

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.Д. Булчаев  
подпись  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Влияние свободного газа на работу электроцентробежных насосов

Руководитель	_____	доцент, к.т.н	Н.Д. Булчаев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		И.В. Михайлова
	подпись, дата		
Консультанты:			
Безопасность и экологичность	_____		Е.В. Мусяченко
	подпись, дата		
Нормоконтролер	_____		С.В. Коржова
	подпись, дата		

Красноярск 2017

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Влияние свободного газа на работу электроцентробежных насосов» содержит 81 страницы текстового документа, 33 иллюстрации, 14 таблиц, 37 использованных источника.

УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ГАЗОСЕПАРАТОР, СКВАЖИНА, ДИСПЕРГАТОР, ДАВЛЕНИЕ, ОТКАЗЫ, НЕФТЬ, ГАЗ, НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНАЯ СИСТЕМА, ТАНДЕМ.

Цель данной работы: определение наиболее эффективного метода защиты от содержащегося в откачиваемой жидкости свободного газа на работу УЭЦН.

Реализация поставленной цели предусматривает решение следующих задач:

1. Изучить геолого-физические характеристики месторождения;
2. Охарактеризовать текущее состояние разработки месторождения;
3. Провести анализ эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН;
4. Провести анализ влияния свободного газа на работу УЭЦН;
5. Определить факторы проявления свободного газа,
6. Выявить методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора.

В данной бакалаврской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки ЗАО «Ванкорнефть», общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов.

По итогу бакалаврской работы были рассмотрены вопросы влияния свободного газа на характеристики погружных центробежных насосов, предложены методы борьбы с высоким газовым фактором; произведен расчет газосодержания на входе насоса, по результатам которого, выбран оптимальный газосепаратор; освещены вопросы безопасности и экологии при эксплуатации скважин установками погружных электроцентробежных насосов.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 Характеристика геологического строения и нефтегазоносности исследуемого района .....	5
1.1 Географическое и административное положение месторождения.....	5
1.2 Природно-климатические условия района .....	7
1.3 Геологическое строение месторождения.....	7
1.4 Нефтегазоносность.....	11
1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	12
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов .....	15
2 Технологическая часть.....	23
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	23
2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки .....	25
3 Специальная часть .....	27
3.1 Установка погружного электроцентробежного насоса.....	27
3.2 Влияние свободного газа на работу УЭЦН.....	29
3.3 Экспериментальное исследование влияния свободного газа на характеристики погружных центробежных насосов.....	31
3.4 Методы снижения влияния газа на работу электропогружного центробежного насоса .....	47
3.5 Подбор оборудования УЭЦН.....	54
3.6 Погружная насосно-эжекторная система «ТАНДЕМ» .....	63
4 Безопасность и экологичность .....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
Список сокращений .....	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	79

## ВВЕДЕНИЕ

Основной способ добычи нефти в России - эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН). Ими сейчас поднимается на поверхность около 70 % всей нефти в нашей стране. Около 60 000 скважин в России оборудовано погружными насосами (во всём мире – 90 000 скважин), т.е. практически две трети общемирового фонда электронасосных скважин сосредоточены у нас. За последние двадцать лет доля нефти, извлеченной на поверхность с помощью ЭЦН в нашей стране, возросла более чем вдвое. Эта тенденция, несомненно, сохранится и в будущем. Установками ЭЦН (УЭЦН) уже сейчас добывается от 80 до 98 % всей нефти в ведущих компаниях Западной Сибири.

На Ванкорском месторождении работа серийных установок ЭЦН сталкивается с большими трудностями. Одним из основных осложняющих факторов при насосной эксплуатации скважин является высокое содержание свободного газа в откачиваемой продукции на приеме насоса. В затрубном пространстве добывающих скважин накапливается газвыделяющийся при подъеме нефти. Избыточное количество газа в пространстве между насосно-компрессорными трубами (НКТ) и обсадной колонной приводит к образованию газогидратов, увеличению динамического уровня в скважине.

При достижении динамическим уровнем критического значения величина содержания газа на приеме погружного насоса превышает допустимое значение и тогда следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти. Следствием снижения динамического уровня является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки, действующей на колонну НКТ. В отдельных случаях доминирующая роль в формировании давления на приеме погружного насоса принадлежит давлению свободного газа, скапливающегося в затрубном пространстве, в конечном итоге, от которой зависят технико-экономические показатели работы скважины.

Практическая значимость данной работы – это анализ и предложение различных методов борьбы с высоким газовым фактором на приеме насоса, для повышения его эффективности.

# 1 Характеристика геологического строения и нефтегазоносности исследуемого района

## 1.1 Географическое и административное положение месторождения

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. при бурении скважины Вн-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 г. при испытании скважины Вн-6.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Туруханском районе, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, на территории Дудинского района, Таймырского муниципального района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск - в 300 км к юго-западу от месторождения. Площадь месторождения составляет 447 км<sup>2</sup> (рисунок 1).

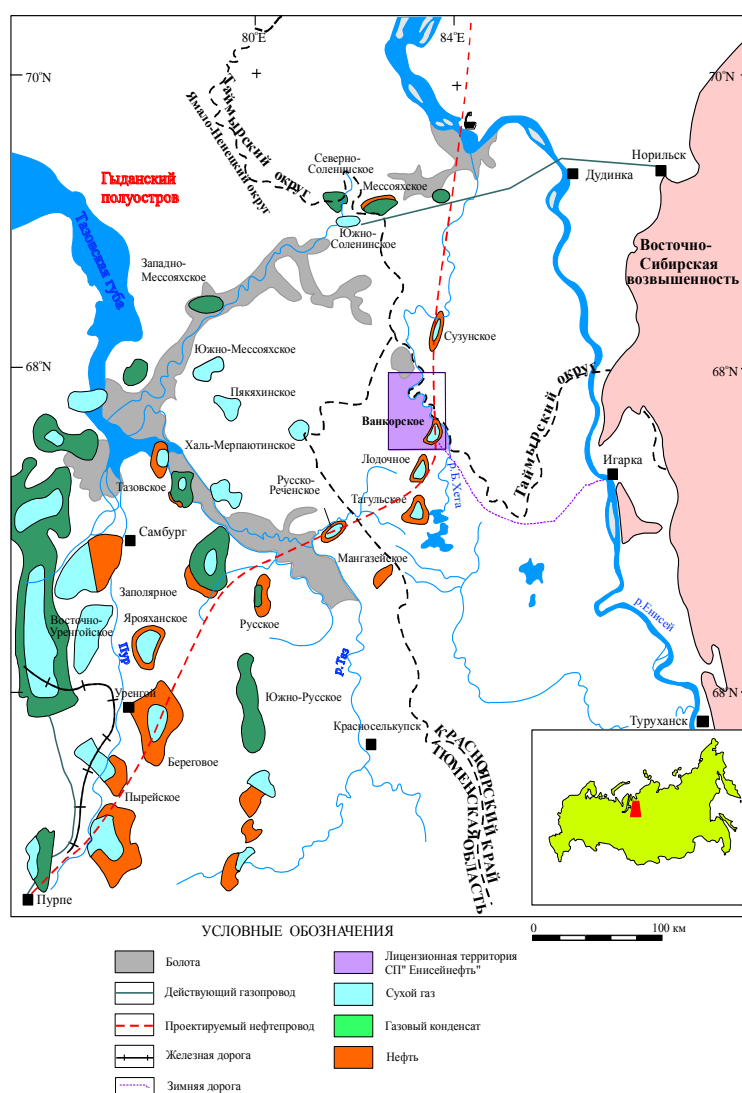


Рисунок 1 - Обзорная карта месторождения

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на км<sup>2</sup>. В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяженность водной магистрали Красноярск-Игарка – 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Расчетный период эксплуатации месторождения — 35 лет.

В 2014 г. на Ванкоре добыто 22 миллиона тонн нефти и газового конденсата, что превышает прошлогодний результат на 2,6%. Сегодня суточная добыча составляет более 60 тысяч тонн. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре – один из самых высоких в России. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтедобычи полностью автоматизирован.

В апреле 2015 г. из недр Ванкора извлечена стомиллионная тонна нефти с начала промышленной эксплуатации (август 2009 г.).

Всего на месторождении будет пробурено 425 эксплуатационных скважин, из которых 307 – горизонтальные.

Поставки нефти с месторождения осуществляются на Дальний Восток страны через Восточный нефтепровод. Во второй половине 2009 года был введен в тестовую эксплуатацию 543-километровый (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов) нефтепровод Ванкор-Пурпе диаметром 820 мм, связывающий месторождение с магистральным нефтепроводом «Транснефти», рассчитанный на прокачку объёмов УВ 25 млн. т/год.

С 27 апреля 2014 года осуществляется коммерческая сдача газа в единую газотранспортную систему страны. С ноября 2013 года ведется закачка попутного нефтяного газа в пласт. А с 2010-го года газ Ванкора является топливом для Ванкорской газотурбинной электростанции, поставляющей эклектическую и тепловую энергию на объекты месторождения, тем самым делая производство одним из самых крупных автономных нефтяных предприятий.

В 2015 году ввод в эксплуатацию всех проектных объектов по сбору попутного нефтяного газа на Ванкорском месторождении обеспечит его полезное использование на уровне 95 процентов.

## **1.2 Природно-климатические условия района**

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

## **1.3 Геологическое строение месторождения**

Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского

возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста.

Нижнехетская свита ( $K_1br-v_1$ ) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I<sup>Д</sup>. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита ( $K_1v_1-h$ ) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения).

На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые.



Период эпоха	Ярус	Свита	Литология	Продуктивные пласты	УВ насыщение отражающий порог	Лито логическое описание	
МЕЛОВОЕ	ВЕРХНИЙ МЕЛ - K <sub>2</sub>	Маястрикт - K <sub>2m</sub>				Пески, супеси, суглинки галька, гравий, валуны	
		Кампанский - K <sub>2k</sub>				Алевриты, пески, супеси, с линзами и стяжениями алевритов и песчаников приливно-отливных равнин	
		Вулрон-сантон - K <sub>2l-st</sub>	Салпадинская - K <sub>2sp</sub>			Глины и алевриты мелководного шельфа Ритмичное чередование песков, алевритов, глин, суглинков. (приливно-отливная равнина)	
		Сенонантюрон - K <sub>2sn</sub>	Дорожская - K <sub>2dr</sub>			Глины мелководного шельфа	
		Сальб-Сенонантюрон - K <sub>2s-sn</sub>	Долгая - K <sub>2d</sub>	Дп - I-III	I <sup>a</sup>	Пески, песчанки с прослоями алевритов и глин (прибрежно-морские, подводная дельтовая равнина)	
		Салп - салб - K <sub>2s-sb</sub>	Яковлевская - K <sub>2jak</sub>	Як-III - VII	I <sup>b/</sup>	Переслаивание аргиллитов, песчаников с прослоями алевритов и углей (аллювиальные, надводная дельтовая равнина)	
	НИЖНИЙ МЕЛ - K <sub>1</sub>	Нлотерив - нлотерив - K <sub>1sl-g4</sub>	Малохетская - K <sub>1mh</sub>		Як-III - VII	I <sup>b</sup>	Песчанники, пески, алевриты и глины фронта дельты
		Нваланжин - нлотерив - K <sub>1vl-g1</sub>	Суходулинская - K <sub>1sd</sub>	Сд-IV - VII	I <sup>b</sup>	Переслаивание песчаников, алевритов и аргиллитов (подводная дельтовая равнина)	
		Нберриг-нваланжин - K <sub>1br-v1</sub>	Нижнетская - K <sub>1nh</sub>	Нк-III - IV	I <sup>d</sup>	Алевриты и аргиллиты, песчанники (прибрежно-морские, дельтовые)	
		Нклеридж - нберриг - K <sub>1kl-br</sub>	Нижнетская - K <sub>1nh</sub>	Нк-III - IV	I <sup>d</sup>	Алевриты и аргиллиты, песчанники (прибрежно-морские, дельтовые)	
		Велкер - нклеридж - K <sub>1vl-br</sub>	Сиговская - J <sub>3sg</sub>	Сг-VI - VII	II <sup>a</sup>	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа	
		Вбайос - вбайос - J <sub>2b</sub>	Малышевская - J <sub>2ml</sub>	Мл-I V	II <sup>b</sup>	Переслаивание песчаников и алевритов приливно-отливных равнин и лагун	
СРЕДНЯЯ ЮРА - J <sub>2</sub>	Валенн. Байос - J <sub>2v-d1</sub>	Высокская - J <sub>2vp</sub>	Вм-IV	II <sup>b</sup>	Аргиллиты и алевриты мелководного шельфа		
	Аален - J <sub>2a</sub>	Лайдинская - J <sub>2ld</sub>		II <sup>b</sup>	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа		
	Валенн. Байос - J <sub>2v-d1</sub>	Высокская - J <sub>2vp</sub>	Вм-IV	II <sup>b</sup>	Переслаивание песчаников, алевритов, аргиллитов приливно-отливных равнин		
	Вбайос - вбайос - J <sub>2b</sub>	Малышевская - J <sub>2ml</sub>	Мл-I V	II <sup>b</sup>	Переслаивание песчаников и алевритов приливно-отливных равнин и лагун		
НИЖНЯЯ ЮРА - J <sub>1</sub>	Валинобак - нашен - J <sub>1p-a1</sub>	Джангокская - J <sub>1dj</sub>		II <sup>г</sup>	Алевриты и песчанники приливно-отливных равнин с редкими прослоями аргиллитов		
	Седлин-бах - J <sub>1s-p</sub>	Левинская - J <sub>1lv</sub>		II <sup>д</sup>	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа		
	Гелтанг - валинобак - J <sub>1g-p</sub>	Земля - J <sub>1zm</sub>		II <sup>д</sup>	Алевриты, аргиллиты и песчанники с прослоями конгломератов (аллювиальные фацции)		

	глина		алевролит глинистый		песчаник		нефть
	алевролит		аргиллит		уголь		газ

Рисунок 2 - Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения

Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицеподобугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита ( $K_1br-a_1$ ), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита ( $K_1a_1-a_3$ ) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VIII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт  $I^B$ . Толщина отложений свиты – 432-441 м.

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты ( $K_1a_3-K_2s$ ) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты ДлI-III.

Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт  $I^A$ . Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита ( $K_2t_1$ ) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита ( $K_2t_2-st$ ) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и

подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит ( $K_2kr-m$ ) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

#### 1.4 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями.

Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи - Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи - Сд- IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь - Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры 1	Объекты разработки 2						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый, литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5

Окончание таблицы 1

1	2						
Средняя эффективная нефте-насыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водона-сыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщен-ности ЧНЗ, доли ед.	-	-	-	-	-	0,48	-
Коэффициент нефтенасыщен-ности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 /	0,30 /	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщен-ности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	250	51	26	480	40	20	240
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчлененность	5,0	2,8	2,6	15,2	3,5	3,0	11,0
Начальная пластовая температура, оС	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	-	-	-	8,9	1,0	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-	-	-	0,850	0,725	0,693	0,688
Плотность нефти в поверхностных	-	-	-	0,902	0,867	0,823	0,845
Абсолютная отметка ГНК / ГВК, м	979	1580	1593	1600	-	-	2716
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-	-	1650	2379	2667	2760
Объемный коэффициент нефти				1,120	1,377	1,422	1,458
Содержание серы в нефти, %	-	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1
Содержание парафина в нефти, %	-	-	-	0,9	2,2	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-	-	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	-	-	-	61	177	202	211
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с	0,92	0,92	0,92	0,92	-	0,56	0,56
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,007	1,010	1,010	1,010	-	1,004	1,008
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \times 10^{-4}$							
нефти	-	-	-	5,7	1,6	18,2	18,3
воды	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	-	-	0,528	0,494	0,436	0,518

## 1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор кернa произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос кернa получен в рыхлых песчаниках долганской свиты.

Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос кернa получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевролита.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым.

Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевритоглинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным кернa и ГИС приведены в таблице 2.

Ряды распределения проницаемости по коллекторам яковлевской и нижнехетской свит приведены на рисунке 1.

Таблица 2 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности по скважинам Ванкорского месторождения

Объекты	Метод определения	Наименование	Проницаемость, Кпр, мД	Пористость Кп, %.	Начальная нефтенасыщенность, Кн, %.
Яковлевская свита	Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	98	110	
		Среднее значение	300,3	24,2	
		Интервал изменения	0-1949.8	12.4-32.1	
	Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.		197	87
		Среднее значение	512.4*	29,7	53,7
		Интервал изменения		15.8-43	14.5-82.2
Нижнехетская свита	Лабораторные исследования керна	Количество определений, шт.	197	206	
		Среднее значение	50,1	17,9	
		Интервал изменения	0-1387	10.1-30.2	
	Геофизические исследования скважин	Количество определений, шт.		146	108
		Среднее значение	42.3*	19,8	50,8
		Интервал изменения		7-26	28.1-70.3

\* - проницаемость по ГИС вычислялась по средним значениям для свит в скважинах.

Количество определений не указывается т.к. они выполнены в непрерывном (поточечном) режиме.

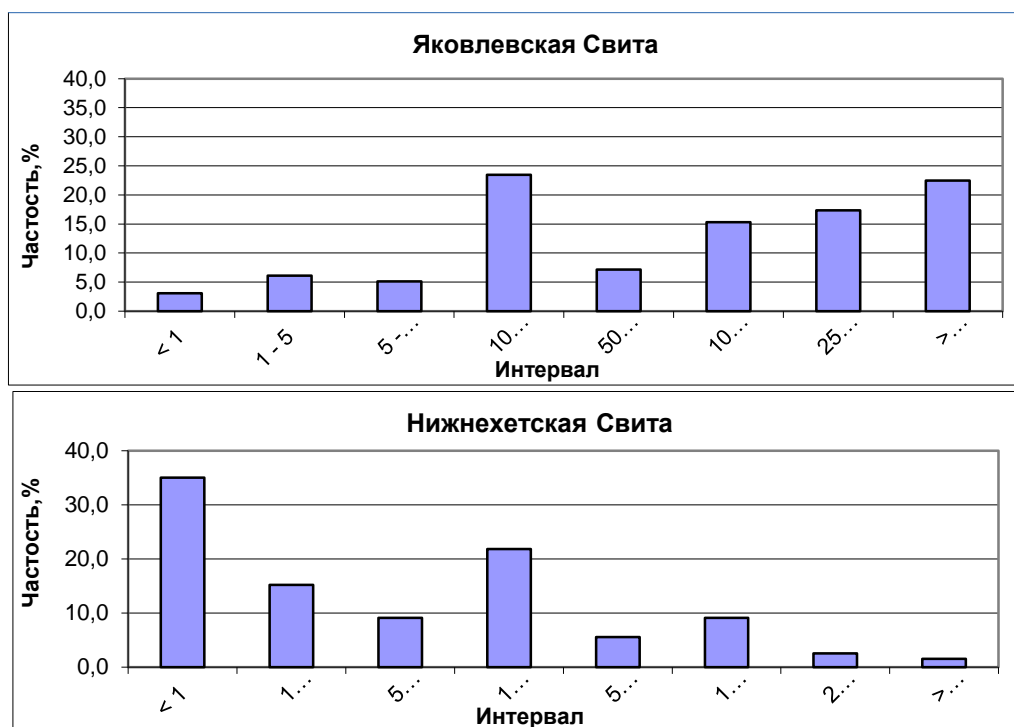


Рисунок 3 - Ряды распределения проницаемости по коллекторам

## 1.6 Свойства и состав пластовых флюидов

### Свойства пластовой нефти

Свойства пластовых нефтей приведены в таблице 3.

Таблица 3 -Свойства пластовых нефтей

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
$\text{м}^3/\text{м}^3$	58,3	186,7	188,8	-
$\text{м}^3/\text{т}$	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$ :				
-однократноеразгазирование, доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
-дифференциальноеразгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$ , $\text{г}/\text{см}^3$				
-дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при 20 <sup>0</sup> С, $\text{г}/\text{см}^3$	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$ , мПа*с	8,9	0,7	0,7	1,063

#### Пласты Дл-I-III

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,6% (при среднем значении 95,4%), 3,5% от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1%. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

#### Пласты группы Як

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефти сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350 °С от 38 до 77 % объемных.

#### Пласт Сд-IX

Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом. По плотности (при однократном разгазировании) нефть относится к средним ( $867 \text{ кг/м}^3$ ). Вязкость нефти в пластовых условиях составляет  $1,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуется как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около  $0,06 \%$ , с выходом фракций более  $300^\circ\text{C}$  -  $67 \%$ . Температура начала кипения нефти  $117^\circ\text{C}$ . Плотность поверхностной нефти в пробе составляет  $867 \text{ кг/м}^3$ .

#### *Пласты группы НХ*

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует.

Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от  $9,8\%$  (НХ-I) до  $17,7 \%$  (НХ-III-IV). Газ, выделяющийся при однократном разгазировании нефтипласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами ( $\text{C}_6+$  -  $1,45 \%$ ), чем газ пласта НХ- III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже ( $82,1 \%$ ), чем в НХ-I ( $90,1 \%$ ). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от  $101,2$  (НХ-III-IV) до  $108,3 \text{ г/моль}$  (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая ( $828,1 - 839,2 \text{ кг/м}^3$ ).

Вязкость нефти в пластовых условиях равна  $0,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким.

Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от  $0,2$  (пласт НХ-III-IV) до  $0,3 \%$  (пласт НХ-I), с выходом фракций до  $350^\circ\text{C}$  от  $56,3$  (пласт НХ-III-IV) до  $60 \%$  объемных (пласт НХ-I).

Газ для пластов НХ-III-IV относится к сухим - среднее содержание метана  $94,5 \%$ , и характеризуется низким содержанием тяжелых гомологов метана. Этана, в среднем, содержится  $0,2 \%$ . Относительная плотность по воздуху в среднем по пласту составляет  $0,58$ .

Залежи пластов Як-III-VII и НХ-III-IV характеризуются наличием газовой шапки, поэтому пластовое давление на уровне ГНК равно давлению насыщения. Это обстоятельство затрудняет отбор корректных глубинных проб нефти.

#### *Свойства попутного газа*

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефтиприведен в таблице 4.



Таблица 4 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Параметр	Ванкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
	1	2	3	4	5
Пласты Як-III-VII					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
-азот +редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13		0,08
-метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
-этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
-пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
-изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09
-нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
-изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
-нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
-гексаны Сб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность:					
-газа, кг/м <sup>3</sup>	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		
-нефти, кг/м <sup>3</sup>		902,3		901,9	850,0
Пласт НХ-I					
-сероводород					
-двуокись углерода	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
-азот + редкие в т.ч. гелий	0,68	-	0,28	-	0,37
-метан	90,05	0,24	89,12	0,27	50,42
-этан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
-пропан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
-изобутан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
-нормальный бутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
-изопентан	0,59	1,08	0,49	1,41	0,80
-нормальный пентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
-гексаны Сб+	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Молярная масса г/моль	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
Плотность:					
	0,90		0,84		
-газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,75		0,70		
-нефти, кг/м <sup>3</sup>		828,1		823,0	693,1

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
Пласты НХ-III-IV					
Молярная концентрация компонентов, %					
-сероводород	-	-	-	-	-
-двуокись углерода	0,31	0,02	0,35	-	0,03
Продолжение таблицы 4					
-азот +редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34	-	0,08
-метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
-этан	-газа, кг/м <sup>3</sup>	0,15	3,96	0,24	2,36
-пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
-изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
-нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
-изопентан	1,02	1,81	0,76	2,74	1,55
-нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44
-гексаны С <sub>6</sub> +	1,06	93,01	0,54	88,79	40,61
Молярная масса г/моль	22,2	207,2	21,1	202,5	101,2
Плотность:					
-газа, кг/м <sup>3</sup>	0,90		0,89		

### Свойства и состав пластовых вод

Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
Пласты Дл-I-III		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	2,5
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	1006,8-1011,0	1007,4
- в условиях пласта	-	1006,4
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	1,2
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,002
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	3418,8-5000,6/148,7-217,1	4572,2/198,6
Ca <sup>+2</sup>	108,4-707,2/5,4-35,3	422,7/21,1
Mg <sup>+2</sup>	36,5-60,4/3-4,9	53,8/4,4
Cl <sup>-</sup>	5390-9035,2/151,8-254,8	7815,0/220,3
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	237,9-335,5/3,9-5,5	291,2/4,8
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	15-18/0,5-0,6	18/0,6
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	1,2-37,4/0,03-0,8	10,5/0,2
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	6,1-9,8/0,3-0,5	8,6/0,5

Продолжение таблицы 5

1	2	3
В <sup>-</sup>	1,9-10	6,7
Г	9,9-10,2/0,08	10/0,1
Вг <sup>-</sup>	25-33,9/0,3-0,4	31,5/0,4
Общая минерализация, г/л	9,3-15,1	13,2
Водородный показатель, рН	7-8	7,5
Жесткость общая, (мг-экв/л)	8,89-40,3	25,5
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Пласты Як-III-VII		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	2,5
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	1010,0-1011,0	1010,0
- в условиях пласта	-	1005,8
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,8
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> -1/МПа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,007
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	5041-5559,4/218,1-240,8	5353,1/231,8
Ca <sup>+2</sup>	391,6-694,4/19,5-34,6	539,4/26,9
Mg <sup>+2</sup>	73,1-120,4/6,0-9,9	102,3/8,4
Cl <sup>-</sup>	8366,4-9440,2/235,9-266,2	9080,4/256,1
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	97,6-451,4/1,6-7,4	315,2/5,2
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-	-
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	0,8-4,9/0,02-0,1	2,9/0,1
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	6,7-10,0/0,2-0,6	8/0,4
В <sup>-</sup>	1,6-4,0	2,5
Г	1,7-11,4/0,01-0,1	8,0/0,1
Общая минерализация, г/л	14,4-16,2	15,5
Водородный показатель, рН	7,1	7,1
Жесткость общая, (мг-экв/л)	28,9-44,5	35,2
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	
Пласт НХ-I		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	2,9
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	997,5-1013,3	1004,0
- в условиях пласта	-	993,3
Вязкость воды в условиях пласта, мПа-с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,019
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	419,3-6069,0/18,2-263,9	3363,4/145,6
Ca <sup>+2</sup>	60,1-693/2,7-34,5	446,4/22,3
Mg <sup>+2</sup>	9,7-72,4/1,0-6,0	31,71/2,7
Cl <sup>-</sup>	280-13860/86,8-302,4	6251,0/176,3
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	96-3062,2/1,6-50,2	585/9,7

Окончание таблицы 5

1	2	3
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-	-
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	12,3-130,0/0,3-2,7	55,4/1,5
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	12,8-23,0/0,7-1,3	16,4/0,9
В <sup>-</sup>	0,1-4,9	2,02
Г	0,3-9,4/0,002-0,1	4,1/0,03
Вг <sup>-</sup>	39,9-45,2/0,5-0,6	42,4/0,5
Общая минерализация, г/л	1,6-16,2	13,1
Водородный показатель, рН	6,9-7,7	7,3
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-150,5	59,7
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	ёХлоридно-кальциевый	
Пласты НХ-III-IV		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	3,1
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	1001,3-1020,8	1007,6
- в условиях пласта	-	986,0
Вязкость воды в условиях пласта, мПа·с	-	0,5
Коэффициент сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> -1/МПа	-	4,9
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,022
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	2461,9-6410,1/107,0-276,1	3740,4/161,6
Ca <sup>+2</sup>	45,1-765,5/2,3-38,2	160,8/8,0
Mg <sup>+2</sup>	3,7-75,9/0,3-6,2	31,4/2,6
Cl <sup>-</sup>	3150-10680,6/88,8-3754,4	5523,9/155,7
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	214,0-3123,2/3,5-51,2	871,0/14,3
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	36-45/1,2-1,5	40,5/1,4
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	3,3-213,9/0,1-4,5	37,3/1,0
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	1,7-17,5/0,1-0,9	8,7/0,4
Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3
В-	2,9-20,3	15,0
Г-	0,25-10,3/0,02-0,1	5,4/0,1
Вг-	16,6-39,9/0,2-0,4	27,3/0,4
Общая минерализация, г/л	6,5-20,8	9,3
Водородный показатель, рН	6,8-7,8	7,2
Жесткость общая, (мг-экв/л)	3,5-74,8	39,1
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридно-кальциевый	

### Углеводородные запасы

Ванкорское месторождение – крупнейшее из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние 25 лет. Оно относится к разряду уникальных месторождений по своим геологическим запасам. Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1 января 2015 г. составляют 476 млн. тонн нефти и конденсата, 173 млрд. кубометров газа (природный + растворенный). В 2014 году на

Ванкоре добыто 22 млн. т нефти, что превышает прошлогодний результат на 2,6%. Суточная добыча (по состоянию на 01.03.2015) — более 60 тысяч тонн. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре один из самых высоких в России и составляет около 42%. Добыча 100-миллионной тонны нефти ожидается в апреле 2015 года.

Объем запасов на 01.01.2015г. представлен в таблице 6.

Таблица 6 - Оценка запасов Ванкорского месторождения

Ванкорское месторождение	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C <sub>1</sub> )		Добыча нефти		% выработки запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C <sub>1</sub> ) тыс. т.	Запасы нефти кат.С <sub>2</sub> (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2014 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
	К <sub>1</sub> / Як 3-7	621 559	287 160	14 494	61 985	21,6	225 175	13 085
	К <sub>1</sub> / Сд 9	5 349	1 728	11,9	20,3	1,17	1 707,7	579
	К <sub>1</sub> / Нх 1	129 557	48 067	1 331,9	5 669,3	11,8	42 398	1 675
	К <sub>1</sub> / Нх 3-4	334 307	139 056	6 167,4	25 425	18,3	113 631	2 441
Итого:		1090772	476 011	22 005	93 100	19,56	382 911	23 044

На рисунке 4 изображен литолого-стратиграфический разрез Ванкорского месторождения.

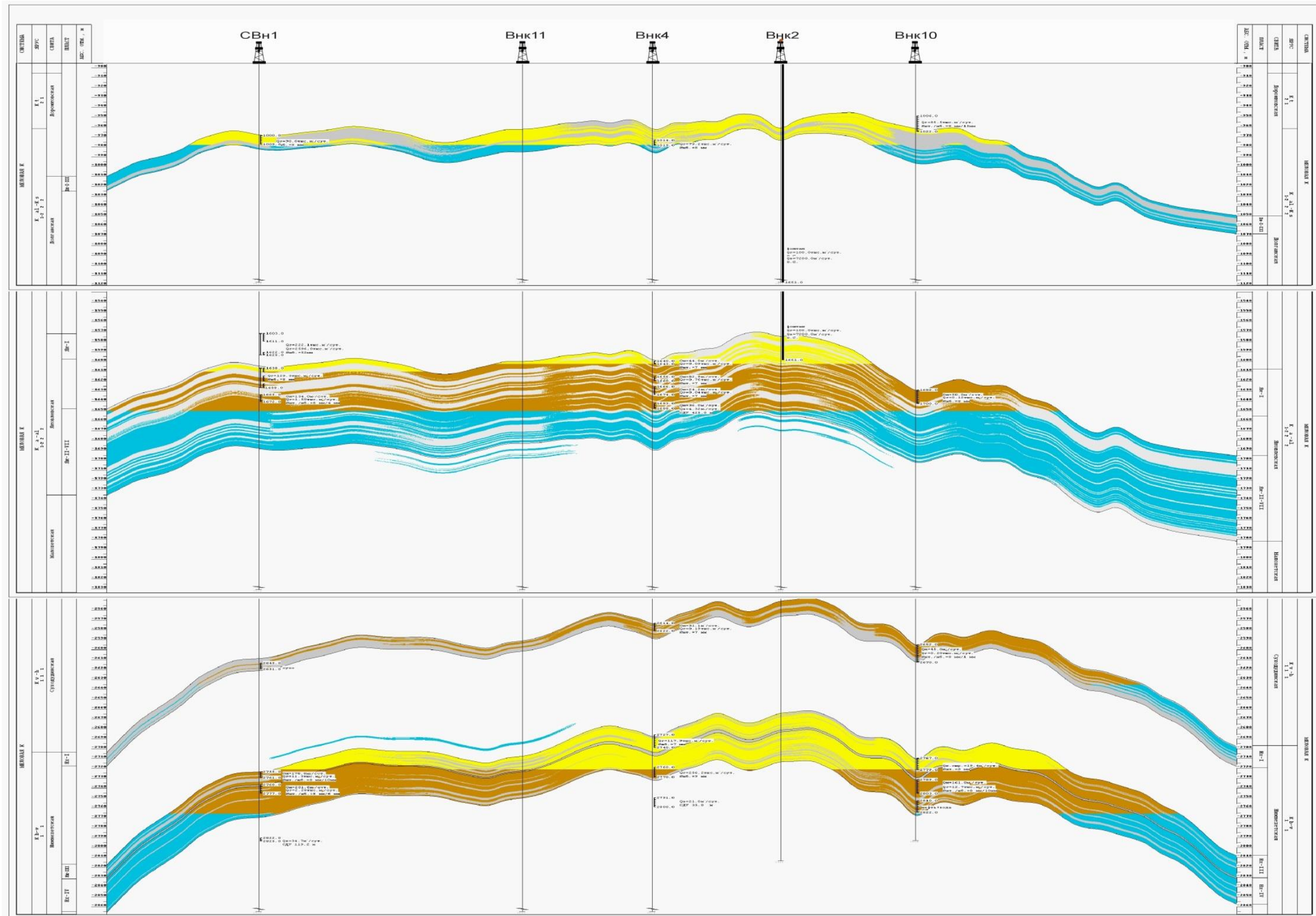


Рисунок 4 -Литолого - стратиграфический разрез

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть: Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV

По состоянию на 01.04.15 г. на Ванкорском месторождении пробурено 408 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, 398 относятся к действующему фонду скважин, в т.ч. 251 скважин на объект Як-III-VII, 89 скважины на Нх-III-IV, 57 скважин на Нх-I, и 1 скважина в пласт Сд-IX.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. На графиках 5, 6 представлены динамики основных показателей разработки Ванкорского месторождения.

Основные показатели состояния разработки Ванкорского месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Основные показатели состояния разработки Ванкорского месторождения

Показатели	На 01.04.2015г				
	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Сд-IX	Итого
Суточная добыча нефти, т.	39571,5	16758,4	3 665,4	50	60253,3
в т.ч. ФОН	276,8	4065,5	104,3		4446,6
ЭЦН	41294,7	11192,9	4309,8	9,3	55806,7
Суточная добыча жидкости, т.	97406	26067	8070	43	131586
в т.ч. ФОН	402	5020	128	0	5550
ЭЦН	97004	21047	7942	43	126036
Накопленная добыча нефти, тыс.т	65585	27433	6109	21,1	99148
% добычи нефти по пласту от общей добычи	66,1	27,7	6,1	0,02	100
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	103 948	36 914	7 884	40,5	148 786
Средняя обводненность пласта, %	49	31	26	43	44
Годовая закачка воды, м <sup>3</sup>	24679,1	5 909	1 755,1	0	32 343,1
Годовая закачка газа, млн. м <sup>3</sup>		1 728,2			1 728,2
Действующий фонд добывающих скважин	251	89	57	1	398
Действующий фонд нагнетательных скважин	67	34	26	0	127

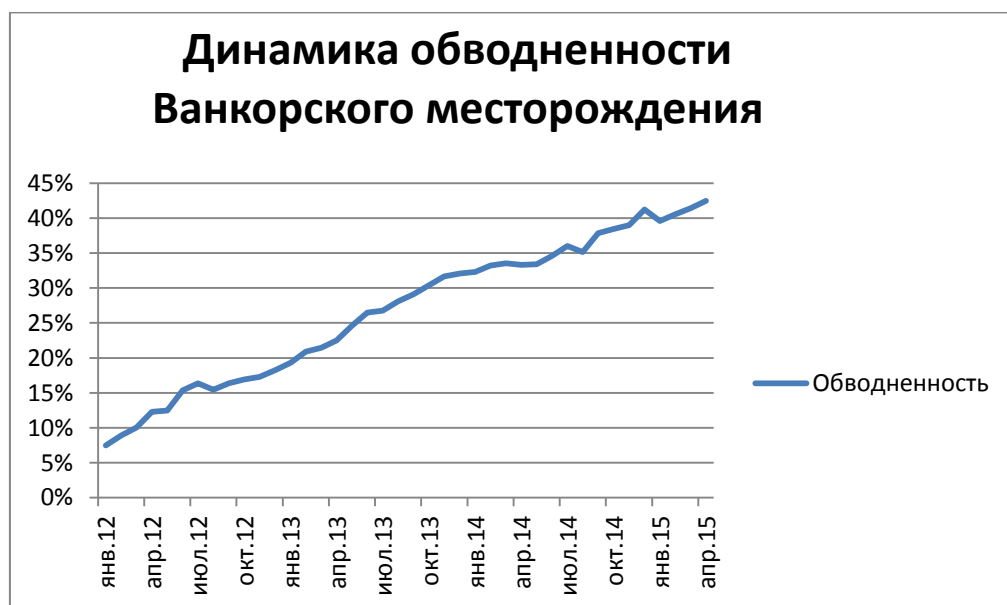


Рисунок 5 - Динамика обводненности Ванкорского месторождения

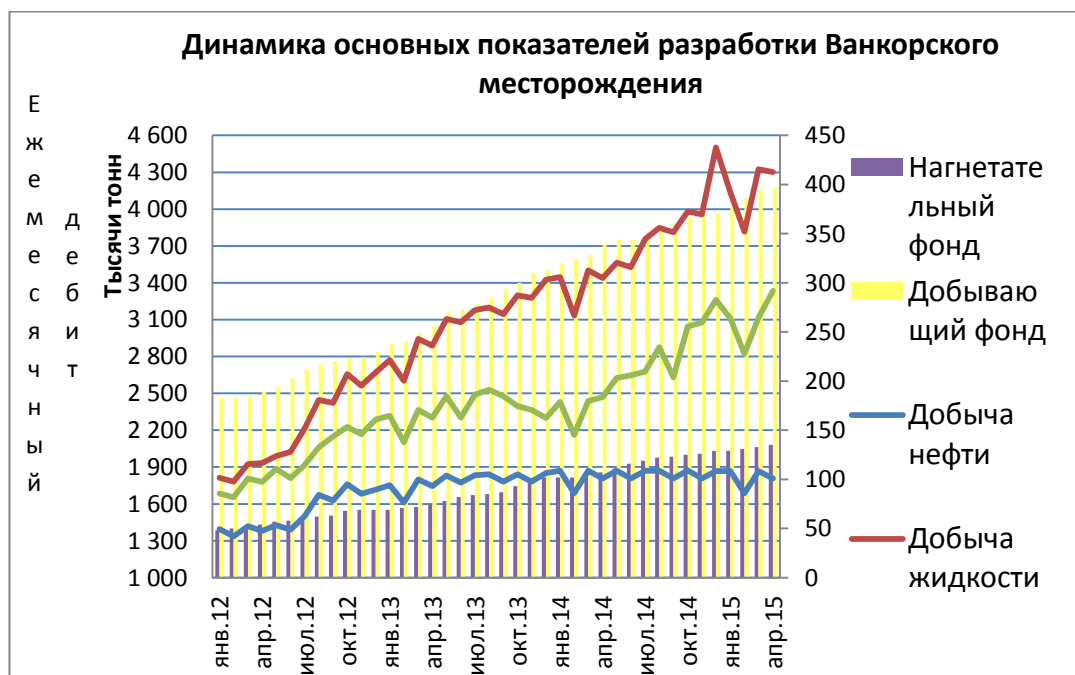


Рисунок 6 - Динамика основных показателей Ванкорского месторождения

Накопленная добыча нефти на 01.04.2015 года – 99 148 тысяч тонн, что составляет 22,83% от начальных извлекаемых запасов. Средняя обводненность по месторождению составляет 43%, это на 10% больше, чем обводненность в марте 2014 года и на 22%, чем в 2013. Среднемесячный дебит по нефти 1868000 тонн, примерно такой же в марте прошлого года. Фонд добывающих скважин составляет 394 штук, что на 66 больше, чем год назад. Анализируя эти данные, можно сделать вывод, что



средний дебит нефти, приходящийся на одну скважину по месторождению, снизился на 16,7%.

## **2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки**

В 2012 году добыто 18310,4 тыс.т. нефти (17941тыс.т. по проекту), добыто на 2% процента больше, чем по проекту, жидкости добыто 26436 тыс.т (23517 тыс.т. по проекту), что на 12,4% больше, чем закладывалось. Закачка воды составила 23428тыс.т. Обводненность за год выросла с 7% до 18%, против 13,1% по проекту. Добывающий фонд концу года составил 233 скважины. Среднесуточный дебит по месторождению 50029 т/сут.

За 2013 год добыча: нефти 21440 тыс. т (факт), 25282 тыс. т (проект, отклонение –16%), и жидкости 36911тыс.т (факт) тыс.т, 35122тыс.т (проект), что на 5% больше, чем по проекту. Нефти добыто меньше, чем по проекту, ввиду быстрой обводненности пластов. Закачено воды 28426 тыс. м<sup>3</sup>, и газа 133,9 млн.м<sup>3</sup> в пласт НХ-III-IV, обводненность – 32%, по проекту 18,3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 317 ед., среднесуточный дебит по нефти 58740 т/сут, по жидкости 101128 т/сут..

В 2014 году добыто 22005 (25465 по проекту) тыс.т нефти, 44470 (37768 по проекту) тыс.т. жидкости. Несоответствие фактического дебита проектному связана с быстрым обводнением месторождения. Закачка воды составила 32343 тыс. м<sup>3</sup>, газа 1728 млн.м<sup>3</sup> обводненность выросла до 41%, (24% по проекту). Действующий фонд добывающих скважин составил 373 шт., среднесуточный дебит по нефти 60290 т/сут, по жидкости 121837 т/сут.

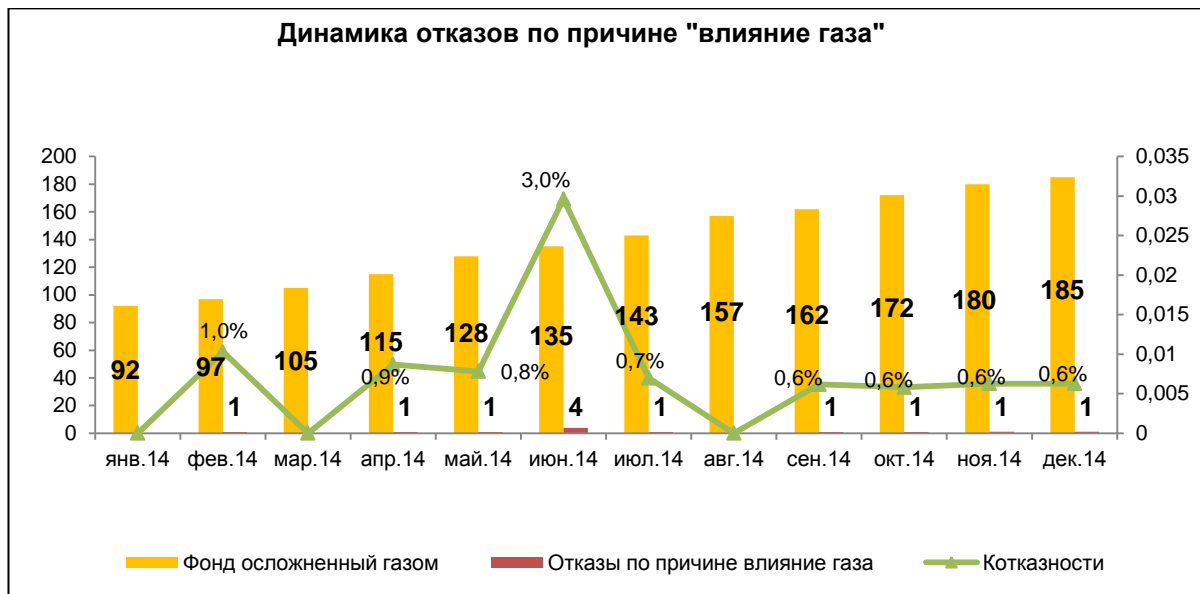
Проводя анализ проектных и фактических показателей последних трех лет, можно наблюдать отставание добычи по нефти и превышение добычи по жидкости. Это связано с быстрым обводнением Ванкорского месторождения.

## **2.3 Причины преждевременных ремонтов скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов**

За 2014 год на производстве Ванкорского месторождения было произведено 78 ремонтов скважин, оборудованных установками ЭЦН.

Из общего числа ремонтов за тот год отработали свой гарантийный срок (равный одному году) 52 комплекта УЭЦН; еще 36 установок не отработали своего гарантийного срока, что составляет 40,9 % от общего числа ремонтов.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН: засорение мех.примесями, солеотложение, пагубное влияние газа, коррозия ГНО, механическое повреждение кабеля, а так же износ оборудования и брак монтажа. Рисунки 6, 7 отражают динамику тех или иных отказов работы УЭЦН, а так же проблемные фонды по тем или иным осложняющим факторам на Ванкорском месторождении.



**Рисунок 7 -Динамика отказов по причине "влияние газа"**

Как известно, наличие свободного газа на приёме погружной насосной системы существенно снижает её эффективность работы так как:

1. Свободный газ снижает объем жидкости в ступени ЭЦН;
2. Разделение жидкости и газа в поле центробежных сил снижает напор ступени;
3. Газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости; •блокирование газом происходит в первых ступенях насоса и может привести к блокированию всего насоса (срыв подачи);
4. Газ является плохой смазкой для подшипников;
5. Из-за низкой теплоемкости газа снижение дебита может привести к перегреву или сгоранию двигателя.

### 3 Специальная часть

#### 3.1 Установка погружного электроцентробежного насоса

Погружные центробежные электронасосы предназначены для добычи нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины. Они должны обеспечивать безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворенными в них различными солями, газы (в том числе сероводород), механические примеси, преимущественно в виде песка.

Установка ЭЦН состоит из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и колонны НКТ.

Подъем жидкости из скважины осуществляется за счет работы электроцентробежного насоса, функциональная схема которого представлена на рисунке 1. Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого или плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления.

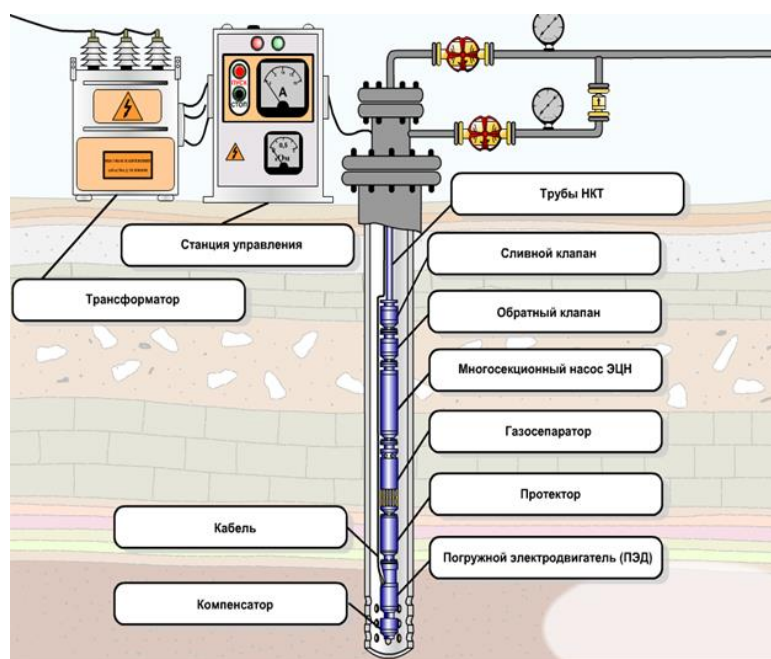


Рисунок 8 – Принципиальная схема устройства УЭЦН [9]

Физический принцип работы данного насоса основан на сообщении определенной кинетической энергии от вращающегося на валу рабочего колеса (рисунок 9), имеющего полые каналы, к потоку движущейся

жидкости, которая в результате получения ускорения движется вверх вдоль стенок направляющего аппарата.

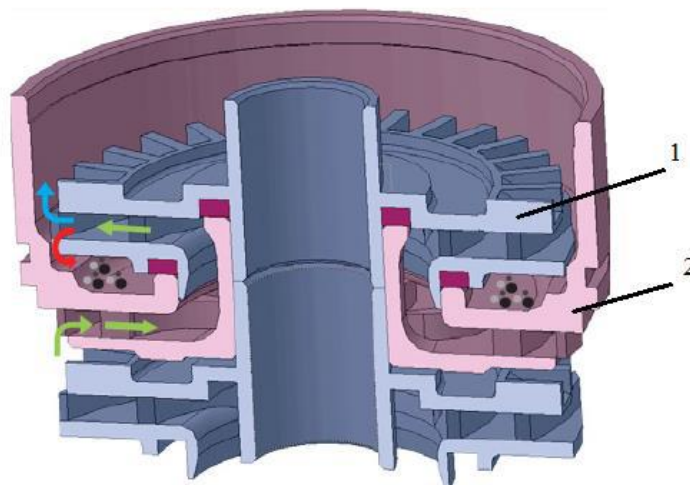


Рисунок 9 – Движение потока жидкости в ступени ЭЦН [10]

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочее колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (рисунок 9) расположены в секциях ЭЦН. Жидкость в секции попадает через приемную сетку газосепаратора. Таким образом, при подъеме жидкости происходит превращение кинетической энергии движения жидкости, в потенциальную энергию столба этой жидкости. После прохождения секций ЭЦН жидкость через обратный и спускной клапаны попадает в НКТ и движется по ней вверх, до устья скважины. Источником вращательного движения вала, на который насажены рабочие колеса, и все остальные вращающиеся элементы установки, является погружной асинхронный трехфазный электродвигатель. Управление асинхронным двигателем осуществляется при помощи находящейся на поверхности станции управления. Ток к двигателю подается через кабельную линию с поверхности.



Рисунок 10 – Секция ЭЦН

### 3.2 Влияние свободного газа на работу УЭЦН

К основным факторам, определяющим степень влияния газа на работу погружных насосов, относят уровень газосодержания на приёме насоса. К снижению напорной характеристики насоса и соответственно смещению режима работы насоса от оптимальной области влево по напорной кривой (рисунок 11) приводит наличие свободного газа.

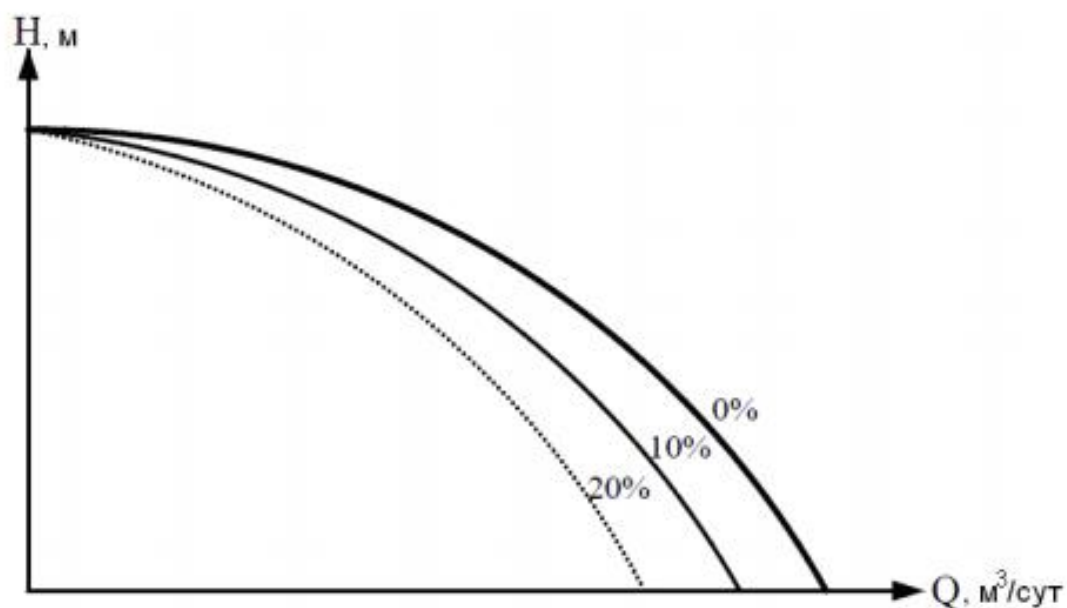


Рисунок 11 - Напорная характеристика насоса

Такое смещение способствует уменьшению подачи, снижению КПД и перегреву электродвигателя [15]. Кроме этого, это приводит к деградации напора насоса: присутствие эмульгированного газа увеличивает объем смеси, проходящей через первые рабочие ступени насоса, и забирает часть энергии, подводимой к валу насоса, расходуя ее на сжатие газовых пузырьков и полное их растворение в нефти. Часть этой энергии возвращается потоку жидкости, но уже в НКТ, (выделяющийся газ создаёт так называемый «газлифтный эффект», способствующий подъёму жидкости на поверхность и уменьшающий необходимый для работы скважины напор). С ростом газосодержания в каналах рабочих колес и направляющих аппаратов насоса образуются полости, которые не участвуют в общем потоке течения газожидкостной смеси (ГЖС) через каналы. В электроцентробежном насосе к понижению пропускной способности каналов, нарушению энергообмена насоса с перекачиваемой средой, стремительному ухудшению процесса обтекания лопастей приводит возникновение каверн, заполненных газом. В насосе, работающем в режимах искусственной кавитации, возможно

возникновение срыва подачи при последующем увеличении газосодержания [16].

Массовый переход на напорную систему сбора нефти привел к увеличению устьевых давлений скважин, что вызвало увеличение затрубного давления газа. На рост давления газа на устье скважины в основном влияют следующие факторы: высокое давление в выкидной линии из-за удаленного местоположения автоматической групповой замерной установки, неровность рельефа, повышенная вязкость добываемой нефти и т.д. (рисунок 12).

Избыточное количество газа в пространстве между насоснокомпрессорными трубами и обсадной колонной приводит к росту температуры корпуса насоса, уменьшению полезного объема жидкости в ступени ЭЦН, образованию газогидратов, блокированию потока жидкости, снижению динамического уровня в скважине, а в случае, если значение последнего достигает критического при превышении допустимой величины газосодержания на приеме погружного насоса, в таком случае следует срыв подачи и полная остановка добычи нефти [17].

К образованию газогидратов могут привести остановки скважины и связанные с ним охлаждение жидкости, наличие влаги в пластовой жидкости, а также наличие свободной газовой фазы на участках скважин, расположенных выше зоны, соответствующей давлению насыщения нефти газом. Статистика отложения гидратов показывает, что наиболее частые случаи наблюдаются в верхней части НКТ и в зоне над динамическим уровнем в затрубном пространстве. Образование газогидратов приводит к перекрытию межтрубного пространства и к снижению дебита жидкости, вплоть до полного прекращения подачи установки. Следствием снижения динамического уровня в стволе скважины является необходимость увеличения глубины спуска насоса, что сопряжено с дополнительными расходами: насосно-компрессорных труб и электрического кабеля, повышением нагрузки на колонну НКТ.

Накопление свободного газа в затрубном пространстве приводит к следующим осложнениям: уменьшению притока жидкости, снижению и срыву подачи насоса вследствие снижения динамического уровня, образованию газогидратов, ускоренному коррозионному износу узлов оборудования, вредному влиянию на атмосферу при так называемых «разрядках скважины» и др. В связи с отрицательным влиянием газа в затрубном пространстве на эффективность работы УЭЦН требуется разработать метод, который позволяет снижать давление газа, возникающее в затрубном пространстве скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, автоматически, несмотря на температурные условия окружающей среды и значения давления в выкидной линии.



Рисунок 12 - Осложнения, возникающие при работе насосного оборудования в скважинах с высоким газовым фактором

### 3.3 Экспериментальное исследование влияния свободного газа на характеристики погружных центробежных насосов

На работу установки ЭЦН влияет достаточно большое количество факторов: начиная от процессов, которые проходят в самом пласте до конструкции скважины. Поэтому совместное действие всех осложнений резко снижает эффективность работы УЭЦН. В связи с этим актуальны разработки по повышению показателей работы погружного насоса.

Факторы, которые влияют на работу УЭЦН, разделяют на группы: факторы, обусловленные конструкцией УЭЦН или скважины (исполнение основных деталей и узлов УЭЦН, кривизна скважин, диаметр эксплуатационной колонны, большая глубина подвески) и геологические (вода, газ, присутствие механических примесей в пластовой продукции, отложение парафина и солей), так как они обязаны своим происхождением условиям формирования залежей [11].

Если рассматривать степень влияния каких-либо факторов на работу ЭЦН, то можно отметить, что насосы наиболее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа [12].

Давление газа в затрубном пространстве можно представить как разницу давлений на приеме погружного насоса и столба пластовой жидкости над приемом насоса. Поэтому, значение давления на приеме погружного насоса играет особую актуальность [13]. На практике при

эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, величина давления на приеме погружного насоса всегда меньше величины давления насыщения, что заранее предопределяет работу погружного насоса с определенным количеством свободного газа.

Величина газосодержания у входа в насос представляет собой отношение расхода газа к подаче смеси:

$$\Gamma = \frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{г}} + Q_{\text{ж}}} \quad (1)$$

где  $Q_{\text{г}}$  - расход свободного газа, поступающего в насос, при термодинамических условиях у входа, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{\text{ж}}$  - подача жидкости насосом в тех же условиях, м<sup>3</sup>/сут.

Величину газосодержания у входа в насос выражают как в долях единицы, так и в процентах. К основным параметрам, влияющим на работу ЭЦН при повышенном газовом факторе следует также отнести объемную долю газа, определяющую структуру потока газожидкостной смеси (ГЖС) и размеры пузырьков; давление (чем давление выше, тем меньше разность плотностей газа и жидкости); поверхностное натяжение (его увеличение препятствует образованию больших пузырей, поэтому на воде ЭЦН с газом работает хуже).

Для выяснения механизма образования «газовой засоренности» в условиях низких забойных давлений, а также образующийся вследствие этого перепад давлений, который заставляет жидкость двигаться вдоль трубы с ускорением, и, приняв за характерные параметры давление  $p$ , осевую скорость потока  $v$  в активной первой ступени насоса, используется следствие уравнения Бернулли:

$$p_1 + \frac{p_{in1}v_1^2}{2} = p_2 + \frac{p_{in2}v_2^2}{2} \quad (2)$$

где  $p_1, p_2$  - давление соответственно в момент времени  $t = 0$ , когда скорость  $v_1$  минимальна, и в момент времени  $t = T$ , когда скорость  $v_2$  максимальна;

$\frac{p_{in1}v_1^2}{2}, \frac{p_{in2}v_2^2}{2}$  - скоростной напор (динамическое давление) соответственно при  $t = 0$  и  $t = T$ .

Вычитая из обеих частей равенства минимальное давление в потоке, при котором происходит разгазирование,  $p_{\text{нас}}$  и деля их на  $(\frac{p_{in1}v_1^2}{2})$ , получается выражение для определения расчетного числа начала разгазирования:



$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{\rho_{\text{ин1}} v_1^2}{2}} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{v_1^2} \quad (3)$$

где  $p_{\text{кав}}$  - давление кавитации, МПа.

Поскольку разгазирование возникает при  $p_1 = p_{\text{нас}}$ , что соответствует режиму неустойчивой работы насоса, число устойчивости при этом определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{p_1 - p_{\text{кав}}}{\frac{\rho_{\text{ин1}} v_1^2}{2}} \quad (4)$$

или

$$p_1 = \sigma \Delta p + p_{\text{нас}} \quad (5)$$

где  $\Delta p$  - скоростной напор первой ступени (перепад давления после и до первой ступени насоса).

Уравнение (5) при соответствующих коэффициентах безопасности характеризует условие устойчивой работы УЭЦН при разгазировании. Тогда при работе с давлением на приеме выше давления насыщения растворенный газ будет выделяться только выше насоса.

#### Конструкция установки и методика проведения экспериментов

Для исследования влияния газа на работу погружных центробежных насосов в ГАНГ им. И.М.Губкина была создана установка, схема которой приведена на рисунке 13

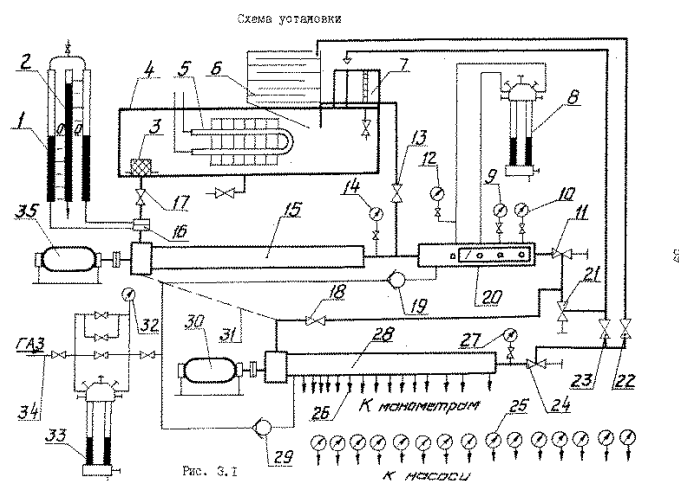


Рисунок 13 – лабораторная установка:

1, 8, 33 -дифманометр, 2–пьезометр, сетчатый фильтр–3, 4 – бак с объемом 1 м<sup>3</sup>, 5 – теплообменник, 6 – гравитационный сепаратор, 7 – мерный бак

ёмкостью 60 л; 9, 10, 12, 14, 25, 27, 32 – манометры; 19 и 29 – обратные клапаны; 11, 13, 17, 18, 21, 22, 23, 24 – задвижки; 26 – штуцер, 20 – камеры для исследования условий возникновения кавитации в газожидкостном потоке, 15 и 28 – многоступенчатые центробежные насосы, 16 – диафрагма для замера расхода жидкости, 31 – сменный патрубок, 30 и 35 – привод от электродвигателей мощностью 14 кВт каждый, 34 – реометр.

Исследования характеристик насоса ЭЦН на ГЖС при атмосферном давлении у входа в насос проводили по следующей методике: при постоянном определенном положении запорного устройства выкидной задвижки на вход в насос подавали постоянный расход газа и измеряли расход жидкости, давление, развиваемое насосом, потребляемую насосом мощность. После этого расход газа увеличивали, все измерения повторяли до срыва подачи. При испытаниях с подпором использовали следующую методику: путем регулировки выкидной задвижкой поддерживали первоначально выбранный расход жидкости и давление у входа в насос при различных расходах газа. В случае исследований с подпором давление у входа регулировали выкидной задвижкой подпорного насоса.

На некоторых режимах также фиксировали распределение давления по длине насоса. Частоту вращения вала контролировали строботачометром, в зависимости от нагрузки она составляла 2940-2970 мин<sup>-1</sup>. По данным исследований вначале строили характеристики насоса в координатах - зависимости давления  $P_n$ , создаваемого насосом, мощности и к.п.д. от подачи жидкости  $Q_{ж}$  при различных газосодержаниях у входа в насос  $\beta_{вх}$ . Под  $\beta_{вх}$  понимали:

$$\beta_{вх} = \frac{Q_{г.вх}}{Q_{г.вх} + Q_{ж}} \quad (6)$$

где  $Q_{г.вх}$  - объемный расход газа при термодинамических условиях у входа в насос;  $Q_{ж}$  - объемная подача жидкости.

Впоследствии по результатам большинства экспериментов были рассчитаны также среднеинтегральные параметры работы насосов на газожидкостной смеси.

Установка позволяла определять характеристики ЭЦН на ГЖС с точностью, соответствующей требованиям ГОСТ 6134-71 «Насосы динамические. Методы испытаний».

*Исследование влияния газа на характеристику погружноцентробежного насоса при работе на смесях «вода - газ» и «вода - пав - газ»*

На данном этапе исследовали работу 76-ступенчатого насоса ЭЦН5-80, перекачивающего смесь «вода - газ» и «вода - ПАВ - газ» с абсолютными давлениями у входа в насос 0,1; 0,6; 2,1 и 3,1 МПа.

Кривые  $P_n - Q_{ж}$ , характеристики насоса ЭЦН5-80 при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа приведены на рисунке 14. Как видно из рисунка 14 до  $\beta_{вх} = 3\%$  влияние газа на характеристику насоса незначительно. При увеличении  $\beta_{вх}$  кривые в правой части характеристики становятся вертикальными, что свидетельствует об образовании газовых каверн (о развитии искусственной кавитации) в межлопаточных каналах части ступеней насоса. Когда газосодержание достигает критической величины для данного режима работы насоса, происходит срыв подачи. Работа насоса на смеси «вода - газ» в левой части характеристики при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа из-за срыва подачи невозможна.

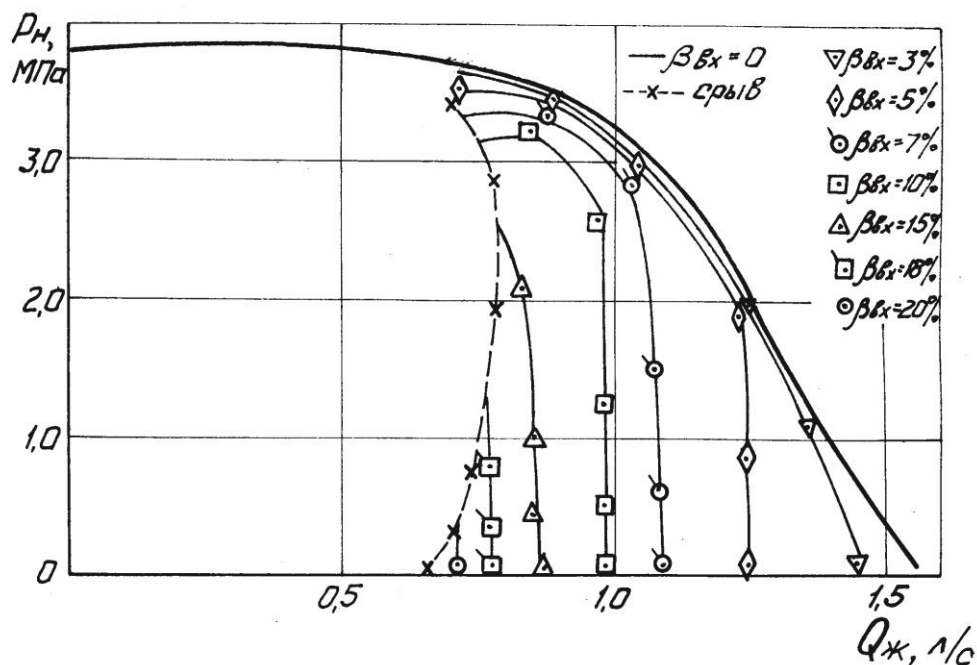


Рисунок 14 –характеристики насоса ЭЦН5-80 на смеси «вода - газ» при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа.

Характеристики насоса ЭЦН5-80 на смеси «вода - газ» при  $P_{вх} = 0,6$  МПа, показанные на рисунке 15, существенно отличаются от характеристик без подпора.

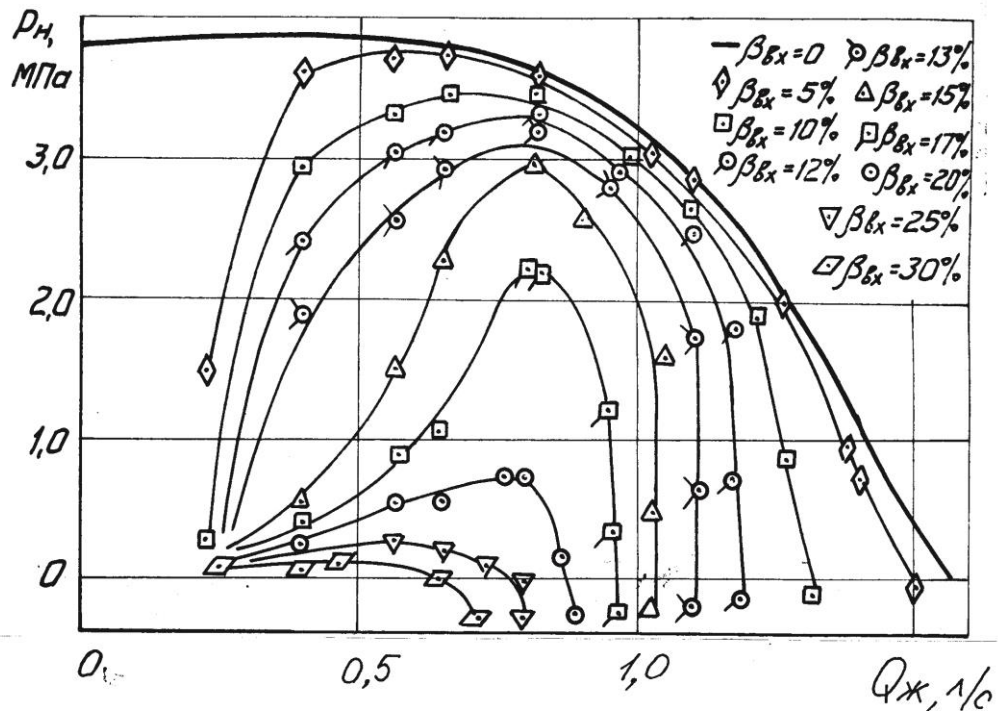


Рисунок 15 –характеристики насоса ЭЦН5-80 на смеси «вода - газ» при  $P_{\text{вх}} \approx 0,6$  МПа.

Искусственная кавитация в насосе возникает при более высоких газосодержаниях. Срыв подачи при работе с подпором отсутствует. В области больших газосодержаний насос ЭЦН5-80 может развивать даже отрицательный напор.

При работе на малых подачах, левее рабочей части характеристики, рост газосодержания приводит к резкому снижению параметров работы насоса, которая становится неустойчивой, сопровождается пульсациями, а без подпора у входа вообще невозможна в этой области.

Дальнейшее повышение давления у входа в насос до 3,1 МПа также приводит к уменьшению вредного влияния газа, но степень этого снижения с ростом давления у входа в насос ослабевает.

Для анализа влияния роста давления у входа в насос на улучшении его характеристики построена зависимость коэффициента подачи жидкости на режиме нулевого напора  $K_Q$  от входного газосодержания (рисунок 16).

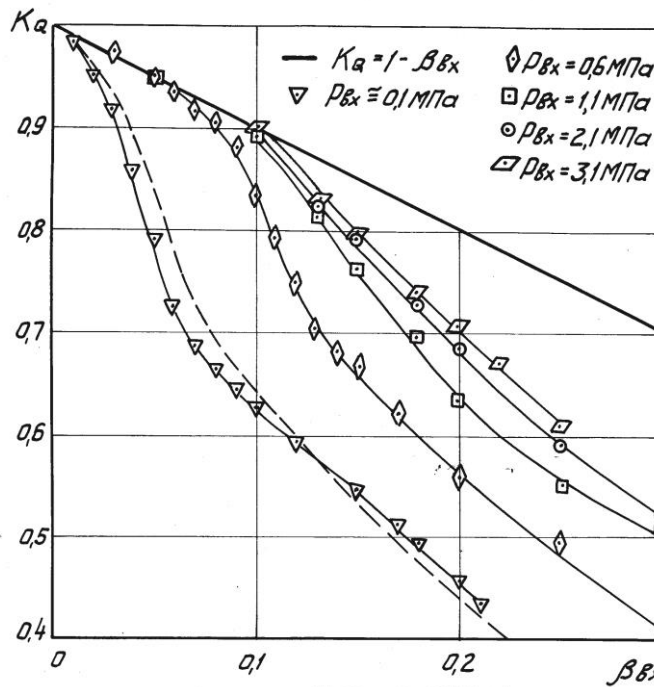


Рисунок 16 – зависимость коэффициента подачи жидкости на режиме нулевого напора  $K_Q$  от входного газосодержания

Определяли  $K_Q$  по формуле:

$$K_Q = \left( \frac{Q_{жс}^{\beta > 0}}{Q_{жс}^{\beta = 0}} \right)_{P_n = 0} \quad (6)$$

где  $Q_{жс}^{\beta > 0}$  - подача жидкости при  $P_n = 0$  и газосодержаниях у входа, больших нуля;  $Q_{жс}^{\beta = 0}$  - подача жидкости при  $P_n = 0$  и отсутствии газа у входа в насос.

При работе насоса в режиме нулевого напора газосодержание по его длине остается неизменным. Если подача насоса по смеси с повышением газосодержания не меняется, что соответствует бескавитационной работе, то выполняется следующее условие:

$$K_Q = 1 - \beta_{вх} \quad (7)$$

где  $K_Q$  и  $\beta_{вх}$  выражены в долях единицы.

Степень снижения  $K_Q = f(\beta_{\text{вх}})$  при низком давлении у входа для погружных центробежных насосов мало зависит от числа и типа ступеней и может быть выражена единой кривой. Эта средняя линия для различных типоразмеров насосов показана пунктиром (рисунок 16). С ростом  $P_{\text{вх}}$  кривые  $K_Q$  начинают отходить вниз от линии бескавитационной работы, соответствующей уравнению (7), при все больших газосодержаниях, что свидетельствует об уменьшении вредного влияния газа (рисунок 16). Наибольшее влияние давления наблюдается в области 0,1 - 0,6 МПа. В дальнейшем степень влияния давления снижается и при давлениях 2,1 и 3,1 МПа кривые  $K_Q$  располагаются близко друг от друга. Полученные зависимости  $K_Q = f(\beta_{\text{вх}}, P_{\text{вх}})$  на режиме нулевого напора насоса ЭЦН5-80 при работе на смеси «вода - газ», видимо, справедливы и для всего ряда погружных центробежных насосов. Следовательно, по рисунку 16 можно найти пределы бескавитационной работы и положение вертикальных кавитационных участков в правой части характеристики для любого типоразмера погружных насосов в зависимости от  $\beta_{\text{вх}}$  и  $P_{\text{вх}}$ . Полученную зависимость можно использовать при расчете характеристики погружных центробежных насосов, откачивающих из скважин водонефтегазовые смеси, внешней фазой которых является пластовая вода. Из проведенных экспериментов следует также, что эксплуатация ЭЦН в сильнообводненных скважинах в области подач левее рабочей части характеристики нежелательна, так как в этих случаях даже небольшое количество газа в откачиваемой смеси приводит к резкому снижению параметров работы насоса.

Исследования, проведенные на смеси «вода - ПАВ - газ» ( $d_{\text{кр}} = 66$  мм) при различных  $P_{\text{вх}}$  в широком диапазоне газосодержаний, также выявили сильную зависимость степени влияния газа на работу ЭЦН от величины давления у входа в насос.

На рисунке 17 показаны характеристики испытанной секции насоса ЭЦН5-80 - зависимости давления  $P_{\text{н}}$ , развиваемого насосом, от подачи жидкости  $Q_{\text{ж}}$ , обработанной ПАВ, при различных  $\beta_{\text{вх}}$  для  $P_{\text{вх}}$ , составляющих 0,1 и 3,1 МПа.

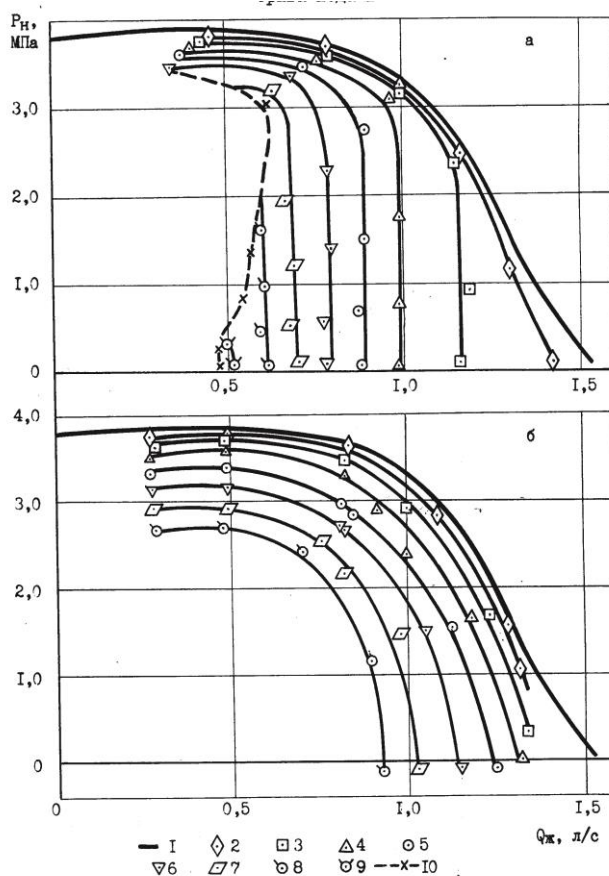


Рисунок 17 – характеристики насоса ЭЦН5-80 - зависимости давления  $P_n$ , развиваемого насосом, от подачи жидкости  $Q_{ж}$ , обработанной ПАВ, при различных  $\beta_{вх}$  для  $P_{вх}$ , составляющих 0,1 и 3,1 МПа.

Проанализировав график, делаем вывод, что с увеличением газосодержания кривые в правой части становятся вертикальными - насос работает при искусственной кавитации со значительным снижением параметров. Когда газосодержание достигает критической для данного режима величины, происходит срыв подачи. С ростом  $P_{вх}$  искусственная кавитация в насосе возникает при более высоких газосодержаниях.

Из сравнения кривых  $K_Q = (\beta_{вх})$  для смесей «вода - газ» (рисунок 16) и «вода - ПАВ - газ» (рисунок 18) видно, что присутствие в жидкости пенообразующего ПАВ существенно снижает влияние газовой фазы на характеристику насоса. С повышением  $P_{вх}$  кривые  $K_Q = (\beta_{вх})$  как на смеси «вода - газ», так и «вода - ПАВ - газ», отклоняются от линии бескавитационной работы, соответствующей уравнению (7), при все больших газосодержаниях. Это свидетельствует об уменьшении влияния газа на работу насоса.

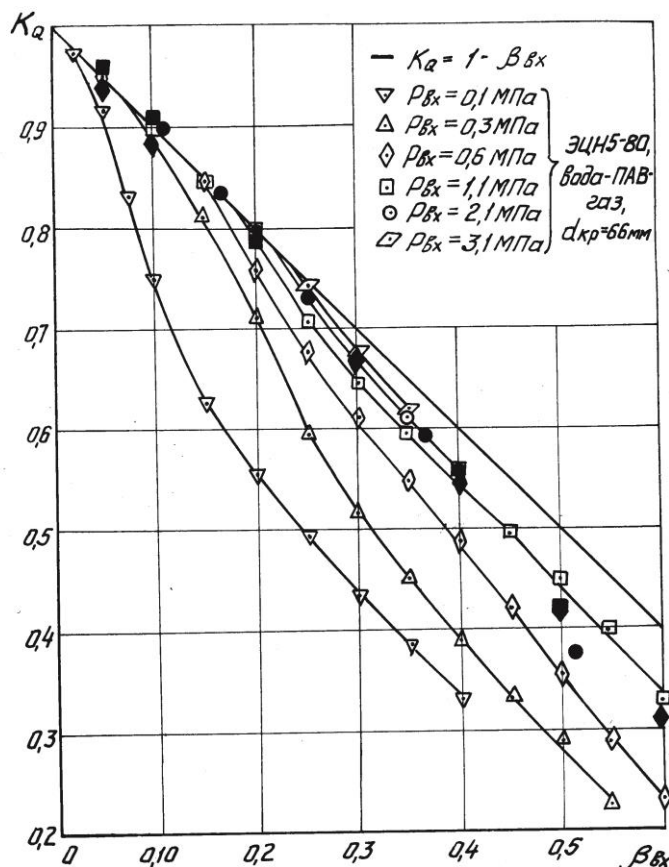


Рисунок 18 – сравнения кривых  $K_Q = (\beta_{BX})$  для смесей «вода - газ» (рисунок 16) и «вода - ПАВ - газ».

Наибольшее влияние давления  $P_{BX}$  наблюдается в интервале 0,1 - 0,6 МПа. При дальнейшем росте  $P_{BX}$  степень влияния его уменьшается и при  $P_{BX} = 2,1 - 3,1$  МПа кривые  $K_Q$  располагаются близко друг от друга.

Для объяснения факта снижения влияния газа на характеристику центробежного насоса при увеличении  $P_{BX}$  было высказано предположение, что при повышении  $P_{BX}$  образование газовых каверн в ступенях при неизменном  $\beta_{BX}$  затрудняется. Специальными экспериментами по визуальному исследованию образования каверн за моделью лопасти рабочего колеса центробежного насоса, установленной в плоской камере с прозрачной стенкой, при обтекании ее потоком ГЖС при различных давлениях, сделанное предположение было полностью подтверждено.

Следует отметить, что явление повышения устойчивости газожидкостных систем с ростом давления, по-видимому, имеет универсальный характер, и наблюдается, помимо работы центробежных насосов на ГЖС, в других областях техники. Так, с повышением давления расширяется область существования эмульсионных структур пароводяного и



нефтегазового потоков в трубах, увеличиваются устойчивость пен и время коалесценции газовых пузырьков в жидкости.

*Исследования работы погружных центробежных насосов на вязких газожидкостных смесях «масло - газ»*

При изучении роли вязкости в степени влияния свободного газа на характеристику ЭЦН в качестве рабочей жидкости использовали индустриальное масло И-8А. На установке исследовали работу насоса ЭЦН5-80 на смесях «масло - газ» с кинематической вязкостью жидкости  $\nu_{жс}$ , равной 7,1 и 17,4 мм<sup>2</sup>/с и плотностью жидкости, равной 846 и 861 кг/м<sup>3</sup>, при температурах у входа в насос соответственно 50 и 23°С.

На рисунке 19 представлена основная характеристика при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа на ГЖС «масло - газ» насоса ЭЦН5-80 при  $\nu_{жс}$ , равной 7,1 и 17,4 мм<sup>2</sup>/с.

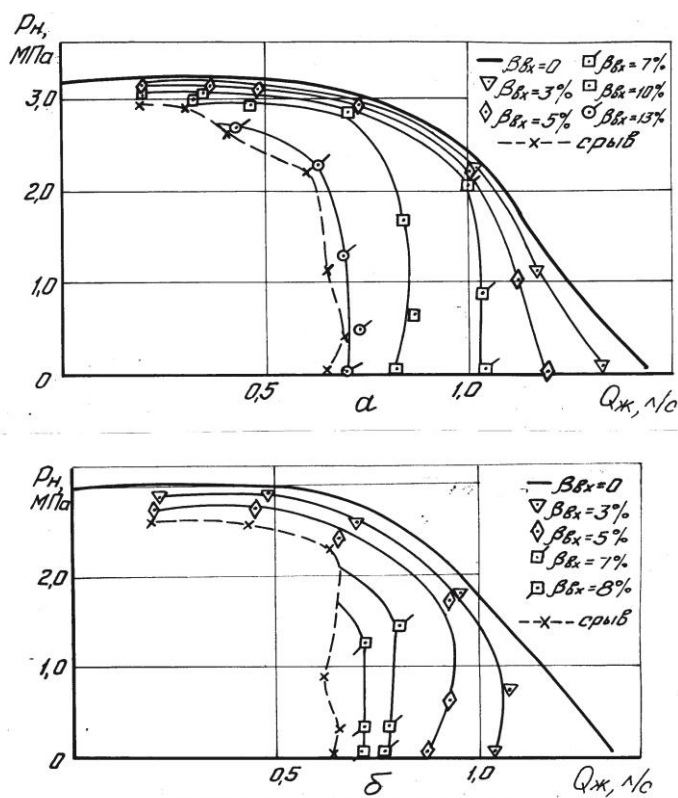


Рисунок 19 – характеристика при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа на ГЖС «масло - газ» насоса ЭЦН5-80 при  $\nu_{жс}$ , равной 7,1 и 17,4 мм<sup>2</sup>/с.

Смесь «масло - газ» с пенообразующими свойствами  $d_{кр} = 14$  мм по своей степени устойчивости является аналогом ГЖС «вода - газ», имеющей близкое значение  $d_{кр}$ , равное 16 мм. Следовательно, сравнение характеристик насоса на смесях «вода - газ» и «масло - газ» позволит

выявить влияние вязкости жидкой фазы ГЖС на степень воздействия газа на работу насоса при одинаковой устойчивости сравниваемых систем. Сопоставляя результаты испытаний на смеси «масло - газ» с характеристиками, полученными для насоса ЭЦН5-80 на смеси «вода - газ» при  $P_{вх} \approx 0,1$  МПа (рисунок 13), можно отметить следующее:

В правой части характеристик наблюдается их качественное подобие. На смеси «масло - газ» на некоторых режимах кривые не строго вертикальны, а загибаются влево с уменьшением давления, развиваемого насосом;

Срывноегазосодержание в правой части снижается с ростом вязкости жидкости и неодинаково;

В области малых подач на смеси «масло - газ» не происходит резкого падения давления насоса с возрастанием газосодержания. В отличие от смеси «вода - газ» на ГЖС «масло - газ» возможна работа насоса без подпора в левой части характеристики;

Вредное влияние газа на смеси «масло - газ» с повышением  $\nu_{жс}$  от 7,1 до 17,4 мм<sup>2</sup>/с усиливается во всех областях рабочей характеристики насоса.

При различных  $P_{вх}$  и  $\nu_{жс}$  были построены зависимости  $K_Q$  на режиме нулевого напора от  $\beta_{вх}$  (рисунок 20).

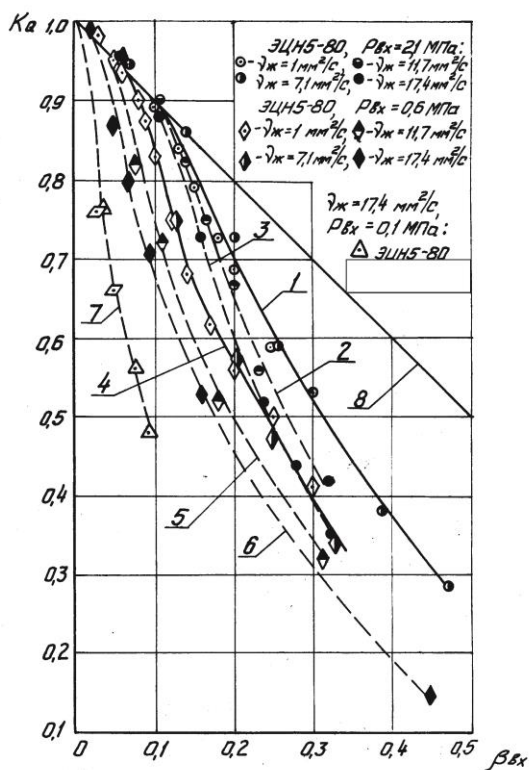


Рисунок 20 – зависимости  $K_Q$  на режиме нулевого напора от  $\beta_{вх}$

Из сопоставления этих зависимостей с кривыми  $K_Q$  на смеси «вода - газ» при соответствующих  $P_{вх}$  следует (рисунок 16), что в области от 1 до 7,1 мм<sup>2</sup>/с изменение вязкости не сказывается на степени влияния газа при одинаковой пенности. Кривые  $K_Q = f(\beta_{вх}, P_{вх})$  для смесей «вода - газ» и «масло - газ» с  $\nu_{жс} = 7,1$  мм<sup>2</sup>/с практически совпадают. В интервале 7,1 - 17,4 мм<sup>2</sup>/с для всех давлений у входа с ростом вязкости вредное влияние газа усиливается, и кривые  $K_Q = f(\beta_{вх}, P_{вх})$  снижаются. Критическоегазосодержание  $\beta_{кр}$  отхода кривых  $K_Q$  от линии бескавитационной работы при этом тоже уменьшается.

Исходя из этого, можно заключить, что влияние вязкости жидкости на эффективность откачки насосом ГЖС имеет качественно многообразный характер: в левой части характеристики на смесях низкой пенообразующей способности при  $\nu_{жс} < 7,1$  мм<sup>2</sup>/с с ростом вязкости влияние газа уменьшается; в рабочей и правой областях характеристики до вязкости 7,1 мм<sup>2</sup>/с изменений во влиянии газа нет; при  $\nu_{жс} > 7,1$  мм<sup>2</sup>/с увеличение вязкости жидкости усиливает вредное влияние газа на работу насоса.

Причиной уменьшения в левой части характеристики вредного влияния газа с возрастанием вязкости до некоторого значения может быть ослабление сепарации пузырьков газа к оси вращения рабочих колес. Усиление влияния газа на работу насоса с увеличением вязкости свыше 7,1 мм<sup>2</sup>/с, возможно, связано с тем, что увеличиваются размеры отрывных зон и формирующихся в них газовых каверн при работе на ГЖС. Это вызывает дополнительное стеснение проходного сечения и уменьшение пропускной способности межлопаточных каналов, а также ухудшение условий обтекания лопаток, и характеристика насоса снижается.

Исходя из вышеперечисленного, можно сделать вывод, что эффективность работы погружного центробежного насоса на ГЖС в большей мере зависит при прочих равных условиях от присутствия в жидкости пенообразующих ПАВ.

*Зависимость степени влияния газовой фазы на работу погружного центробежного насоса от пенообразующих свойств жидкости*

Для более полного изучения роли пенообразующих свойств, под которыми понимается способность жидкости образовывать устойчивые пленки, в степени влияния свободного газа на характеристику насоса были проведены специальные экспериментальные исследования. На лабораторной установке исследовали работу насоса ЭЦН5-80 на смесях «вода - ПАВ - газ» с различными пенообразующими свойствами жидкости. Изменение

пенообразующих свойств достигали путем добавки в воду различных количеств ПАВ - дисолвана 4411.

На рисунке 21 показаны характеристики насоса ЭЦН5-80 на смесях «вода - ПАВ - газ» при  $d_{кр} = 66$  мм (а) и  $d_{кр} = 35$  мм (б) для различных  $\beta_{вх}$ .

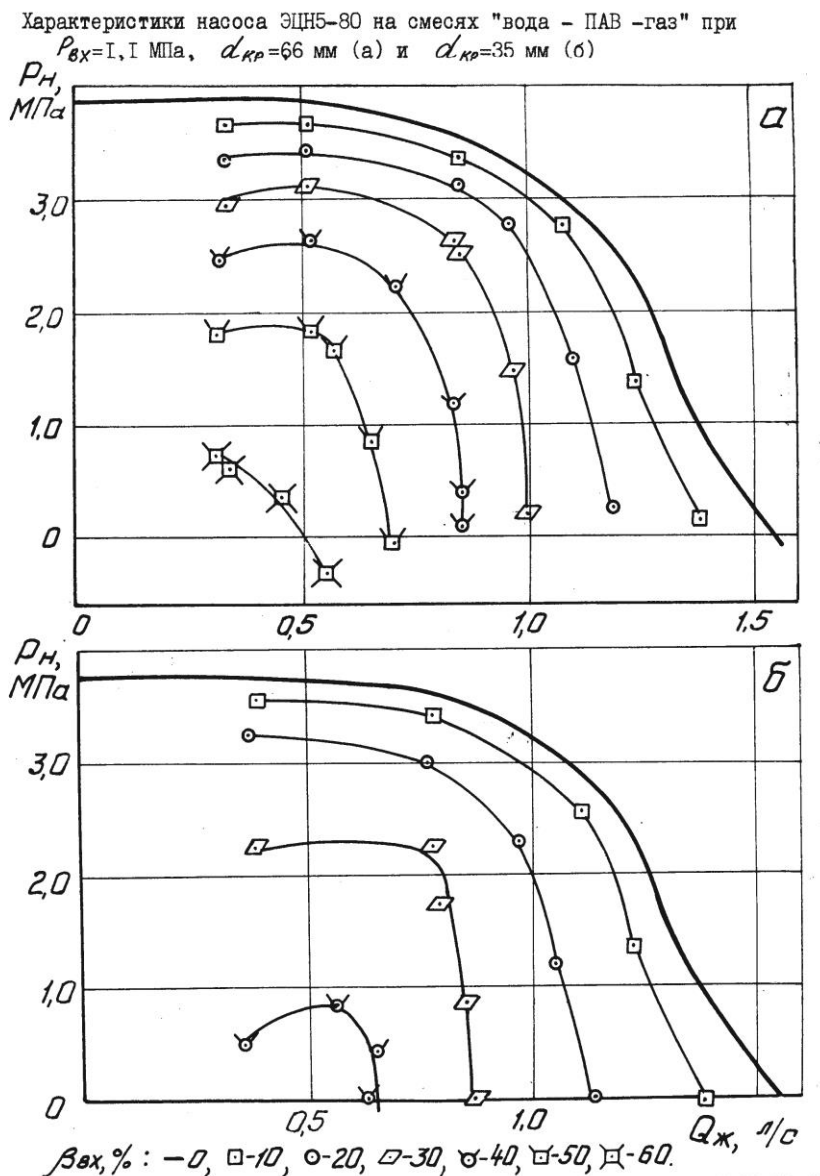


Рисунок 21 – характеристики насоса ЭЦН5-80 на смесях «вода - ПАВ - газ» при  $d_{кр} = 66$  мм (а) и  $d_{кр} = 35$  мм (б) для различных  $\beta_{вх}$ .

Как видно из рисунка 21, влияние газа на работу насоса до  $\beta_{вх} = 10\%$  примерно одинаково как при  $d_{кр} = 66$  мм, так и при  $d_{кр} = 35$  мм. При  $\beta_{вх} > 10\%$  (рисунок 21) влияние газа на характеристику насоса уменьшается с ростом пенообразующих свойств. Так, для  $Q_{жс} = 0,6$  л/с и  $\beta_{вх} = 40\%$  разница в величинах развиваемого насосом давления намного значительнее - 0,71 и

0,252 МПа при  $d_{кр} = 35$  мм и  $d_{кр} = 66$  мм, соответственно. Это свидетельствует о том, что возрастание пенности жидкости приводит к существенному снижению вредного влияния газа в области высоких газосодержаний.

В целях анализа влияния пенообразующих свойств на работу насоса были построены зависимости коэффициента подачи жидкости  $K_Q$  при нулевом напоре от  $d_{кр}$  для различных значений  $\beta_{вх}$  (рисунок 22).

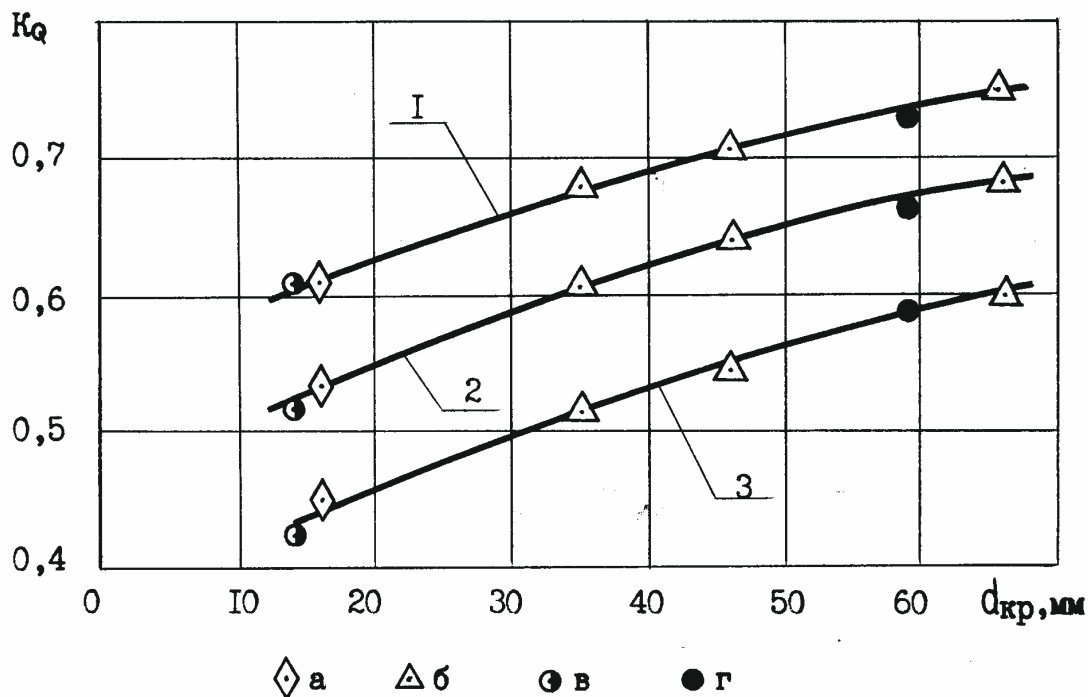


Рисунок 22 – зависимости коэффициента подачи жидкости  $K_Q$  при нулевом напоре от  $d_{кр}$  для различных значений  $\beta_{вх}$ : 25 % (1), 30 % (2) и 36,6% (3). Смесей: а) «вода - газ» б) «вода - ПАВ - газ» в) «масло - газ» г) «нефть - газ».

Экспериментальные точки на рисунке 3.17 получены по результатам испытаний насосов при заданных условиях  $P_{вх} > 2$  МПа и  $v_{жс} \leq 7,1$  мм<sup>2</sup>/с, так как в этих условиях степень влияния газа на работу погружного центробежного насоса, как показали проведенные исследования, практически не зависит ни от давления у входа в насос, ни от вязкости жидкой фазы смеси. Значения  $K_Q$  при постоянном  $\beta_{вх}$  повышаются примерно пропорционально возрастанию  $d_{кр}$ . Из рисунка следует, что с ростом пенообразующих свойств работа на ГЖС улучшается. Стоит заметить, что

зависимости  $K_Q$  от  $d_{кр}$  при данных  $\beta_{вх}$  едины для всех исследованных смесей независимо от их природы и величины поверхностного натяжения между жидкостью и газом. Отсюда следует, что степень влияния свободного газа на характеристику насоса на соответственных режимах его работы практически не зависит от поверхностного натяжения между жидкой и газовой фазами ГЖС, а также от их химического состава и определяется, при прочих равных условиях ( $\beta_{вх}, P_{вх}, \nu_{жс}$ ) в основном пенообразующими свойствами жидкости.

Причина весьма значительного влияния пенообразующих свойств жидкости на рабочую характеристику насоса, откачивающего ГЖС, состоит в том, что при их росте повышается агрегативная устойчивость смеси и затрудняется слияние пузырьков газа в крупные каверны в межлопастных каналах рабочих колес насоса. Благодаря этому эмульсионный бескавитационный режим течения ГЖС в ступенях ЭЦН сохраняется до более высоких значений  $\beta_{вх}$ . При работе насоса в кавитационном режиме, когда в каналах ступеней образуются каверны, их размеры при более высоких пенообразующих свойствах оказываются меньшими, чем в случае работы на низкопенистой смеси при прочих равных условиях. Снижение размеров каверн, стеснявших проходное сечение межлопастных каналов, приводит к возрастанию пропускной способности ступеней и улучшению параметров их работы. При увеличении  $d_{кр}$  также снижается число ступеней со стороны входа в насос, имеющих развитые газовые каверны и не создающих положительного напора. Все это приводит к уменьшению вредного влияния газа на характеристику насоса.

Основные выводы:

Установлено, что пенообразующие свойства жидкости являются одним из основных факторов, определяющих степень влияния газа на работу центробежного насоса. Рост пенообразующих свойств жидкой фазы ГЖС приводит к существенному снижению вредного влияния газа на характеристику ЭЦН вследствие повышения при этом агрегативной устойчивости смеси и затруднения слияния пузырьков газа в крупные каверны.

Исследования, выполненные на различных ГЖС («вода - газ», «вода - ПАВ - газ», «масло - газ» с вязкостью масла до  $17,4 \text{ мм}^2 / \text{с}$ ) позволили установить, что с увеличением давления у входа в насос снижается вредное влияние свободного газа на рабочие параметры ЭЦН при неизменном газосодержании. Наибольшее влияние давления наблюдается в области  $0,1 - 0,6 \text{ МПа}$ , в дальнейшем степень его влияния уменьшается и при давлениях у входа более  $2 \text{ МПа}$  практически перестает сказываться на характеристике насоса.

Показано, что при  $v_{жс} \leq 7,1 \text{ мм}^2 / \text{с}$  увеличение вязкости жидкости на малопенистых ГЖС в левой области характеристики снижает вредное влияние газа на работу насоса и не приводит к изменению влияния в рабочей и правой областях при  $v_{жс} > 7,1 \text{ мм}^2 / \text{с}$  повышение вязкости жидкости усиливает вредное влияние газа на работу насоса.

### **3.4 Методы снижения влияния газа на работу электропогружного центробежного насоса**

Погружные центробежные насосы для добычи нефти (ЭЦН) откачивают из скважин вместе с нефтью пластовую воду и газ. Известно, что эффективность центробежного насоса при работе на газожидкостной смеси (ГЖС) резко снижается по сравнению с работой на однородной среде, а при определенных условиях происходит срыв подачи жидкости. Ступени многоступенчатого центробежного насоса при работе на ГЖС по функциональному признаку можно условно разделить на две группы: ступени со стороны приема насоса практически не развивают напор, но диспергируют ГЖС; вторая группа последующих ступеней, работая на квазигомогенной жидкости, развивает напор такой же величины, как на однородной жидкости.

Для повышения эффективности ЭЦН при откачке ГЖС предлагаю следующие направления:

1. Уменьшение количества свободного газа на приеме насоса путем большего заглубления его под динамический уровень скважины.

2. Применение на входном участке насоса газосепаратора, позволяющего большую часть свободного газа отделять и направлять в затрубное пространство.

3. Использование предвключенного устройства - диспергатора, предназначенного для диспергации ГЖС и доведения ее до квазигомогенного состояния.

4. Использование т.н. конического насоса, т.е. насоса, состоящего из пакетов ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи, причем ступени на большие подачи помещены на входных участках насоса, далее по направлению к выходу установлены ступени на меньшие подачи в убывающем порядке их номинальных значений.

#### *Обобщённое представление газожидкостных сепараторов*

До настоящего времени из вышеперечисленных конструктивных решений наиболее эффективным считается применение газосепаратора.

#### *Обобщённое представление газожидкостных сепараторов*

Сепараторы, в общем случае, состоят из нескольких секций, каждая из которых выполняет определенные функции (рисунок 23).

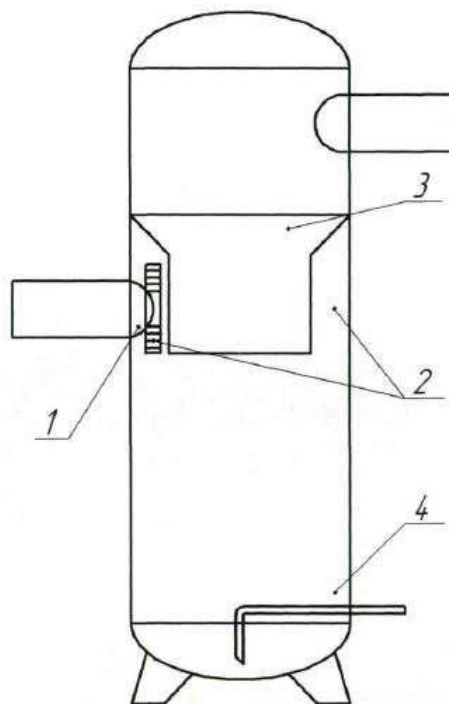


Рисунок 23 – Конструктивные признаки газожидкостных сепараторов

Секция 1 ввода газожидкостных смесей обеспечивает максимальное отделение крупнодисперсной фазы, особенно при высоком начальном содержании жидкой фазы, а также равномерный ввод газожидкостной смеси в аппарат, в том числе в секцию 3 окончательной очистки газа от капель жидкости.

Секция 2 коагуляции мелких капель жидкости располагается в зоне осаждения перед секцией 3 окончательной очистки и, предназначена для укрупнения мелких капель жидкости, отделения, укрупненных капель жидкости и выравнивания подачи газа в секцию 3 окончательной очистки.

Секция 3 окончательной очистки газа обеспечивает заданную эффективность сепарации в проектном диапазоне её нагрузок, как по газу, так и по жидкости.

Секция 4 сбора отсепарированной жидкости обеспечивает, устойчивую работу приборов регулирования и сигнализации верхнего и нижнего предельных уровней, дегазацию жидкости, ее отвода без образования воронки и разделения при необходимости на составляющие фракции.

По геометрической форме сепараторы могут быть сферические или цилиндрические, по расположению цилиндрические сепараторы бывают горизонтальными, вертикальными или наклонными.

Сферические сепараторы менее компактны и более металлоемки. Эти параметры тем больше, чем выше давление и производительность сепаратора. Основным недостатком сферических сепараторов является ограниченность пространства, исключающая возможность размещения в корпусе коагулирующей секции и секции сбора жидкости. В результате



эффективность обработки газовых потоков с мелкодисперсным распределением жидкости и начальным ее содержанием более 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> в сферических сепараторах невелика.

Основное преимущество горизонтальных цилиндрических сепараторов состоит в том, что они могут быть большой единичной мощности.



Рисунок 24 – горизонтальный и вертикальный сепаратор

Эти сепараторы предназначены для разделения газожидкостной смеси с высоким содержанием жидкости или для разделения жидкостей, склонных к пенообразованию. Недостатком горизонтального цилиндрического сепаратора является затруднённый вывод из сепаратора накапливаемых твердых примесей. Этому недостатка лишены вертикальные цилиндрические сепараторы. Разнообразные днища этих сепараторов обеспечивают сток жидкости и твердых примесей в нижнюю часть аппарата и их отвод в дренажную систему. Секция сбора жидкости может выноситься из корпуса сепаратора и выполняться чаще всего, в виде горизонтального цилиндра.

Однако в последние годы целесообразность и универсальность при откачке ГЖС использования газосепаратора по результатам промышленной практики не является бесспорной по следующим причинам:

1. Специалисты фирмы REDA[14] в своей промышленной практике

неоднократно встречались со случаями, когда эксплуатация скважины ЭЦНами была практически невозможна из-за блокирования скважины газовыми пробками, несмотря на использование сдвоенных ротационных газовых сепараторов и не очень высокое газосодержание на приеме насоса (менее 40%). Это происходило или из-за нестабильного поступления газа из скважины, или из-за большой обводненности пластовой жидкости, при которой срывное газосодержание примерно пропорционально  $(1-v)$ , где  $v$  - обводненность, или из-за грубой дисперсности ГЖС с остаточным газом, поступающей в первое рабочее колесо насоса, либо из-за воздействия всех этих факторов.

2. Применение газосепаратора может привести к частичному фонтанированию скважины по затрубному пространству, что, в свою очередь, может привести к его перекрытию из-за отложений парафина и к прекращению функционирования сепаратора.

3. Известно, что при применении сепаратора практически не используется полезная работа газа при подъеме пластовой жидкости в НКТ, так как большей частью газ направляется в затрубное пространство.

4. Наблюдаются колебания потребляемой насосом с газосепаратором мощности при откачивании ГЖС. Эти колебания при наличии газовой пробки могут привести к частым остановкам по недогрузке, повторным запускам, что снижает надежность работы всей установки.

5. Как показывает отечественная промышленная практика установок ЭЦН с газосепараторами, газосепаратор в силу характерных конструктивных признаков (вращение откачиваемой жидкости с содержащимися в них мехпримесями на расстоянии достаточной протяженности) или в силу недостаточной доработанности конструкции может явиться причиной не только отказа, но и «полета» установки.

На рисунке 25 показаны схемы разработанных газосепараторов типа МН-ГСИ4 малого габарита (а), ГДН5 и ГДН5А (б). Отличительными особенностями новых технических решений являются оригинальные конструкции кавернообразующих колес, оптимальное расположение их лопаток относительно рёбер сепарационного барабана и др. Снабжение газосепараторов ГДН5 и ГДН5А эффективными диспергаторами существенно расширяет функциональные возможности установок и область их применения.

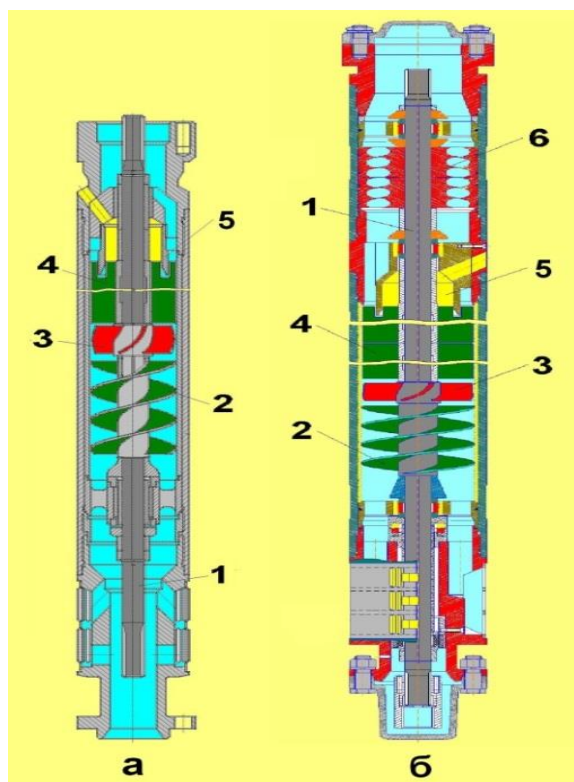


Рисунок 25 – Схемы газосепараторов типа МН-ГСИ4 (а), ГДН5 и ГДН5А (б):  
 1 – вал, 2 – шнек, 3 – кавернообразующее колесо, 4 – сепарационный барабан, 5 – узел отвода, 6 – диспергатор.

*Диспергирующие устройства*

Исходя из вышеизложенного, в последние годы как в зарубежной, так и в отечественной практике начали применяться диспергирующие устройства для откачки ГЖС из скважин:

- Устройство АГН (Advanced Gas Handling) фирмы REDA;
- Диспергатор ОАО «Борец».

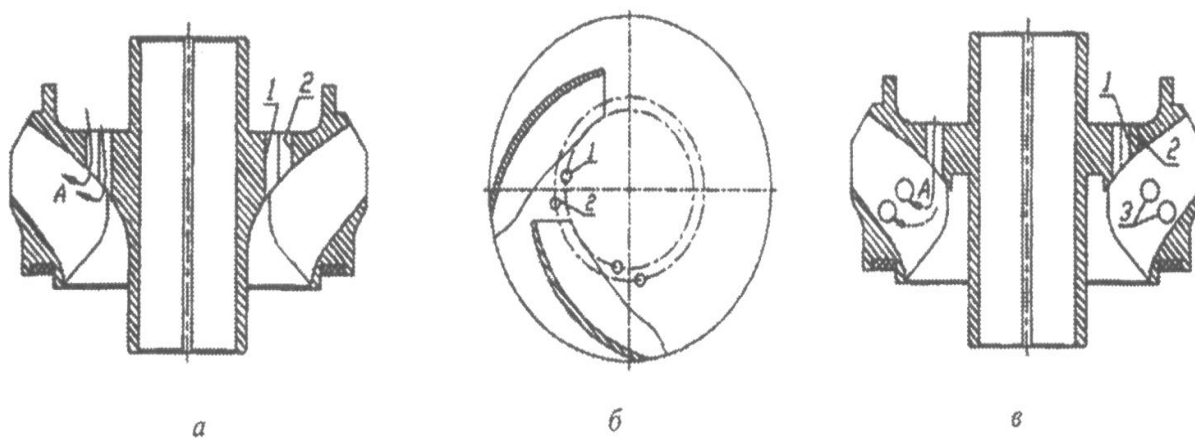


Рисунок 26 – Устройство АГН

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от стандартной конструкции ступеней, помещенный в отдельный корпус, а может быть смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней обычно состоит из 15, а предпочтительное количество диспергирующих ступеней 20 - 40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита.

Основным прототипом конструкции диспергирующей ступени является конструкция высокопроизводительной ступени с рабочим колесом, разгруженным от осевой силы при помощи выполненного у колеса второго верхнего уплотнения камеры за ведущим диском колеса, в которой давление с помощью отверстий в диске уравнивается с давлением у входа в колесо. По сравнению с прототипом в диспергирующей ступени фирмы REDA дополнительно введен второй ряд отверстий (отверстия 1, 2; рисунок 26 – а и б). По мнению авторов, два ряда отверстий позволяют ограниченному количеству жидкости постоянно циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой пробки в области А, при этом жидкость, циркулирующая через отверстия смешивается с потоком в межлопастных каналах рабочего колеса, что позволяет разбивать газовые пузыри на более мелкие, т.е. диспергировать ГЖС. Этой же цели служат отверстия 3 в лопатках рабочих колес (рисунок 26 – в).

Эффективность диспергирующих ступеней, особенно ступеней низкопроизводительных насосов с отверстиями вида 1, 2, 3 снижается из-за объемных утечек (примерно до 5%). Кроме того, можно ожидать, что в таких ступенях подъем рабочих колес должен происходить на меньших подачах, чем в аналогичных стандартных ступенях.

Но бесспорно, что диспергирующее устройство фирмы REDA позволило преодолеть те эксплуатационные проблемы, которые возникали из-за вышеперечисленных недостатков газосепаратора.

В настоящее время выпускаемый ОАО «Борец» диспергатор конструктивно является дальнейшим развитием отечественных диспергаторов:

1. Диспергирующее устройство выполнено в виде отдельного модуля;
2. Ротор и статор являются по сути осевыми рабочими органами (рисунок 27);
3. На входе устройства помещено шнековое колесо для создания напора, необходимого для перемещения гжс через диспергирующее устройство;
4. В конце диспергирующего устройства установлен выправляющий аппарат - рассекатель для придания потоку осевого направления и уменьшения гидравлических потерь (рисунок 27).

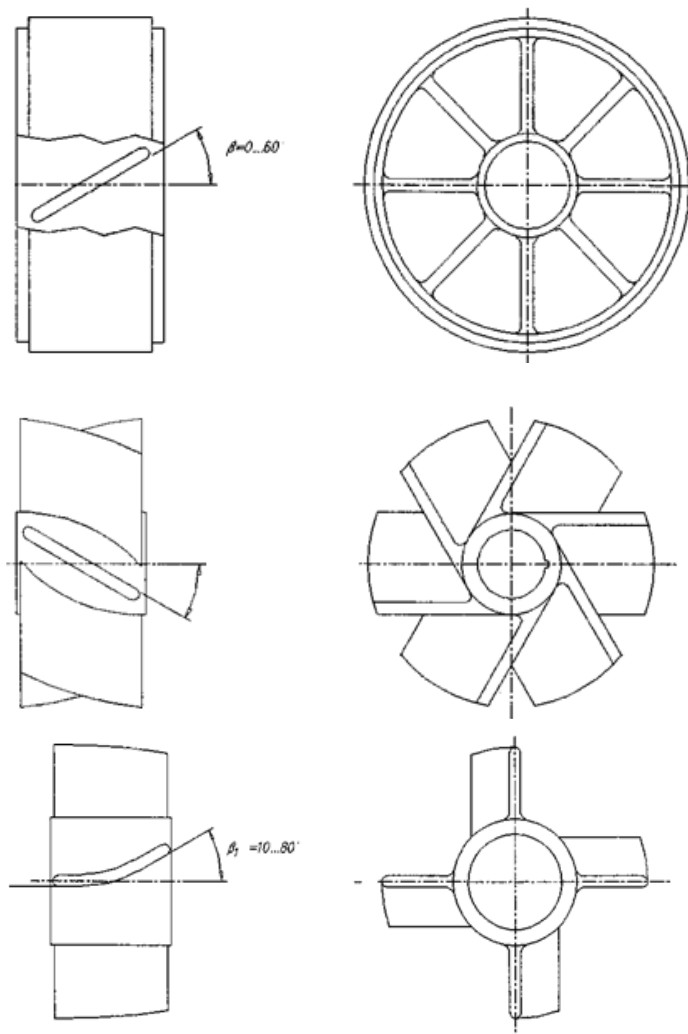


Рисунок 27 – конструкция диспергирующего устройства

На рисунке 28 дан общий вид разработанного по заказу ОАО «АЛНАС» газосепаратора-диспергатора к УЭЦН группы 8. Большие значения подачи по жидкости обусловили необходимость нового, нестандартного подхода к проектированию этого сепаратора и его основных узлов – кавернообразующего колеса, шнека и диспергатора.

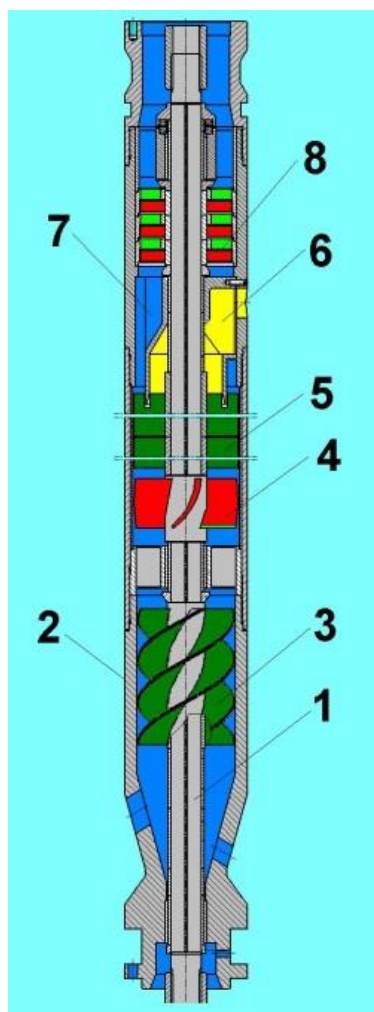


Рисунок 28—Схема газосепаратора-диспергатора ГС8-2000 к УЭЦН группы 8:  
 1 – вал, 2 – корпус, 3 – шнек, 4 – кавернообразующее колесо, 5 – сепарационный барабан, 6 – узел отвода газа, 7 – узел отвода смеси с остаточным газом, 8 – диспергатор.

### 3.5 Подбор оборудования УЭЦН

Проведем оптимизацию погружного оборудования УЭЦН по классической методике

Исходные данные для расчета представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Исходные данные для оптимизации УЭЦН

Наименование показателя	Номер скважины
1	2
	396
1. Дебит по жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	344
2. Обводненность, %	41
3. Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	850

Окончание таблицы 7

1	2
4. Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	920
5. Глубина верхних дыр перфорации (вертикальная отметка), м	1682
6. Забой, м.	3858
7. Глубина спуска НКТ (вертикальная отметка), м	1634
8. Динамический уровень (вертикальная отметка), м	385
8. Пластовое давление, атм.	94
9. Устьевое давление, атм.	19,0
10. Вязкость жидкости, сП.	8,9
11. Коэффициент подачи, доли	0,13
12. Внешний диаметр НКТ	102
13. Шероховатость НКТ, мм	0,0375
14. Вязкость жидкости, сП.	8,9

Скважина пробурена в пласт ЯК-III-VII. Плотность нефти составляет 850 кг/м<sup>3</sup>. Дебит по жидкости 344м<sup>3</sup>/сут. Обводненность 41 %. Дебит по нефти 186 т/сут. Пластовое давление 94 атм. В скважину спущен насос модели 538P62, номинальная подача которого составляет 820м<sup>3</sup>/сут.

Методика подбора оборудования УЭЦН:

1) Коэффициент подачи:

$$k = \frac{Q_{\phi}}{Q_{н}} = \frac{344}{820} = 0,42 \quad (8)$$

где  $Q_{\phi}$  – фактический дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{н}$  – номинальная подача установки ЭЦН, м<sup>3</sup>/сут.

Установка ЭЦН не соответствует скважине

2) Плотность продукции:

$$\rho_{см} = \omega_{ct} \cdot \rho_{в} + (1 - \omega_{ct}) \cdot \rho_{н} = 0,41 \cdot 920 + 0,59 \cdot 850 = 869 \text{ кг/м}^3 \quad (9)$$

где  $\rho_{в}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{н}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\omega_{ct}$  – обводненность продукции, %.

3) Зная динамический уровень скважины и глубину верхних дыр перфорации, подберем глубину спуска НКТ таким образом, чтобы она перекрывала  $H_{дин}$  на 300 метров:

$$H_{сп} = H_{ВДП} - H_{дин} + 300 = 1682 - 385 + 300 = 1597 \text{ м} \quad (10)$$

где  $H_{ВДП}$  – глубина верхних дыр перфорации, м;  $H_{дин}$  – динамический уровень, м;

На данной скважине, расчетная глубина спуска компоновки НКТ получилась меньше фактической на 37м.

4) Общий напор:

$$H_o = H_{P_{гидр}} + H_{уст} + H_{тр} \quad (11)$$

где,  $H_{P_{гидр}}$  – напор на преодоление гидростатического столба жидкости, м;  $H_{уст}$  – напор на преодоление устьевого давления, м;  $H_{тр}$  – напор на преодоление силы трения, м.

5) Напор, необходимый на преодоление гидростатического столба жидкости:

$$H_{P_{гидр}} = H_{ВДП} - H_{дин} = 1682 - 385 = 1297 \text{ м} \quad (12)$$

где  $H_{ВДП}$  – глубина верхних дыр перфорации, м;  $H_{дин}$  – динамический уровень, м.

6) Напор на преодоление устьевого давления:

$$H_{уст} = \frac{P_{уст} \cdot 101325}{g\rho_{см}} = \frac{19 \cdot 101325}{9,81 \cdot 869} = 226 \text{ м} \quad (13)$$

где  $\rho_{см}$  – плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения (9,81),  $\text{м/с}^2$ ;  $P_{уст}$  – устьевое давление, атм.

7) Напор на преодоление сил трения:

$$H_{тр} = \frac{dP}{g\rho_{см}} \quad (14)$$

Распределение давление по глубине:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{f\rho\vartheta^2}{2d} \quad (15)$$

где  $f$  – коэффициент трения Мууди;  $\vartheta$  – скорость потока флюида,  $\text{м/с}$ ;  $d$  – внутренний диаметр НКТ, м.

Скорость потока:

$$\vartheta = \frac{Q}{A} = \frac{344/(24 \cdot 60 \cdot 60)}{0,0062} = 0,64 \text{ м/с} \quad (16)$$

где  $Q$  – дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут.}$ ;  $A$  – площадь поперечного сечения труб,  $\text{м}^2$ .



Площадь поперечного сечения:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,0886^2}{4} = 0,0062 \text{ м}^2 \quad (17)$$

Внутренний диаметр НКТ

$$d = d_{\text{вн}} - 2\ell = 102 - 2 \cdot 6,5 = 88,6 \text{ мм} \quad (18)$$

где  $d_{\text{вн}}$  – внешний диаметр труб, мм;  $\ell$  – толщина стенок труб, мм.

Найдем значение коэффициента трения Муди. Оно берется из таблицы, зная число Рейнольдса и значение относительной шероховатости.

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho_{\text{см}} v d}{\mu} = \frac{869 \cdot 0,64 \cdot 0,0886}{8,9 \cdot 10^{-3}} = 5536 \quad (19)$$

где  $\mu$  – вязкость жидкости, мм.

Относительная шероховатость:

$$\frac{k}{d} = \frac{0,0375}{88,6} = 0,0004 \quad (20)$$

где  $k$  – шероховатость, мм.

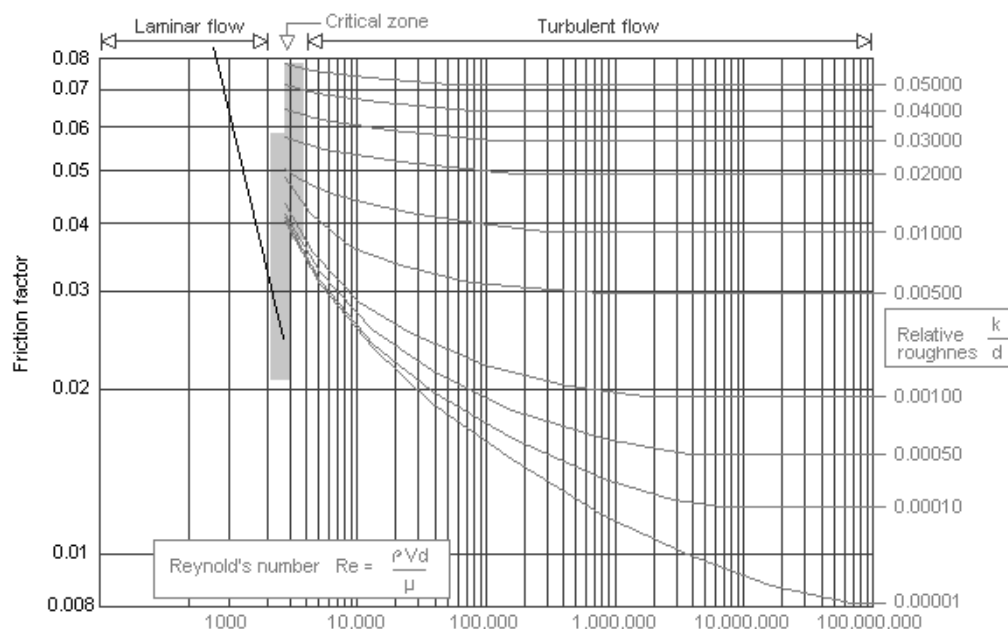


Рисунок 29 - Коэффициент трения Муди

Из таблицы нашли коэффициент трения Муди. Он равен 0,03. Зная скорость потока жидкости и коэффициент трения, найдем распределение давления по глубине (формула 21):

$$\frac{dP}{dx} = \frac{f\rho v^2}{2d} = \frac{0,03 \cdot 869 \cdot 0,64^2}{2 \cdot 0,0886} = 60 \text{ Па/м} \quad (21)$$

Отсюда следует, что дифференциал давления равен:

$$dP = 60 \cdot dx = 13 \cdot 2675 = 160500 \text{ Па} \quad (22)$$

Напор на преодоление сил трения (формула 23):

$$H_{\text{тр}} = \frac{dP}{g\rho_{\text{ср}}} = \frac{160500}{9,81 \cdot 869} = 18,8 \text{ м} \quad (23)$$

8) Найдем общий напор (формула 24):

$$H_0 = H_{\text{гидр}} + H_{\text{уст}} + H_{\text{тр}} = 1297 + 226 + 18,8 = 1541,8 \text{ м} \quad (24)$$

9) Исходя из дебита и общего напора, подбираем насос таким образом, чтобы он работал в своем диапазоне, давал максимальный дебит и максимальный КПД. Для данной скважины это насос модели ЭЦНМИК5А-280. Его диапазон дебитов варьируется от 220 до 380 м<sup>3</sup>/сут. Оптимальная подача составляет 350 м<sup>3</sup>/сут. На рисунке 3.4 представлен оптимальный диапазон работы данного насоса, а так же мощность, насос и КПД одной ступени.

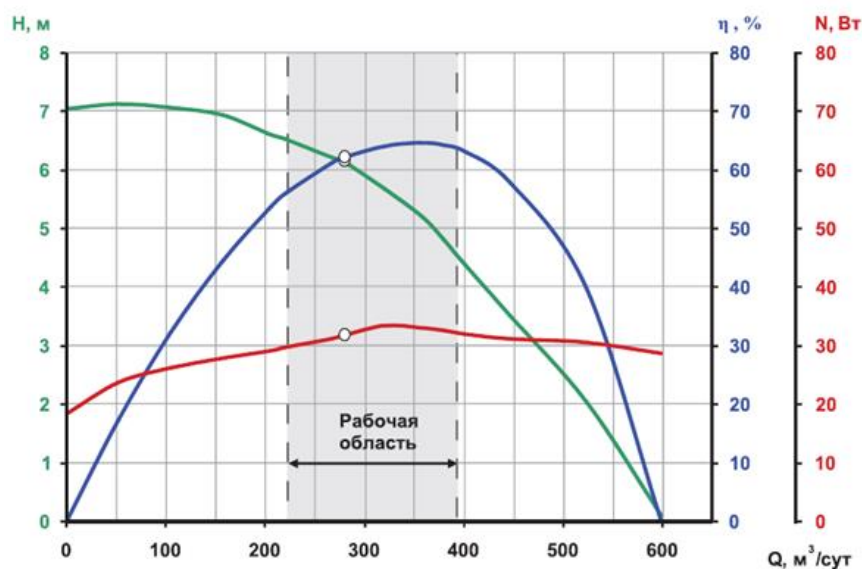


Рисунок 30 - Характеристики насоса ЭЦНМИК5А-280

10) Для дебита в  $344 \text{ м}^3/\text{сут}$ , соответствует напор одной ступени  $6,2 \text{ м}$ . Отсюда найдем количество ступеней:

$$N = \frac{H_H}{H_C} = \frac{1541,8}{6,2} = 248,7 \text{ шт} \quad (25)$$

где  $H_C$  – напор одной ступени, м.

11) Округлим количество ступеней в большую сторону,  $N = 249 \text{ шт}$ .  
Мощность насоса:

$$P_H = N \cdot P_c \cdot \rho_{\text{см}} = 249 \cdot 0,74 \cdot 0,864 = 159 \text{ л.с.} \quad (26)$$

где  $P_c$  – мощность одной ступени, л.с.

12) Подбираем ПЭД таким образом, чтобы выполнялось следующее условие:

$$0,5 \leq P/P_d \leq 1,0 \quad (27)$$

Это ПЭД 11ВЭДБТ120-103/3 В5, развивающий мощность  $161 \text{ л.с.}$

$$\frac{P_H}{P_d} = \frac{159}{161} = 0,98 \quad (28)$$

13) Из формулы подобия рассчитаем максимальную частоту работы электродвигателя:

$$159 \left(\frac{\omega_1}{\omega_0}\right)^3 = 161 \left(\frac{\omega_1}{\omega_0}\right) \quad (29)$$

где  $\omega_0$  – стандартная частота ( $50 \text{ Гц}$ )

$$\omega_1 = \sqrt{\frac{161}{159}} \cdot 50 = 50,3 \text{ Гц} \quad (30)$$

14) Максимальный напор:

$$H_{\text{max}} = H_{1\text{max}} \cdot N = 7,2 \cdot 249 = 1792,8 \text{ м} \quad (31)$$

где  $H_{1\text{max}}$  – максимальный напор одной ступени, м

15) Максимальное давление:

$$P_{\max} = \frac{\rho_{\text{см}} g H_{\max}}{101325} = \frac{869 \cdot 9,81 \cdot 1792,8}{101325} = 150,84 \text{ атм} \quad (32)$$

Результаты по подбору всех скважин приведены в таблице 7.1. Для сопоставления фактически установленного и подобранного оборудования сведем их в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Результаты подбора УЭЦН

Наименование показателя	Номер скважины
	396
1. Общий напор, м	1541,8
2. Выбранный насос	ЭЦНМИК5А-280
5. Напор насоса, м	1537,6
6. Напор одной ступени, м	6,2
7. Количество ступеней, шт	249
8. Мощность насоса, л.с.	159
9. Выбранный ПЭД	11ВЭДБТ120-103/3 В5
10. Мощность, л.с.	161
11. Максимальная частота, Гц	50,3
12. Максимальный напор, м	1792,8
13. Максимальное давление, атм	150,84

Скважины Ванкорского месторождения имеют высокоегазосодержание, вследствие чего их оборудуем газосепаратором для борьбы со свободным газом. Для этого рассчитаем газосодержание на входе в насос.

1. Расчет оптимального забойного давления

$$P_{\text{заб}} = 0,75 \cdot P_{\text{нас}} = 0,75 \cdot 15,9 = 11,9 \text{ МПа} \quad (33)$$

2. Определяем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - \left( \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{см}} g} \right) = 3858 - \left( 11,9 \cdot 10^6 \cdot \frac{9,81}{0,869} \right) = 3328 \text{ м} \quad (34)$$

3. Определяем давление на приеме насоса, при котором доля свободного газа на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0,61) \cdot 15,9 = 6,2 \text{ МПа} \quad (35)$$

4. Определяем глубину подвески насоса:

$$L = H_{\text{дин}} + (P_{\text{пр}}/\rho_{\text{см}}g) = 3328 + (6,2/0,869 \cdot 9,81) = 3398 \text{ м} \quad (36)$$

5. Определяем температуру пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл}} - (P_{\text{скв}} - L) \cdot G_T = 34 - (3398 - 3328) \cdot 0,011 = 33,2 \text{ C}^\circ \quad (37)$$

где  $T_{\text{пл}}$  - пластовая температура;  $G_T$  - температурный градиент.  
Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$\begin{aligned} V^* &= b + (1 - b) \cdot \left( 1 + (B - 1) \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}} \right) \\ &= 0,41 + (1 - 0,41) \cdot \left( 1 + (1,12 - 1) \sqrt{\frac{6,2}{15,9}} \right) = 1,028 \end{aligned} \quad (38)$$

где  $B$  - объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;  $b$  - объемная обводненность продукции;  $P_{\text{пр}}$  - давление на входе в насос;  $P_{\text{нас}}$  - давление насыщения.

6. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot V^* = 344 \cdot 1,028 = 334,6 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (39)$$

7. Определяем объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G \left( 1 - \left( \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) \right) = 61 \left( 1 - \left( \frac{6,2}{15,9} \right) \right) = 37,2 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (40)$$

Где  $G$  - газовый фактор.

8. Расход газа на входе в насос:

$$\begin{aligned} Q_{\text{гпр}} &= \frac{G_{\text{пр}} \cdot Q \cdot P_0 (T_{\text{пр}} + 273)}{P_{\text{опт}} \cdot 273} = \frac{37,2 \cdot 344 \cdot 10^5 (33,2 + 273)}{6,2 \cdot 10^6 \cdot 273} \\ &= 231,5 \text{ м}^3/\text{сут} \end{aligned} \quad (41)$$

9. Газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{гпр}}}{Q_{\text{гпр}} + Q_{\text{пр}}} = 40,9 \% \quad (42)$$

Исходя из полученных результатов, выбираем роторный газосепаратор 3МНГЛ5АМ, который будет эффективным в борьбе со свободным газом.

#### *Конструктивные особенности газосепаратора 3МНГЛ5АМ*

В газосепараторе типа МНГЛ5А (рисунок 30.1) для принудительной подачи газожидкостной смеси используется шнековая ступень, а для сепарации – активный лопастной сепаратор открытого типа. Оптимальные условия входа газожидкостной смеси в сепарационную камеру обеспечиваются профилированием входных кромок лопастного сепаратора или установкой перед ним специального лопастного рабочего колеса.

В газосепараторах МН-ГСЛ5 перед сепаратором устанавливается рабочее колесо с суперкавитирующим профилем лопастей, обеспечивающее повышение эффективности сепарации за счет создания газовых каверн за выходными кромками лопастей.

Для дополнительного повышения эффективности сепарации газа разработаны сдвоенные (тандемные) конструкции газосепараторов, имеющих два каскада сепарации.

Все газосепараторы в модернизированной серии «М» имеют:

1. Стабилизированную трехопорную (тандемные - пятиопорную) конструкцию ротора с износостойкими радиальными подшипниками;
2. Толстостенную защитную гильзу сепарационной камеры, изготовленную из хромоникелевой нержавеющей стали;
3. Уплотнения между всеми соединениями пакета статора;
4. Основание из нержавеющей стали.



Рисунок 30.1 – роторный сепаратор МНГЛ5АМ

### 3.6 Погружная насосно-эжекторная система «ТАНДЕМ»

Технология "Тандем" предназначена для повышения надежности и эффективности работы системы "УЭЦН-скважина-пласт". Для ее реализации в состав установки погружного центробежного насоса включаются модуль насосный газосепаратор МН-ГСЛ5 и струйный насос СН-73, в приемной камере которого имеется обратный клапан.

Компоновка установки представлена на рисунке 31. Система "Тандем" позволяет расширить диапазоны подач УЭЦН в достаточно широких пределах, привести работу насоса к оптимальному режиму, повышать устойчивость работы насоса в режимах подач менее оптимального режима.

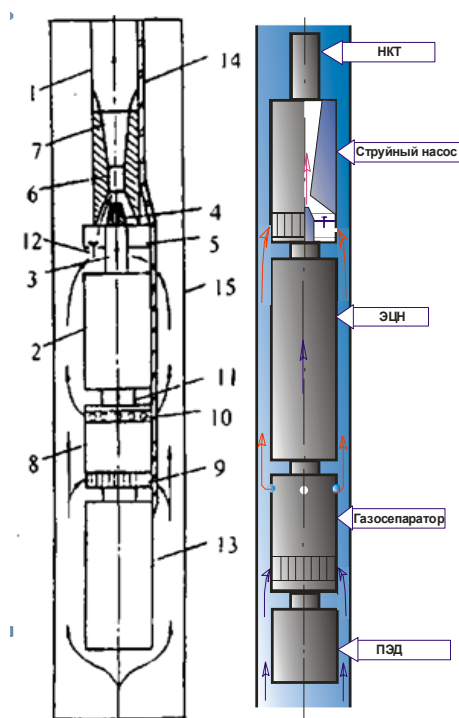


Рисунок 31 – Принципиальная схема технологии «тандем» и струйного аппарата

Устройство для подъема газированной жидкости из скважины (рисунок 31) содержит установленные на насосно-компрессорных трубах 1 погружной насос 2, нагнетательный патрубок 3 которого подключен к активному рабочему соплу 4 струйного аппарата с приемной камерой 5, камерой смешения 6 с диффузором 7, сепаратор 8 с входным окном 9, каналами 10 отвода газообразной среды, сообщенными с приемной камерой 5 и входным жидкостным патрубком 11, подключенным к всасывающему патрубку насоса 2. С целью повышения надежности работы за счет предотвращения затрубного фонтанирования скважин, каналы 10 отвода газообразной среды сепаратора 8 и приемная камера 5 струйного аппарата сообщены с затрубным

пространством скважин, при этом сепаратор 8 выполнен центробежного типа. Приемная камера 5 струйного аппарата снабжена обратным клапаном. Устройство содержит также двигатель 13 (с протектором и компенсатором), кабель 14 и спускается в обсадную колонну скважин 15.

При работе устройства газированная жидкость из скважины поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть жидкости через входное окно 9 поступает в центробежный сепаратор 8. Отсепарированный газ через каналы 10 отвода газообразной среды поступает в кольцевое пространство, а жидкость через жидкостной патрубков 11 - во всасывающий патрубок насоса 2. Другая часть газированной жидкости, минуя сепаратор 8 и насос 2, поступает по затрубному пространству в приемную камеру 5 струйного аппарата через обратный клапан 6. При этом туда же поступает отсепарированный сепаратором 8 газ. Жидкость, нагнетаемая насосом 2, поступает по нагнетательному патрубку 3 в активное сопло 4 и, истекая из него, увлекает из приемной камеры 5 перекачиваемую газированную жидкость в камеру смешения 6. Из камеры смешения 6 смесь сред поступает в диффузор и далее по НКТ 1 на поверхность.

При освоении бездействующих скважин, а также при эксплуатации малодебитных скважин обратный клапан в приёмной камере эжектора закрывается, и струйный аппарат работает как забойный штуцер. Это позволяет системе «Тандем» успешно адаптироваться к изменяющимся скважинным условиям.

#### *Характеристика системы*

Сопоставление характеристик серийного ЭЦН и погружной насосно-эжекторной системы "Тандем" в координатах подача  $Q$  - давление  $P$  представлено на рисунке 32.

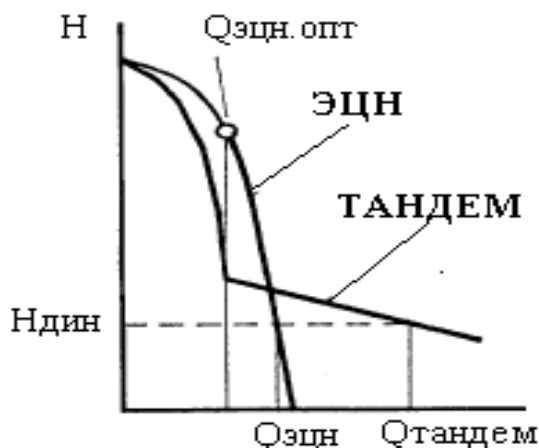


Рисунок 32 – Характеристики ЭЦН и системы «Тандем»

Вид рабочей характеристики ЭЦН широко известен и комментариев не требует. При снабжении системы струйным аппаратом характеристика



системы меняется, и на новой характеристике можно выделить две области: левую и правую. Если погружная насосно-эжекторная система работает в левой области характеристики при высоких значениях развиваемого давления  $P$ , струйный аппарат выполняет роль забойного штуцера, а дебит скважины равен подаче ЭЦН. При небольших значениях  $P$  насосно-эжекторная система эксплуатируется в правой части характеристики, а дебит скважины складывается из подачи ЭЦН  $Q^{эцн}$  и подачи струйного аппарата  $Q^{ca}$ . При рациональном проектировании геометрии проточной части эжектора можно добиться того, что граница между левой и правой областями характеристики системы "Тандем" будет соответствовать подаче ЭЦН в оптимальном режиме  $Q^{opt}$ . В этом случае при работе системы в право части характеристики режим эксплуатации ЭЦН будет неизменным и соответствующим оптимальному, а все изменения подачи при различных противодавлениях  $P$  возьмет на себя струйный аппарат. Дополнительным преимуществом при работе в правой части характеристики установки "Тандем" является улучшение условий охлаждения погружного электродвигателя и кабельного удлинителя вследствие повышения общего дебита системы по сравнению с подачей ЭЦН.

Анализ теоретической характеристики погружной насосно-эжекторной системы показал, что эта характеристика состоит из двух частей - левой, в которой струйный аппарат играет роль забойного штуцера, и правой, когда эжектор дополнительно откачивает из затрубного пространства ГЖС. Такая форма характеристики обеспечивает системе существенные преимущества по сравнению с серийным ЭЦН при выводе скважин на режим и последующей эксплуатации. При работе в правой части характеристики системы погружной центробежный насос работает в оптимальном режиме, что обеспечивает наибольший межремонтный период, а все изменения, связанные с нестационарностью разработки месторождений и эксплуатации скважин, берет на себя струйный аппарат. При этом КПД эжектора в составе системы увеличивается почти в два раза за счет полного использования потока рабочей жидкости.

Такая форма характеристики позволяет системе подстраиваться к изменяющимся в широком диапазоне режимов работы добывающих скважин, а также успешно проходить этап освоения скважин после глушения при подземных ремонтах.

#### *Технология вывода на режим трудно осваиваемых скважин*

Технология вывода на режим трудно осваиваемых скважин с помощью установки "Тандем" следующая. При высоком статическом уровне ЭНЦ является насосом, обеспечивающим работу струйного аппарата, который обеспечивает высокую подачу жидкости, "посасывая" ее из своей приемной камеры за счет эффекта эжекции. Таким образом, за короткий срок создается высокая депрессия на призабойную зону скважины. Если приток из пласта

все еще недостаточен для стабилизации динамического уровня, то, после его дальнейшего падения, происходит закрывание обратного клапана в приемной камере струйного насоса. После этого он начинает работать как забойный штуцер (диаметр сопла несколько миллиметров), ограничивая подачу установки и снижая тем самым скорость падения уровня.

В большинстве случаев нет необходимости отключать установку, опасаясь срыва подачи, и, продолжая работать, она длительное время поддерживает депрессию, что способствует появлению притока. В случае достаточной очистки призабойной зоны приток улучшается, динамический уровень поднимается, и установка "Тандем" снова подает жидкость за счет действия струйного аппарата.

Таким образом, установка "Тандем" автоматически адаптирует режимы работы оборудования под изменение внешних условий (изменение пластового давления, газового фактора скважин, обводненности и др.); оптимизирует и стабилизирует работу ЭЦН, в том числе в области малых подач насоса; повышает наработку УЭЦН на отказ, ускоряет вывод скважины на режим после глушения и облегчает работу УЭЦН в этот период.

Также технология позволяет обеспечить отбор жидкости из скважины при отсутствии необходимых типоразмеров ЭЦН, эффективно использовать отсепарированный свободный газ для подачи жидкости из скважины, увеличить коэффициент продуктивности скважины путем очистки призабойной зоны скважины от фильтрата технологической жидкости и механических примесей за счет создания больших депрессий.

Таким образом, основные преимущества технологии в осложнённых условиях эксплуатации скважин следующие:

1. Успешное освоение бездействующих скважин, «невозможных» для работы обычного оборудования.
2. Существенное расширение диапазона работы погружного насосного оборудования в скважинах.
3. Эффективное использование отсепарированного газа для подъема жидкости из скважин и снижение энергозатрат.
4. Успешная адаптация в нестационарных условиях разработки месторождений (изменение пластового давления, продуктивности, газового фактора скважины, обводненности и др.) и поддержка оптимального режима погружного центробежного насоса (ЭЦН).
5. Перевод эксплуатации установками ЭЦН (УЭЦН) малодебитных скважин с периодического на непрерывный режим работы.
6. Повышение наработок УЭЦН на отказ и межремонтного периода скважин.
7. Ускорение вывода скважины на режим после глушения.
8. Увеличение отбора жидкости из скважины за счет инжекции из затрубного пространства.

#### 4 Безопасность и экологичность

Одним из приоритетов ЗАО «Ванкорнефть» является обеспечение максимальной безопасности при разработке месторождения, предотвращение негативного воздействия нефтедобычи на окружающую среду и сохранение ранимой северной природы. Деятельность компании полностью удовлетворяет всем требованиям природоохранного законодательства РФ и стандартам ОАО «НК «Роснефть»; в то же время, ЗАО «Ванкорнефть» внедряет собственные инновации, призванные обеспечить экологическую безопасность. [33]

В своей деятельности ОАО «НК «Роснефть» уделяет особое внимание безопасности труда работников, сохранности здоровья населения, проживающего в районах деятельности компании. Данные направления относятся к числу приоритетных.

Четкое соблюдение требований промышленной безопасности и охраны труда всеми работниками и подрядчиками компании играет ключевую роль в успехе деятельности ОАО «НК «Роснефть».

##### *Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ*

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях Крайнего Севера, где расположено Ванкорское месторождение.

Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 8. [18]

Таблица 8 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1	2	3
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся
		осколки; возгорание углеводородов.

Окончание таблицы 8

1	2	3
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря остойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда. [19]

*Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ*

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев - 41°C, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с. [19]

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет -10°C. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C, в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-

бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С. [20]

*Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования*

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. [21]

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Дороги и подъезды к кустам и к каждой скважине, водоемам и средствам пожаротушения следует поддерживать в надлежащем состоянии. [36]

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>. [22]

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 9. [23]

Таблица 9 – Характеристики условий труда.

Характеристики	Производственные помещения
1	2
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея

Окончание таблицы 9

1	2
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Нормы освещенности рабочей площадки представлены в таблице 10.

Таблица 10– Нормы освещенности для кустовых площадок

Рабочееместо	Разряд и под разряд зрительной работы	Освещенность	
		Лампынакаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочая площадка	VIII а	30	75

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ). В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [24]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [25]

*Обеспечение безопасности технологического процесса*

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 11. [26]

Таблица 11 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> —C <sub>5</sub>	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C <sub>1</sub> —C <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [27]

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [28]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [29].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

#### *Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности*

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [19].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 12 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ. [19]

Таблица 12 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [30].

Работать на скважине следует, находясь с наветренной стороны, и использовать инструмент, не создающий искр при соударении с оборудованием.

В случае обнаружения утечек нефти и газа в устье арматуре или коммуникациях необходимо принять меры по их ликвидации. В случае обнаружения открытого пламени или задымления необходимо известить о возгорании соответствующие службы, произвести эвакуацию людей, по возможности приступить к тушению очага возгорания. [31]

Извещать работников о повышенных концентрациях взрывопожароопасных веществ можно при помощи сигнализаторов СВК-3М1, СГП-1ХЛ4, которые реагируют на наличие в воздухе горючих веществ (паров нефти и нефтепродуктов).

*Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях*

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 13.[31]

Таблица 13 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
1	2
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении



1	2
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- поражение людей продуктами сгорания</li> <li>- загазованность территории и помещения</li> <li>- розлив химреагента</li> </ul>
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду</li> <li>- загазованность территории</li> <li>- отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### *Экологическая безопасность*

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводрод), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий

запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 14.

Таблица 14 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне[11]

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

По статистическим оценкам порядка 20% [20] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее

возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно [12], при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

По статистическим данным около 5% [20] всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей,

применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные их которых представлены в таблице 15.

Таблица 15 – ПДК вредных химических веществ в почве [13]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами и [31]. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с [32]. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной оценки общих геологических сведений о Ванкорском месторождении, выявлена особенность высокого газосодержания в пластовом флюиде, которое пагубно влияет на конструкцию установки электроцентробежных насосов. Причиной выхода из строя погружного оборудования является его перегрев, заклинивание двигателя из-за образования газовых пробок в ступенях насоса.

Рассмотренные различные методы по борьбе с влиянием высокого газового фактора – газосепараторы и диспергаторы, насосно-эжекторная установка, – позволяют сделать процесс добычи сделать более эффективным и усовершенствованным в осложненных условиях эксплуатации.

Подводя итог выпускной бакалаврской работы, можно сделать вывод о том, что проблемы с отказом погружного оборудования до сих пор не решены полностью и являются объектом дальнейших исследований. В выпускной бакалаврской работе были достигнуты поставленные цели, была проведена оптимизация погружного оборудования УЭЦН и предложен вариант повышения эффективности работы установки электроцентробежного насоса на Ванкорском месторождении путем внедрения перспективной технологии насосно-эжекторной системы «Тандем».

## Список сокращений

БТВН – блок технологический Ванкорнефти.  
ГНО – глубинно-насосное оборудование.  
ГЖС – газожидкостная смесь.  
МРП – межремонтный период.  
НГДУ – нефтегазодобывающее управление.  
НКТ – насосно-компрессорные трубы.  
ПЗП - призабойная зона пласта.  
ПРС – подземный ремонт скважины.  
ПЭД – погружной электродвигатель.  
УДНГ – управление добычи нефти и газа.  
УЭЦН - установка электроцентробежного насоса.  
КПД – коэффициент полезного действия.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Годовой отчет по скважинам и разработке нефтяных месторождений на землях НГДУ «Ванкорнефть» за 2014 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
2. Годовой отчет деятельности УДНГ «Ванкорнефть» за 2014 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
3. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1965. – 272 с.
4. Галлямов М.Н., Батталов Р.М., Узбеков Р.Б. Установление оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 1981. – № 12. – С. 14–16.
5. Технологический регламент на применение оборудования для эксплуатации скважин установками погружных центробежных насосов. РД 39–0147276–018–95. Составители БашНИПИНефть. .
6. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И.Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399 с.
7. Годовой отчет планово-экономической деятельности ЗАО «Ванкорнефть» за 2014 год
8. Инструкция Компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 И-0011 «Формирование базы данных по химическому составу попутно-добываемых вод нефтедобывающих скважин», 2011 г., 59 с.
9. Методическая разработка открытого урока // Infourok URL: [https://infourok.ru/metodicheskaya\\_razrabotka\\_otkrytogo\\_master\\_klassa\\_po\\_engs-138492.htm](https://infourok.ru/metodicheskaya_razrabotka_otkrytogo_master_klassa_po_engs-138492.htm) (дата обращения: 09.03.2017).
10. Красноборов Д.Н. Осложненный фонд скважин ООО "Лукойл-Пермь" // Инженерная практика . - 2016. - №4.
11. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений [Текст] / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL:[http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman\\_1.pdf](http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf).
12. Вахитова Р.И. Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в наклонных и обводненных скважинах [Текст]: Дис.... канд.техн.наук. – г. Уфа, 2006. – 114с
13. Мартиросян, В.Б. Распределение давления в затрубном пространстве при механизированном способе эксплуатации скважин [Текст] / В.Б. Мартиросян, В.Д. Нагула, Г.П. Белогорцев. // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 1986. - №5. – С.56-58.
14. Проспекты фирмы REDA. Выставка «Нефть и газ» 2001г.
15. Ишмурзин, А.А. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН [Текст] / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 4.
16. Ляпков, П.Д. О формах течения водовоздушных смесей в каналах

рабочих органов центробежного насоса [Текст] / П.Д. Ляпков // Химическое и нефтяное машиностроение. – М., 1968. - №10. – С. 5-8.

17.Гареев, А.А. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса [Текст] / А.А. Гареев // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009.- № 2. – С. 21-25.

18. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон.дан. - Красноярск :Сиб. федер. ун-т, 2016

19. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

20. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

21. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).

22. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

23. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

24. ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

25. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

26. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

27. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

28. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.

29. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.

30. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.

31. А. А. Мордвинов, О. М. Корохонько. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Учебное пособие, часть 3. Ухта. -2010. -97с.

32. Ванкорское газонефтяное месторождение. Краткий анализ экономических условий освоения месторождения. Красноярск . -1998.

33. СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».



34. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

35. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.

36. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.

37. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.