновый материал и результаты анализа фильтрационно-емкостных свойств продуктивных

проницаемых разностей песчаников, характеризует их как высокочемкими, среднепроницаемые коллекторы порового типа.

Более существенный объем выборки получен при обработке материалов геофизических исследований скважин и по ним коллектора имеют достаточно высокие фильтрационные возможности. В результате 54 определений средняя величина проницаемости составила 0,496 мкм², средняя величина пористости - 0,196 доли единиц (по 58 определениям), начальной нефтенасыщенности – 0,691 доли единиц (количество определений – 49).

Гидродинамические исследования по определению проницаемости коллекторов тульского горизонта проведены по пяти скважинам. Средняя величина проницаемости по 13 определениям равна 0,041 мкм².

С учетом объемов исходной информации предлагается принять для проектирования данные, полученные по результатам обработки материалов геофизических исследований скважин.

Смачиваемость определялась по ОСТ 39-180-85 “Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород”. Определения показателей смачиваемости выполнены на 14 образцах верхнетурнейского подъяруса скважины № 8, 38, 42, 60, 94, на 7 образцах бобриковского горизонта скважинах № 8 и 84 и на 6 водоносных образцах тульского горизонта скважина № 102 (таблица 1.4).

Таблица 1.4 - Характеристика смачиваемости пород

Горизонт	Распределение образцов по величине показателя смачиваемости, доли единиц									
	0 - 0,2		0,21 - 0,4		0,41 - 0,6		0,61 - 0,8		0,81 - 1,0	
	шт.	%	шт.	%	шт.	%	шт.	%	шт.	%
Турнейский	10	71,5	1	7,1	2	14,3	1	7,1	-	-
Бобриковский	1	14,3	-	-	-	-	1	14,3	5	71,4
Тульский	-	-	-	-	-	-	2	33,3	4	66,7

Анализируя характеристики смачиваемости исследованных пород, приведенные в таблице 1.4, можно отметить, что среди исследованных пород верхнетурнейского подъяруса преобладают гидрофобные и преимущественно гидрофобные. Обратная картина наблюдается для пород бобриковского и тульского горизонтов. Здесь преобладают породы гидрофильные и преимущественно гидрофильные.

1.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газа

На месторождении выявлено всего 11 залежей нефти, приуроченных к структурам III порядка: Кабановское, Актанышское, Казкеевское.

Оконтуривание залежей нефти выполнялось по структурным картам, построенным по кровле продуктивной части каждого объекта. Структурные построения по всем объектам скорректированы с учетом результатов сейсморазведки. В целом, отмечается хорошая корреляция результатов сейсморазведки с данными глубокого бурения. Залежи на Кабановском и Казкеевском поднятиях отсекаются административной границей Татарстана-Башкортостана.

В пределах месторождения по пластам турнейского яруса установлено три залежи нефти, контролируемые поднятиями III порядка – Казкеевским, Актанышским и Кабановским. Размеры залежей не превышают 7,2 км на 2,3 км, этаж нефтеносности изменяется от 18,7 м до 20,7 м, водо-нефтяной контакт (ВНК) меняется по залежам от минус 1242,8 м до минус 1248,0 м. Нефтеносность залежей подтверждена эксплуатацией скважин, опробованием и материалами ГИС. Покрышкой для залежей нефти в турнейских отложениях служат непроницаемые алевритово-глинистые породы визейского яруса, плотные известняки и доломиты из кровельной части турнейского яруса. Общая толщина отложений турнейского яруса колеблется от 5,0 м до 62,0 м, в том числе общая нефтенасыщенная толщина в среднем равна 33,2 м, общая водонасыщенная – 16,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 м до 16,8 м и в среднем равна 5,4 м.

Коэффициент расчлененности, показывающий среднее количество проницаемых пропластков в толще турнейских отложений, равен 4,5, доля коллектора в общей толщине разреза равна 48%. Статистические показатели характеристик неоднородности показаны в таблицах 1.5 и 1.6.

Таблица 1.5 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Количество скважин используемых для определения		Коэффициент песчаности			
			Среднее значение		Коэффициент вариации, доли единиц	
	по горизонту	по прод. части	по горизонту	по прод. части	по горизонту	по прод. части
Тульский	71	16	0,231	0,101	0,448	0,361
Бобриковск.	80	34	0,711	0,716	0,250	0,246
Радаевский	79	1	0,775	0,747	0,262	
Турнейский	77	60	0,514	0,476	0,479	0,408

Таблица 1.6 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Количество скважин используемых для определения		Коэффициент расчлененности			
			Среднее значение		Коэффициент вариации, доли единиц	
	по горизонту	по прод. части	по горизонту	по прод. части	по горизонту	по прод. части
Тульский	71	15	2,0	1,125	0,467	0,294
Бобриковский	79	53	2,759	2,66	0,476	0,526
Радаевский	79	74	2,772	2,743	0,544	0,526
Турнейский	77	73	4,610	4,507	0,497	0,494

Залежь I Кабановского поднятия установлена по 15 скважинам. ВНК на залежи не установлен. Отметка нижнего нефтенасыщенного прослоя по ГИС минус 1248,4 м (скважина № 12), совпадает с положением нижних дыр интервала перфорации минус 1247,7 м, поэтому за подошву залежи принята отметка, взятая округленно минус 1248 м.

Залежь II расположена в центральной части Актанышского месторождения, контролируется Актанышским поднятием и имеет наибольшую площадь. На залежи установлен непосредственный ВНК. За подошву залежи принята абсолютная отметка ВНК - минус 1242,8 м.

Залежь III Казкеевского поднятия установлена по 20 скважинам. Нефтеносность залежи подтверждена эксплуатацией скважин и опробованием. Подошва залежи принята по материалам геофизических исследований скважин на абсолютной отметке минус 1242,4 м, округленно – 1243,0 м.

Отложения радаевского горизонта распространены на всей площади Актанышского месторождения. Общая толщина горизонта составляет, в среднем - 19,0 м. Коэффициент песчаности по продуктивной части горизонта равен 0,747 доли единиц, коэффициент расчленности по горизонту в целом и по продуктивной части горизонта совпадают и равен 2,7.

Пласт-коллектор представлен, в основном, слабо-сцементированными песчаниками кварцевыми, светло-серыми до темно-коричневых; в подавляющем большинстве случаев - насыщен водой. Нефтенасыщенность установлена в кровельной части скважины № 37 Актанышского поднятия и скважины № 84 Казкеевского поднятия. Таким образом, нефтепроявления радаевского горизонта на Актанышском месторождении установлены в виде небольших локальных залежей. Залежь I контролируется Казкеевским поднятием и имеет размеры 0,5 км на 0,4 км. Залежь II приурочена к Актанышскому поднятию и имеет размеры 0,8 км на 0,3 км. Залежи пластовые сводовые. Нефтенасыщенная толщина коллекторов Актанышского и Казкеевского поднятий, выявленных единичными скважинами, составляет, соответственно, 3,0 м и 3,2 м. Средняя нефтенасыщенная толщина по горизонту – 3,1 м. Водо-нефтяной контакт на Актанышском поднятии принят на абсолютной отметке минус 1177 м. За подошву нефти на Казкеевском участке принята абсолютная отметка нижнего нефтенасыщенного прослоя – минус 1170 м.

В отложениях бобриковского горизонта установлены три залежи нефти, выявленные на Кабановском, Актанышском и Казкеевском поднятиях.

Залежь I нефти, приуроченная к Казкеевскому поднятию, выявлена по 25 скважинам. В скважинах № 124 и № 125 пласты, в силу низкого гипсометрического положения, обводнены абсолютные отметки кровли воды, соответственно, минус 1176,4 м и минус 1178,0 м. ВНК установлен на абсолютной отметке минус 1175,2 м скважиной № 103. Подошва залежи принята округленно на абсолютной отметке – минус 1176 м. Залежь пластовая, сводовая.

На Актанышском поднятии расположена залежь II. Выявлена залежь нефти 22 скважинами. Имеет размеры 5,6 км на 1,8 км, этаж нефтеносности достигает 18,5 м. ВНК принят на абсолютной отметке минус 1177,8 м, которая совпадает с абсолютной отметкой ВНК установленной в скважине № 49. Залежь пластовая сводовая. Нефтеносность залежи подтверждена опробованием и эксплуатацией скважин.

Залежь III расположена на северо-западе Актанышского месторождения и контролируется Кабановским поднятием. Залежь нефти установлена по данным девяти скважин. ВНК принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта на абсолютной отметке минус 1192,5 м. Залежь имеет размеры – 2,5 км на 1,1 км. Этаж нефтеносности достигает 18,4 м. Залежь пластово-сводовая, литологически ограниченная.

Залежи в отложениях тульского горизонта связаны с песчано-алевролитовыми пластами Стл-2 и Стл-1. Нефтенасыщенность пласта Стл-2 установлена в нескольких скважинах (13% от всего пробуренного фонда), в основном пласт Стл-2 заглинизирован или замещен глинистыми алевролитами, нефтенасыщенная толщина его - 1,0 м - 2,0 м. Пласт Стл-1 выдержан по площади, вероятность вскрытия коллектора 99,2%. Нефтенасыщенность пласта Стл-1 установлена в 36 скважинах, нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 4,0 м. В нескольких скважинах пласт Стл-2 слит с пластом Стл-1. Все это позволило рассматривать их, как единую залежь. Общая толщина тульского

горизонта достигает 44,2 м, в среднем составляя 27,4 м. Средняя эффективная толщина горизонта равна 4,3 м, в том числе эффективная нефтенасыщенная изменяется от 0,8 м до 4,0 м и в среднем составляет 1,5 м, эффективная водонасыщенная в среднем равна 4,0 м. Коэффициент расчлененности по продуктивной части горизонта равен 1,125, коэффициент песчаности – 0,101 доли единиц.

В отложениях тульского горизонта выявлено и оконтурено три залежи нефти. Все залежи контролируются четко выраженными брахиантиклинальными поднятиями. Тип залежей – пластово-сводовый, структурно-литологический. Ни в одной из скважин залежей не был вскрыт ВНК, поэтому границы залежей определялись по залеганию нижнего нефтенасыщенного пропластка, установленного по ГИС или по результатам опробования. Поверхность условного ВНК достаточно неоднородна, даже в соседствующих структурах она отличается до 15 м. Нефтеносность залежей тульского горизонта подтверждена опробованием и эксплуатацией скважин.

Залежь I, приуроченная к Казкеевскому поднятию, расположена на юго-востоке месторождения и имеет размеры 2,5 км на 1,0 км. Этаж нефтеносности равен 19,6 м. За подошву залежи принята абсолютная отметка нижнего нефтенасыщенного прослоя -1169,0 м. Тип залежи – пластово-сводовый, ловушка структурно – литологическая.

Залежь II расположена в центральной части месторождения, имеет размеры 6,4 км на 2,3 км, высота залежи достигает 21,3 м. Залежь контролируется Актанышским поднятием. В северо-восточной части залежи пласты в силу низкого гипсометрического положения обводнены, абсолютная отметка кровли воды -1178,7 м. В сводовой части залежи имеет место зона отсутствия коллектора. Положение нижних дыр интервала перфорации совпадает с отметкой по ГИС -1175,1 м. Подошва залежи принята на абсолютной отметке -1175 м. Залежь – пластово-сводовая, ловушка структурно – литологическая.

Залежь III, контролируемая Кабановским поднятием, имеет размеры 1,75 км на 1,1 км. На юго-востоке залежи коллектора замещаются уплотненными породами, создавая литологический экран. Положение нижних дыр интервала перфорации совпадает с отметкой по ГИС и составляет - 1190,0 м. Самая высокая абсолютная отметка кровли воды - 1191,1 м (скважина № 13). ВНК на залежи не обнаружено. За подошву залежи Кабановского поднятия принято значение - 1190,0 м. Залежь пластово-сводовая, литологически ограниченная.

Исследование физико-химических свойств нефти в пластовых и поверхностных условиях проводилось по пластовым пробам в Татарском Научно-Исследовательском Проектном Институте нефти (ТатНИПИнефть) и в аналитической лаборатории Татарском Государственном Регистрационном Управлении (ТГРУ). Вязкость нефти определялась вискозиметром высокого давления универсальным (ВВДУ). Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти и газа после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хроматографах. Все данные исследования приведены согласно РД-153-39-007-96 "Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений".

Всего по Актанышскому месторождению проанализировано 22 пластовых и поверхностных проб.

Нефти турнейского яруса.

Исследование свойств нефти турнейского яруса в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из двух скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализа пяти проб, следующие: давление насыщения - 2,6 МПа, газосодержание - 20,93 м³/т, объемный коэффициент - 1,0579, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 19,28 мПа*с. Плотность пластовой нефти - 883,7 кг/м³, сепарированной - 909,1 кг/м³. По данным анализа поверхностных проб нефть турнейского яруса относится к группе средних нефтей. По содержанию серы

(3,4%) - является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет $58,2 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Нефти радаевского горизонта.

Исследование свойств нефти радаевского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из двух скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализа четырех проб, следующие: давление насыщения – 3,7 МПа, газосодержание- 10,7 м³/т, объемный коэффициент - 1,045, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 56,8 мПа*с. Плотность пластовой нефти - 871,0 кг/м³, сепарированной - 897,9 кг/м³. По данным анализа поверхностных проб нефть радаевского горизонта относится к группе средних нефтей. По содержанию серы -3,54% является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет $57,82 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Нефти бобриковского горизонта.

Исследование свойств нефти бобриковского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из шести скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализа десяти проб, следующие: давление насыщения - 3,7 МПа, газосодержание - 9,69 м³/т, объемный коэффициент - 1,03749, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 31,33 мПа*с. Результаты этих анализов были учтены при обобщении материала и расчете средних значений параметров. Плотность пластовой нефти - 879,9 кг/м³, сепарированной - 902,2 кг/м³. По данным анализа поверхностных проб, нефть бобриковского горизонта - тяжелая. По содержанию серы -3,7% масс. нефть является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет $64,8 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Нефти тульского горизонта.

Исследование свойств нефти тульского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из двух скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализа трех проб, следующие: давление насыщения - 3,2 МПа, газосодержание - 8,73 м³/т,

объемный коэффициент - 1,026, динамическая вязкость пластовой нефти составляет 22,98 мПа*с. Плотность пластовой нефти - 893,4 кг/м³, сепарированной - 905,1 кг/м³. По данным анализа поверхностных проб нефть тульского горизонта относится к группе тяжелых нефтей. По содержанию серы (3,92%) нефть является сернистой. Кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20 °С составляет $65,0 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

В тульских, бобриковских, радаевских отложениях водоносными являются песчано-алевролитовые породы.

Дебит скважин достигает 47 м³/сутки при понижении уровня 856 м от устья скважины. Статический уровень устанавливается на абсолютной отметке плюс 31 м. Режим залежи упруго-водонапорный. По химическому составу подземные воды относятся к хлоркальциевому типу (по В. А. Сулину) с общей минерализацией 232,89 - 270,27 г/л, плотностью 1159,0-1176,0 кг/м³, вязкостью 1,67-1,8 мПа*с.

В разрезе турнейского яруса водоносными являются трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты. Дебиты скважин не превышают 10-20 м³/сутки при понижении уровня на 500 - 900 м от устья скважин. Статические уровни устанавливаются на абсолютных отметках плюс 12 - 22 м. Режим залежи упруго - водонапорный.

По химическому составу подземные воды относятся к хлоркальциевому типу (по В. А. Сулину). Общая минерализация составляет 248,31-270,48 г/л, плотность 1172,0-1177,0 кг/м³, вязкость 1,76-1,81 мПа*с (таблица 1.7).

Газовый состав подземных вод - азотный. Газонасыщенность изменяется от 0,09 м³/т до 0,12 м³/т. Упругость газа составляет 2,0-3,0 мПа, объемный коэффициент - 0,9969 доли единиц. Свойства и характеристика нефтяного газа указана в таблице 1.8.

Таблица 1.7 - Содержание ионов в пластовой воде

Содержание ионов, моль/куб.м	Количество исследований		Диапазон измерения	Среднее значение	Значение по скважине
	скважин	проб			
Хлор (CL)	3	3	4023,86-4698,67	4381,10	4420,75
SO4	3	3	0,52-12,36	4,54	0,52
HCO3	3	3	1,00-1,40	1,20	1,40
Кальций (Ca)	3	3	248,81-322,43	290,61	322,43
Магний (Mg)	3	3	108,69-127,95	119,69	108,69
Калий+натрий (K+Na)	3	3	3300,92-3859,9	3575,4	3565,46

Таблица 1.8 - Характеристика нефтяного газа

Наименование параметра	Горизонт		
	C _{1kz}	C _{1bb}	C _{1tl}
Относительная плотность	1,8254	2,0834	1,5774
Молярная масса , г/моль	43,9	50,11	37,94
углекислый газ	0,31	4,47	4,91
сероводород	-	-	-
азот	6,36	0,78	37,78
гелий	-	-	-
водород	-	-	-
метан	2,65	0,24	3,29
этан	11,61	7,64	5,47
пропан	40,1	38,64	12,33
i-бутан	7,59	8,83	4,99
n-бутан	17,82	20,44	9,51
i-пентан	7,79	7,26	7,15
n-пентан	4,24	5,94	5,35
гексаны	3,52	4,64	9,22
остаток	-	0,85	-

2 Динамика и состояние разработки Актанышского месторождения

2.1 Анализ показателей разработки

Исходя из геологического строения рассматриваемого месторождения и опыта проектирования и разработки подобных месторождений Татарстана, для гидродинамических расчетов показателей разработки принята модель послойно и зонально неоднородного пласта по проницаемости, разработанная в ТатНИПИнефть.

Зональная неоднородность влияет на отбор нефти из залежи, распределение дебитов скважин, динамику обводнения продукции и определяется по данным работы скважин и коэффициентам продуктивности.

Послойная неоднородность представляет собой изменчивость проницаемости по разрезу толщи эксплуатационного объекта. Для определения ее значения используются материалы исследования скважин глубинными измерителями потока и лабораторные исследования керна.

Актанышское месторождение является многопластовым и многозалежным. Залежи относятся к различным типам. Терригенные отложения тульского и бобриковского, радаевского горизонтов относятся к пластово-сводовому типу, а карбонатные залежи нефти турнейского яруса – к массивному. Коллекторы продуктивных отложений представлены песчаниками, алевролитами, известняками и доломитами.

Основными при выделении эксплуатационных объектов являются следующие критерии:

- взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу;
- тип коллектора, его физическая характеристика;
- наличие надежных плотных разделов между горизонтами;
- различия в составе и свойствах насыщающих флюидов;
- режим залежей.

Благоприятными для объединения нескольких горизонтов в один эксплуатационный объект являются факторы идентичности коллекторов и насыщающих флюидов. Остальные факторы существенно ограничивают или вообще исключают совместную разработку залежей.

На Актанышском месторождении залежи нижнего отдела каменноугольной системы, в основном, совпадают в плане. Коллекторские и петрофизические свойства пород, слагающих тульские и бобриковские продуктивные пласты, схожи по своим характеристикам. Однако, зоны кондиционных значений толщин коллекторов тульского горизонта очень незначительные, что не позволяет относить отложения тульского горизонта к высокопродуктивным.

Поэтому тульский горизонт рассматривается как объект возврата, запасы которого будут дренироваться скважинами, возвращенными с нижележащих объектов.

Отложения бобриковского горизонта, в которых сосредоточено больше половины балансовых запасов месторождения (51,3%), являются основными. Однако, в связи с выявлением нефтеносности в отложениях турнейского яруса, предлагается бурение самостоятельной сетки лишь в зоне несовпадения планов турнейской и бобриковской залежей, а в зоне их совпадения - рассмотреть бобриковский горизонт, как объект возврата.

Выделены локальные участки нефтесодержащих радаевских коллекторов, которые, в основном, представлены песчаниками. Малая площадь распространения этих коллекторов исключает их рассмотрение, как самостоятельный объект разработки.

Турнейские нефтеносные отложения были выявлены в процессе разбуривания залежей Актанышского месторождения после составления «Технологической схемы разработки» (ТСР), породами-коллекторами являются неоднородные известняки, глинистые, уплотненные, участками пористые, состоящие из одного до восьми пропластков (коэффициент расчлененности - 4,5 доли единиц).

Учитывая коллекторские характеристики продуктивных отложений турнейского яруса и долю балансовых запасов - 34,4% всех запасов Актанышского месторождения, эти отложения представляют большой промышленный интерес.

На основании вышеизложенного, на стадии проектирования было выделено два самостоятельных эксплуатационных объектов – бобриковского и турнейского. Залежи предлагается разбуривать единой сеткой скважин в зонах совпадения их планов. В первую очередь разрабатываются бобриковские залежи, с последующим возвратом скважин на турнейские отложения. В зоне несовпадения стратиграфических планов этих эксплуатационных объектов проектируется бурение только собственных турнейских скважин. Разработку залежей тульского горизонта предлагается осуществлять путем возврата скважин с нижележащих объектов и одновременно - раздельной эксплуатации с турнейскими отложениями.

Актанышское нефтяное месторождение с 1995 года разрабатывается по ТСП, составленной в ТатНИПИнефть, согласно которой:

- на месторождении выделен один эксплуатационный объект разработки бобриковский горизонт;
- разбуривание бобриковских отложений осуществляется по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400 м;
- система заводнения – внутриконтурная, приконтурная, законтурная, режим закачки циклический.

Вышеназванная ТСП составлена, когда на месторождении пробуренный фонд составлял 29 скважин, из которых 6 поисковых, 9 разведочных и 14 эксплуатационных.

В последующем в результате разбуривания месторождения были уточнены границы ранее выделенных залежей тульских и бобриковских отложений, выявлены три новые залежи в кизеловском горизонте турнейского яруса, а также пересчитаны запасы нефти.

На балансе ООО «Малой Нефтяной Компании Татарстана» (МНКТ) по состоянию на 01.05.2022 пробуренный фонд Актанышского месторождения составил 111 скважин.

Действующий фонд добывающих скважин равен 103 + 1 скважина добывающая техническую воду (скважина № 4А), все механизированные: ЭЦН-7 скважина, ШГН - 96 скважины. В бездействии скважин нет. В консервации нет, 1 скважина экологическая (скважина № 3А), пробуренная на отложения уфимского яруса, 4 скважин пьезометрических (№ 13,110,97,106,), ликвидированных скважин - 14. Подробная расшифровка фонда указана в таблице 2.1

В нагнетательном фонде числятся 11 скважин, 9 из них в отработке на нефть, 2 скважины (№ 97, 110) - пьезометрические. Под закачкой на бобриковский горизонт находятся 8 скважин, переведенных из добывающего фонда. В настоящей работе на Актанышском месторождении выделяются три объекта разработки. Утвержденные в Государственном Комитете Запасов ГКЗ (протокол за № 554 от 21.01.2000) балансовые запасы нефти по объектам распределяются следующим образом (сверху вниз по разрезу): тульский – 14%, бобриковско-радаевский –52%, турнейский –34% .

В связи с пересчетом запасов нефти месторождения, увеличением числа объектов разработки, уточнением контуров нефтеносности всех залежей в данной работе размещен новый проектный фонд скважин.

При выборе плотности размещения скважин учитывался существующий фонд, предыдущий проектный документ, опыт проектирования и разработки небольших нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

При размещении скважин принимались во внимание наличие санитарно-защитных зон на месторождении, местоположение предполагаемых кустовых площадок для бурения, практические возможности рекомендуемой техники и технологии буровых работ, эксплуатации скважин и закачки воды. Скважины для бурения намечены по всей предполагаемой площади нефтеносности

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин Актанышского месторождения

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин по состоянию на 01.05.2022
Фонд добывающих скважин	Пробурено	111
	Эксплуатационный:	103
	Действующие:	103
	из них: фонтанные	-
	ЭЦН	7
	ШГН	96
	Добывающие техническую воду	1
	Бездействующие	-
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Ликвидированные	14
	Пьезометрические	4
	Экологогидрогеологические	1
	Фонд нагнетательных скважин	Пробурено
в том числе: в отработке на нефть		9
Действующие		7
в том числе: из добывающих		7
Бездействующие		-
В освоении после бурения		1
В консервации		-
Ликвидированные		-
Пьезометрические		2
Итого		111

залежей в пределах 2-метровой эффективной нефтенасыщенной толщины бобриковского горизонта и 5-метровой толщины турнейского яруса.

С учетом существующей системы разработки на бобриковско-радаевский объект размещены 12 добывающих скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400 м (1 – на Казкеевском поднятии, 8 – на

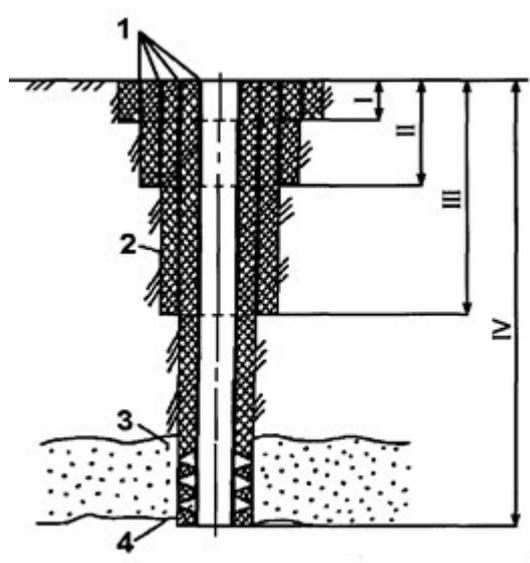
Актанышском поднятии, 1 – на Кабановском поднятии и 2 – на вновь открытом Иске-Иделевском поднятии).

На турнейский ярус размещены 22 скважины по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 350 м (21 скважина, в том числе 18 добывающих и 3 нагнетательных на Актанышском поднятии и одна добывающая – на Кабановском поднятии).

3 Конструкция скважин, спуск обсадных колонн и крепление скважин

До бурения скважины обосновывается и выбирается ее конструкция. В понятие конструкция входит концентрическое расположение спущенных в скважину обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины спуска, высоты подъема закаченного за ними в скважину цементного раствора.

Конструкция скважины состоит из следующих элементов.



1 - обсадные трубы; 2 - цементный камень; 3 - пласт; 4 - перфорация в обсадной трубе и цементном камне; I - направление; II - кондуктор; III - промежуточная колонна; IV - эксплуатационная колонна.

Рисунок 1.3 - Конструкция скважины

Каждая колонна, спускаемая в скважину, имеет свое назначение и название:

Направление - первая колонна труб, самая короткая, предназначена для закрепления приустьевой части скважины от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости.

Кондуктор - колонна обсадных труб, служащая для перекрытия неустойчивых верхних пород и водоносных горизонтов. Низ кондуктора, как и низ всех спускаемых после колонн, заканчивается короткой утолщенной трубой, называется башмаком.

Промежуточная обсадная колонна (может быть несколько) служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Эксплуатационная колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или для нагнетания в пласты жидкости или газа.

Колонна, перекрывающая некоторый интервал без выхода к устью скважины называется хвостовиком. Хвостовик часто применяют при креплении глубоких скважин.

Конструкция должна обеспечить:

- а) долговечность скважины как технического сооружения;
- б) надежную изоляцию всех проницаемых горизонтов и сохранность запасов полезных ископаемых;
- в) минимум затрат на единицу добываемой продукции;
- г) возможность бурения до проектной глубины без опасности возникновения тяжелых осложнений, освоения скважин, осуществления предусмотренных проектом разработки месторождения режимов эксплуатации данной скважины, проведения ремонтных работ в скважине при эксплуатации, проведения всех исследований, которые необходимы для контроля разработки месторождения.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин с целью разобщения пластов используют цементный раствор - смесь вяжущих материалов (цементов), затворенных определенным количеством воды, часто с добавками химических реагентов.

4 Техника и технология добычи нефти и газа на промысле

На месторождении скважины эксплуатируются механизированным способом (ЭЦН и ШГН).

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем. ЭЦН для нефтяных скважин включает:

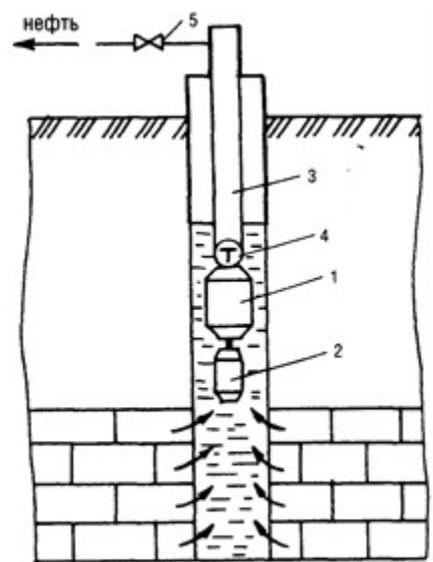
- центробежный насос с 50-600 ступенями;
- асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом;
- протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды;
- кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления.

Установка опускается на заданную глубину на насосно-компрессорных трубах, подвешенных к устьевой арматуре с герметичным вводом кабельной линии в скважину. Кабельная линия крепится к насосно-компрессорным трубам снаружи поясами.

При работе ЭЦН продукция подается на поверхность по насосно-компрессорным трубам. Реже применяют ЭЦН без насосно-компрессорных труб с пакером, подвеской на кабель-канате и подачей продукции по обсадной колонне.

Производительность ЭЦН для нефтяных скважин от 15-20 до 1400-2000 м³/сут, напор до 2500-3000м, мощность электродвигателя до 500 кВт, напряжение до 2000В, температура откачиваемой среды 180° С, давление до 25 Мпа. ЭЦН для воды содержит заполненный водой электродвигатель и насос с 5-50 ступенями. кВт, напряжение 3000В, температура воды до 40° С.

Схема установки в скважине погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН) приведена на рисунке 2.



1 — центробежный многоступенчатый насос; 2 — погружной электродвигатель; 3 — подъемные трубы; 4 — обратный клапан; 5 — устьевая арматура

Рисунок 1.4 - Схема установки ЭЦН в скважине

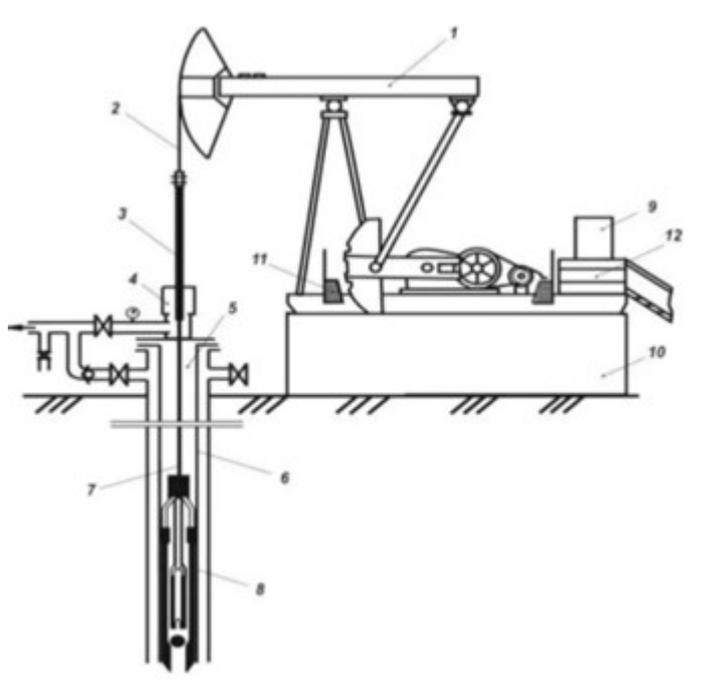
Погружной электроцентробежный насос представляет собой набор отдельных ступеней, в каждой из которых имеется свой ротор (центробежное колесо) и статор (направляющий аппарат). Роторы отдельных ступеней посажены на один вал, жестко соединенный с валом погружного электродвигателя. Каждая из ступеней ЭЦН развивает напор 3...5.5 м.

Штанговая насосная установка — комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью штангового насоса, приводимого в действие станком-качалкой.

Штанговый насос (рис.6) опускается в скважину ниже уровня жидкости и состоит из:

- цилиндра,

- плунжера, соединенного со штангой,
- клапанов всасывающих и нагнетательных
- Цилиндр невставного штангового насоса опускается на колонне насосно-компрессорных труб, а плунжер - на колонне штанг внутри насосно-компрессорных труб;
- цилиндр вставного штангового насоса опускается вместе с плунжером на штангах и закрепляется на замковой опоре, установленной на конце насосно-компрессорных труб или на пакере;
- штанговый насос большого диаметра опускается целиком на колонне насосно-компрессорных труб и соединяется с колонной штанг через сцепное устройство.



1 – привод скважинного штангового насоса; 2 – канатная подсветка; 3 – устьевой шток; 4 – сальниковое устройство; 5 – устьевая арматура; 6 – колонна НКТ; 7 – колонна штанг; 8 – скважинный насос; 9 – станция управления;

Рисунок 1.5 – Схема ШСНУ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За время прохождения производственно-ознакомительной практики в ООО «МНКТ» Актанышского месторождения, я ознакомился с научно-технической литературой, с различной нормативной документацией и производственным процессом.

Рассмотрены особенности эксплуатации скважин, оборудованных ШСНУ, на Актанышском месторождении продуктивного пласта C_1bb_{2-3} .

Были расширены профессиональные навыки, необходимые оператору по добычи нефти и газа. Получен опыт работы в коллективе.

Во время прохождения практики показал себя как ответственного сотрудника. Вовремя выполнял поставленные задачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Отчёт о научно-исследовательской работе. Технологическая схема Актанышского месторождения./ Казань: 1994.-1238 с.
- 2 Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти /А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986. - 384 с.
- 3 Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти /Ш.К. Гиматудинов - М.:Недра, 1974. - 704 с.
- 4 Зейгман Ю.В. Справочник нефтяника /Ю.В. Зейгман, В.Н. Ньюняйкин, Ф.Ф. Галиев и др. - Уфа: Башкортостан, 2001. - 260 с.

