



**ЧАСТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ЗАПАДНО-УРАЛЬСКИЙ ГОРНЫЙ ТЕХНИКУМ»**

Специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (базовая подготовка)

**КУРСОВАЯ РАБОТА  
ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ**

**«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

*на тему: «Анализ применяемых методов повышения нефтеотдачи при разработке Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения»*

*Выполнил студент 3 курса*

*Группы Р 03-19*

*Ясырев Сергей Николаевич*

\_\_\_\_\_  
*(подпись студента)*

*Руководитель*

*Попова Алена Назаровна*

\_\_\_\_\_  
*(оценка)*

\_\_\_\_\_  
*(Дата проверки)*

\_\_\_\_\_  
*(подпись руководителя)*

\_\_\_\_\_  
*(дата регистрации)*

Оса 2022

## Содержание

Введение.....	3
1. Особенности геологического строения Ярактинского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.....	5
1.1 Общие сведения месторождения.....	5
1.2 Нефтегазоносность.....	7
1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа.....	11
2. Анализ состояния разработки Ярактинского месторождения.....	14
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	14
2.2 Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации.....	16
3. Технологическая часть.....	19
3.1 Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов.....	19
3.2 Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на Ярактинском нефтяном месторождении.....	22
3.3 Рекомендации по восстановлению продуктивности скважин.....	26
Заключение.....	27
Список используемых источников.....	29

Лист

ЧОУ ПО ЗУИТ 22.02.06 КР

2

Изм. Лист

№ докум.	Подпись	Дат	

## Введение

Увеличение нефтеотдачи пластов – актуальная проблема нефтяной науки и нефтедобывающих предприятий. В настоящее время разрабатываются и эксплуатируются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые приурочены к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам.

Несмотря на высокое развитие техники, и технологий добычи нефти, средняя нефтеотдача в США не превышает – 41%, а в России – 40%. Следовательно, более половины первоначальных геологических запасов нефти остаются неизвлечёнными. Для повышения нефтеотдачи, на месторождениях приходится применять специальные мероприятия по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. И как следствие, необходим анализ применяемых технологий.

В настоящее время выделяют несколько групп методов повышения нефтеотдачи пласта:

- гидродинамические методы;
- физико-химические методы;
- тепловые, микробиологические и другие методы.

В данной курсовой работе будут рассмотрены методы повышения нефтеотдачи пласта на примере Ярактинского нефтяного месторождения.

В разные периоды разработки Ярактинского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти с

ЧОУПТО ЗУИТ 22.02.06 КР

Изм. Лист  
Разраб.  
Пров.  
Н. Контр.  
Утв.

№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Ясырев С.Н.					
				3	30
				Р-03-19	

максимальным извлечением запасов углеводородов.

Целью настоящей работы является анализ проводимых в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов на Ярактинском месторождении.

Для достижения поставленных целей необходимо рассмотреть следующие задачи:

- изучить геолого-технологические особенности месторождения, а также состав и свойства нефти и растворенного газа;
- проанализировать текущее состояние разработки месторождения;
- рассмотреть состояние фонда скважин с целью возможности применения какого-либо метода воздействия на пласт;
- дать характеристику существующих методов повышения нефтеотдачи пластов
- проанализировать проведенные методы увеличения нефтеотдачи пласта;
- дать рекомендации по совершенствованию методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости к призабойной зоне пласта.

					<i>ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР</i>	<i>Лис</i>
						4
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

# 1. Особенности геологического строения Ярактинского месторождения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов

## 1.1. Общие сведения о месторождении

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области (Рис.1).

В 80 км южнее Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до минус 48°С – минус 55°С.

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году, а ведено в эксплуатацию в 1998 г.

Впервые запасы УВС Ярактинского месторождения были подсчитаны в 1978 г. и утверждены ГКЗ в следующих объемах[17]:

- газ (категории С1+С2) – 40008 млн. м3 (геологические);
- конденсат – 8327 тыс. т (запасы конденсата подсчитаны при содержании 196,2 г/м3);
- нефть (категория С1) – 43496 тыс. т (геологические)/11471тыс. т (извлекаемые).

Запасы углеводородного сырья были пересчитаны и утверждены ГКЗ в 2008 г. (протокол № 1805 от 12.12.2008 г.).

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



в 2015 году уточнены запасы УВ по залежи. Итоговые запасы, согласно выполненной оценке, запасы нефти категории С1 составляют 98 647/47 563 тыс. т, категории С2 – 12 667/6 105 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории С1 составляют 8 118 млн.м3, категории С2 – 1 061 млн.м3.

Запасы свободного газа газовой шапки плюс свободный газ в целом по месторождению в сумме по категориям ВС1+С2 составляют 48 541 млн.м3, в том числе по категории С1 – 44 732 млн.м3, по категории С2 – 3 809 млн.м3.

Запасы конденсата в целом составляют 9 068 тыс. т по месторождению, по категории С1 – 8 340/4 920 тыс. т, по категории С2 – 728/430 тыс. т, КИН 0,59.

В 2014 г. по месторождению по верхнетирскому горизонту был выполнен оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа, его результаты утверждены Федеральным агентством по недропользованию (протокол № 18/224-пр от 21.04.2014 г.). Согласно выполненной оценке запасы нефти категории С1 составляют 1 163/302 тыс. т, категории С2 – 830/215 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории С1 составляют 73 млн.м3, категории С2 – 52 млн.м3.

Геологическое строение Ярактинского месторождения изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геолого-съемочных работ.

В геологическом строении рассматриваемого района принимают участие породы архей-протерозоя, палеозоя и кайнозоя. Породы осадочного чехла полностью вскрыты на Ярактинской площади всеми пробуренными скважинами. С целью разведки и оконтуривания Ярактинского месторождения пробурено 49 скважин, 28 из которых - продуктивны. Толщина осадочной толщи составляет от 2570 м до 2740 м.

## 1.2. Нефтегазоносность

Нефтегазоконденсатная залежь Ярактинского месторождения приурочена к песчаникам ярактинского горизонта, залегающим на породах

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		7

кристаллического фундамента и стратиграфически относящимся к непской свите нижнего венда (Рис.2) [14].

Мощность отложений ярактинского горизонта в пределах месторождения непостоянна и изменяется от 8 до 43 м. Наибольшие толщины, достигающие 43 м, отмечаются в юго-восточной части площади, средние и наиболее выдержанные значения, порядка 17-19 м, фиксируются в ее центральной части.

В разрезе ярактинского горизонта выделяется два песчаных пласта, разделенных глинистой перемычкой, толщина которой достигает 7 м. Области минимальных значений глинистой пачки, в целом, соответствуют зонам максимальных значений мощностей нижележащего песчаного пласта [14]. Пласт неравномерно нефтенасыщенный. Нефтенасыщенность приурочена, главным образом, к верхней и нижней частям пласта. Толщины нижнего песчаного пласта изменяются от 0 до 35 метров.

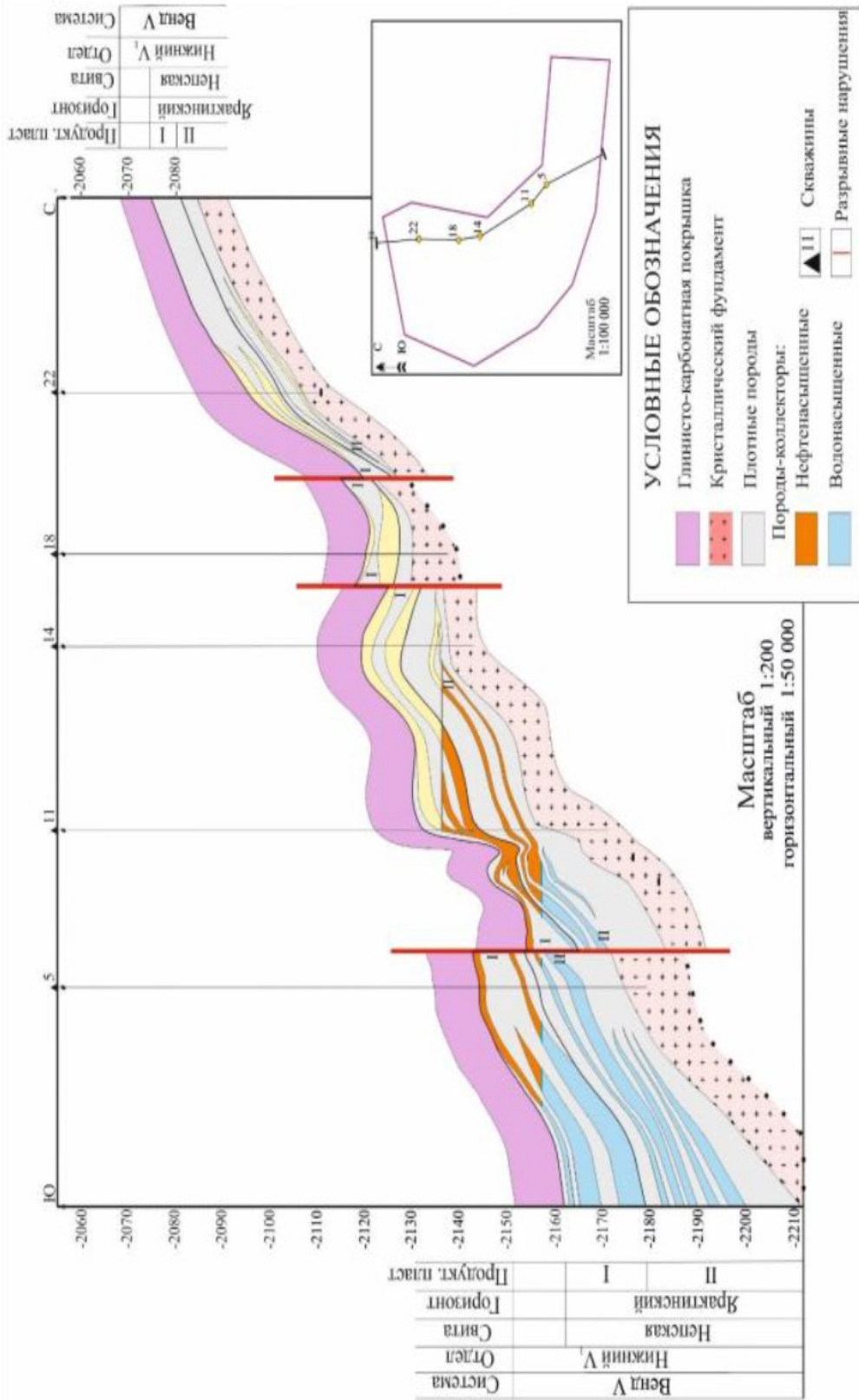
Характерной особенностью ярактинского горизонта является его литологическая вертикальная и латеральная неоднородность.

					<i>ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		8



Рис.2 Геологический разрез Ярактинского месторождения

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						9
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		



Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР

В таблице 1 приведены параметры продуктивных пластов Ярактинского месторождения[15].

Уменьшение песчаности в восточном направлении происходит за счет обогащения разреза глинисто-алевритистыми прослоями и увеличения содержания глинистого цемента в самих песчаниках, что приводит к ухудшению ФЕС продуктивных пластов и разреза в целом.

**Таблица 1. Подсчетные параметры продуктивных пластов Ярактинского месторождения**

Параметры	Пласт	
	1	2
Площадь нефтеносности, тыс.м2	C2 – 276010 C1 – 157120	C2 - 153800 C1 – 47570
Площадь газоносности, тыс.м2	C2 - 359470 C1 – 352970	C2 – 91540 C1 – 21260
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,0	1,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,6	3,7
Пористость, доли ед.	0,12	0,1
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,77	0,76
Средняя начальная насыщенность газом, доли ед.	0,79	0,74
Пластовая температура, 0С	38	38
Пластовое давление, МПа	25,4	25,4
Расчетное остаточное давление в залежи, МПа	22,3	22,3
Плотность нефти, г/см3	0,723	0,723
Пересчетный коэффициент	0,760	0,760
Коэффициент сжимаемости газа	0,828	0,828

В таблице 2 представлены обобщённые результаты ГДИ по скважинам нефтяной части Ярактинского месторождения.

**Таблица 2 Результаты ГДИ скважин Ярактинского месторождения**

Наименование	Интервал измерений	Среднее по месторождению
Геотермич. градиент, °С/м	1,26	1,26
Дебит нефти, м3/сут	2,6 - 494,0	146,5
Газовый фактор, м3/т	83-332	151
Удельная продуктивность, м3/сут/м*МПа	0,768 - 2,271	1,59
Гидропроводность, м2*10-12/сек	0,11 - 404	117
Проницаемость, мкм2		0,156
Скин-фактор	2,1 - 3,8	+2,5

### 1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа

При проведении термодинамических исследований были использованы значения пластового давления 25,40 МПа и пластовой температуры 38,0<sup>0</sup>С. Согласно проведенным термодинамическим исследованиям проб пластовой нефти ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения определено, что система находится в однофазном жидком состоянии [16].

По результатам однократной сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 0,036 % метана, 0,196 % этана 0,288 % и 0,827 % пропана. Из неуглеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 229,59 г/моль.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 71,23 % метана, 12,66 % этана, 6,44 % пропана. Из неуглеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 23,06.

После однократной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав.

По результатам исследований компонентный состав пластовой нефти в своем составе содержит до 47,71 % метана, 8,45 % этана, 4,53 % пропана.

Из неуглеводородных компонентов не определялись углекислый газ и азот. Молекулярный вес 93 г/моль.

Лабораторный анализ глубинных проб растворенного в нефти газа показал, что при однократном разгазировании компонентный состав приведен по результатам исследования проб по скважине № 243 газ метановый: среднее содержание CH<sub>4</sub> составляет -72,33 %, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> -12,66 %, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> -6,44 %.

Из неуглеводородных компонентов определены CO<sub>2</sub> в количестве 0,282 %, N<sub>2</sub> -2,05 %. В составе газа не обнаружено сероводорода.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 растворенный газ в своем составе содержит до 66,4 % метана, 7,8 % этана,

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		12

14,1 % пропана. Из углеводородных компонентов определялись углекислый газ (1,1 %), азот (1,4 %), гелий и водород – в тысячных долях.

При дифференциальном разгазировании газосодержание равно 190,16 мз/т, объемным коэффициент – 1,378. Давление насыщения нефти –23,7 МПа, вязкость нефти 1,16 мПа\*с. Пластовое давление-23,76 МПа, пластовая температура –38 °С[16].

По данным физико-химических исследований нефть ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения малосернистая – содержание серы 0,115 %; парафинистая – содержание твердых парафинов 1,95 %; маловязкая – кинематическая вязкость при 20 °С 11,67 мм<sup>2</sup>/с; малосмолистая – содержание смол силикагелиевых 1,78 %; легкая – плотность при 20 °С 0,833 г/см<sup>3</sup>.

Молекулярная масса разгазированной нефти составляет 190, температура застывания-29 °С, содержание асфальтенов 0,12 %. При разгонке по Энглеру температура начала кипения нефти составила 53,5 °С, выход фракций до 300 °С составил 43,0 % об.

Разгазированная нефть скважины № 243 Ярактинского месторождения по ГОСТ 51858-2002 относится к 1 классу, 1 типу. Нефть достаточно легкая, малосернистая, с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ и низкой температурой застывания. Объемный выход светлых фракций до 300 °С в нефти составил 49 %.

Результаты комплексных исследований по составу и физико-химическим свойствам глубинных проб нефти и растворенного газа Ярактинского месторождения, характеристики флюидов приведены в таблицах 3,4.

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		13

**Таблица 3 - Основные результаты исследования нефти ярактинского горизонта (скв. № 243)**

Свойства пластовой нефти			Значение
Давление насыщения, МПа			20,8
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 <sup>-4</sup>			61,4
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>			691,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа * с			0,74
<b>Однократная сепарация:</b>			
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т			242,1
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,507
Плотность сепарированной нефти при 20 оС, кг/м <sup>3</sup>			830,6
Плотность выделившегося газа при 20 оС, кг/м <sup>3</sup>			1,048
Ступенчатая сепарация			
Условия сепарации			
1 ступень сепарации	P=0,5 МПа	T=5 °С	ГФ 208,0 м <sup>3</sup> /т
2 ступень сепарации	P=0,05 МПа	T=40 °С	ГФ 11,9 м <sup>3</sup> /т
Суммарный газовый фактор, м <sup>3</sup> /т			219,9
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,431
Плотность сепарированной нефти при 20 оС, кг/м <sup>3</sup>			819,0
Плотность выделившегося газа при 20 оС, кг/м <sup>3</sup>			0,944

**Таблица 4 Компонентный состав газа и нефти однократная сепарация при 20 °С и атмосферном давлении**

Наименование компонентов	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть
Гелий	0,022	0,000	0,015
Водород	0,010	0,000	0,009
Двуокись углерода	0,003	0,000	0,002
Азот + редкие	1,823	0,000	1,274
Метан	65,776	0,062	45,968
Этан	15,142	0,424	10,701
Пропан	8,895	1,137	6,553
Изобутан	1,331	0,514	1,084
Н-бутан	3,486	1,944	3,021
Изопентан	0,974	1,577	1,157
Н-пентан	1,104	2,577	1,550
Гексаны + остаток	1,456	91,764	28,667
Молярная масса, г/моль	25,129	230,0	86,9
Молярная масса остатка			245,1
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,048	830,6	691,1
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т			242,1

## 2. Анализ состояния разработки Ярактинского месторождения

### 2.1. Текущее состояние разработки месторождения

Ярактинское месторождение находится на первой стадии разработки, разрабатывается на газонапорном и частично водонапорном режиме. В настоящее время на нефтяной части залежи формируется система ППД путем закачки воды и опытные работы по организации сайклинг-процесса на газовой части залежи.

По состоянию на 01.01.2022 г. на Ярактинском месторождении добыто 10782,7 тыс.т нефти, 11698,4 тыс.т жидкости, 1803,3 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа. Из газовой шапки добыто 2935,6 млн.м<sup>3</sup> свободного газа, 565,3 тыс.т конденсата (Рис.3).

В 2021 г. добыча нефти составила 3472,8 тыс.т, жидкости – 3847,8 тыс.т, растворенного газа – 575,1 млн.м<sup>3</sup>. Из газовой шапки добыто свободного газа – 1019,8млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 198,3 тыс.т.

Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости равны 128,3 т/сут и 142,1 т/сут, соответственно. Среднегодовой дебит скважин по газу равен 205,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Темп отбора нефти от НИЗ – 7,2 %. Темп отбора газа от НГЗ составляет 2,28%[18].

В 2015 г. на месторождении начата закачка воды в ярактинский горизонт с целью ППД. На 01.01.2022 г. всего закачано воды в пласт 8231,4 тыс.м<sup>3</sup>, за 2021 г. закачано 4792,7 тыс.м<sup>3</sup> воды. Приемистость нагнетательных скважин составляет 544,8 м<sup>3</sup>/сут. Текущая компенсация составляет 180,0%, накопленная 103,5%.

В 2016 г. на месторождении начата закачка газа в газовую шапку через скважину № 19. На 01.01.2022 г. всего закачано сухого газа – 2027,1 млн.м<sup>3</sup>, за 2021 г. закачано газа 923,7 млн.м<sup>3</sup>. Приемистость газонагнетательных скважин составляет 757,0 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, на месторождении реализуются основные проектные решения действующих проектных документов.

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		15

График разработки Ярактинского месторождения

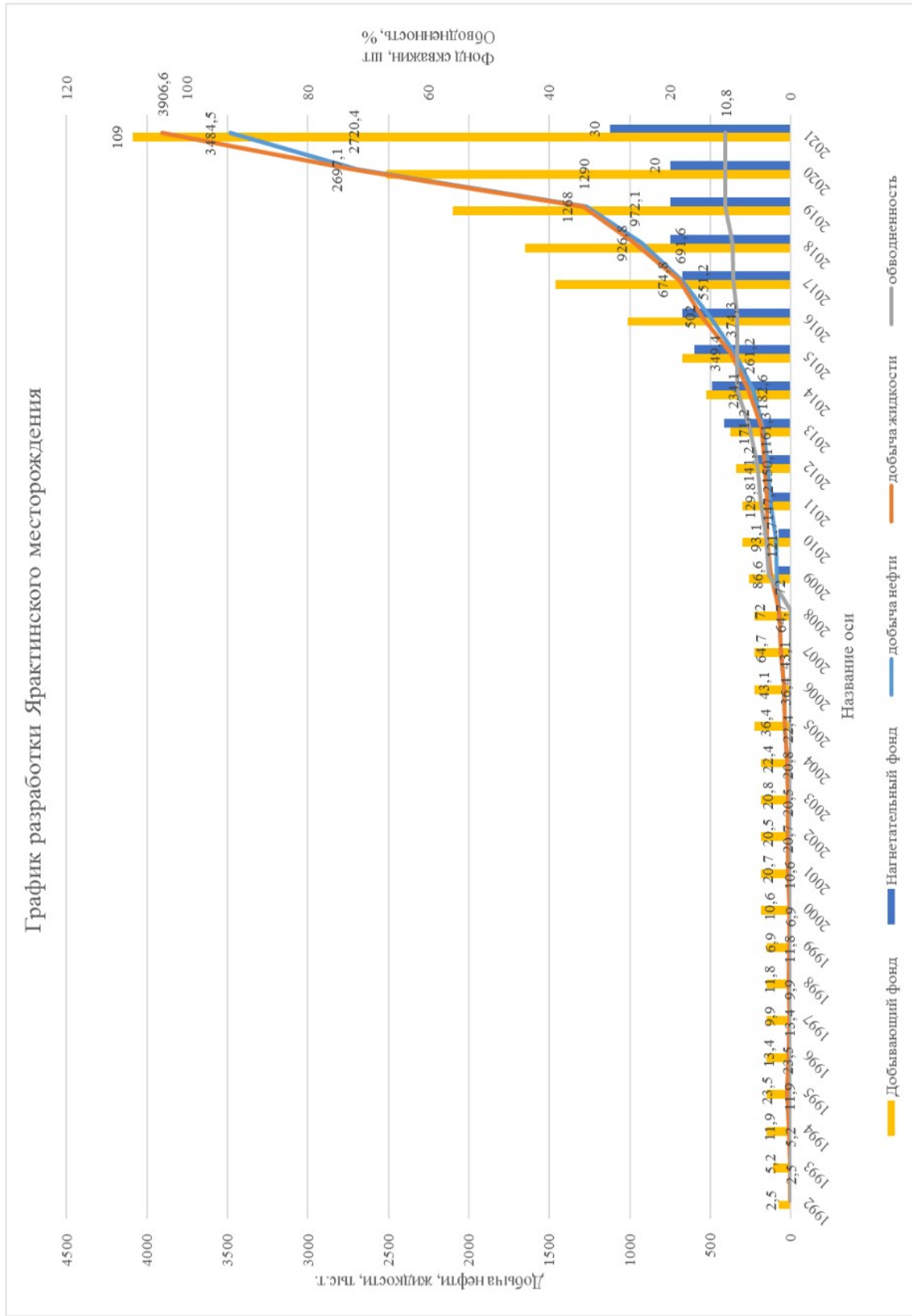


Рис.3



## 2.2 Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении пробурено 191 скважина, в т.ч. добывающих нефтяных – 127, водонагнетательных – 30, добывающих газовых – 5, газонагнетательных – 4, водозаборных – 13, ликвидировано – 12. Проектное количество скважин (без учёта водозаборных) – 424 шт. Фонд реализован на 45,0%.

В нефтяном фонде числятся 127 скважины (без ликвидированных), из которых 95 скважин действующие, в бездействии – 14 скважин, в освоении – 17 скважин, пьезометрические – 1. Доля бездействующего фонда скважин составляет 11,0% от добывающего фонда (Рис.4). Характеристика пробуренного фонда скважин приведена в таблице 5.



Рис.4 Структура фонда скважин по состоянию на 01.01.2022 г. Ярактинского месторождения

Добыча нефти осуществляется фонтанным (8 скважин) и механизированным способом: 84 скважины оборудованы УЭЦН. Среднегодовой дебит по нефти за 2021 г. составил 126,2 т/сут, по жидкости – 142,5 т/сут, средняя обводненность продукции действующего фонда составила 10,8%.

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		17

За период 2014-2021 гг. пробурена 41 горизонтальная скважина (с длиной ствола от 300 до 500 м):

**Таблица 5 Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2022 г.  
Ярактинского месторождения**

№ п/п	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	Утвержденный проектный фонд, всего	437
	В том числе:	
	добывающие	245
	нагнетательные	157
	газовые	7
	нагнетательные газовые	4
	контрольные	
	водозаборные	13
2	Фонд скважин на 01.01.2022 г.	191
	В том числе:	
	добывающие	127
	нагнетательные	30
	газовые	5
	нагнетательные газовые	4
	контрольные	
	водозаборные	13
3	Фонд скважин для бурения, всего	246
	В том числе:	
	добывающие	118
	нагнетательные	127
	газовые	2
	нагнетательные газовые	
	контрольные	
	водозаборные	

В 2021 году средний дебит по нефти по горизонтальным скважинам составил 177,9 т/сут., по жидкости – 194,7 т/сут., обводненность 8,6%. Дебиты нефти изменяются от 21,9 (скв. № 292) до 444,9 т/сут (скв. № 296).

Средние дебиты вертикальных и наклонно-направленных скважин по нефти изменялись от 4,7 до 333,3 т/сут, составляя в среднем 111,8 т/сут, по жидкости – 126,9 т/сут., обводненность – 11,8%.

В нагнетательном фонде числится 30 скважин, из которых под закачкой - 28 скважин, в бездействии – 2 скважины (№ 5, 700). Средняя приемистость нагнетательных скважин за 2021 г. составила 544,8 тыс.м<sup>3</sup>.

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		18

На газоконденсатной части месторождения в газовом фонде числятся 8 скважин, из которых 2 скважины действующие газодобывающие (скв.№15, 18) и 2 скважины находятся в ожидании освоения (скв.№22, 50) и 4 скважины действующие газонагнетательные (скв.№ 19, 301, 304, 305).

Добыча конденсата и газа из газовой шапки Ярактинского месторождения началась в сентябре 2016 г. скважиной № 15. В газонасыщенной части пласта на 01.01.2022 г. эксплуатируются три газовые скважины № 1, 15, 18. В освоении после бурения находятся скважины № 22, 50. Закачка газа ведется в скважины № 19, 301, 304, 305.

Средний дебит газодобывающих скважин (№№ 15, 18) составляет 165,7 тыс.м3/сут, приемистость газонагнетательных скважин составляет в среднем 757,0 тыс.м3/сут.

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2022 г. находится 95 скважины (или 74,8 % добывающего эксплуатационного фонда); бóльшая часть фонда скважин, дающих продукцию (87 скважины, или 91,6 %), эксплуатируется механизированным способом с применением УЭЦН, 8 - на фонтане[18].

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						19
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

### 3. Технологическая часть

#### 3.1 Классификация методов повышения нефтеотдачи пластов

- **Тепловые методы**

В основе данных методов лежит искусственное повышение температурного режима в стволах скважин и в призабойной зоне. Основная область использования данных методов – добыча парафинистой и смолистой нефти, имеющей повышенную вязкость. В связи с тем, что посредством воздействия на нефтяные залежи тепловыми методами вязкость нефти существенно понижается, т.е. она становится более жидкой, а также расплавляется парафин и смолистые вещества, которые осели на стенках скважины в ходе ее эксплуатации, увеличиваются объемы ее добычи.

К тепловым методам относятся:

- воздействие на пласт паром и теплом;
- горение внутри пласта;
- использование горячей воды для вытеснения нефти;
- пароциклическая обработка скважин.

- **Газовые методы**

Основным инструментом газовых методов является воздух, который нагнетается в пласт. Методы имеют преимущества, которые заключаются в применении относительно дешевого агента (воздуха), а также природной энергетики пласта (повышенной пластовой температуры более 600-700).

Газовые методы включают в себя использование:

- воздуха, который закачивается в пласт;
- углеводородный газ, которым оказывают воздействие на пласт;
- двуокись углерода, воздействующей на пласт;
- азот, дымовые газы и другие вещества, которыми оказывают воздействие на пласт.

- **Химические методы**

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						20
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Данные методы базируются на заводнении. Таким образом, основным компонентом является вода с примесью химических реагентов. На сегодняшний день на практике применяется свыше 30 технологий повышения нефтеотдачи путем химического воздействия. Химические способы используются с целью дополнительной добычи нефти из пластов, которые характеризуются сильным истощением, заводнением, а также из тех, которые имеют рассеянную и нерегулярную нефтенасыщенность.

Химические методы для вытеснения нефти из пласта используют:

- водные растворы ПАВ, в том числе и пенные системы;
- полимерные растворы;
- щелочные растворы;
- кислоты;
- композиции химических реагентов, в том числе и мицеллярные растворы;
- микробиологическое воздействие.

• **Гидродинамические методы**

Посредством данных методов возможно текущую добычу нефти сделать более интенсивной, значительно повысить степень извлечения полезного ископаемого, а также снизить количество воды, которая прокачивается через пласты, и уменьшить текущую обводненность добываемой жидкости.

К гидродинамическим методам относятся:

- интегрированные технологии;
- включение в разработку недренируемых запасов;
- использование барьерного заводнения на газонефтяных месторождениях;
- циклическое заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение.

• **Комбинированные методы**

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						21
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Встречаются наиболее часто. Как правило при повышении нефтеотдачи используются в сочетании гидродинамические и тепловые методы, гидродинамические и физико-химические методы, тепловые наряду с физико-химическими методами и т.д.

- **Увеличение дебита скважин**

Данную процедуру не совсем можно отнести к методам увеличения нефтеотдачи по той причине, что в результате применения всех существующих методов, направленных на повышение нефтеотдачи, увеличивается потенциал вытесняющего агента, а в данном случае происходит реализация потенциала вытесняющего нефть агента путем применения естественной энергии пласта. Также физические методы увеличения дебита скважины зачастую не приводят к увеличению конечной нефтеотдачи пласта, а только являются причиной временного повышения нефтедобычи, т.е. повышают нефтеотдачу пласта в конкретный момент времени.

- **Физические методы**

Этими методами флюиды, находящиеся в низкопроницаемых зонах, фильтруются посредством смягчения кольматирующего материала, глинисты вкраплений, очистки поровых каналов коллектора. Кроме этого, физические методы позволяют избавиться блокирующее влияние остаточных фаз газа, нефти и воды.

В ходе использования физических методов пласт поддают:

- волновому воздействию;
- электромагнитному воздействию;

Кроме этого, к физическим методам также относятся горизонтальные скважины и гидроразрыв пласта. Что касается последнего, то гидравлическим разрывом пласта воздействуют на пласты, которые характеризуются низкой проницаемостью. Данный физический метод является уникальным среди всех остальных в силу того, что он позволяет изменить в корне фильтрационные зоны пласта на значительных расстояниях

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						22
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

от ствола скважины, а не только в призабойной зоне пласта. Это приводит к увеличению дренируемого участка, в результате чего производительность скважины в разы увеличивается. Стоит отметить, что гидроразрыв пласта признан одним из наиболее эффективных среди всех остальных физических методов.

Стоит сказать, что эффективность методов, способных повышать нефтеотдачу, изучалась на протяжении долгого времени. В результате этого, было выяснено, что при использовании перечисленных выше методов количество извлекаемой нефти увеличивается до 70%, в то время, как при первичных способах разработки месторождений, количество добываемой нефти составляет всего порядка 20-25%. Таким образом, если говорить о мировой добыче нефти, то использование методов повышения нефтеотдачи позволяет извлечь нефти в 1,4 раза больше, чем обычно, т.е. порядка 65 млрд. тонн.

Таким образом, опираясь на мировой опыт, стоит сказать, что с каждым годом необходимость в современных методах повышения нефтеотдачи пластов возрастает, поскольку они играют значительную роль в мировой добыче нефти. Это обусловлено также и тем фактором, что применение современных методов, направленных на увеличение добычи нефти, снижает себестоимость нефти, которая становится сопоставимой с себестоимостью нефти, которая была добыта традиционными промышленными способами.

### **3.2 Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на Ярактинском нефтяном месторождении**

Применение ГТМ, в соответствии с принятым проектным документом были запланированы начиная с 2011 года, включая бурение горизонтальных скважин. Всего на 1.01.2022 г. проведено 66 мероприятий по интенсификации добычи нефти (Рис. 5).

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		23

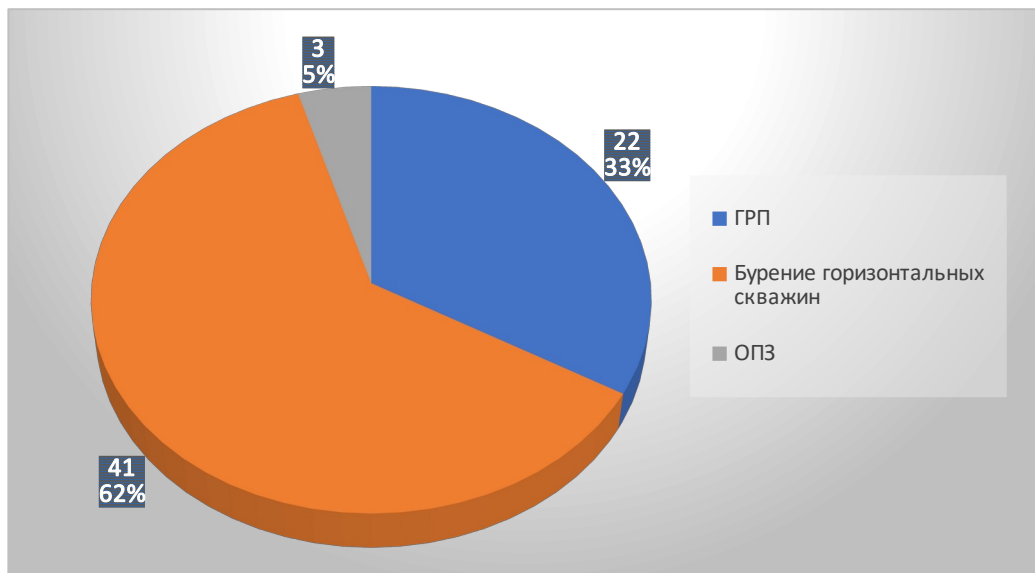


Рис.5 Объемы работ по интенсификации добычи нефти с 2014 по 2021 гг.

- **Бурение горизонтальных скважин**

Фактически на 01.01.2022 г. пробурена 41 горизонтальная скважина. В 2021 году средний дебит горизонтальных скважин по нефти составил 177,9 т/сут., по жидкости – 194,7 т/сут., обводненность 8,6%. Дебиты нефти изменяются от 21,9 (скв. № 292) до 444,9 т/сут (скв. № 296), что свидетельствует о высокой эффективности данной технологии в условиях месторождения. Проектом разработки месторождения предусмотрено бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 450 м. Учитывая значительную неоднородность пластов Ярактинского месторождения, бурение горизонтальных скважин требует более обоснованного принятия решения по выбору направления горизонтальных стволов по каждой проектной скважине.

- **Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта**

За период 2019-2021 гг. на месторождении проведена 22 скважино-операции ГРП (в том числе 2 - многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах).

Анализ проведенных мероприятий представлены в (таблица 6), (Рис.5 и 6).

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		24



**Таблица 6 Входные дебиты нефтяных скважин до и после ГРП**

Дата ГРП	Скв.	Пласт	До ГРП			После ГРП			Кратность дебита	
			Qж, м <sup>3</sup>	Qн, тн	W, %	Qж, м <sup>3</sup>	Qн, тн	W, %	жидкости	нефти
13.09.2020	530	Ya	250	-	100	250	100	-	1,0	-
18.10.2020	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
19.11.2020	719	Ya	-	-	-	0	0	0	-	-
25.11.2020	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
27.11.2020	537	Ya	15,7	11	14,9	41	51	17	2,6	1,1
07.01.2021	583	Ya	34	28	2,15	-	-	-	-	-
10.02.2021	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
04.05.2021	555	Ya	-	0	-	26	0,3	22	-	-
08.05.2021	305	Ya	270	-	-	445	-	371	1,6	-
29.06.2021	719	Ya	-	0	-	-	99	0	-	-
13.07.2021	227	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
20.10.2021	717	Ya	-	0	-	21,9	4,9	17	-	-
26.10.2021	284	Ya	1	1	0,5	245	17,5	168	245,0	336,7
18.11.2021	581	Ya	12	10	0,1	117	36,7	62	9,8	616,9
24.11.2021	582	Ya	-	0	-	165	26,7	101	-	-
04.12.2021	551	Ya	-	0	-	56,9	99	0	-	-
09.12.2021	104	Ya	44	34	6,1	-	-	-	-	-
12.12.2021	145	Ya	16	13	0,3	-	-	-	-	-
15.12.2021	269	Ya	-	0	-	88	88,7	8	-	-
30.12.2021	537	Ya	7	6	0,1	144	46,27	64	20,6	644,5
31.12.2021	588	Ya	-	0	-	-	-	-	-	-
31.12.2021	594	Ya	-	0	-	-	-	-	-	-

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		25

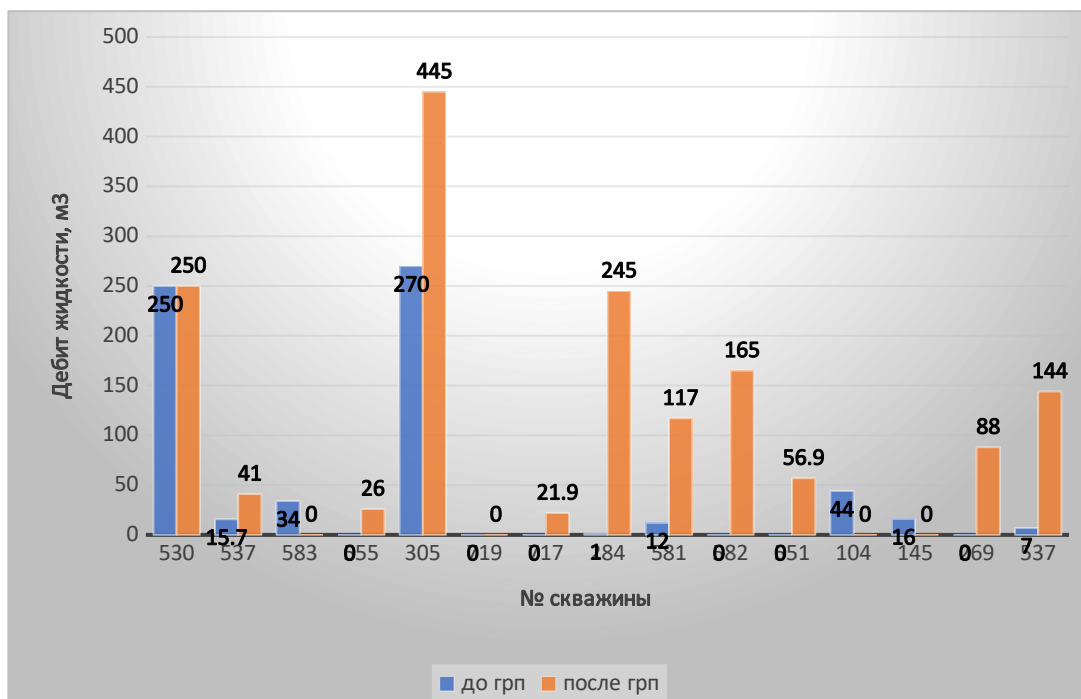


Рис. 5 Изменение дебита жидкости после ГРП

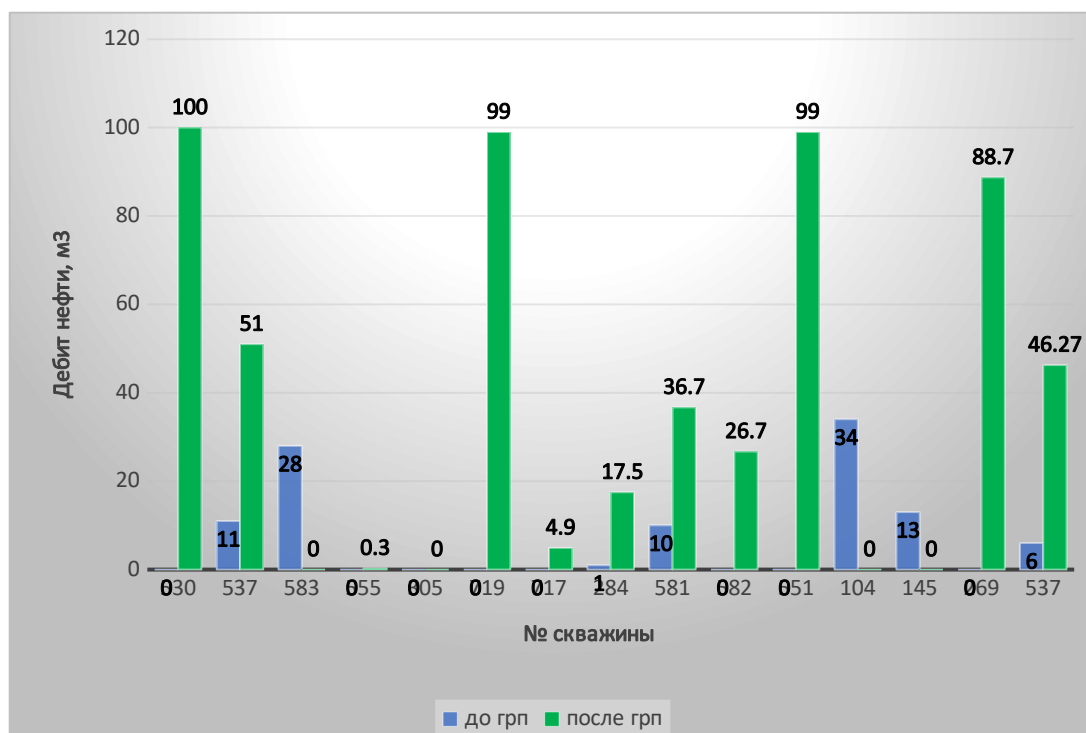


Рис.6 Изменение дебита нефти после ГРП

Согласно проведенному анализу дебит нефти и жидкости после ГРП существенно увеличился по некоторым скважинам, что говорит о высокой эффективности данного ГТМ в условиях Ярактинского месторождения.

### 3.3 Рекомендации по восстановлению продуктивности скважин

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		26

Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены хорошо зарекомендовавшие себя методы:

- соляно-кислотные и глино-кислотные обработки;
- промывки растворами ПАВ;
- применение органических растворителей;
- депрессионные методы.

Для предотвращения прорывов воды по наиболее проницаемым слоям необходимо применение полимерных и гелевых систем.

В настоящее время в добывающих нефтяных скважинах проводятся многократные обработки ПЗС с применением закачки горячего конденсата, который добывается вместе с газом газовой шапки скважинами №№ 15, 18, 19 с целью восстановления продуктивности скважин при выпадении парафина.

					<i>ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР</i>	<i>Лис</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

## Заключение

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году, а ведено в эксплуатацию в 1998 г.

Запасы нефти по месторождению, категории С1 составляют 98 647/47 563 тыс. т, категории С2 – 12 667/6 105 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории С1 составляют 8 118 млн.м3, категории С2 – 1 061 млн.м3.

По состоянию на 01.01.2022 г. на Ярактинском месторождении добыто 10782,7 тыс.т нефти, 11698,4 тыс.т жидкости, 1803,3 млн.м3 растворенного газа. Из газовой шапки добыто 2935,6 млн.м3 свободного газа, 565,3 тыс.т конденсата. Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости равны 128,3 т/сут и 142,1 т/сут, соответственно. Среднегодовой дебит скважин по газу равен 205,5 тыс.м3/сут. Темп отбора нефти от НИЗ – 7,2 %.

В результате проведенной работы было выявлено, что основными продуктивными горизонтами Ярактинского месторождения являются верхнетирский и ярактинские горизонты. Ярактинский горизонт литологически почти во всех скважинах месторождения представлен двумя пластами песчаников, разделенных между собой алеврито-аргиллитовой перемычкой мощностью до 7 м. Продуктивные пласты Ярактинского месторождения имеют обширные зоны замещения коллектора непроницаемыми породами, что в свою очередь вызывает сложность разработки месторождения.

В результате проведенного анализа разработки месторождения можно сказать, что на месторождении реализуются основные проектные решения. Месторождение разбуривается в соответствии с проектом, решения по реализации фонда скважин выполнены на 44,1%. Добывающий фонд в основном высокодебитный, добыча нефти ведется механизированным и фонтанным способом.

Основными причинами остановки добывающих скважин являются технические причины (46,7%) и их низкая продуктивность (46,7%).

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						28
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Для увеличения извлечения остаточных запасов нефти и газа рекомендуется проведение таких мероприятий как ГРП и бурение горизонтальных скважин.

Для восстановления продуктивности призабойной зоны скважины рекомендуется проводить соляно-кислотные обработки, а также обработки органическими растворителями и ПАВ.

					<i>ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР</i>	<i>Лис</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

## Список использованной литературы

1. ГОСТ Р 8.615-2005 Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа.
2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
3. ГОСТ 8.417-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин. Соотношение размерностей величин, используемых в нефтепромысловой практике, в общепринятой системе и системе СИ.
4. РД-08-71-94 - Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов.
5. РД 07-203-98 - Инструкция о порядке списания запасов полезных ископаемых с учета предприятий по добыче полезных ископаемых.
6. РД 153-39-007-96 - Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
7. РД 153-39.1-004-96 - Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.
8. РД 153-39.0-110-01 - Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
9. РД 39-0147035-214-86-Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр.
10. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
11. Технологическая схема разработки месторождения на базе геолого-технологической модели
12. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.
13. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
						30
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

14. Авторский надзор за реализацией дополнения к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2009.

15. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2011 г.

16. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2012 г.

17. Дополнение к технологической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №5871 от 25.12.2013 г.

18. Проект пробной эксплуатации верхнетирского горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №6109 от 16.12.2014 г.)

19. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений.– М.:Феникс, 2015.

20. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин – М.: Ин-Фолио, 2016.

21. <https://tegaz.ru/company/press/407/> Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта

22. [http://news-mining.ru/analitika/21303\\_povyshenie-nefteotdachi/](http://news-mining.ru/analitika/21303_povyshenie-nefteotdachi/)  
Методы повышения нефтеотдачи

23. <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp/> Технология гидроразрыва пласта

24. <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/intensifikatsiya-dobychi-nefti.html>  
Основные методы интенсификации добычи нефти

25. <https://studwood.net/1592066/tovarovedenie/oborudovanie>  
Оборудование для интенсификации добычи нефти

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.06 КР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		31