



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

## ОТЧЕТ

### о прохождении производственной практики (преддипломной)

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

Ф.И.О. студента Андреев Евгений

Место прохождения практики: Варьеганское месторождение

Период прохождения практики с «17» апреля 2023 г. по «14» мая 2023 г.

Руководитель практики от предприятия:

Руководитель практики от образовательного учреждения:

Ведущий специалист ЧОУ ПО «ЗУГТ» Козырицкая Ольга Владимировна

Дата сдачи \_\_\_\_\_

Дата проверки \_\_\_\_\_

Оценка \_\_\_\_\_

Подпись руководителя \_\_\_\_\_

Пермь 2023

## **Введение**

Место прохождения преддипломной производственной практики Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Варьеганское нефтяное месторождение.

Целью практики является закрепление знаний, полученных мною в процессе обучения, на основе изучения опыта работы предприятия, а также овладение производственными навыками.

Задачи производственной практики:

- ознакомление со спецификой работы Компании, его структурой, основными функциями производственных и управленческих подразделений;
- изучение внешних и внутренних нормативно-правовых документов, регламентирующих деятельность Компании;
- приобретение практических навыков выполнения различных геологических и геолого-технических мероприятий;
- закрепление, углубление и конкретное приложение теоретических знаний, полученных в процессе обучения;
- сбор, систематизация, обработка и анализ геологических и геологопромысловых данных, необходимых для написания выпускной дипломной работы по выбранной теме.

## Раздел 1.

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 140 км северо-восточнее г. Нижневартовск. В непосредственной близости к изучаемому месторождению размещены разрабатываемые Северо-Варьеганское (с севера), Тагринское (с севера), Ваньеганское (с юга), Ай-Еганское (с юга) месторождения (Рис. 1). Площадь представляет из себя платообразную возвышенную слаборасчлененную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 66 до 77 м в южной части и от 72 до 87 м в северной части.

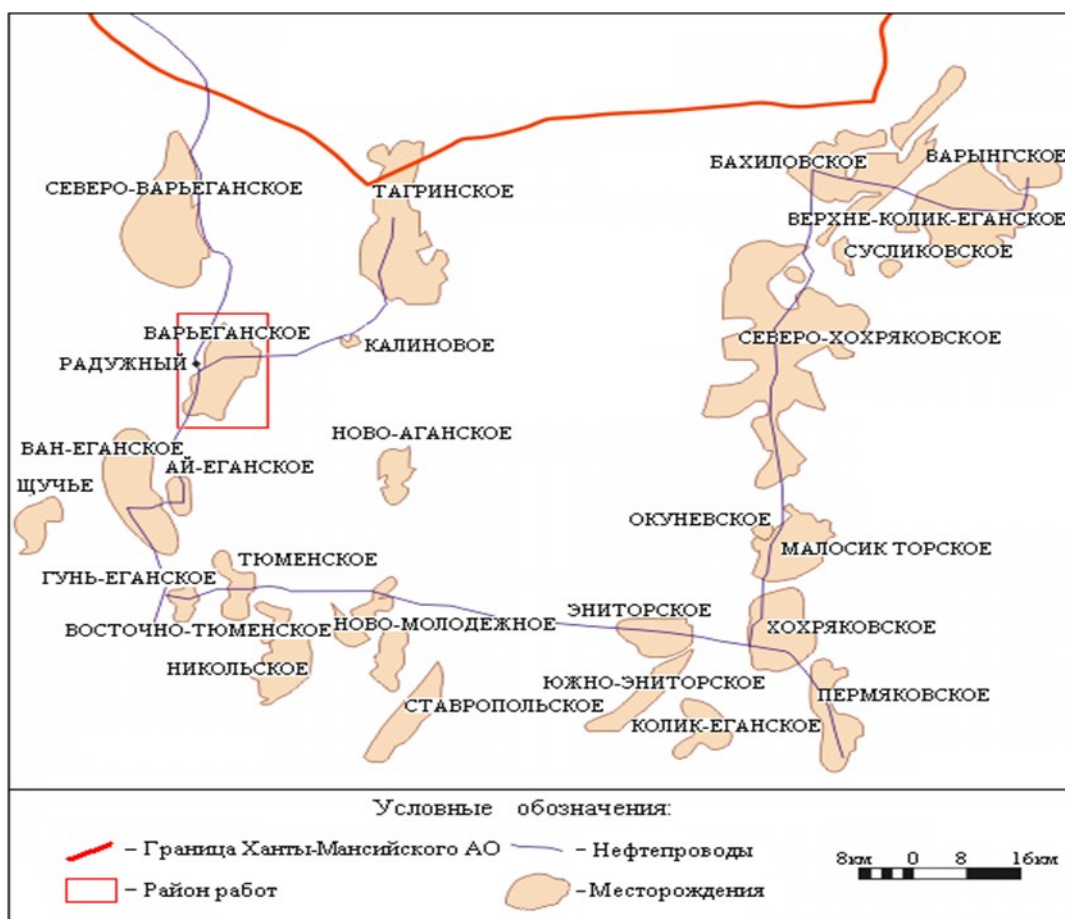


Рисунок 1. Обзорная карта района

Район месторождения покрыт густой сетью рек. Основной водной артерией является река Аган, которая пересекает площадь в центральной части с востока на запад. В южной части протекает река Негу-Ягун, в западной и восточной частях – реки Агри-Еган и Логж-Ягун. Скорости

течения рек до 0,5 м/с. Район изобилует значительным числом озер. Наиболее крупное из них – Сымтулор, которое находится в центральной части месторождения (площадь 4,5 км<sup>2</sup>). Существенная доля территории покрыта труднопроходимыми болотами.

Растительный мир представлен в основном смешанными лесами с доминированием хвойных пород и тальниковыми кустарниками, которые произрастают в большей степени на берегах рек и озер.

Поблизости действующие нефтяные трубопроводы Нижневартовск – Омск и Самотлор – Альметьевск. В пределах площади размещаются различные производственные организации Тюменнефтегаза.

В 13 км западнее месторождения размещен небольшой поселок Кож-Ран-Пугол, несколько рыбацких и охотничьих зимников.

Коренное население района – ханты и манси. В настоящее время большая часть населения – русские и украинцы.

Основной отраслью хозяйства является нефтегазодобывающая промышленность.

В настоящий момент инфраструктура района достаточно хорошо развита.

В г. Нижневартовск есть порт речного пароходства, аэропорт и станция железной дороги Нижневартовск - Сургут – Тобольск – Тюмень, а также построена сеть автодорог. Недалеко от месторождения находится г. Радужный с населением около 50 тыс. человек. Климат в этом районе резко континентальный. Зима суровая, холодная и снежная с метелями и заносами. Лето короткое, но довольно теплое. Весна и осень продолжительные, но прохладные. Среднегодовая температура - 3,2.°С – 2,6°С. Самый холодный месяц – январь (до -40-45°С и ниже), самый теплый – июль (до + 30°С).

Описываемая территория по количеству атмосферных осадков относится к районам с избыточным увлажнением. Среднегодовое количество осадков в виде дождя и мокрого снега составляет 500 мм. В октябре начинается ледостав на реках, во второй половине мая – ледоход. Толщина

льда на озерах составляет 50-80 см, иногда достигает до 1 метра. Высота снежного покрова достигает 1,5 метров. Господствующее направление ветра летом северо-восточное, зимой – юго-западное.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

В геологическом строении месторождения присутствуют породы мезо-кайнозойских терригенных отложений платформенного чехла и доюрского фундамента.

К доюрским образованиям относятся породы складчатого палеозойского фундамента и его коры выветривания. На породах коры выветривания и фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения юрского осадочного комплекса. Отложения нижнего, среднего и частично верхнего отделов юрской системы объединяются в тюменскую свиту. В составе верхнего отдела выделяются васюганская и баженовская свиты. Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. Нижний отдел слагают осадки мегионской, вартовской, алымской и нижней части покурской свит, верхний отдел — соответственно верхней части кузнецовской, покурской, ганькинской и березовской свит. В составе палеогеновых отложений выделяются корликовская, талипкая, люлинворская, тавдинская, алымская, новомихайловская, журавская свиты. Отложения неогена не везде развиты. Распространены повсеместно четвертичные отложения.

В пликативном отношении Варьеганское месторождение находится в пределах структуры первого порядка — Варьеганско-Тагринского мегавала, имеющего меридианальное простирание. В пределах мегавала выделяются структуры второго порядка: Айтульский и Тагринский валы (на западном склоне), разделяющиеся Западно-Тагринским прогибом. Варьеганский вал осложнен положительными структурами третьего порядка: Варьеганским, Северо-Варьеганским, Гун-Еганским, Верхне-Эйеганским, Эй-Еганским поднятиями.

Варьеганское месторождение в тектоническом отношении непосредственно приурочено к Варьеганскому локальному поднятию — структуре третьего порядка, расположенной в центральной части Варьеганского вала. Она представляет собой брахиантиклинальную складку, свод которой оконтуривается изогипсой -2375 м по горизонту Б (верхняя юра). Наивысшая отметка по горизонту Б в сводовой части поднятия составляет -2346 м. Варьеганская структура в гипсометрическом отношении самая высокая: выше Северо-Варьеганской на 255 м, Варьеганской — на 165 м. По горизонту Б размер структуры составляет 22 x 10 км.

Варьеганское месторождение находится в одном из наиболее активных в тектоническом отношении районов Западной Сибири. С севера, северо-запада и востока от него находятся Аганский и Колтогорско-Уренгойский грабенрифты.

На месторождении в юрско-меловом разрезе выделено 19 продуктивных пластов: ЮВ<sub>2</sub>, ЮВ<sup>1</sup><sub>1</sub>, ЮВ<sup>2</sup><sub>1</sub>, БВ<sup>2</sup><sub>2</sub>, (ачимовский пласт), БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>9</sub>, БВ<sup>2</sup><sub>8</sub>, БВ<sup>1</sup><sub>8</sub>, БВ<sup>0</sup><sub>8</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sup>0</sup><sub>4</sub>, АВ<sub>7-8</sub>, АВ<sub>5-6</sub>, АВ<sub>4</sub>, ПК и сеноманский. По характеру насыщения установлено четыре газовых (АВ<sub>5-6</sub>, АВ<sub>4</sub>, ПК, сеноманский), четыре нефтяных (ЮВ<sub>2</sub>, БВ<sub>22</sub>, БВ<sup>0</sup><sub>4</sub>, БВ<sup>0</sup><sub>8</sub>), одна нефтегазовая (АВ<sub>7-8</sub>) и 10 нефтегазоконденсатных залежей (ЮВ<sup>2</sup><sub>1</sub>, ЮВ<sup>1</sup><sub>1</sub>, БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>9</sub>, БВ<sup>2</sup><sub>8</sub>, БВ<sup>1</sup><sub>8</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub>).

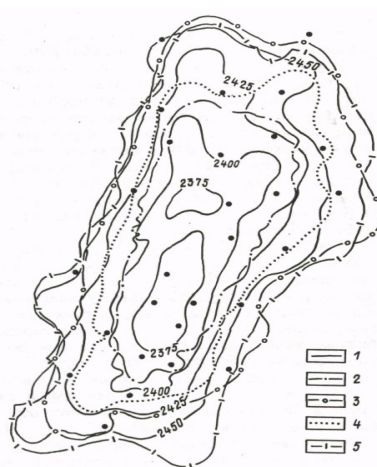


Рисунок 2 Структурная карта по кровле пласта БВ<sup>0</sup><sub>8</sub> (1 — изогипсы) и внешние контуры нефтеносности: 2, 3, 4, 5 — пластов соответственно БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sup>0</sup><sub>8</sub>

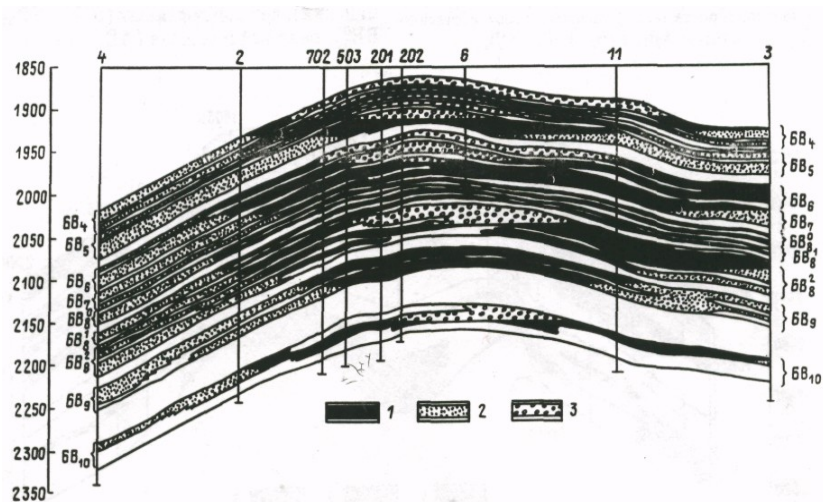


Рисунок 3 Геологический разрез по объекту БВ<sup>0-1</sup>: 1, 2, 3— песчаник соответственно нефте-, водо-, газоносный

### 1.3 Запасы нефти и газа

Общая величина начальных геологических запасов нефти составила по месторождению 732, 7 млн. т, в том числе 720,3 млн. т по категориям В+С<sub>1</sub> (98,3 %). Концентрация запасов нефти приурочена к наиболее крупным залежам в пластах БВ<sub>6-7</sub> – 243,1 млн. т или 33,2 % от общих запасов нефти месторождения и пласте БВ<sub>8</sub><sup>2</sup> – 156,9 млн. т (21,4 %).

Наибольшая доля (59,8 % от общих по месторождению, в т. ч. кат. В+С<sub>1</sub> – 60,4 %) начальных геологических запасов нефти относится к чисто нефтяной зоне (НЗ), наименьшая (соответственно 5,7 и 5,2 %) – к газо-нефте-водяной (ГНВЗ).

Сравнение начальных геологических запасов нефти по подсчету 2010 г. и утвержденных ГКЗ (1990 г.) На балансе ФГУ НПП Росгеолфонда на 01.01.2010г. по Варьеганскому месторождению числится 861,2 млн. т нефти, в т. ч. 845,4 млн. т по категориям В+С<sub>1</sub> (98,2 %). Разница в количестве начальных геологических запасов нефти по подсчету 2010 г. и состоящих на балансе составляет –(минус)128,4 млн. т (-14,9 %), в т. ч. -125,1 млн.т (-14,8 %) кат. В+С<sub>1</sub> .

Достоверность оценки объема нефтенасыщенных пород определяется плотностью имеющейся сетки скважин (в ПЗ 2010 г. - >1500 скв., в ПЗ 1988 г. – 550 скв.) и равномерностью их распределения по изучаемой нефтяной

оторочке. Объемы нефтенасыщенных пород основных нефтесодержащих пластов, включая пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, где в условиях проведенной детализации разреза (выделения пластов ЮВ<sub>1</sub><sup>2a</sup> и ЮВ<sub>1</sub><sup>2б</sup>) произошло перераспределение площади (увеличение в 1,5 раза) и нефтенасыщенной толщины (уменьшение в 1,6 раза), изменились не существенно. Уменьшение начальных геологических запасов нефти произошло, главным образом, за счет изменения коэффициентов пористости (-8,6 %) и нефтенасыщенности (-9,2 %).

Оценка запасов «сухого» газа составила по месторождению 80,6 млрд.м<sup>3</sup>, в том числе 68,8 млрд. м<sup>3</sup> по категории С<sub>1</sub> (85,3 %).

В чисто газовых объектах сосредоточено 36,1 млрд. м<sup>3</sup> газа, в т. ч. 24,7 млрд. м<sup>3</sup> по категории С<sub>1</sub>. Это составляет 44,8 % от общих ресурсов месторождения. Запасы газа газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей оценены в 44,5 млрд. м<sup>3</sup>, из них 44,1 млрд. м<sup>3</sup> (99,1 %) по категории С<sub>1</sub>.

Доля запасов газа в газовых шапках в общих ресурсах газа месторождения составляет чуть более половины (55,2 %).

Подсчет запасов конденсата произведен на основе запасов «сухого» газа и потенциальных содержаний конденсата.

Последние приняты на уровне утвержденных ГКЗ СССР в 1990 г., т. к. новой информации по исследованиям газоконденсатных объектов практически не получено.

Начальные балансовые запасы конденсата составили по месторождению 10, 4 млн. т. Практически все они отнесены к категории С<sub>1</sub>.

На основе выделенных фаций, при определении условий осадконакопления коллекторов продуктивных пластов, приводится распределение начальных геологических запасов нефти (2010 г.) категорий В+С<sub>1</sub> основных нефтесодержащих пластов Варьеганского месторождения по типам коллекторов и типам строения разреза.

При выполнении необходимых расчетов использовались литолого-фациальные разрезы по пробуренным скважинам, зональные карты фаций,



типов коллекторов и типов строения разреза, данные по ФЕС. При этом оценка и обоснование подсчетных параметров производилась по результатам лабораторных исследований керна и ГИС.

К коллекторам типа ГСК относится 565,0 млн.т (79,1 %), ПК – 149,5 млн.т (20,9 %) начальных геологических запасов нефти основных нефтесодержащих пластов.

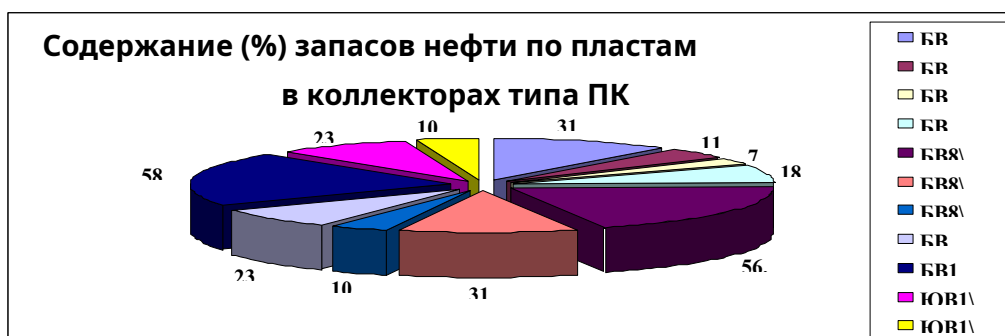
Характер распределения коллекторов типа ГСК и ПК в границах пластов очень сложный. К типу строения разреза, представленному, в основном, ГСК относится 228,1 млн.т (31,9 %), ГСК+ПК - 430,9 млн.т (60,3 %), ПК - 55,5 млн.т (7,8 %) начальных геологических запасов нефти основных нефтесодержащих пластов (Рис. 4).

Наибольшей долей запасов нефти в пласте, относящихся к коллекторам типа ГСК, характеризуется пласт БВ<sub>6</sub> (128,8 млн.т или 92,2 %); к коллекторам типа ПК – пласт БВ<sub>10</sub> (24,0 млн.т или 58,9 %) (Рис.5).

Определение резервуаров с различными коллекторскими свойствами дает возможность выделять участки максимальной концентрации остаточных запасов, что позволит более рационально их извлекать.



Рисунок 4 Распределение геологических запасов нефти кат. В+С основных нефтесодержащих пластов по типам коллекторов ГСК .



## Раздел 2

### 2.1 Анализ показателей разработки Варьеганского месторождения

Проектный фонд скважин - 3395 (в том числе 2015 добывающих, 1322 нагнетательных, 53 специальных и 205 резервных). Запроектирована снижающаяся добыча нефти: в целом по месторождению с 10954,1 тыс. т в 1989 году до 1837,6 тыс. т в 2010 году и при росте обводненности с 74 до 95,9%.

В настоящее время Варьеганское месторождение разрабатывается на основании документа принятого в 1997 году ЦКР в качестве "Анализа разработки Варьеганского месторождения" (таблица 1). Причиной составления данного проектного документа явилось невыполнение большинства проектных показателей проектного документа 1980 года, что обусловлено влиянием трех основных факторов:

- 1) отставанием фактического фонда добывающих и нагнетательных скважин от проектного, что связано с меньшими фактическими объемами бурения и большим в сравнении с проектом количеством бездействующих скважин;
- 2) меньшими по сравнению с проектными коэффициентами эксплуатации;
- 3) запаздыванием с переводом фонтанных скважин на механизированную добычу.

Анализ разработки Варьеганского месторождения содержит два варианта разработки, отличающиеся темпом ввода новых скважин, объемом восстановительных работ по бездействующему фонду. Принят к разработке второй вариант.

В данном документе система разработки эксплуатационных объектов не изменилась (такая же, как в дополнительной записке 1990 года), но дополнительно выделены еще два эксплуатационных объекта АВ7-8 и

ачимовская пачка.

Проектный фонд новых добывающих и нагнетательных скважин, предназначенных для бурения, в обоих вариантах принят одинаковым - 842 единицы. Больше половины проектных скважин (530 скважин) размещены на объектах 0БВ8+1БВ8 и 1ЮВ1+2ЮВ1; 152 проектные скважины предназначены для ввода в разработку нефтяных залежей АВ7-8, ЮВ2 и ачимовской пачки.

С 1996 по 2015 годы по варианту 2 предполагалось отобрать 40 млн. т нефти, 369,1 млн. т жидкости и закачать 475,8 млн. м<sup>3</sup> воды; по варианту 1 - 25,8 млн. т нефти, 290,7 млн. т жидкости и 355,1 млн. м<sup>3</sup> воды. По варианту 2 бурение проектных скважин по основным объектам заканчивается в 2010 году, ввод добывающих и нагнетательных скважин из бездействия - в 2011 году; по варианту 1 - в 2025 и 2015 годах соответственно.

Повышение темпов выработки запасов нефти по варианту 2 позволяет сократить срок разработки месторождения (достижение предельной обводненности продукции скважин, равной 98%) на 10 лет. При этом конечный КИН по варианту 2 составит 0,264, по варианту 1 - 0,249.

Следует отметить, что при действующей системе налогообложения дальнейшая разработка Варьеганского месторождения по любому из вариантов не рентабельна. В связи с этим, а также с наличием ряда замечаний к экономической и экологической частям проекта, разделам связанным с техникой и технологией добычи нефти и производством буровых работ Экспертизой было решено рассматривать данный документ не в качестве "Проекта разработки", а как "Анализ разработки и меры по совершенствованию систем разработки продуктивных объектов Варьеганского месторождения".

**Таблица 1**  
**Состояние реализации проектного фонда скважин**

Фонд скважин	БВ 4	БВ 5	БВ 6	БВ 7	БВ80 -1	БВ8 2	БВ 9	БВ1 0	ЮВ11 -2	АВ7-8, БВ22, ЮВ2	<i>В целом</i>
Реализован.	150	145	466	295	808	426	135	315	230	30	<i>2691</i>
Оставшийся к бурению	18	28	19	20	383	10	7	10	90	146	<i>731</i>
Проектный	168	173	485	315	1191	436	142	325	320	176	<i>3422</i>
Процент реализации, %	89, 3	83, 8	96, 1	93, 7	67,8	97,7	95, 1	96,9	71,9	17,0	<i>78,6</i>

## 2.2 Анализ показателей фонда скважин

Опытно промышленная эксплуатация Варьеганского нефтегазоконденсатного месторождения начата в 1974 году разведочной скважиной № 2, эксплуатировавшей пласт БВ6, за этот год была добыта 1 тыс. т нефти.

На 1. 01. 2020 года на месторождении добыто 193196, тыс. т нефти, 62938,1 млн. м<sup>3</sup> газа, накопленная добыча жидкости составила 531065,1 млн. т, закачано 1006260,05 тыс. м<sup>3</sup> воды, отбор от утвержденных извлекаемых запасов составил 75,0%, КИН составляет 0,23, компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки составила 163,99%.

Фонд добывающих скважин на конец 2021 года составил 1280 единиц, из них действующий фонд составил 952 скважины: добывающих – 710,

нагнетательных – 242. Средний дебит по нефти составил 6,8 т/сут, по жидкости – 78,9 т/сут. Основные показатели разработки Варьеганского месторождения по эксплуатационным объектам приведены с 1982 года (таблица 2).

В настоящее время месторождение находится на IV заключительной стадии разработки, характеризующейся значительным снижением добычи нефти и высокой обводненностью продукции.

Максимальная добыча нефти в поверхностных условиях на месторождении была достигнута в 1986 году - 18,7 млн. т, но уже со следующего года начался необратимый процесс падения добычи нефти.

Так в 1987 году добыто 18,5 млн. т нефти, в 1988 году – 16,9 млн. т, в 1990 году - 6,7 млн. т, в 1991 году - 4,7 млн. т.

На Варьеганском месторождении не была достигнута стабилизация добычи нефти, не удалось достичь максимального проектного уровня добычи нефти в 21 млн. т. Большинство проектных показателей не было выполнено. В результате в 1996 году проектные показатели были пересмотрены в сторону их снижения. Однако пересмотренные сниженные проектные показатели также не выполняются.

Практически все фактические показатели отстают от проектных и это отставание увеличивается с каждым годом. Так в 1997 году фактическая добыча нефти составила 1,891 млн. т при проектной 1,908 млн. т. В 2012 году фактическая добыча нефти составила 1,740 млн. т при проектной 1,780 млн. т. Отставание наблюдается также по дебитам жидкости и нефти. Так в 1987 году добыто 18,5 млн. т нефти, в 1988 году – 16,9 млн. т, в 1990 году - 6,7 млн. т, в 1991 году - 4,7 млн. т.

На Варьеганском месторождении не была достигнута стабилизация добычи нефти, не удалось достичь максимального проектного уровня добычи нефти в 21 млн. т.

Таблица 2

## Динамика основных показателей разработки

№	Дата	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводённость, %	Накопленная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут
1	1982	9290,3		10335,8	25659,5	122,2	135,9	10,1	22936,5	52699,1
2	1983	12146,1		13693,1	37805,6	121,4	136,8	11,3	25948,9	78647,9
3	1984	15765,4		18593,1	53571,0	119,5	140,9	15,2	39837,4	118485,3
4	1985	17905,7		22072,7	71476,7	124,6	153,6	18,9	47004,8	165490,1
5	1986	17394,0		23722,2	88870,6	104,2	142,1	26,7	52019,3	217509,5
6	1987	18451,5		26696,0	107322,1	88,1	127,5	30,9	70128,1	287637,6
7	1988	18501,0		30998,6	125823,1	78,1	130,9	40,3	83764,1	371401,6
8	1989	16906,9		38491,5	142729,9	51,5	117,3	56,1	93485,0	464886,7
9	1990	10749,7		39919,1	153479,7	28,4	105,5	73,1	77801,4	542688,0
10	1991	6712,1		33460,1	160191,7	16,2	80,7	79,9	73140,5	615828,5
11	1992	4698,6		29357,6	164890,4	11,8	73,5	84	63252,9	679081,4
12	1993	3654,9		23092,5	168545,2	12,3	77,9	84,2	45477,9	724559,3
13	1994	2895,8		20432,5	171441,0	10,3	72,6	85,8	46116,2	770675,5
14	1995	2338,7		17998,2	173779,7	9,7	74,8	87	33689,0	804364,5
15	1996	2203,2		15792,5	175982,9	11,2	80	86	27247,7	831612,2
16	1997	2114,3		15317,1	178097,2	13,2	95,8	86,2	24416,2	856028,4
17	1998	1891,2	-10,6%	14456,3	179988,4	12,2	93,4	86,9	19907,0	875935,4
18	1999	1636,3	-13,5%	14049,5	181624,6	10,4	89,1	88,4	14246,0	890181,4
19	2000	1459,0	-10,8%	12121,3	183083,7	9,9	75,1	88	10814,3	900995,6
20	2001	1372,6	-5,9%	12114,1	184456,3	7,7	67,9	88,7	10719,6	911715,2
21	2002	1394,4	1,6%	13596,7	185850,7	7	68,6	89,7	11963,1	923678,3
22	2003	1527,2	9,5%	14798,7	187377,9	6,9	66,8	89,7	13011,8	936690,2
23	2004	1701,2	11,4%	16195,1	189079,1	7,6	72,5	89,5	14203,2	950893,4
24	2005	1740,2	2,3%	17321,9	191588,2	7,8	77,2	90,0	16660,2	973867,4
25	2006	1608,4	-7,6%	18794,5	193196,6	6,7	78,9	91,4	22344,7	996212,1
26	2007	1501,54	-6,6%	17994,5	194385,9	5,6	68,3	91,4	17046,4	1000318,9
27	2008	820,2	-45,4%	18627,8	196013,1	5,0	66,6	91,8	17480,8	1014601,2
28	2009	668,6	-18,5%	19261,2	197640,4	4,5	64,9	92,3	17915,2	1028883,5
29	2010	517,0	-22,7%	19894,6	199267,7	3,9	63,3	92,7	18349,6	1043165,7
30	2011	365,5	-29,3%	20528,0	200894,9	3,4	61,6	93,2	18784,0	1057448,0
31	2012	213,9	-41,5%	21161,3	202522,2	2,8	59,9	93,6	19218,4	1071730,2
32	2013	162,3	-24,1%	21794,7	204149,5	2,2	58,3	94,1	19652,8	1086012,5

Большинство проектных показателей не было выполнено. В результате в 1996 году проектные показатели были пересмотрены в сторону их снижения. Однако пересмотренные сниженные проектные показатели также не выполняются.

Практически все фактические показатели отстают от проектных и это отставание увеличивается с каждым годом. Так в 1997 году фактическая добыча нефти составила 1,891 млн. т при проектной 1,908 млн. т. В 2012 году

фактическая добыча нефти составила 1,740 млн. т при проектной 1,780 млн. т. Отставание наблюдается также по дебитам жидкости и нефти.

В 2011 году фактическая добыча нефти составила 1,913,3 млн. т при проектной 2,152 млн. т. Отставание наблюдается также по дебитам жидкости и нефти - в 1997 году соответственно 93,4 и 12,2 т/сут по факту при 96,8 и 12,4 т/сут по проекту; в 2012 году соответственно 66,7 и 6,9 т/сут по факту при проектных значениях 68 и 8,4 т/сут (Рис. 4).

Главной причиной отставания фактической добычи нефти от проектной и большинства других показателей в процессе разработки Варьеганского месторождения является значительное отставание фактического фонда добывающих скважин от проектного. При этом от проектного отстает не только эксплуатационный фонд, но и действующий. Так коэффициент использования фонда добывающих скважин по факту в 2010 году составлял 0,5 вместо 0,58 по проекту.

Фактический эксплуатационный фонд добывающих скважин в 1997 году составил 1121, действующих - 480, соответственно проектный - 1173 и 479; в 2011 году фактический фонд - 1327 и 640, проектный - 1288 и 879. Следует добавить, что на таких объектах как 0БВ8 + 1БВ8 и БВ4 система разработки реализована соответственно на 26% и 84%, не смотря на продолжительный период их эксплуатации.

По большинству эксплуатационных объектов наблюдается отставание проектного фонда от фактического. И только по объекту БВ10 фактический фонд добывающих скважин превышает проектный на 26%.

Отставание фонда скважин приводит к отставанию добычи нефти и жидкости, соответственно снижению КИН. Из-за отставания отбора жидкости приходится ограничивать закачку воды, как следствие снижать действующий фонд нагнетательных скважин для недопущения перекомпенсации отбора жидкости.

Для объективного анализа состояния разработки Варьеганского месторождения, представлена сравнительная характеристика основных

показателей разработки 2010г по 2013 г. в таблице 3.

Таблица 3

**Скорректированные в Анализе разработки проектные уровни**

Показатели	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Добыча нефти, тыс. т.	2046,9	1913,3	1787,1	1661
Добыча жидкости, тыс.т	20360	20237	20268	20178
Объемы закачки воды, тыс.м3	26064	25797	25722	25414

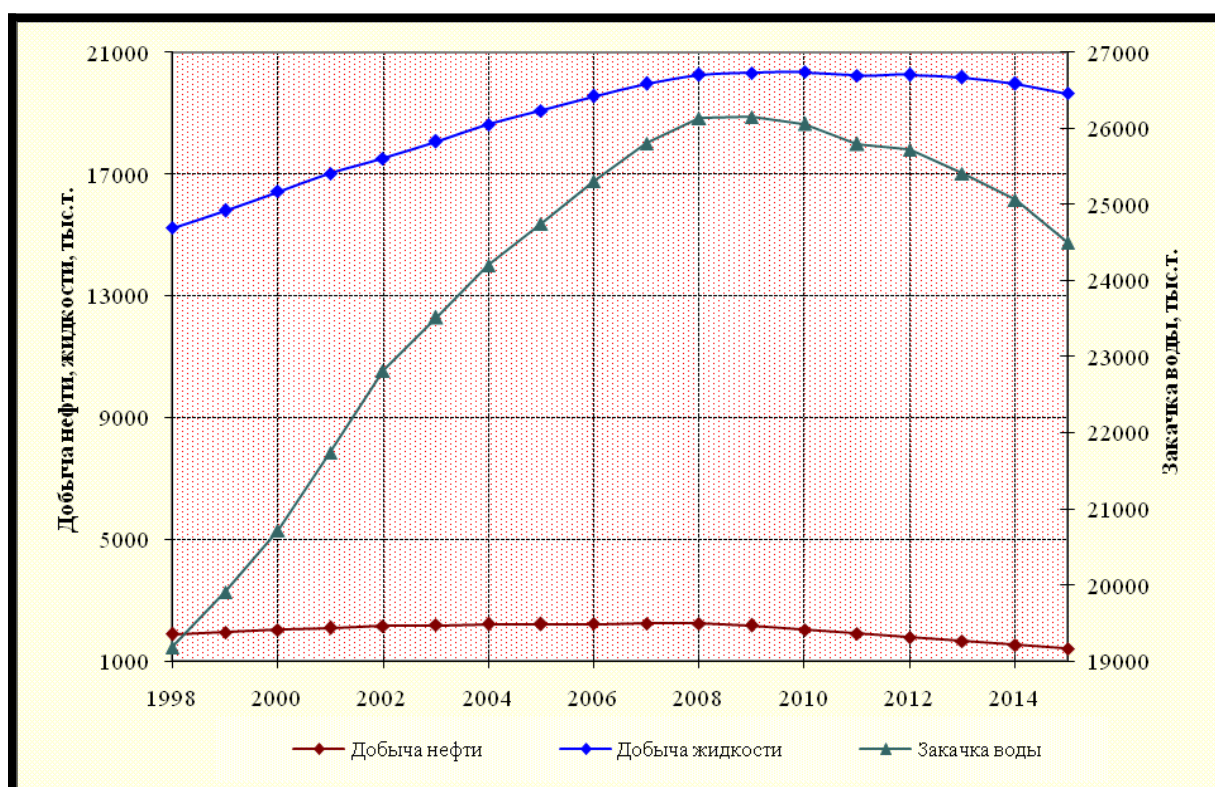


Рисунок 4 Динамика добычи Варьеганского месторождения с 1998 по 2014г.

### 2.3 Анализ выполнения проектных решений

Варьеганское месторождение введено в эксплуатацию в 1974 году после запуска в работу разведочной скважины № 2Р на объекте БВ6. Промышленное разбуривание месторождения осуществляется с 1976 года. В процессе эксплуатации на месторождении было выделено 9 основных объектов разработки: БВ4, БВ5, БВ6, БВ7, БВ80-1, БВ82, БВ9, БВ10, ЮВ11-



2, и 4 второстепенных: АВ6-7, БВ1 Ач, ЮВ2, причем объект БВ1 введен в эксплуатацию только после подсчета запасов 2001 года в результате опробования скважины № 1950.

Геологические запасы нефти по Варьеганскому месторождению, были пересчитаны ООО «Гео Дейта Консалтинг» в 2001 году и утверждены в ГКЗ в объеме 720255 тыс. т. по категории В+С1. На долю основных объектов БВ4, БВ5, БВ6, БВ7, БВ80-1, БВ82, БВ9, БВ10, ЮВ11-2 приходится 714574 тыс. т, или 99,2 % от начальных геологических запасов нефти.

Ввод залежей в эксплуатацию на месторождении осуществляется по мере изучения их геологического строения. Этап характеризуется интенсивным ростом добычи нефти, жидкости и обводненности. Рост добычи нефти и жидкости связан с увеличением ввода новых скважин из бурения, вовлечением в разработку объекта Ач, а также с увеличением работ по интенсификации добычи

В 2006 г. в ТО ЦКР по ХМАО был утвержден документ «Анализ разработки месторождения», выполненный ООО «ГеоДэйта Консалтинг», сроком действия 2005 – 2018 гг. Объект ЮВ1 – трехрядная система заводнения, расстояния между добывающими скважинами в первых рядах – 450-500 м, в стягивающих рядах – 250 м, между рядами – 500 м, между нагнетательными скважинами – 500м;

объект Ач – разбуривание по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 636 м, с переходом от трехрядной к площадной пятиточечной системе, с последующим уплотнением сетки до 20 га/скв. Путем перевода 99 обводнившихся скважин с объекта ЮВ1; разработка второстепенных объектов: ПК6, ПК19, ПК201, БВ11, ЮВ3, ЮВ8, ЮВ10 единичными возвратными скважинами и новыми скважинами.

На первом этапе, с 1974 по 1976 г.г., в разработку вводились наиболее продуктивные объекты, характеризующиеся высокими фильтрационно-емкостными свойствами. На втором этапе, с 1977 по 1981 г.г., осуществлялся ввод менее продуктивных объектов с более низкими фильтрационно-

емкостными свойствами.

Общий проектный фонд на месторождении, без учета резервных и специальных скважин, составляет 3422 скважины. Всего, по состоянию на 1.01.2020 г. пробурено 2691 скважина, из них: 1788 добывающих и 903 нагнетательных. На дату анализа для бурения осталась 731 скважина. Проектный фонд реализован на 79 %.

На первом этапе разработки месторождения, при вводе и дальнейшей эксплуатации наиболее продуктивных горизонтов отмечается интенсивное наращивание объемов добычи нефти. Средние дебиты нефти новых скважин в этот период находятся на уровне от 100 до 150 т/сут.

В этот же период осуществлялось формирование системы поддержания пластового давления, которое сопровождалось закачкой значительных объемов воды, что способствовало интенсификации добычи нефти.

Начиная с 1984 года, на месторождении отмечается стабилизация уровней добычи нефти, которая продолжается по 1987 г. включительно. К этому времени на высокопродуктивных объектах уже практически полностью сформировалась система заводнения, тогда как на объектах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами продолжается разбуривание проектного фонда и формирование системы ППД. Динамика ввода скважин и дебитов нефти, жидкости по новым скважинам в целом по Варьеганскому месторождению (Рис.5).

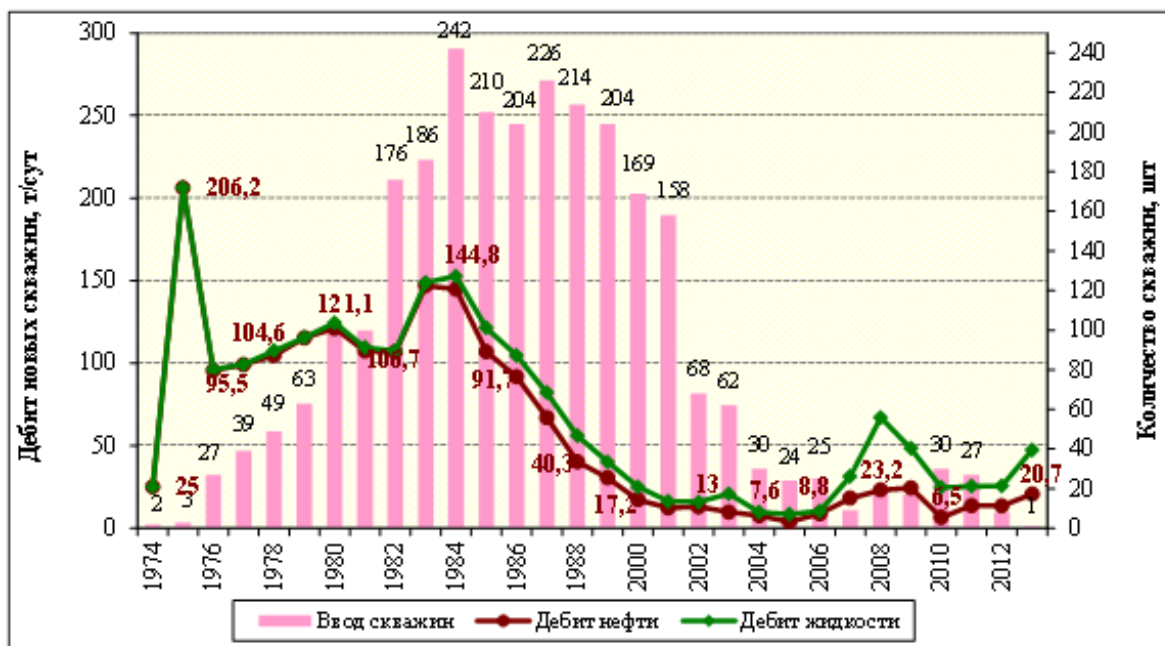


Рисунок 5 Динамика ввода скважин и дебитов нефти, жидкости по новым скважинам в целом по Варьеганскому месторождению.

Дебиты нефти новых скважин в этот период снижаются практически в два раза. Основной объем добычи нефти осуществляется за счет интенсивной выработки запасов из высокопродуктивных объектов и, в меньшей мере, за счет значительного объема буровых работ на объектах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Максимальный объем добычи нефти, который составил 18501 тыс. т, при среднегодовой обводненности продукции 40,3 % приходится на 1987 г. Максимальный объем добычи жидкости отмечается в 1989 году и составляет 39919,1 тыс. т.

После 1987 года месторождение вступает в третью стадию разработки, которая продолжается до 1991 г. и характеризуется интенсивным падением добычи нефти с 18501 до 4698,6 тыс. т. Темпы падения составляют от 25 до 35 % в год. Средние дебиты нефти действующих скважин за четыре года снижаются с 78,1 до 11,8 т/сут. Среднегодовая обводненность продукции увеличивается с 40,3 до 84 %.

Следует отметить, что этот период времени сопровождался массовым

обводнением добывающих скважин, большая часть которых переводилась на другие объекты разработки, остальные же скважины выбывали в пассивный фонд.

Проводимые геолого-технологические мероприятия по возврату скважин позволили интенсифицировать добычу нефти и частично вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы нефти. Объемы и результаты эксплуатации возвратного фонда скважин приведены в таблице 5.

**Таблица 5**

**Объемы и результаты эксплуатации возвратного фонда скважин**

Количество возвратных скважин, шт	средняя успешность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти на 1 скв. тыс. т
724	60	17354.4	23.9

За весь период разработки возвратный фонд на месторождении составил 724 скважины. Накопленная добыча нефти от проводимого мероприятия составила 17354,4 тыс. т или по 23,9 тыс. т на одну скважину. Средняя успешность проводимых работ составила 60 %. С течением времени успешность возвратных работ заметно снижалась, что было обусловлено значительной степенью выработки запасов из высокопродуктивных коллекторов и соответственно изменением структуры остаточных запасов нефти. При этом большая часть обводнившихся скважин выбывала из эксплуатации в пассивный фонд. Динамика изменения неработающего фонда приводится на (Рис.6). В текущем году фактические уровни по добыче нефти ниже проектных на 22 %, по добыче жидкости - на 10 %. По накопленной добыче нефти расхождение составило 1,7 %, и 3,4 % соответственно.

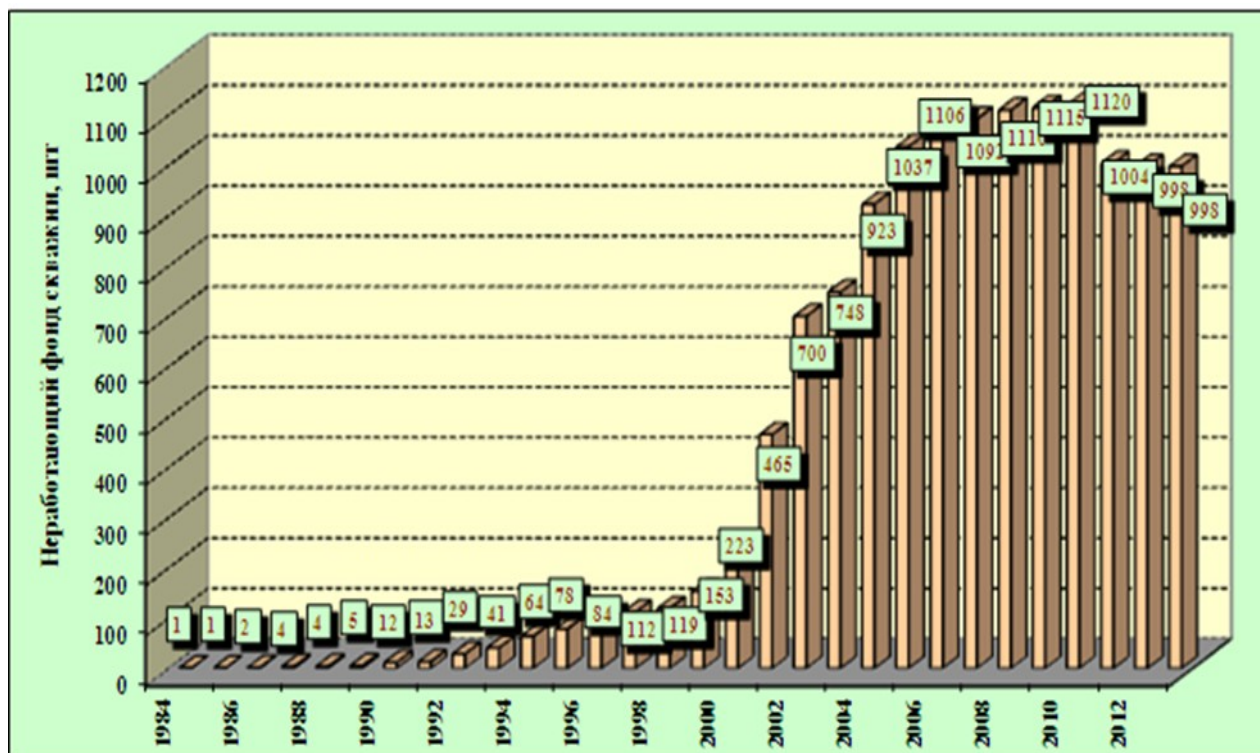


Рисунок 6 Динамика изменения неработающего фонда.

Основными причинами невыполнения проектных решений стали следующие обстоятельства:

- Фактически реализованный объем буровых работ оказался в 3,5 раза ниже, чем предполагалось по проектному документу;
- Высокий бездействующий фонд скважин. Согласно проектного документа, действующий фонд добывающих скважин должен был составить 945 скважин, фактически действующий фонд - 641 скважина;
- Реальные геологические запасы нефти оказались на 15 % ниже, чем предполагалось при проектировании. Данное обстоятельство, несомненно, отразилось на некотором завышении проектных уровней добычи нефти по некоторым объектам, где это расхождение оказалось наибольшим.

На дату анализа основная часть (95 %) действующего фонда эксплуатируется механизированным способом и лишь 5 % - фонтанным.

Из 641 скважины установками ЭЦН эксплуатируется 441 скважина, штанговыми насосами – 165 и фонтанным способом - 35.

Добыча нефти по скважинам, оборудованным ЭЦН, составила 1312,2 тыс. т или 77 % годовой добычи. Средний дебит по нефти – 8,8 т/сут, по жидкости – 103,2 т/сут, обводненность продукции – 91,4 %.

Добыча нефти с помощью установок штанговых насосов составила 215,8 тыс. т или 13 % годовой добычи по месторождению. Средний дебит по нефти – 3,4 т/сут, по жидкости – 8 т/сут, обводненность продукции – 57,3 %.

Добыча нефти фонтанным способом составила 173 тыс. т. или 10 % годовой добычи по месторождению. Средний дебит по нефти – 15,3 т/сут, по жидкости – 30,3 т/сут, обводненность продукции – 49,6 % .

Всего, за период эксплуатации месторождения с помощью штанговых насосов было добыто – 2216,6 тыс. т, компрессорно-газлифтным способом – 1206,5 тыс. т, с помощью погружных электроцентробежных насосов – 37006,5 тыс. т и фонтанным способом 138618,4 тыс. т. Таким образом, основная добыча нефти (73 % от общей добычи) была обеспечена фонтанным способом эксплуатации.

#### **2.4 Геолого-технические мероприятия**

В 2020 и 2021 годах с целью обеспечения проектного уровня добычи нефти предусматривалась реализация обширной программы геолого-технологических мероприятий, включающей в общей сложности 199 скважино-операций с запланированной дополнительной добычей нефти, составляющей 500,3 тыс.т. (таблица 6). Указанные объёмы не включают мероприятия по применению ФХВ, а также ввод новых скважин из бурения.

Таблица 6

## Распределение выполненных мероприятий по видам за 2020 – 2021 год

Вид мероприятия	Проект	Факт	Проект	Факт
ГРП, скв./скв.-опер.	59/59	81/85	60/60	81/85
Эффективность, тыс.т.	220.8	127.2	142.7	125.7
Возвраты, скв./скв.-опер.	15/15	05.окт	10.окт	53/57
Эффективность, тыс.т.	27.2	3.8	13.2	23.7
ЗБС, скв./скв.-опер.	04.апр	0	15/15	0
Эффективность, тыс.т.	13.5	0	44.2	0
Воздействие на ПЗП, скв./скв.-опер.	04.апр	57/72	02.фев	52/54
Эффективность, тыс.т.	6	16.2	0.6	10
Дострелы, скв./скв.-опер.	07.июл	17/17	08.авг	08.авг
Эффективность, тыс.т.	14.2	7.4	8.3	0.2
Прочие ГТМ (РИР, Л.А., прочие КРС, оптимизация, перевод на мехдобычу), скв./скв.-опер.	10.окт	94/167	05.май	129/135
Эффективность, тыс.т.	6.7	56.5	2.9	34.6
<b>Итого:</b>				
<b>ГТМ, скв./скв.-опер.</b>	<b>99/99</b>	<b>254/351</b>	<b>100/100</b>	<b>323/339</b>
<b>Допдобыча, тыс.т.</b>	<b>288.4</b>	<b>211.1</b>	<b>211.9</b>	<b>194.2</b>

Как следует из приведённой таблицы, по факту на месторождении в 2020-2021 гг. выполнены ГТМ на 577 скважинах с суммарной доп. добычей нефти 405,3 тыс.т. и средней эффективностью 0,7 тыс.т. на скважину. При этом фактическая эффективность ГТМ имеет тенденцию к снижению (2020 г. – 0,83 тыс. т/скв, 2021 г. – 0,59 тыс. т/скв). Проектным документом предусматривалась значительно более высокая эффективность - в 2020 и 2021 гг., соответственно, 2,9 тыс.т/скв и 2,1 тыс. т.

На (Рис. 7) приведено распределение общего объема выполненных за последние 2 года мероприятий по видам. Как видно, около половины всех мероприятий выполняется на аварийных либо остановленных скважинах, заключаются они в ликвидации аварий, капитальных ремонтах и изоляционных работах. Другой наиболее многочисленной группой являются

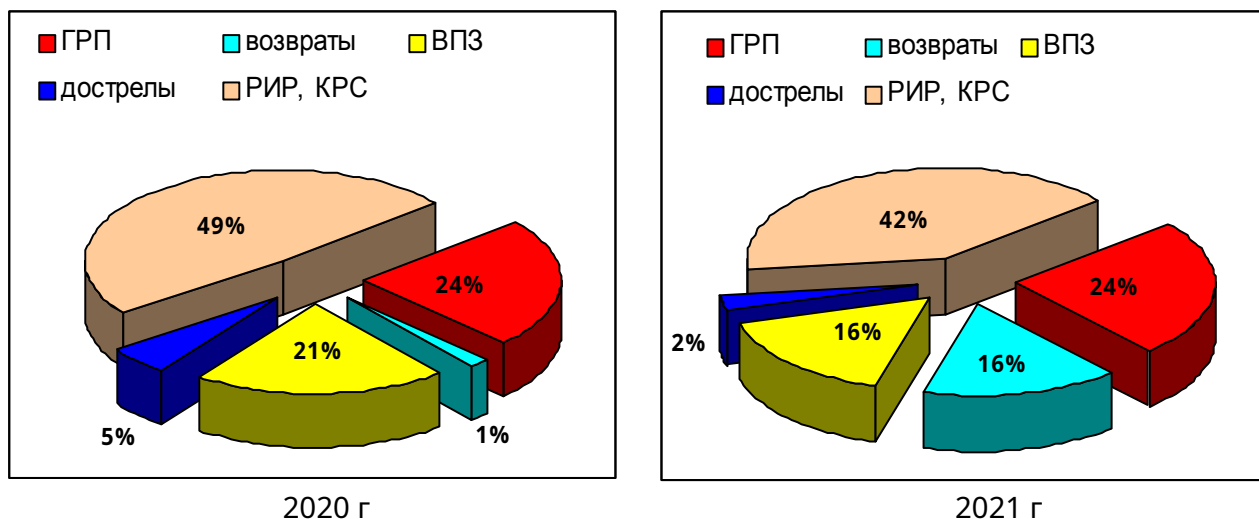


Рисунок 7 Распределение выполненных мероприятий по видам

мероприятия по интенсификации притока, включающие ГРП и ВПЗ. Таким образом, на месторождении мероприятия проводятся как в работающих скважинах, с целью увеличения , с целью повышения степени использования фонда.

Существенная часть проведённых в 2020-2021 гг. на месторождении мероприятий, направленных на интенсификацию притока жидкости к забою скважины и увеличение нефтеотдачи пластов, приходится на гидравлический разрыв пласта. Основная доля фонда, стимулированного ГРП (без учёта совместных), приходится на объект БВ80-1 63 скважины в 2020 г. и 43 скважины в 2021 г., на горизонте БВ10 в 2020 г. гидроразрыв пласта осуществлён в 12 скважинах, в 2021 г. – в 25 скважинах, на ЮВ11-2 в 2014 г. мероприятия не проводились, в 2021 г. ГРП выполнен в 4 скважинах.

На (Рис. 8,9) представлена динамика результативности выполненных на месторождении ГТМ. Приведем оценку выполненных мероприятий по видам.



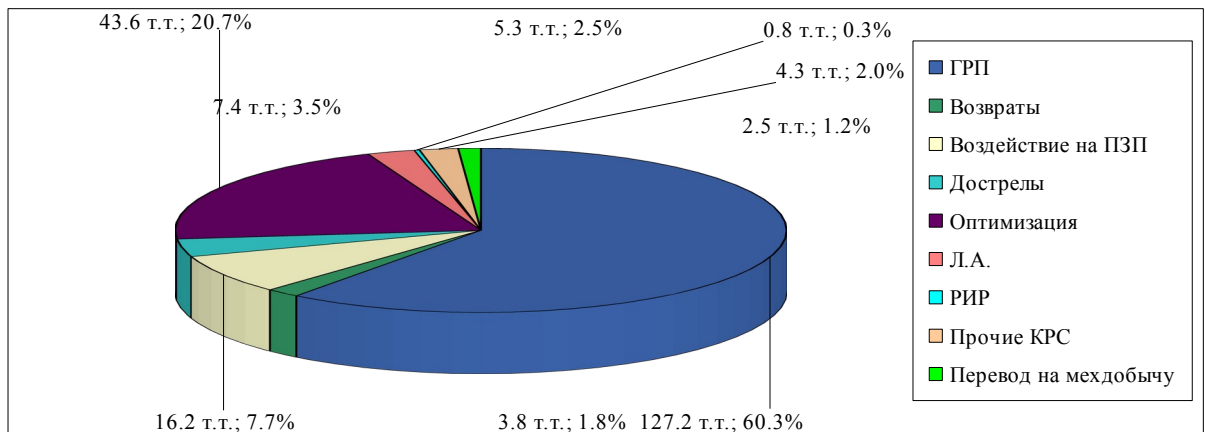


Рисунок 8 Диаграмма распределения дополнительной добычи нефти по видам ГТМ по итогам 2020 год

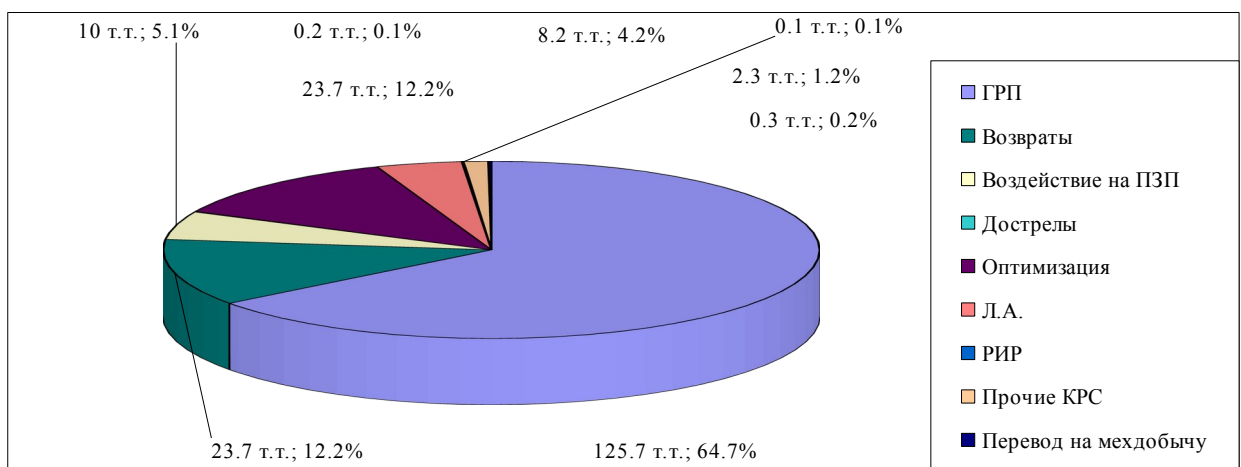


Рисунок 9 Диаграмма распределения дополнительной добычи нефти по видам ГТМ по итогам 2021 года ГРП.

Общий прирост добычи нефти (без учёта переходящего эффекта) от реализованной программы ГРП достиг 127,2 тыс.тонн по итогам 2020 года и 125,7 тыс.тонн за 2021 год, что является наилучшим показателем среди всех геолого-технических мероприятий (Рис.8 ,9).

Вследствие практически стопроцентного охвата действующего фонда гидравлическим разрывом пласта, на объекте БВ10 актуальность приобрело проведение повторных ГРП, успешность которых обоснована анализом результатов работ прошлых лет.

Возвраты и приобщения. Мероприятия по возвратам и приобщению пластов обеспечили дополнительную добычу нефти в 3.8 тыс.тонн в 2020 г. и 23.7 тыс.тонн в 2021 г. Рост эффективности, главным образом, связан с количественным увеличением скважинно-операций, проведённых на

месторождении в 2021 г. Наилучшие показатели по возвратному фонду достигнуты на объекте БВ82, прирост дебита нефти по которым варьирует от 2,5 до 24,1 т/сут. Например, максимальные значения как по приросту дебита, так и по доп. добыче отмечены при вскрытии ранее не охваченной выработкой подошвенной части пласта БВ82 в скважинах 1525 и 2138, входная обводнённость продукции по которым не превысила 5%.

В целом же по месторождению увеличение дебита нефти составило 5,1 т/сут. Дополнительная добыча нефти на скважину составляет 0,47 тыс.т.

Наиболее эффективными оказались приобщения пластов БВ82 и БВ5 к объектам БВ80-1 и БВ7. Так, по скважине 1441 прирост дебита нефти вследствие приобщения БВ5 к БВ80-1 достиг 36,3 т/сут, приобщение БВ82 к БВ7 в скважине 2465 сказалось увеличением дебита на 21,8 т/сут. Данные примеры показательны с точки зрения локализации остаточных запасов рассматриваемых пластов, они свидетельствуют об их неисчерпанном потенциале.

Приобщение горизонтов БВ10, ЮВ11-2, БВ80-1 и ЮВ2 с приростом дебита нефти в интервале от 2 до 5 т/сут считается малоэффективным ввиду, как уже отмечалось, низких фильтрационных свойств данных объектов. В дальнейшем представляется целесообразным проведение операций по возвратам и приобщениям на вышеупомянутых пластах с гидроразрывом. Дострелы. Перфорационные мероприятия (дострелы) в количестве 25 скважино-операций дали увеличение дебита нефти в среднем на 2 т/сут и дополнительную добычу в 7,6 тыс.тонн. По сравнению с 2020 годом, доп.добыча по итогам которого составила 7,4 тыс.тонн, в 2021 году произошло существенное снижение эффективности от проведения мероприятий - до 0,2 тыс.тонн. Низкая результативность обусловлена как вскрытием обводнённых интервалов, так и выполнением операций в низкопроницаемых коллекторах, таких как БВ80-1.

Принимая во внимание результаты анализа проведённых мероприятий, в последующем при формировании программы ГТМ на 2022-2023 гг. акцент

сделан на объектах БВ6 и БВ5, характеризующихся за 2020 г. эффективностью. В частности, дострел интервала пласта БВ5 в скважине 2711 увеличил дебит по нефти на 12,8 т/сут.

Воздействие на ПЗП. Комплекс работ, направленный на обработку призабойной зоны пласта (воздействие на ПЗП), в значительной степени превысил проектные показатели по числу мероприятий, что в конечном счёте позволило обеспечить дополнительную добычу нефти в 26,2 тыс.тонн: 16,2 тыс.тонн в 2020 г., 10 тыс.тонн в 2021 г. Некоторое снижение эффективности объясняется сокращением общих объёмов скважино-опреаций с 72 до 54, при этом увеличение дебита нефти по итогам проведения ОПЗ в 2021 г. составило 3,5 т/сут, что на 1 т/сут выше результата за 2020 г.

Более 60% эффекта от воздействия на ПЗП (16,6 тыс.т) и третья часть от общего числа мероприятий (42 скважино-операции) приходится на пласт БВ10, средний прирост дебита нефти по которому максимален и составляет 3,1 т/сут. Наибольшая же эффективность отмечается по итогам проведения СКО – доминирующий вид ОПЗ на рассматриваемом горизонте. ГКО, проведённая в скважинах 2828, 2919, 2839, не дала положительного результата.

Гораздо меньшей эффективностью характеризуются мероприятия, проведённые на объектах ЮВ11-2, БВ80-1 и БВ5, доп.добыча по которым составила 1,5 тыс.т., 2,5 тыс.т и 1,3 тыс.т. соответственно. Превалирующая доля операций приходится на соляно-кислотную обработку. Прирост дебита изменяется в интервале от 0,5 до 2,6 т/сут, продолжительность эффекта не более двух-трёх месяцев.

Прочие ГТМ. В группу «прочих» ГТМ отнесены: оптимизация, перевод на мех.добычу, ликвидация аварий, ремонтно-изоляционные работы, прочие КРС. На мероприятия по оптимизации режимов работы скважин приходится основная доля дополнительной добычи нефти, равная 67,3 тыс.тонн или 74%, что в пересчёте на скважину составляет 0,53 тыс.т. Величина прироста дебита по нефти варьируется от 0,2 до 14,7 т/сут и в среднем равна 3,4 т/сут .

Несмотря на некоторое снижение доли дополнительной добычи нефти, получаемой за счет оптимизации режимов эксплуатации, с 20% до 12% данное мероприятие представляется перспективным и в последующие годы.

Акцент на увеличение количества скважин, в которых осуществлены мероприятия по ликвидации аварий, способствовал, помимо роста доп. добычи нефти с 5,3 тыс.т. в 2020 г. до 8,2 в 2021 г., увеличению действующего добывающего фонда на месторождении (с 641 скважины на 01.01.2020 г. до 710 скважин на 01.01.2022 г.). Основной объем этого вида ГТМ выполнен на объектах БВ10, ЮВ11-2, БВ80-1, характеризующихся высокой аварийностью фонда. По ним достигнуты наилучшие показатели. Положительная динамика как по объему, так и по эффективности, свидетельствует о перспективах данного мероприятия и в дальнейшем.

Таким образом, на месторождении выполняется объем работ практически втрое больше, чем предусматривалось проектным документом. Однако из-за значительно более низкой эффективности ГТМ объемы дополнительной добычи нефти в два раза ниже. Значительная часть ГТМ приходится на воздействие на ПЗП, оптимизацию режимов эксплуатации, ГРП. Этот факт свидетельствует о том, что недропользователю приходится прилагать большие усилия по поддержанию работы действующего фонда скважин. Низкая эффективность выполняемых геолого-технических мероприятий в значительной мере объясняется структурой остаточных запасов нефти в продуктивных пластах, которая определяется как особенностями геологического строения объектов, так и сложившейся в процессе разработки динамикой фильтрационных потоков пластовых флюидов. Знание структуры остаточных запасов нефти, локализация участков их концентрации должны способствовать повышению эффективности выполняемых ГТМ.

Во многом на эти вопросы призван ответить подготавливаемый недропользователем Проект разработки месторождения. Кроме того, необходимы специальные исследования по локализации остаточных запасов

нефти, основанные на детальном геолого-промысловом анализе, литолого-фациальном и гидродинамическом моделировании перспективных участков нефтедобычи. Таким образом, обобщая результаты выполненного анализа, можно сделать вывод об эффективном влиянии гидроразрыва пласта на основные технологические показатели работы скважин.

В 2018 г. на Варьеганском месторождении реализовано 199 геолого-технологическое мероприятие на ранее пробуренном фонде скважин, позволившие получить 500,3 тыс.т дополнительной добычи нефти (13,8% от годовой добычи). Проектом предусматривалось проведение 50 операций ГТМ с эффективностью 65,5 тыс.т нефти. Ниже рассмотрены фактически реализованные ГТМ по видам в сравнении с проектом:

- ГРП - 93 скв.-опер. (12 опер. на б/д фонде) с добычей 190,5 тыс.т (проект – 30 скв.-опер., добыча 57 тыс.т);
- ЗБС - 2 скв.-опер. (на б/д фонде) с добычей 5,9 тыс. т (проект – 5 скв.-опер., добыча 17,5 тыс.т);
- ОПЗ - 47 скв.-опер. с добычей 16,9 тыс.т (проект – 4 скв.-опер., добыча 1,6 тыс.т);
- перевод с объекта на объект - 4 скв.-опер. (1 скв.-опер. на б/д фонде) с добычей 8,5 тыс.т;
- оптимизация насосного оборудования - 27 скв.-опер. с добычей 38,3 тыс.т;
- гидродинамические методы - 12 скв.-опер.;
- потокоотклоняющие технологии ВПП – 6 скв.-опер., с добычей 6,7 тыс.т.

## **2.5. Анализ работы УЭЦН в осложненных условиях Варьеганского месторождения**

### **2.5.1 Анализ состояния фонда скважин оборудованных УЭЦ**

На Варьеганском месторождении эксплуатационный фонд скважин, оборудованных УЭЦН в 2020 году составляет – 624 скважин, действующий фонд - 607 скважин, среднесуточный дебит одной скважины -

4,5 т/сут, обводненность 94,3%, МРП -381, СНО-507 сут. В 2021 году эксплуатационный фонд составил 645 скважин, действующий фонд - 627 , среднесуточный дебит одной скважины-4,3 т/сут, обводненность 94,5% , МРП-371, СНО-522сут. В сравнении 2020 года и 2021 года по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, произошли позитивные изменения. Это объясняется тем, что был выполнен значительный объём работ по бездействующему фонду скважин. (22 скважины переведено с УШГН, 59 скважин после проведения ГРП, 74 скважины введено из б/д в 2021 году способом УЭЦН).

Рассматривая динамику состояния фонда скважин, оборудованных УЭЦН, за прошедшие 2020-2021 годы нельзя не отметить, что процентное отношение скважин, дающих продукцию, возросло с 73,6% до 78,8%; простаивающих увеличилось с 0,75% до 1,3%; бездействующих снизилось с 25% до 19,2.

На период с 01.01.2022 г. по 01.04.2022 г. Добыча нефти мех.способом составила 250,530 тыс.т. из скважин, оборудованных УЭЦН -229,619 тыс.т , ШГН-20,911тыс.т, фонтан - 0,695 тыс.т от общей добычи.

На 01.04.2022 г. эксплуатационный фонд скважин, оборудованных УЭЦН, составляет – 635. Среднесуточная добыча жидкости составляет 46644 м3/сут, нефти - 2633 т/сут , обводненность 94,4%. Среднесуточный дебит скважины, оборудованной УЭЦН составляет 77,1 м3/сут, нефти-4,3 т/сут (таблица 7).

**Таблица 7**  
**Эксплуатационный фонд, оборудованный УЭЦН**

Дающих продукцию	Простаивающих	Бездействующие	Фонтан/затруб +ЭЦН
617	15	18	1

Распределение фонда скважин оборудованных УЭЦН по типоразмеру

В 2021 г. распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН по типоразмерам произошло следующим образом (таблица 8).

Таблица 8

Распределение ЭЦН по типоразмерам

Типоразмер	Всего	Типоразмер	Всего	Типоразмер	Всего
ЭЦН-15	15	ВНН-30	3	RFS-230	7
ЭЦН-30	181	ЭЦН-20	7	RFS-925	1
ЭЦН-45	64	ЭЦН-25	8	RFS-450	1
ЭЦН-60	54	ЭЦН-35	3	DN-800	1
ЭЦН-80	43	ЭЦН-50	60	D285EZ	3
ЭЦН-125	58	ЭЦН-40	1		
ЭЦН-250	33	ЭЦН-200	34		
ЭЦН-400	12	ЭЦН-160	1		
ЭЦН-500	10	ВНН-25	1		
				Всего 601	

роц

П  
ен

тное соотношение фонда скважин, оборудованных УЭЦН по типоразмерам представлено на (Рис. 10).

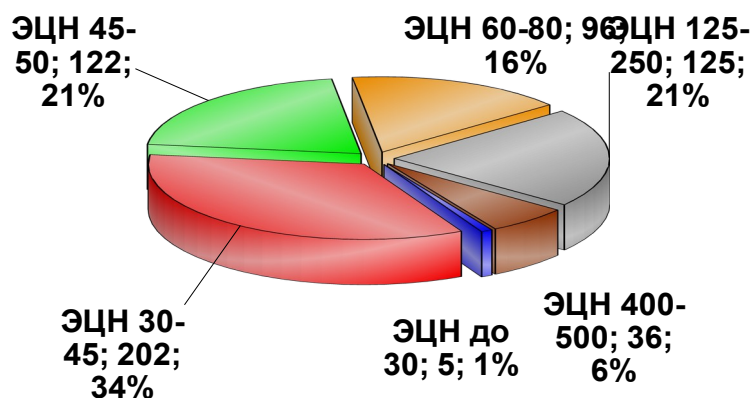


Рисунок 10 Процентное соотношение фонда скважин, оборудованных по типоразмерам.

Анализируя изменение фонда УЭЦН по типоразмерам следует отметить:

- УЭЦН-30- увеличение данного типоразмера на 9шт объясняется проводимыми деоптимизациями на скважинах после ГРП по причине снижения притока, отсутствием поставок ЭЦН45-1600 производства «Алнас», в связи, с чем данный типоразмер заменялся ЭЦНМ-30-1800.
- УЭЦН-45-1600 уменьшение данного типоразмера на 20 шт. объясняется, отсутствием поставок ЭЦН45-1600 и запасных частей к УЭЦН производства «Алнас» в июне, июле, августе месяце по причине реорганизации на заводе.
- УЭЦН-25-2000- проводятся промышленные испытания на СКВ.2852/104.
- УЭЦН-15-2800- проводятся промышленные испытания на СКВ.4839/230 наработка на 1 октября 2020 года составила 274 сут, режим 17 м3/сут, 12,7 т.
- УЭЦН-15-2000- проводятся промышленные испытания на СКВ.1625/63 наработка на 1 октября 2020 года составила 2 сут, режим 18 м3/сут 10 т, на предыдущей скважине 255/28 УЭЦН наработка составила 84 сут., подъем производился по причине ГТМ оптимизация, после ревизии в ЦЭПУ, УЭЦН был отправлен на скважину 1625/63, износа рабочих органов, пар трения не отмечено.
- УЭЦН-60 увеличение данного типоразмера на 26 шт. объясняется, отсутствием поставок ЭЦН45-1600, увеличение потребности данного типоразмера на скважинах после ГРП.
- УЭЦН-400 увеличение данного типоразмера на 3 шт. объясняется, проведенными оптимизациями режима работы скважин.

По остальным типоразмерам дисбаланс составляет (+-3). Часторемонтируемый фонд УЭЦН увеличился на 11скважин и составляет 38 скв., из них 29 скважины после ГРП.



## **2.5.2 Мероприятия по увеличению межремонтного периода работы скважины, оборудованных УЭЦН**

На Варьеганском месторождении предлагается ряд мероприятий для повышения МРП. Для предотвращения засорения насоса мехпримесями необходимо:

Перед спуском УЭЦН в скважину особое внимание обращать на демонтаж предыдущей установки на устье.

Произвести проверку вращения валов секций насоса и двигателя, состояние приемной сетки насоса (наличие мех.примесей). В случае наличия мех. примесей и не вращения валов, произвести промывку до искусственного забоя с обязательной отбивкой забоя до промывки и после. Во время промывки производить отбор проб жидкости на КВЧ.

Для предотвращения отложения солей необходимо:

Перед спуском УЭЦН в скважину особое внимание обращать на демонтаж предыдущей установки на устье.

Обращать на наличие налета солей на приемной сетке, обратном клапане, корпусе насоса, двигателя, вращения валов секций насоса и двигателя.

На основании разборок насоса в ЭПУ составить список солепроявляющих скважин. На данных скважинах при ремонте в обязательном порядке производить кислотные обработки с обработкой реагентами (ПАФ – 13А).

Для предотвращения электропробоя кабеля:

Перед спуском УЭЦН в скважину особое внимание обращать на демонтаж предыдущей установки на устье.

Особое внимание обращать, в каком месте произошел пробой, состояние удлинителя, токоввода.

Если пробой произошел на месте технологической сростке, отмечать на каком расстоянии от сростке.

Использовать минимальное количество сросток. Перед спуском в скважину производить испытание кабеля б/у на испытательном стенде.

Геологической службе при оформлении наряд – заказа указывать глубины перехода Э.К. на меньший диаметр. В зоне набора кривизны ствола уменьшать скорость спуска УЭЦН до 10 м/сек. (ИКТ за 1,5 мин.).

Организовать профилактическую депарафинизацию лифтов при обработке скважины горячей нефтью не допускать повышения температуры выше температуры указанной в паспорте эксп. кабеля. После обработки осваивать скважину как до вывода на режим после ремонта.

#### Для предотвращения не герметичности НКТ:

При сдаче скважины из ремонта производить опрессовку НКТ на 90 кгС/см<sup>2</sup> в течении 5 минут. При падении давления на 10 кгС/см<sup>2</sup>, решение о запуске УЭЦН должен принимать технолог.

На скважинах с обводненностью более 80% применять насосы в коррозионно-стойком исполнении.

В цехе ЭПУ организовать контроль за процессом ремонта УЭЦН и их комплектацией.

После вывода УЭЦН на оптимальный режим работы, эксплуатацию УЭЦН вести с ежедневным отбором пластовой жидкости для определения процентного содержания воды и количество механических примесей до получения сходных результатов по последним трем пробам.

Создать комиссию для расследования преждевременных отказов на скважинах отработавших менее 100 суток в составе представителей: ЦТКРС, ЦЭПУ, ЦДНГ.

По результатам работы комиссии составляются геолого-технические мероприятия для устранения нарушений, выявленных в ходе расследования и при необходимости составлять проект приказа с мерами воздействия к лицам виновным в происшедших нарушениях.

#### Исследования скважин оборудованных УЭЦН

За текущий период разработки месторождения подавляющая часть объёма работ по контролю за состоянием эксплуатации фонда скважин режимов их работы, исследованию гидродинамических характеристик

скважин и пластов, контролю энергетике процесса разработки, объёмов добываемой продукции и динамики её обводнения выполняется службами ЦДНГ.

В перечень проводимых исследований скважин оборудованных УЭЦН входят:

1. замеры дебитов и состава продукции добывающих скважин (нефть, вода, попутный газ, мех. примеси );
2. контроль устьевых и линейных давлений;
3. замеры пластовых и забойных давлений, статических и динамических уровней;
4. проведение комплекса ГИС-контроля в скважинах для оценки работы фильтров, пластов, заколонных перетоков, отбивки текущих забоев, оценки технического состояния стволов скважин.

Контроль разработки месторождения осуществляется геологической службой предприятий-недропользователей. Промысловые исследовательские работы выполняются ЦНИПРОм совместно с подразделениями цеха КПРС.

### **2.5.3 Факторы, влияющие на оптимальную работу УЭЦН**

На оптимальную работу УЭЦН влияет множество факторов, как технического, так и технологического характера.

К технологическим факторам влияющим на оптимальную работу УЭЦН относятся:

- Работа установки в критических режимах близких к срыву подачи (неправильный подбор УЭЦН);
- Работа УЭЦН в зоне изгиба ствола скважины (неправильный выбор подвески погружного агрегата);
- Перекачка недеспергированной газонефтяной смеси (неправильный

выбор подвески насоса);

- Изгиб какого-либо узла УЭЦН, остаточная деформация при спуске на заданную глубину (превышена скорость спуска);
- Чрезмерный износ ступеней насоса (повышенное содержание механических примесей, отложение солей на рабочих органах насоса);
- Работа установки с производительностью ниже 50% от номинальной (отсутствие контроля за режимом работы).

К техническим факторам влияющим на оптимальную работу УЭЦН относятся:

- Сборка отремонтированных узлов УЭЦН с повышенными допусками трущихся деталей (нарушение ТУ);
- Дисбаланс в собранном погружном агрегате;
- Малый момент затяжки ступеней насоса (нарушение ТУ);
- Износ резьбы в переводниках и трубах НКТ (отсутствие контроля при спуске НКТ).

#### Распределение отказов УЭЦН по осложняющим факторам

Распределение отказов УЭЦН по осложняющим факторам на 01.04.2022 год произошли следующим образом (Рис. 11):

1. Не достаточный приток -11%
2. Влияние газа -1%
3. АСПО-0%
4. Не герметичность НКТ-24%
5. Солеотложение -10%
6. Мех.примеси-7%

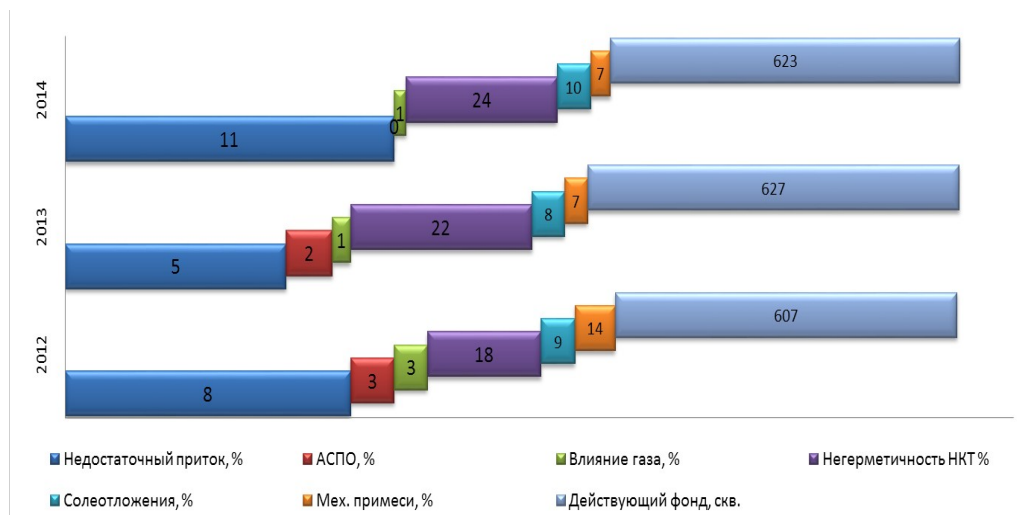


Рисунок 11 Распределение отказов УЭЦН по осложняющим факторам.

На сегодняшний день на месторождении для скважин осложненных выносом мех.примесей, производится очистка забоя (зумпфа) при ТРС КОС-1, КОС-2, промывка забоя; Использование ЧПС и фильтров ЖНШ. Проведение ОПИ фильтра ВМТФ-5-4.

Для скважин осложненных отложением солей основным методом защиты является ОПЗ при ТРС раствором ингибитора СНПХ-5311, периодическая заливка 10% раствора ингибитора Dodiscale V 2870 К-3 по графику. Внедрение УДР для дозировки ингибитора солеотложения и коррозии. ОПИ погружных контейнеров «Трил-Св «МР». Проведение периодических обработок ООО «Клариант». Обновление парка НКТ.

Для скважин с недостаточным притоком производится проведение ГТМ, направленных на увеличение притока (ГРП, СКО), эксплуатация в периодическом режиме.

## **Раздел 3**

### **3.1 Анализ основных показателей деятельности предприятия**

ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» — буровое предприятие, которое входит в состав группы компаний «Нефтьсервисхолдинг». С 2009 года предприятие выполняет полный комплекс работ по строительству эксплуатационных, разведочных, поисковых и оценочных скважин на условиях «под ключ», а также осуществляет бурение скважин по суточной ставке.

В состав предприятия входят 15 буровых бригад, 2 базы производственного обслуживания (БПО), 5 территориальных обособленных подразделения (ТОП). В процессе строительства скважин используются собственные буровые установки: 15 собственных буровых установок

грузоподъёмностью от 180 до 320 тонн. Все буровые установки оснащены верхним силовым приводом. (ВСП).

Буровые бригады полностью оснащены всем необходимым оборудованием и инструментом. Техническое обслуживание и плановый ремонт оборудования, инструмента производится на специально оборудованных собственных базах производственной поддержки. Для выполнения некоторых специальных работ привлекаются сертифицированные, специализированные сервисные предприятия.

В организации создан свой учебный центр «Нефтьсервисхолдинг» для подготовки высококвалифицированных специалистов. На постоянной основе по утверждённым программам проводится повышение квалификации рабочих и инженерного состава производственных подразделений, аппарата управления.

Основные направления деятельности:

- Капитальный ремонт скважин методом резки боковых стволов.
- Строительство вертикальных скважин.
- Строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием.
- Строительство наклонно – направленных скважин.
- Цементирование обсадных колонн при строительстве скважин.
- Долотный сервис.

Регионы деятельности: Пермский край, Ямало-Ненецкий АО, Ханты-Мансийский АО, Оренбургская область (Рис.12.).

Основными заказчиками являются: ПАО НК «Лукойл», ПАО «Газпром нефть», ПАО НК «Роснефть».

## Регионы деятельности



Рисунок 12  
регионы

### деятельности Компании ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ»

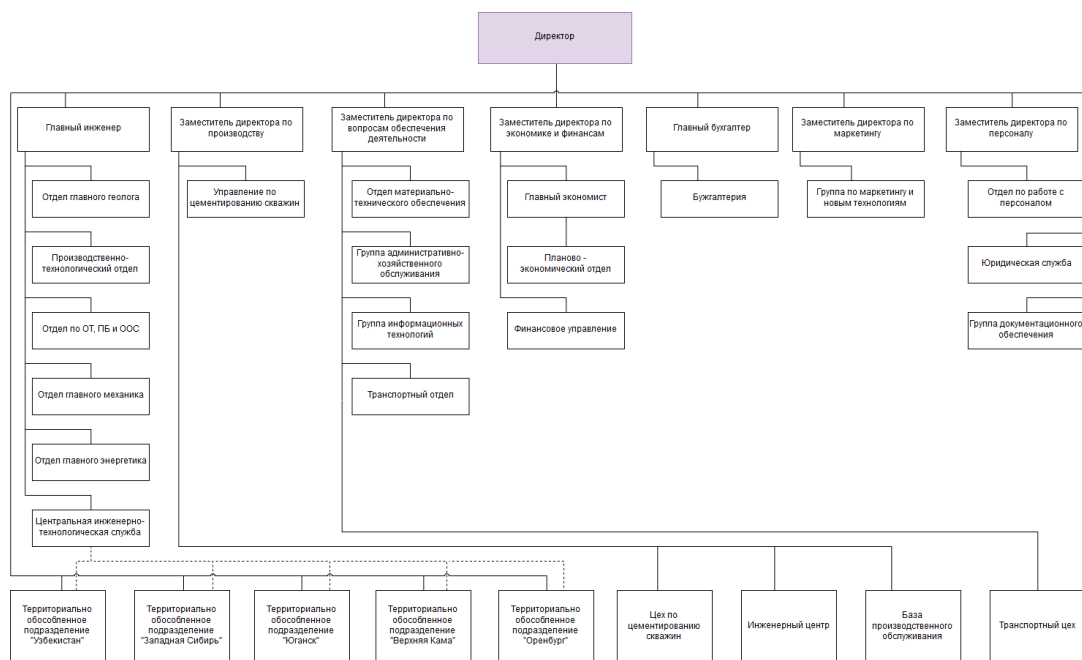


Рисунок 13 Организационная структура ООО НСХ «АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» - сочетающая функциональное и дивизиональное управление

Общее и административное руководство компанией осуществляет Директор, при помощи своих заместителей и директоров территориально-обособленных подразделений.

#### Цели Компании:

- занять достойное место среди Компаний, выполняющих работы в области бурения, КРС, реконструкции нефтяных и газовых скважин;
- постоянно обеспечивать качество выполняемых работ;



- поддерживать высокий уровень менеджмента и профессионализма работников компании, постоянно повышая их квалификацию;

- создавать благоприятный морально-психологический климат, позволяющий полностью использовать творческий потенциал каждого работника Компании;

- использовать самые последние достижения науки и техники для обеспечения высокого качества проектных работ через оперативный поиск, разработку и внедрение новых технологий при выполнении поставленных задач;

- обеспечивать высокий уровень деловой культуры и исполнительской дисциплины работников Компании, доброжелательное отношение к Заказчикам;

- обеспечение промышленной безопасности производственных объектов, процессов и оборудования, последовательное улучшение условий труда и повышение безопасности труда на производстве, снижение риска возникновения производственных травм, профессиональных заболеваний, аварий и инцидентов;

- обеспечить вовлечение всех работников наших Компаний, а так же работников подрядных организаций в вопросы, связанные с охраной труда, промышленной и экологической безопасностью.

- осуществлять свою деятельность способами, которые позволяют обеспечить безопасное проведение работ и свести к минимуму риски для собственных сотрудников, работников подрядных организаций и окружающей среды;

- выделять необходимые ресурсы для реализации производственных задач и достижения целей в области безопасности труда, охраны здоровья и охраны окружающей среды;

- вести открытый диалог с нашими сотрудниками, подрядчиками, поставщиками и придерживаться прозрачности во всех отношениях;

- поощрять тех сотрудников наших Компаний, которые вносят

наибольший вклад в улучшение экологических показателей и показателей в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

#### **Раздел 4**

Тема выпускной квалификационной работы «Повышение эффективности работы скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Варьеганского месторождения».

На Варьеганском месторождении значительная добыча нефти приходится на скважины, оборудованные УЭЦН и работы, связанные с повышением эффективности этих установок, являются крайне актуальными.

Основными причинами аварийности установок являются:

- старение оборудования;
- увеличение осложненного фонда (механические примеси, парафиноотложения, солеотложения, рост обводненности продукции скважин);
- рост малодобитного фонда.

Средний МРП по скважинам, оборудованным УЭЦН, составляет 399 суток.

Для повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, необходима оптимизация режимов их работы.

С целью оптимизации работы оборудования и улучшения условий труда необходимо внедрить новое оборудование и технологии, несомненно, это предполагает дополнительные затраты, но в конечном итоге всё это позволит снизить себестоимость добычи нефти.

Соблюдение технологической дисциплины на всех этапах работы с оборудованием, специальная подготовка персонала позволит, уменьшит количество преждевременных отказов связанных с нарушением технологии, и увеличить МРП работы скважин.

## **Заключение**

В первом разделе отчета о прохождении преддипломной практики даны общие сведения о месторождении, геолого-физическая характеристика, запасы нефти и выявлены осложняющие факторы работы оборудования на Варьеганском месторождении.

В разделе 2 проведен анализ текущего состояния разработки месторождения, а так же даны рекомендации по оптимизации работы УЭЦН на месторождении .

В разделе 3 приведены основные показатели деятельности Компании.

В разделе 4 описана актуальность выбранной темы ВКР.

В процессе прохождения преддипломной практики я ознакомился со спецификой работы Компании, его структурой, основными функциями производственных и управленческих подразделений, изучил внешние и внутренние нормативно-правовые документы, регламентирующие деятельность Компании, приобрел практические навыки выполнения различных геологических и геолого-технических мероприятий, закрепил, теоретические знания, полученные в процессе обучения, а так же собрал, данные, необходимые для написания выпускной квалификационной работы по выбранной теме.