

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
 «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	Перспективы развития гидроструйного способа добычи нефти
-------------	--

УДК 622.276.53:621.694.31

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-ББ33Т	Салявин Александр Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пугачов Евгений Вячеславович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 с., 26 рис., 9 табл., 18 источников литературы, 1 приложение.

Объектом исследований является технология гидроструйной эксплуатации низкодебитных скважин с осложненными условиями работы.

Ключевые слова: гидроструйный способ, бездействующие скважины, малодебитный фонд, силовая станция, пласт, нефть, дебит, КВД.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эксплуатации нефтяных скважин установками гидроструйных насосов и эффективность применения гидроструйного способа добычи нефти.

В работе изложены основные факторы, осложняющие добычу нефти, рассмотрен принцип действия струйного насоса.

В процессе исследования дан сравнительный анализ энергетических характеристик УЭЦН и гидроструйного насоса при откачке газожидкостных смесей; показано, как осуществляется подбор оборудования для совершенствования системы добычи нефти при гидроструйном способе эксплуатации; указаны преимущества и недостатки установки гидроструйных насосов.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации. Проведен анализ эффективности работы гидроструйных насосов и возможностей совершенствования способа добычи нефти с помощью струйных насосов на примере Красноленинского месторождения.

Также в работе сделаны выводы о том, что гидроструйный способ эксплуатации является перспективным, вследствие меньшей чувствительности струйных насосов к неблагоприятным факторам.

Список сокращений

- УЭЦН** – установки электроцентробежных насосов;
- УШСН** – установки штанговых скважинных насосов;
- УЭОС** – устройство эксплуатации и освоения скважин;
- ГСН**– гидроструйный насос;
- ГСЭ**– гидроструйный способ эксплуатации;
- СНУ**– струйная насосная установка;
- ППД**– поддержание пластового давления;
- ПЗП**– призабойная зона пласта;
- НКТ**– насосно-компрессорные трубы;
- КВД**– кривая восстановления давления;
- КИП**– контрольно-измерительный пункт;
- МРП**– межремонтный период;
- КПД**– коэффициент полезного действия;
- АГЗУ**– автоматизированная групповая замерная установка;
- ЧРФ**– часто ремонтируемый фонд;
- НГДУ**– нефтегазодобывающее управление.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1.ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НЕФТЕДОБЫЧИ.....	10
1.1Общая характеристика способов добычи.....	10
1.2 Факторы, осложняющие процесс насосной эксплуатации нефтяных скважин	12
1.3 Анализ добычи нефти механизированным способом.....	12
2.ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ И ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ	16
2.1 Применение струйных насосов.....	16
2.2 Принцип действия струйного насоса.....	19
2.3 Применение струйных насосов при освоении и эксплуатации скважин....	20
2.3.1 Типы струйных аппаратов освоения скважин и добычи нефти.....	22
2.4 Струйная насосная установка.....	29
2.5 Методика расчета гидроструйного насоса.....	31
2.5.1 Типовая схема компоновки лифта.....	32
2.5.2Схема обвязки наземного оборудования.....	33
2.5.3 Выбор допустимой величины депрессии на пласт.....	34
2.5.4 Расчет гидроструйной насосной установки для эксплуатации скважины	35
3.ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИДРОСТРУЙНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	38
3.1 Эксплуатации скважин пакерными установками гидроструйных насосов	38
3.2 Эксплуатации скважин беспакерными установками гидроструйных насосов с двухрядным лифтом.....	40
3.3 Схема силовой мини-станции с приводом от ЭЦН.....	43
3.4 Перспективы развития гидроструйного способа добычи нефти.....	45
3.5 Подбор оборудования для совершенствования системы добычи нефти.....	55
3.6 Преимущества и недостатки установки гидроструйных насосов.....	61

4.РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1Экономическая оценка эффективности применения струйных насосных установок.....	64
5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
5.1Производственная безопасность.....	66
5.2. Экологическая безопасность.....	72
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	82
Приложение А Оценка технологической и экономической эффективности способов эксплуатации.....	84

Введение

Российская Федерация является крупнейшим производителем нефти и входит в число трех стран мира с наибольшим уровнем годовой добычи. Предприятия нефтяного комплекса совместно с другими отраслями топливно-энергетического комплекса составляют основу жизнеобеспечения всех отраслей экономики России. Положение дел в комплексе является крайне неблагоприятным. Имеется устойчивая тенденция к снижению объема добычи нефти и нефтепродуктов, что может привести к необратимым изменениям в энергетическом балансе страны. Главной причиной снижения показателей добычи нефти является то, что имеющиеся в настоящее время мощности нефтедобывающих предприятий не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов.

Доля трудноизвлекаемых запасов достигает 55-60% и продолжает расти. Более 70% запасов нефтяных компаний находится на грани рентабельности. Свыше трети разрабатываемых нефтяными компаниями запасов имеют обводненность более 70%. Добыча нефти ведется в осложненных условиях. К осложняющим факторам относятся : отложением солей, парафинов, гидратов, вынос песка, высокая температура пластовых жидкостей, большие значения газовых факторов и давления насыщения, вязкость нефтей. Осваивать такие месторождения очень сложно, необходимо вкладывать большие средства. При Осваивая новые месторождения, увеличивают число скважин и глубину бурения. Так как механизированный фонд скважин растет, следовательно увеличиваются затраты на ремонт.

Основной объем добычи нефти приходится на северные районы, для которых характерны сложные природно-климатические условия. Поэтому погружное оборудование для добычи нефти должно быть надежным, его межремонтный период увеличен, оно должно работать при повышенных температурах, откачивать жидкости с высоким содержанием свободного газа, механических примесей, откачивать из скважин вязкую и сверхвысоковязкую жидкость.

На протяжении многих лет в отечественной нефтяной промышленности основной фонд добывающих скважин эксплуатируется при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установок штанговых скважинных насосов (УШСН), но в настоящее время эксплуатация малodeбитного фонда скважин, причем в осложняющих условиях, привела к тому, что наработка на отказ погружного насосного оборудования значительно снижается. Скважины с низким дебитом порой не удаётся освоить традиционным насосным оборудованием, и они уходят в бездействие.

Одним из наилучших способов эксплуатации скважин в осложнённых условиях является добыча нефти установками погружных гидроструйных насосов (ГСН). Струйные насосы широко применяются в различных отраслях народного хозяйства. Насосы имеют простую конструкцию, нет движущихся частей. Они очень надежные, могут работать в сложных условиях.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эксплуатации нефтяных скважин установками струйных насосов.

Задачи исследования:

- пути совершенствования применяемых технологий освоения скважин;
- анализ конструкций струйных аппаратов, позволяющих повышать эффективность процессов исследования и освоения скважин;
- определение уровня влияния осложняющих факторов на технологические параметры и надежность эксплуатации ГСН.
- оценка эффективности применения разработанных технологий, реализованных на месторождении.

В работе рассматриваются методы освоения скважин и добычи нефти струйными насосами, показана эффективность применения гидроструйных насосов при добыче нефти с осложненными условиями работы. Имеется большой фонд скважин, где струйные насосы имеют значительные преимущества перед другими видами оборудования, поэтому гидроструйный способ добычи нефти является одним из перспективных.

1. Характеристика технологического процесса нефтедобычи

1.1 Общая характеристика способов добычи

Добыча нефти - это процесс извлечения нефти на поверхность земли. Для этого используется сила давления, естественного или создаваемого искусственно. В начале эксплуатации месторождений, основным способом добычи нефти является фонтанная эксплуатация. Данный способ добычи возможен только при условии, что пластовое давление превышает давление забойное, и нефть самотеком поступает в скважину и выходит на поверхность по колонне. Этот способ один из самых менее затратных, так как для его создания необходим минимум оборудования. Но в процессе эксплуатации давление пласта падает, и эксплуатация замедляется, а иногда и прекращается. Следующим этапом развития нефтедобычи становится механизированный способ добычи. Механизированные способы добычи являются неотъемлемой частью добычи на месторождениях поздней стадии разработки, где продуктивные пласты не обладают достаточным давлением для подъема нефти на поверхность.

На одном месторождении отдельные скважины или группы скважин могут эксплуатироваться различными способами. В таблице 1 приведено распределение способов добычи нефти по России. [9]

Таблица 1– Распределение числа скважин и добычи нефти в зависимости от способа эксплуатации.

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
фонтанный	8,8	31,1	51,9	19,5	9,3
газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
ШСН	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Прочие	0,1	-	-	-	-

Способы эксплуатации скважин и периоды их применения обосновываются в проектных документах на разработку месторождения и реализуются нефтегазодобывающими предприятиями по планам геолого-технических мероприятий. Показатели, которые составляют основу механизированного способа добычи нефти приведены в таблице 2 [7]

Таблица 2 - Сравнительные возможности разных способов эксплуатации нефтяных скважин

Факторы, осложняющие эксплуатацию	Оборудование для подъема жидкости из скважин						
	Штанговые		Электроприводные		Гидроприводные		Газлифт
	Плунжерные	Винтовые	Центробежные	Диафрагменные	Поршневые	Струйные	
Море	х	х	хх	хх	ххх	ххх	хх
Пустыня	хх	хх	х	х	хх	ххх	хх
Городская зона	0	хх	хх	хх	ххх	ххх	хх
Одиночные скважины	ххх	х	х	х	ххх	ххх	0
Куст скважин	х	хх	хх	хх	ххх	ххх	ххх
Большая глубина	х	0	0	0	ххх	ххх	хх
Низкое забойное давление	ххх	хх	хх	хх	ххх	х	х
Высокая температура	хх	0	0	0	хх	ххх	ххх
Вязкая жидкость	х	ххх	0	0	хх	хх	х
Коррозионная жидкость	х	х	0	ххх	ххх	ххх	хх
Наличие песка	х	0	0	ххх	х	х	хх
Солеотложения	х	х	х	хх	хх	хх	0
Опасность образования эмульсии	хх	хх	х	х	ххх	0	х
Высокий газовый фактор	х	х	0	0	х	хх	хх

Оценка работы: 0-плохо; х-удовлетворительно; хх-хорошо; ххх-отлично

1.2 Факторы, осложняющие процесс насосной эксплуатации нефтяных скважин

К осложненным условиям относятся условия эксплуатации таких скважин, продукция которых содержит в своем составе:

- Большое количество пластовой или закачиваемой с поверхности при заводнении воды. Поэтому увеличивается напряженность работы применяемых насосных установок, создаются благоприятные условия для образования в различных элементах добывающей системы вязких и стойких водонефтяных эмульсий.
- Значительное количество свободного газа, объем которого существенно увеличивается при использовании перспективных термических методов повышения нефтеотдачи.
- Повышенное количество механических примесей.
- Большие количества водорастворимых или водонерастворимых солей. Значительное количество смолпарафиновых фракций.
- Высокая вязкость добываемой продукции.

Факторы, которые в настоящее время относятся к осложняющим в процессе эксплуатации скважин, в ближайшем будущем станут обычными

1.3 Анализ добычи нефти механизированным способом

На российских месторождениях в настоящее время эксплуатация скважин обеспечивается двумя основными механизированными способами добычи:

- Штанговые глубинные насосы (ШГН).
- Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

Доля УЭЦН в РФ составляет 63 % , что видно на рисунке 1, в пересчете на объемы добычи –это около 363 млн. т./год (рисунок 2). Доля СШНУ превышает 33,7 % , объемы добычи составляет свыше 100 млн. т./год. В процентном

отношении объем добычи УЭЦН и СШНУ в стране—70% и 20% соответственно.

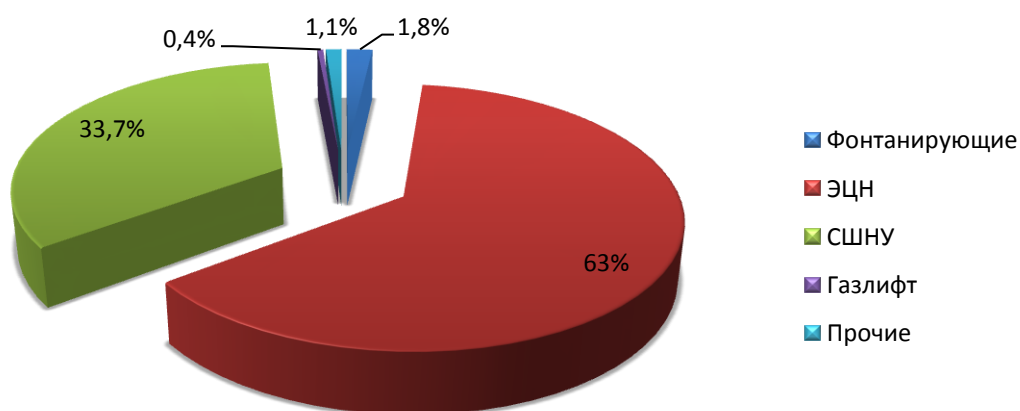


Рисунок 1 – Фонд действующих скважин в РФ (по состоянию на 2015г)

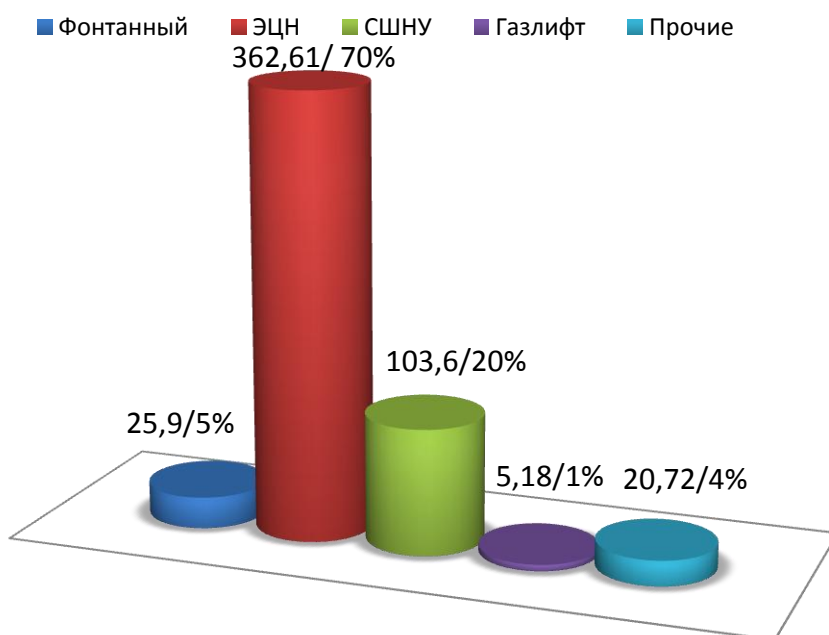


Рисунок 2 – Объемы добычи нефти в РФ различными способами (по состоянию на 2015г в млн.т/год)

Большая часть месторождений находится на последней стадии разработки, характеризующейся постоянным ростом обводненности продукции пласта, наличием трудноизвлекаемых запасов, вследствие чего происходит постоянное снижение дебитов продукции добывающих скважин.

Поэтому растет фонд малодебитных скважин. К категории малодебитных скважин относятся скважины, которые по тем или иным причинам характеризуются относительно невысокими объемами добычи нефти (жидкости) за сутки. Выбор способа эксплуатации малодебитных скважин является важной задачей, так как от этого может зависеть рентабельность добычи. По состоянию на начало 2014 года бездействующий фонд скважин составил 13,5% (таблица 3) от общего фонда скважин. [16]

Таблица 3 – Бездействующий фонд скважин в России по компаниям (2012- 2014 гг.)

Компания	2012		2013		2014	
	Количество скважин	% от фонда	Количество скважин	% от фонда	Количество скважин	% от фонда
«Роснефть»	5600	19,1	4067	16,4	7676	16,8
«ЛУКОЙЛ»	4100	14,5	3660	12,5	4040	13,1
«ТНК-ВР»	6300	29,5	5248	24,7	-	-
«Сургутнефтегаз»	1300	7,1	1490	7,2	1670	7,5
«Газпромнефть»	589	9,6	658	9,6	743	9,8
«Татнефть»	3100	14,2	3286	14,6	2814	12,5
«Славнефть»	500	11,9	539	13,0	827	18,6
«РуссНефть»	600	13,3	374	8,1	283	11,4
«Башнефть»	1800	9,4	2710	15,7	2121	12,6
Прочие	1500	24,2	1472	31,2	2202	16,2
Всего	25300	15,9	24093	14,8	22376	13,5

Количество простаивающих скважин значительно отличаются по нефтегазовым компаниям, что видно из рисунка 3. Самая низкая доля бездействующих скважин среди крупных нефтяных компаний (около 7,5%) у «Сургутнефтегаза», которая наиболее рационально относится к освоению недр. Высокая доля простаивающих скважин у «Роснефти», «ЛУКОЙЛа»

Какая-то доля бездействующих скважин относится к категории малодебитных скважин, а какая-то относится к аварийному фонду скважин, ремонт в которых является некупаемым.

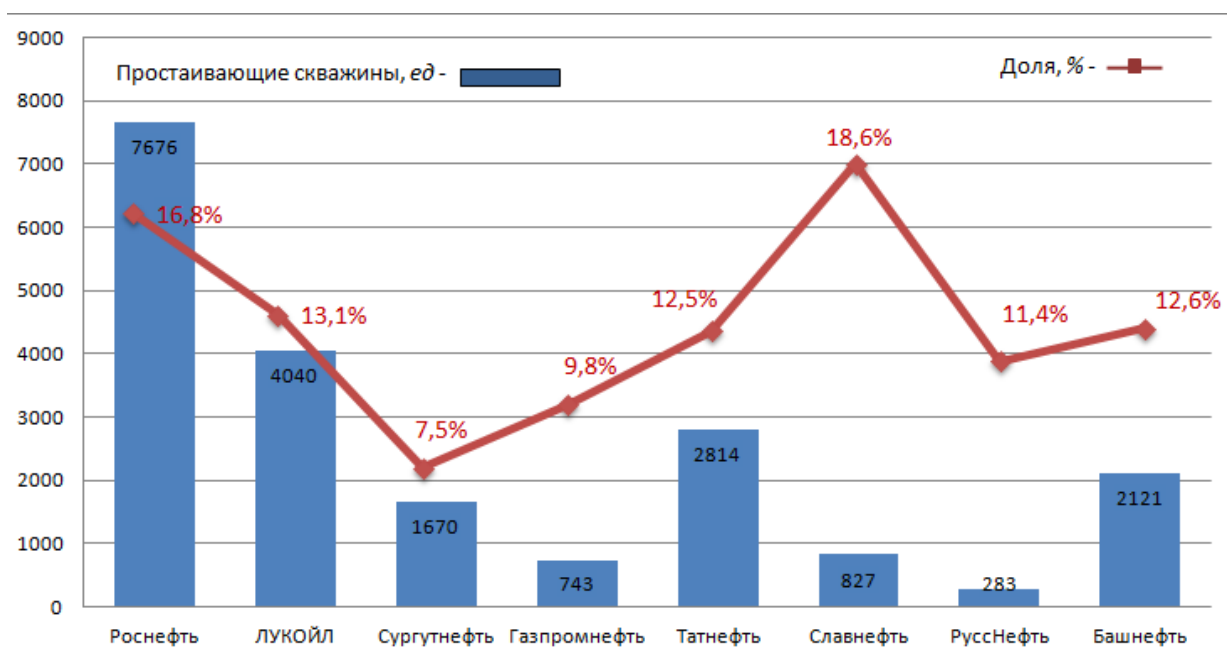


Рисунок 3– Распределение простаивающих скважин по нефтяным компаниям России в 2014г

Когда эксплуатация малодебитных скважин при помощи традиционных насосных систем УЭЦН и УШСН становится малоэффективной, используют альтернативные способы добычи нефти. Рассмотрим в качестве альтернативы гидроструйные насосные установки.

2.История развития и практического применения струйных насосов

2.1Применение струйных насосов в нефтяной промышленности

Применение струйных насосов в нефтяной промышленности получило определенное распространение, как в нашей стране, так и за рубежом. Первая публикация о применении струйных насосов в нефтяной промышленности появилась в 1933 г в США. Но первые испытания проведены были лишь в 1970г в Техасе. В двух скважинах в качестве рабочей жидкости использовалась нефть, а в трех — вода. Струйных насосы опускали на глубину 580 – 2900 м. Добыча жидкости составляла 13 – 160 м³/сут. В 1975 г. в скважинах уже работало 200 струйных насосов. В 1988г. была создана скважинная струйная установка. Установка содержала струйный насос и пакер. Пакер устанавливался на колонне насосно-компрессорных труб. Конструкция такой установки не дает возможности проводить работы в подпакерной зоне во время работы установки, поэтому возможности использования такой установки ограничены.

В настоящее время фирмы США применяют струйные насосы при освоении скважин, при добыче нефти с высоким газовым фактором и мехпримесями, при эксплуатации горизонтальных скважин, для подъема тяжелых нефтей на морских месторождениях. Струйные насосы стали применять, когда началось обводнение продукции. Увеличилась депрессия на пласт. Она достигла 2,4 МПа, в связи с этим увеличились отборы жидкости на скважине до 320м³ /сут.

В 1992г в Великобритании разработана скважинная струйная установка, которая позволяет проводить различные технологические работы в зоне пласта. В данной установке не предусмотрена возможность воздействия на пласт с целью увеличения добычи перекачиваемой среды, потому что ограничены возможности по передаче энергии. Следовательно, нет возможности эффективно проводить работы по очистке прискважинной зоны. В 1996г разработана скважинная струйная установка, которая повышает КПД. Происходит это за счет повышения однородности перекачиваемой среды. В

этот же период времени разработан способ освоения и эксплуатации скважин с применением струйных насосов, который позволяет осуществлять замер дебита пластовой жидкости и контроль забойного давления на различных режимах. Для освоения используется дистанционный глубинный манометром. Передача информации осуществляется на поверхность по кабелю с использованием каротажной станции. К сожалению, применение данного способа требует высоких материально-технических и трудовых затрат, вследствие чего сужается область его применения.

В 1997г. изобретена скважинная струйная насосная установка, которая позволяет регулировать забойное давление. В 1999 г. разработан струйный насос для промывки скважин. Насос имеет упрощенную конструкцию уплотнительного пакера. Струйный насос, выполненный над пакером, можно вывести из зоны отложений, следовательно увеличивается его работоспособность в загрязненных скважинах.

В нефтяной промышленности России применение струйных насосов началось в 1958г. в Азербайджане. Был создан передвижной комплекс наземного и погружного оборудования для промывки песчаных пробок в нефтяных скважинах. Основными элементами комплекса были струйный насос с гидромониторной насадкой и двухрядный лифт. Согласно методике расчета струйного насоса ,разработанной А.А.Богдановым и З.С.Помазковой на основе эмпирических зависимостей, соотношения давлений рабочей и инжектируемой жидкостей на входе в струйный насос $P_p/P_n = 26,3$. При проведении работ в скважинах данное соотношение имело место. Поэтому методика расчета удовлетворила требование практики.[14] Проблема выноса твердой фазы из скважины с помощью струйных насосов является актуальной и в настоящее время.

Под руководством Ю.А.Цепляева в 70-х годах в институте Гипротюменнефтегаза были начаты исследования о возможностях применения струйных насосов для эксплуатации нефтяных скважин. Первые промысловые испытания водоструйных насосов были проведены в 1969 - 71г.г. на

месторождениях Западной Сибири (на 4-х нефтяных скважинах). Испытания показали принципиальную возможность применения насосов для эксплуатации нефтяных скважин.

Широкое внедрение водоструйных насосов развернулось в 1973-74 гг. предназначены они были для подъема воды из водяных скважин для нужд системы ППД. Струйные насосы устанавливались на небольших глубинах – 250-430 м, работали с коэффициентом инжекции $U=6-8$, межремонтный период составлял 7-8 месяцев, среднесуточный отбор на одну скважину – 2800-4000 м³/сут. В качестве рабочего агента использовалась вода высокого давления из системы ППД.

В 1974 году в НГДУ «Юганскнефть» была испытана установка струйного насоса с глубинным приводом. ЭЦН использовался в качестве привода. Испытания показали высокую эффективность данной установки. В 1979-1981 гг. на Усть-Балыкском месторождении также были проведены испытания. Межремонтный период работы составил 570 суток, при отсутствии постоянного обслуживающего персонала.

Методика расчета струйного аппарата Ю.А.Цепляева позволила довольно надежно проектировать струйные установки для различных условий эксплуатации скважин при отсутствии газа в рабочем и инжектируемом потоках. На кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в МИНХ им. И.М.Губкина проводились исследования по разработке и совершенствованию методов применения струйных насосов при добыче нефти. Под руководством И.Т.Мищенко велись работы по совершенствованию тандемных установок типа «УЭЦН-СН», велись работы по совершенствованию струйных насосных установок с наземным приводом для подъема жидкости из скважин в осложненных условиях эксплуатации. Применение струйных насосов для освоения скважин и добычи нефти представляет теоретический и практический интерес. Струйные насосы компактны, не имеют подвижных частей, высокопрочные, устойчивые к коррозии и абразивному износу.

2.2 Принцип действия струйного насоса

Струйные насосы – гидравлические аппараты динамического типа. Они не имеют в своей конструкции деталей, которые движутся. К соплу под большим давлением подается рабочая жидкость. Она выходит из сопла в камеру смешения с довольно большой кинетической энергией. В эту же камеру поступает откачиваемая жидкость. Она подхватывается струей рабочей жидкости в горловину диффузора. В смесительной камере и начале горловины диффузора потоки жидкости смешиваются. Кинетическая энергия рабочей жидкости частично передается откачиваемой. Затем кинетическая энергия преобразуется в потенциальную. Этот процесс происходит в диффузоре. Полученная смесь выходит из насоса с определенным давлением. Все эти процессы сопровождаются большой потерей энергии, поэтому КПД насоса низкий. Схемы струйных насосов разнообразны. Принципиальная схема струйного насоса представлена на рисунке 4. Основные элементы насоса: рабочее (активное) сопло, приемная камера, камера смешения, диффузор.

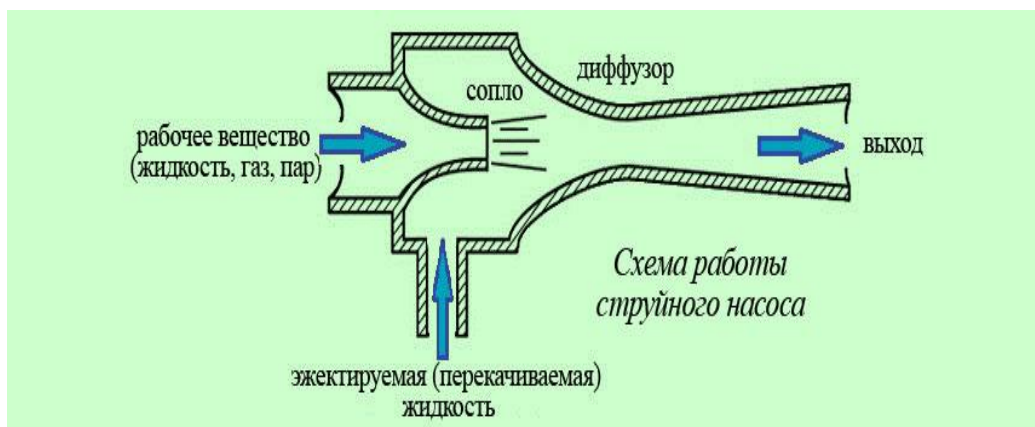


Рисунок 4–. Принципиальная схема струйного насоса:

Одним из параметров, характеризующим струйные насосы, является коэффициент подсоса, или безразмерный расход. Он определяется как отношение расхода перекачиваемой жидкости к расходу рабочей.

Основным конструктивным элементом струйного аппарата является рабочее сопло. Оно служит для преобразования потенциальной энергии давления в кинетическую энергию рабочего потока. Приемная камера предназначена для подвода инжектируемого потока к струе рабочей среды. Камера смешения служит для смешения и выравнивания скоростей двух потоков. Диффузор преобразует кинетическую энергию общего потока в потенциальную энергию давления. Происходит это за счет постепенного снижения скорости.

Весомым качеством струйного насоса является то, что давление инжектируемого потока возрастает без непосредственной затраты механической энергии. По экономическим показателям и по надежности в эксплуатации технические решения с использованием струйных аппаратов более совершенные, чем схемы, которые включают в себя компрессоры, вентиляторы и др. сложные механизмы.

Особый интерес струйные насосы представляют в тех случаях, когда известные технические средства эксплуатации скважин применить нельзя.. Откачиваемая среда может быть жидкостью, газом, твердым телом или газожидкостной смесью.

Широкое применение струйных аппаратов в различных отраслях техники, а также при добыче нефти и газа, связано с простотой их конструкции, высокой надежностью в эксплуатации, возможностью работать в осложненных условиях. На изготовление струйных аппаратов расходуется мало металла, стоимость их незначительна. Они позволяют успешно решить множество проблем, полностью оправдывают свою многофункциональность.

2.3 Применение струйных насосов при освоении и эксплуатации скважин

Струйные насосы применяются при исследовании и эксплуатации скважин для определения давлений на забое скважины. Струйный аппарат спускают в скважину совместно с глубинным манометром, имеющим блок непрерывной записи забойного давления. После освоения скважины, меняют

режимы эксплуатации скважины путем изменения давления нагнетания, измеряют значения дебита скважины и забойного давления на различных режимах и строят индикаторную диаграмму скважины, по которой определяют границу рациональной области эксплуатации скважины, исходя из соотношения

$$P_{\text{заб}} > 1,1 P_{\text{заб.мин.доп}},$$

где $P_{\text{заб.мин.доп}}$ - минимально допустимое забойное давление.

Полученные замеры забойного давления используют при построении карты пластовых давлений разрабатываемого нефтяного пласта.

На рисунке 5 изображен узел установки при спуске струйного насоса с помощью канатной техники, а на рисунке 6 показана индикаторная диаграмма скважины. Насосно-эжекторная система содержит (см. рисунок 5) струйный аппарат 1 с соплом 4 совместно с глубинным манометром 21, имеющим блок непрерывной записи забойного давления, спущенный в скважину и извлекаемый из скважины с помощью канатной техники. Узел установки струйного насоса содержит ловильную головку 22, фильтр 23 и уплотнительные кольца 24.

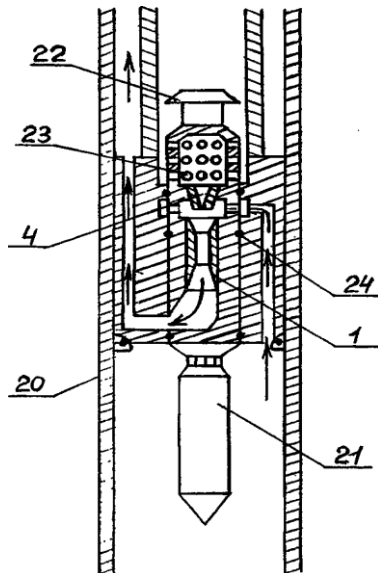


Рисунок 5– Схема узла установки при спуске струйного насоса с помощью канатной техники :1-струйный насос; 4- сопло СН; 20- колонна двойных НКТ; 21-глубинный манометр;22-ловильная головка;23-фильтр;24-уплотнительные кольца

Индикаторная диаграмма скважины (см. рисунок 6) – это зависимость дебита скважины Q от давления P . На диаграмме скважины показаны значения пластового давления $P_{пл}$, давления насыщения нефти газом $P_{нас}$, минимально допустимого забойного давления $P_{заб.мин.доп}$.

Исследования и эксплуатация скважин с помощью насосно – эжекторных систем позволяют снизить материально-технические и трудовые затраты. Процесс контроля забойного давления становится проще, а следовательно дешевле, предотвращаются недопустимые режимы эксплуатации скважины.

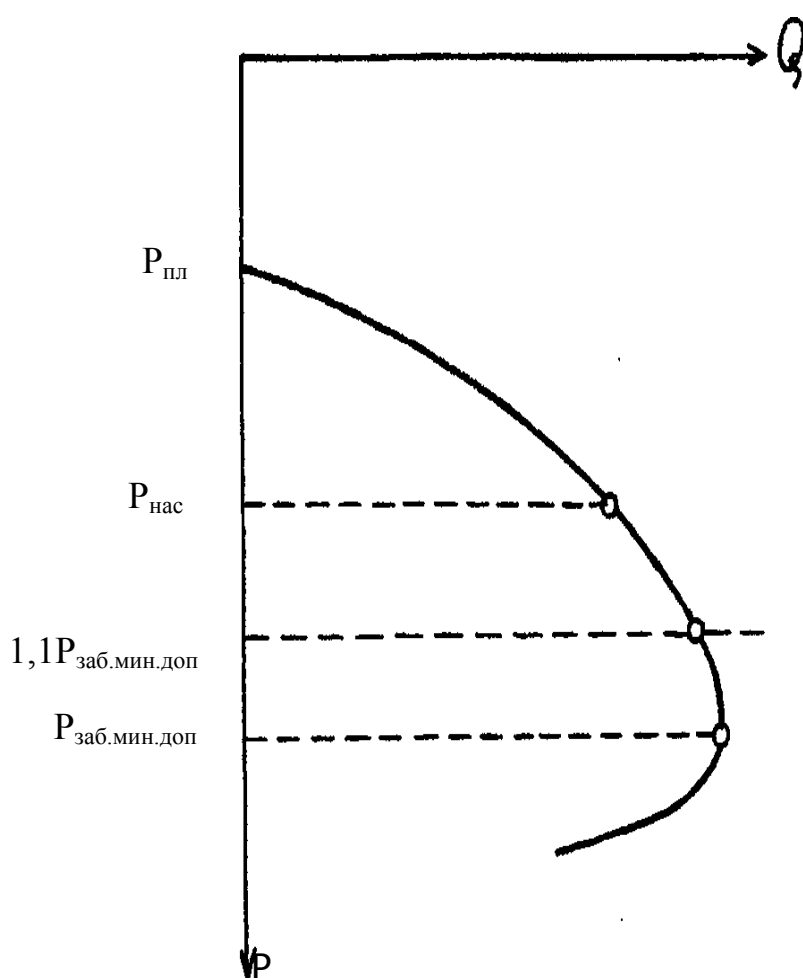


Рисунок 6–Индикаторная диаграмма скважины.

2.3.1 Типы струйных аппаратов освоения скважин и добычи нефти

Для освоения скважин широко применяются следующие типы струйных насосов: УОС-1; УОС-1М; УЭОС-2; УЭОС-4; УЭОС-5. В настоящее время

разработкой, испытанием и промышленным внедрением насосов занимаются отечественные фирмы (ОКБ БН, "НАМ и К⁰", "СОНТЕКС" и др.) Ниже приведены технические характеристики отечественных УСН (таблица 4) и условия их эксплуатации.

Устройство **УЭОС-2** - это вставной струйный насос. Устройство позволяет производить гидродинамические исследования фильтрационного состояния призабойной зоны пласта и осуществлять его очистку в любой период проведения технологического процесса. При этом обеспечивается увеличение дебитов добывающих и приёмистости нагнетательных скважин.

Вставные струйные аппараты **УЭОС-2** обеспечивают выполнение таких операций:

- оценка первоначального состояния ПЗП путём записи и расшифровки КВД;
- осуществление глубокого дренирования и очистки пласта методом создания чередующихся депрессий и репрессий;
- обработка пласта химическими реагентами;
- заключительное исследование скважин и оценка гидродинамических параметров при различных депрессиях на пласт.

Технология осуществляется в скважинах, обсаженных колоннами 140-168 мм при температуре на забое до 120°C.

Устройство позволяет проводить работы по освоению скважин, интенсифицировать (повышать) приток нефти из пласта и проводить гидродинамические исследования продуктивных горизонтов путём записи кривой восстановления давления (КВД) в любое технологически необходимое время.

Устройство **УЭОС-4**

Эжекторное устройство освоения, гидродинамических и геофизических исследований скважин предназначено для интенсификации вызова притока нефти с одновременной очисткой призабойной зоны пласта,

гидродинамических и геофизических исследований скважин. Устройство позволяет проводить в скважинах следующие технологические операции:

- восстановление фильтрационных свойств пород коллектора. Восстановление проводится методом создания многократных депрессий и репрессий на пласт;
- гидродинамические исследования скважин для оценки скин-эффекта пластового давления, выявление степени ухудшения проницаемости пласта;
- геофизические исследования, чтобы оценить толщину работающего пласта;
- обработку пласта химическими реагентами.

Устройство должно эксплуатироваться в скважинах с обсадной колонной, внутренний диаметр которой не менее 122 мм. Критерием отказа устройства является выход из строя сопла, смесителя и уплотнительных манжет, приводящий к падению коэффициента эжекции ниже 0,15. Граничным состоянием устройства является выход из строя его корпуса вследствие износа присоединительных резьб или внутренних посадочных диаметров.

Устройство УЭОС-5

Устройство представляет собой многофункциональный струйный насос вставного типа, конструкция которого и технология применения обеспечивают выполнение следующих операций:

- снижение забойного давления только в подпакерном пространстве скважины и вызов притока из пласта. При этом исключается возможность выбросов нефти и смятия обсадной колонны;
- глубокое дренирование и очистка пласта путём воздействия на него циклическими знакопеременными нагрузками в режиме депрессия-репрессия;
- закачка кислоты или других химических реагентов под давлением в пласт и отбор продуктов реакции кислоты из пласта в требуемое по технологии время;

- гидродинамические исследования скважин с целью оценки первоначального и заключительного состояния призабойной зоны пласта путём записи и расшифровки кривой восстановления давления КВД. Запись и сравнение гидродинамических параметров может проводиться при различных депрессиях на пласт;
- добыча нефти из скважины.

Принцип работы.

Работа устройства основана на свойствах струйного насоса.

При выполнении технологических операций по п. п. 1 - 4 рабочая жидкость подаётся к соплу эжекторного насоса по трубам НКТ, а при добыче нефти (п.5) – по затрубному пространству. В последнем случае откачиваемая из продуктивного пласта нефть движется на поверхность по насосно-компрессорным трубам. Выполнение работ по п.п. 1 - 5 происходит следующим образом. В скважину на расчётную глубину на НКТ спускается корпус устройства УЭОС-5 с механическим пакером. Пакер устанавливается ниже корпуса. Для опрессовки НКТ и пакера в корпус устройства УЭОС-5 устанавливается специальная опрессовочная вставка. НКТ опрессовывают путём создания требуемого давления во внутренней полости труб, а пакер – путём создания давления в затрубном пространстве. После проведения работ по опрессовке труб и пакера опрессовочная вставка извлекается на поверхность с помощью канатной техники. Далее в НКТ в зависимости от поставленной задачи спускается вставной эжекторный насос для освоения скважин или вставной эжекторный насос для добычи нефти. Под действием собственного веса вставной насос движется по заполненным жидкостью трубам к корпусу УЭОС-5 и окончательно фиксируется в нём при создании в НКТ давления 10—15 атм. Вставной эжекторный насос может быть извлечён из скважины без подъёма НКТ в любое время при изменении очередности проведения технологических работ или необходимости ремонта насоса. При освоении скважины и добыче нефти в качестве рабочего агента используют техническую воду, нефть или газовый конденсат. В качестве рабочего агента для добычи

нефти можно использовать природный газ. В этом случае в эжекторном насосе устанавливаются специальные сверхзвуковые сопла. Гидростатическое давление на пласт восстанавливается, после того как прекратится подача рабочей жидкости.

В комплект устройства УЭОС-5 входят:

- корпус;
- вставной эжекторный насос для освоения скважин;
- вставной эжекторный насос для добычи нефти;
- уравнильный клапан;
- опрессовочная вставка;
- блокирующая вставка (для закачки кислоты);
- ловитель цанговый;
- ясс механический;
- утяжелитель;
- шаблон;
- фильтр;
- соединители с геофизической головкой и проволокой подъёмника;
- запчасти (манжеты фторопластовые, кольца резиновые, сопла твёрдосплавные, смесители).

Устройство используется в скважинах, обсаженных колоннами 140 – 168 мм. при температуре окружающей среды до 120° С.

Экономическая эффективность при применении устройства для освоения скважин обеспечивается за счёт уменьшения сроков освоения и исследования, повышения дебитов добывающих и приёмистости нагнетательных скважин, а для добычи нефти – за счёт уменьшения капитальных затрат, связанных с отсутствием необходимости в монтаже станков-качалок, использовании скважинных поршневых или центробежных насосов.

Устройство в двух вариантах применения изображено на рисунках 7 и 8. Освоение скважин струйным насосом имеет преимущества:

- мгновенное создание депрессии;
- непрерывное создание депрессии на пласт в течение всего освоения;
- циклическое воздействие на пласт;
- максимальный отбор жидкости за минимальный промежуток времени;
- проведение ОПЗ и освоения за один спуск-подъем компоновки;
- отсутствие влияние давления на эксплуатационную колонну при освоении;
- возможность контроля над создаваемой депрессией при освоении без подъема компоновки;
- возможность глушения скважины после освоения без загрязнения призабойной зоны жидкостью глушения;
- запись КВД в подпакерной зоне;
- возможность монтирования манометра к струйному насосу или к обратному клапану;
- возможность освоения скважин с низким пластовым давлением

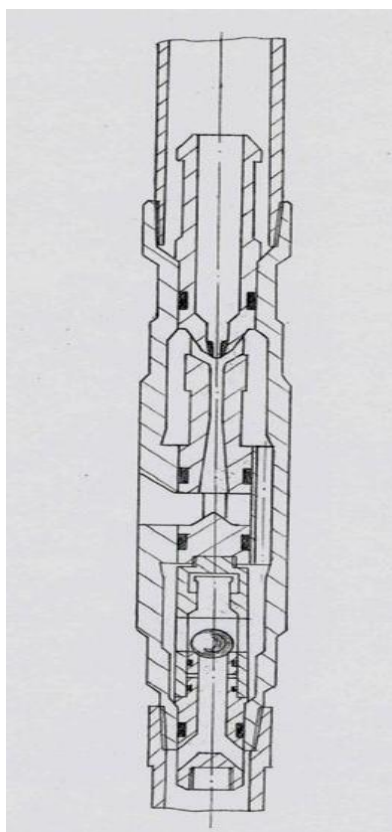


Рисунок 7 – Схема устройства освоения и исследования скважин

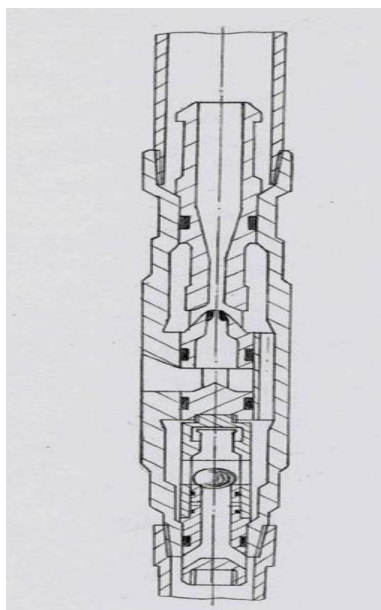


Рисунок 8– Схема устройства добычи нефти из скважин

На рисунке 9 показаны основные элементы вспомогательного оборудования, необходимого для эксплуатации устройства.

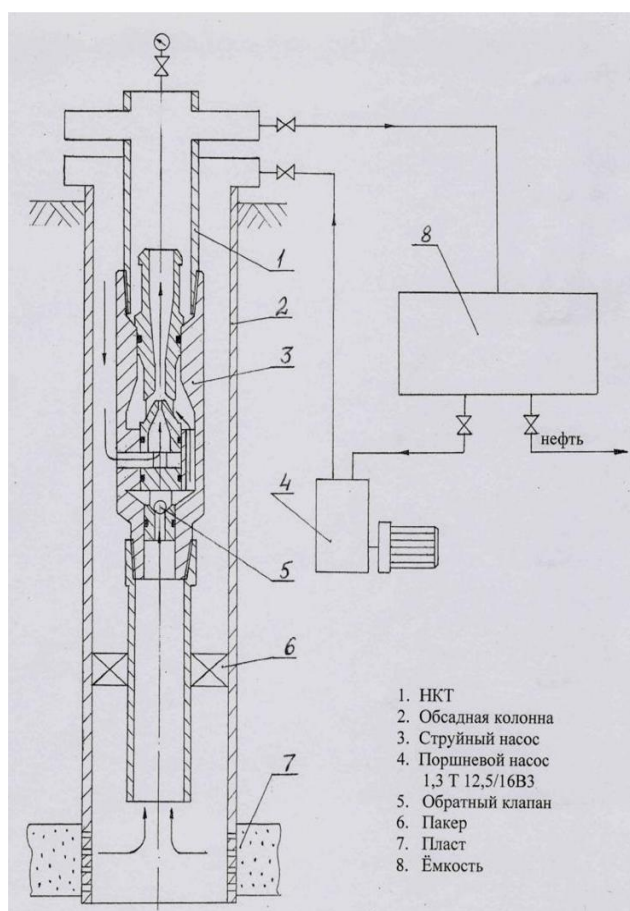


Рисунок 9 – Схема оборудования скважины при эксплуатации струйным насосом.

Таблица –4 Технические характеристики УСН

Технические характеристики	Насосы		
	УЭОС-2	УЭОС-4	УЭОС-5
Максимальное давление рабочей жидкости, МПа	30,0	30,0	30,0
Максимальная величина создаваемой депрессии на пласт	$P_{пл}$	$P_{пл}$	$P_{пл}$
Габаритные размеры, мм: диаметр длина	98 760	не более 118 700	108 800
Масса устройства без вспомогательного инструмента, кг	24	50	70
Максимальный диаметр вставного эжекторного насоса, мм	55	57,5	57,5
Минимальный внутренний диаметр корпуса устройства, мм	46	51	51
Присоединительные резьбы ниппеля и муфты правые по ГОСТ633-80	73	73	73 или 73В
Глубина спуска, м	3500	до 4000	до 4000
Средняя наработка на отказ, час	300		
Среднее время восстановления, час	Не более 5		
Назначенный ресурс, час	Не менее 800		

2.4 Струйная насосная установка

Струйная насосная установка – насосная система, которая состоит из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП. Погружное оборудование включает струйный насос с посадочным узлом. При эксплуатации струйных насосных установок (СНУ) одной из главных задач является создание надежного контроля за герметичностью основных элементов погружного оборудования.

При любой схеме компоновки погружного оборудования комплекс "скважина – СНУ" содержит три смежных полости с различными давлениями движущейся в них жидкости. Каждая из полостей гидравлически связана с погружным струйным насосом. Для однотрубной схемы СНУ с пакером, по

колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) к струйному насосу движется рабочая жидкость высокого давления. В подпакерном пространстве движется инжектируемая жидкость низкого давления. В затрубном надпакерном пространстве – выходящий из струйного насоса смешанный поток. В пространстве давление определяется весом столба газожидкостной смеси над струйным насосом и гидравлическими потерями. Одним из важных условий нормальной эксплуатации СНУ является герметичность элементов погружного оборудования. Основной операцией при запуске СНУ в работу является контроль герметичности.

Схема оборудования скважины струйной насосной установкой показана на рисунке 10

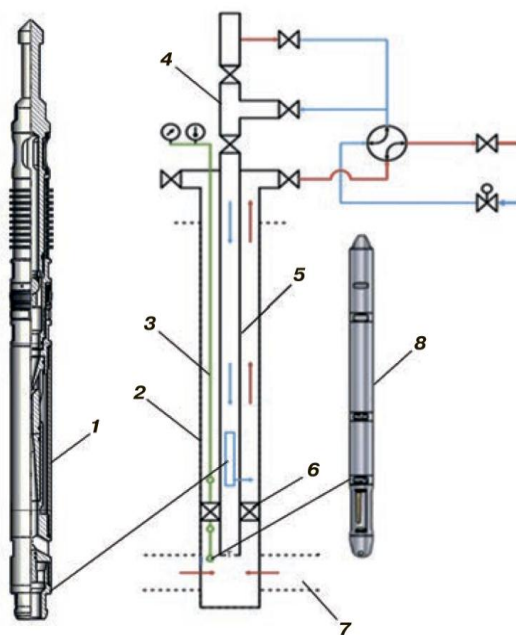


Рисунок 10– Схема оборудования скважины установкой струйного насоса: 1 — струйный насос; 2 — эксплуатационная колонна; 3 — кабель; 4 — устьевая арматура; 5 — насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 — пакер; 7 — пласт; 8 — блок забойной телеметрии

При эксплуатации данных компоновок рабочая жидкость от системы ППД нагнетается через НКТ в сопло струйного насоса, а смешанный поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству. С помощью телеметрической системы проводятся

замеры давлений под пакером (в приемной камере струйного насоса) и над ним (на выходе из диффузора струйного насоса). Замеры передаются на поверхность по кабелю. При необходимости погружной струйный насос можно извлечь из скважины для замены проточной части гидравлическим способом. Это происходит за счет переключения нагнетания воды с прямой схемы закачки на обратную, через затрубное пространство. Спуск струйного насоса на забой осуществляются также гидравлическим путем при закачке воды в НКТ. При замене скважинного оборудования это позволяет исключить дорогостоящий текущий ремонт и глушение скважины, что существенно повышает межремонтный период (МРП) работы скважины. В аварийных ситуациях застрявший струйный насос из скважины извлекают за ловильную головку с помощью канатной техники.

2.5 Методика расчета гидроструйного насоса [1]

Разработана технология воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения дебитов нефтяных скважин либо увеличения приемистости нагнетательных скважин. С помощью струйных насосов создаются многократные мгновенные депрессии на пласт. Насосы устанавливаются на насосно-компрессорные трубы (НКТ) вместе с подвесным пакером. Технологический процесс включает следующие основные этапы работ:

- выбор объектов;
- оценка состояния призабойной зоны пласта;
- подготовка скважины;
- подготовка наземного и глубинного оборудования;
- расчет режимных параметров работы струйного аппарата;
- само воздействие на пласт;
- заключительные работы;
- оценка результатов воздействия.

Суть технологического процесса заключается в следующем: в скважину в компоновке с насосно-компрессорными трубами на необходимую глубину опускается струйный аппарат с пакерным устройством. При прокачивании с помощью насосных агрегатов ЦА-320, АН-700 (АГf-1030 и др.) рабочей жидкости при заданном давлении через НКТ, струйный насос и затрубное пространство в зоне продуктивного пласта создается определенное снижение гидростатического давления, т. е. создается депрессия на пласт. Время создания депрессии изменяется от долей секунды до нескольких секунд. Когда подача рабочей жидкости прекратится, гидростатическое давление на пласт восстановится. Включением в работу насосных агрегатов и их выключением достигается повторение цикла депрессия-репрессия на пласт. В результате такого циклического воздействия происходит очистка призабойной зоны пласта и постепенное заполнение скважины пластовым флюидом. Величина задаваемой депрессии определяется расчетным путем. Особенностью технологического процесса является то, что он позволяет регулировать в широких диапазонах величину и продолжительность депрессии в течение всей операции по вызову притока, а также производить циклическое многократное воздействие на пласт в режиме депрессия-репрессия без применения газообразных агентов.

2.5.1 Типовая схема компоновки лифта

Циркуляционный клапан 3 предназначен для глушения скважин в случае интенсивного нефтегазопроявления (рисунок 11). Опрессовку НКТ осуществляют после пакерования путем спуска внутрь НКТ шара до его посадки в опрессовочном узле (создания избыточного давления), а затем извлечения шара на поверхность. Пакерное устройство 5 должно обеспечивать надежную герметизацию затрубного пространства при создании циклических переменных гидравлических нагрузок. Рекомендуется применение серийных пакеров с шлипсовым и якорным приспособлением механического или

гидравлического действия. Глубинный манометр устанавливают в лифте НКТ с целью контроля расчетного и фактического снижения давления на пласт

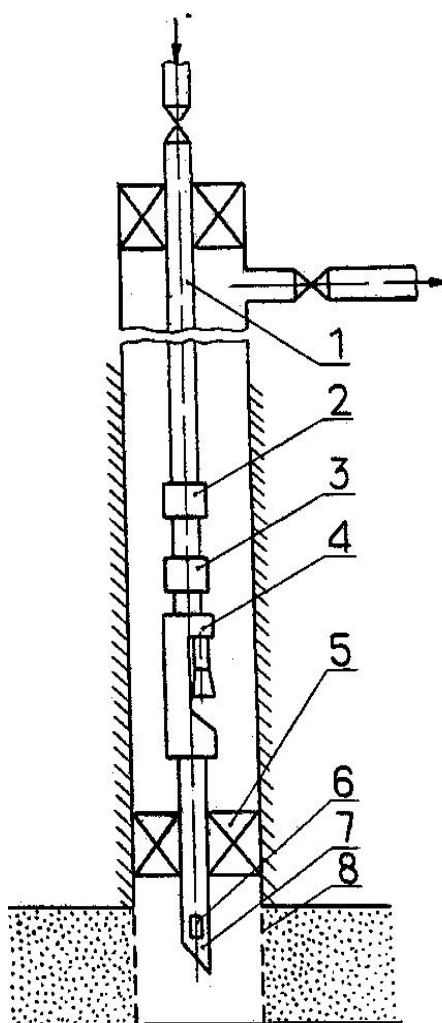


Рисунок 11 – Типовая схема компоновки лифта: 1 – НКТ; 2, 3 – опрессовочный и циркуляционный клапаны; 4 – УОС – 1; 5 – пакер; 6 – глубинный манометр; 7 – хвостовик; 8 – фильтр

2.5.2 Схема обвязки наземного оборудования

Схема обвязки на первом этапе работ позволяет осуществлять круговую циркуляцию из емкости для рабочей жидкости через скважину, а при появлении притока откачивать нефть в амбар либо на пункт сбора и очистки нефти (рисунок 12)

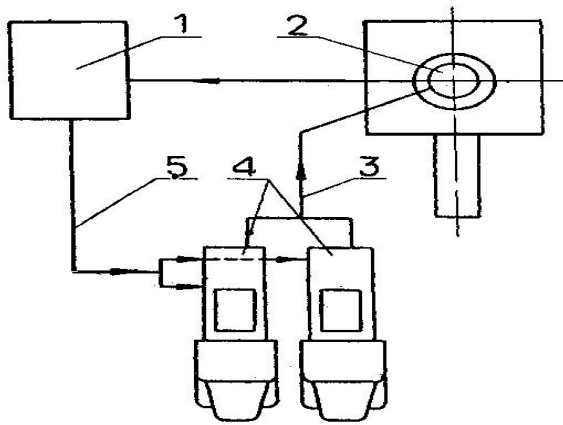


Рисунок 12– Схема обвязки наземного оборудования: 1 – емкость; 2 – устье скважины; 3 – нагнетательная линия; 4 – насосные агрегаты; 5 – всасывающая линия

2.5.3 Выбор допустимой величины депрессии на пласт.

При определении максимально допустимой величины депрессии на пласт учитываются следующие факторы:

- прочности обсадной колонны на сминающее давление;
- наличия близлежащих водоносных горизонтов;
- устойчивости коллектора.

Воздействие перепада давления при вызове притока на эксплуатационную колонну не должно превышать величин, регламентируемых нормативными документами. Если водоносный напорный горизонт находится выше или ниже продуктивного объекта, не вскрытого перфорацией, перепад давления на метр разобщаемого интервала не должен превышать 1,5 МПа.

При этом допустимая величина депрессии на испытуемый пласт не должна превышать значения

$$\Delta P = P_{пл} - (P_{пл}^g - 1,5h)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление нефтегазонасного пласта;

1,5 – допустимый градиент давления на 1 м цементного кольца, МПа/1м;

h – расстояние от нижних отверстий интервала перфорации до водонефтяного контакта (ВНК) или до водоносного горизонта;

$P_{пл}^g$ – пластовое давление водоносного пласта.

Допустимая величина депрессии с учетом типа коллектора и его физико-механических свойств устанавливается геологической службой предприятия. Наименьшее значение величины депрессии, определяемой на основании указанных ограничивающих факторов, является максимально допустимой величиной депрессии $\Delta P_{\text{доп}}$.

2.5.4 Расчет гидроструйной насосной установки для эксплуатации скважины.

Исходные данные:

- диаметр внутренний $D_{\text{ЭК}} = 0,13$ м;
- диаметр НКТ внутренний $d_{\text{вн}} = 0,062$ м;
- диаметр НКТ наружный $d_{\text{н}} = 0,073$ м;
- затрубное давление $P = 0,8$ МПа;
- глубина спуска СН $H = 2559$ м;
- расстояние до забоя $h_{\text{с}} = 1300$ м;
- плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 837$ кг/м³;
- плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1000$ кг/м³;
- угол наклона ствола скважины $\beta = 2,1^\circ$;
- обводненность $n_0 = 0,58$ доли;
- дебит скважины $Q_{\text{скв}} = 28$ м³/сут;
- коэффициент эжекции $U = 0,1$;
- расход рабочей жидкости $Q_{\text{р}} = 280$ м³/сут;
- диаметр камеры смешения $d_{\text{кс}} = 0,006$ м;
- диаметр сопла $d_{\text{с}} = 0,004$ м;
- пластовое давление $P_{\text{пл}} = 22$ МПа;
- вязкость нефти $\mu_{\text{н}} = 0,0006$ Па · с.

Решение

1. Рассчитываем дебиты пластовой нефти и пластовой воды:

$$Q_{нпл} = Q_{скв} \cdot (1 - n_e) = 28 \cdot (1 - 0,58) = 11,76 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$Q_{впл} = Q_{скв} \cdot n_e = 28 \cdot 0,58 = 16,24 \text{ м}^3/\text{сут},$$

2. Определяем обводненность смешанного потока в затрубном пространстве

$$n_e^{зам} = \frac{Q_{впл} + Q_p}{Q_{впл} + Q_p + Q_{нпл}} = \frac{16,24 + 280}{16,24 + 280 + 11,76} = 0,961818$$

3. Рассчитываем плотность смешанного потока в затрубном пространстве:

$$\begin{aligned} \rho_{не}^{зам} &= \rho_n \cdot (1 - n_e^{зам}) + \rho_e \cdot n_e^{зам} = \\ &= 837 \cdot (1 - 0,9618) + 1000 \cdot 0,9618 = 993,78 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

4. Рассчитываем гидростатическое давление смеси в затрубном пространстве:

$$\begin{aligned} P_{жс} &= \rho_n^{зам} \cdot g \cdot H \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{\beta}{180}\right) = \\ &= 993,78 \cdot 9,81 \cdot 2559 \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) \cdot 10^{-6} = 26,3 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

5. Определяем гидростатическое давление рабочей жидкости в НКТ:

$$\begin{aligned} P_{жр} &= \rho_e \cdot g \cdot H \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) = \\ &= 1000 \cdot 9,81 \cdot 2559 \cdot \cos\left(3,14 \cdot \frac{2,1}{180}\right) \cdot 10^{-6} = 26,47 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

6. Рассчитываем площадь сечения рабочего сопла и камеры смешения струйного насоса:

$$\begin{aligned} S_c &= 3,14 \cdot \frac{d_c^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,004^2}{4} = 0,00001256 \text{ м}^2, \\ S_k &= 3,14 \cdot \frac{d_k^2}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,006^2}{4} = 0,00002826 \text{ м}^2, \end{aligned}$$

7. Находим перепад давлений на струйном насосе:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{f_{p1}}{f_3} \cdot \left[1,75 + 0,7 \cdot \frac{\rho_p \cdot f_{p1}}{\rho_c \cdot f_3} \cdot (1 + U)^2 \right] = 0,523$$

8. Рассчитываем числа Рейнольдса для потоков жидкости в НКТ и смешанного потока в затрубном пространстве:

$$\begin{aligned} Re_T &= \frac{V_T \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{\frac{Q_p / 86400}{3,14 \cdot \frac{d^2}{4}} \cdot d \cdot \rho_p}{\mu_B} = 66586, \\ Re_K &= \frac{V_T \cdot (D - d_1) \cdot \rho_{не}^{зам}}{\mu_e} = \frac{\frac{(Q_p + Q_{скв}) / 86400}{3,14 \cdot \frac{(D - d_1)^2}{4}} \cdot (D - d_1) \cdot \rho_{не}^{зам}}{\mu_B} = 22231,05 \end{aligned}$$

9. Определяем потери давления на гидравлическое сопротивление в НКТ и

затрубном пространстве: $P_{mp}^m = \lambda \cdot \frac{8 \cdot p_c \cdot H \cdot Q_p^2}{\pi^2 \cdot d^5} = 0,495;$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,0197;$$

$$P_{mp}^k = \lambda \cdot \frac{8 \cdot p_c \cdot H \cdot Q_c^2}{\pi^2 \cdot (D-d_1)^5} = 0,094;$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = 0,02591.$$

10. Находим давление нагнетания на устье P :

$$P_в = \frac{P_{жс} + P_{mp}^k + P_{зат} - P_{пл} + \Delta P + p_c \cdot g \cdot h_c \cdot \cos\beta \cdot 10^{-6}}{\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p}} -$$

$$P_{жс} + \Delta P_{mp}^m + P_{пл} - \Delta P - p_c \cdot g \cdot h_c \cdot \cos\beta \cdot 10^{-6} = 15,3815 \text{ МПа}$$

11. Строим зависимости.

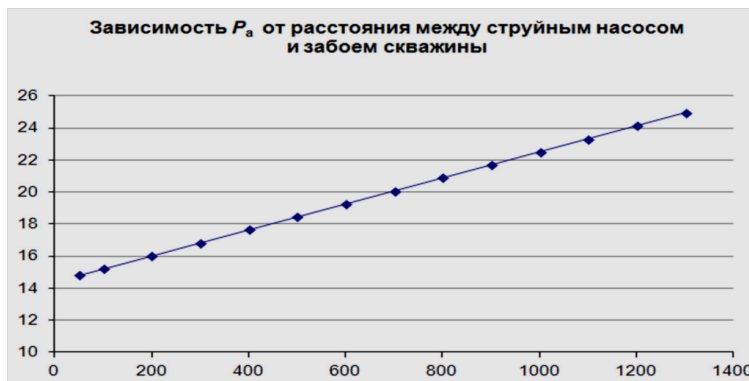
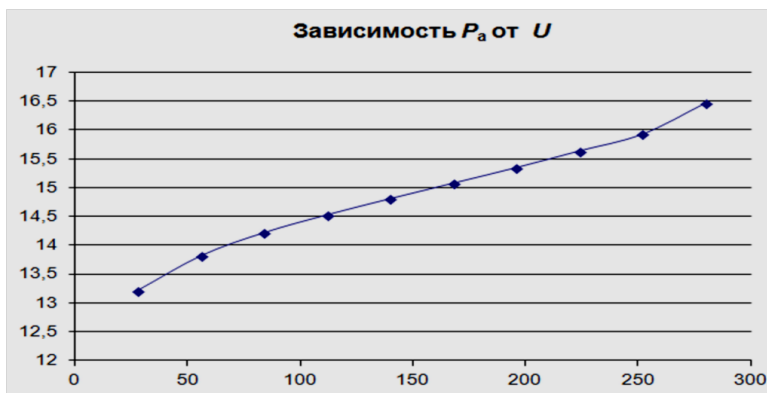


Рисунок 13– Зависимость давления нагнетания на устье P_a от расстояния между струйным насосом и забоем скважины



Рисунок–14 Зависимость давления нагнетания на устье P_a от величины коэффициента эжекции U

3. Перспективы развития гидроструйного способа добычи нефти

3.1 Эксплуатации скважин пакерными установками гидроструйных насосов

Анализ добычи нефти механизированным способом (см. выше) показал, что основной фонд добывающих скважин эксплуатируется при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установок штанговых скважинных насосов (УШСН). Условия эксплуатации добывающих нефтяных скважин осложнены высоким газовым фактором, температурой, обводненностью, выносом песка, кривизной и малым диаметром. При этом для малодобитного фонда – менее 20 м³/сут – это наиболее критично. Как центробежные, так и штанговые насосы в указанных скважинах очень быстро выходят из строя. В малодобитных скважинах, где нет осложняющих факторов, коэффициент полезного действия (КПД) насосов тоже очень мал. Он составляет от 24% до 30%. Наличие газа при этом на приеме насоса снижает его КПД еще сильнее. (Таблица 5–Приложение А).

Первые исследования в сфере добычи трудноизвлекаемой нефти были развернуты еще в 1970-х г. С течением времени российские и иностранные ученые разработали ряд высокоэффективных методов сохранения и повышения нефтеотдачи, которые сегодня применяются отечественными нефтяными компаниями. Одним из направлений повышения эффективности механизированной добычи является гидроструйный способ эксплуатации. Гидроструйный способ эксплуатации (ГСЭ) скважин впервые в России был внедрен на Самотлорском месторождении в 1992 году. На месторождении ведётся эксплуатация проблемных низкодобитных скважин установками гидроструйных насосов с приводом от поверхностных силовых станций. Первоначально использовались пакерные гидроструйные установки.

Применение пакерной схемы было вынужденным решением, так как других способов добычи нефти гидроструйными насосами в России не существовало. Рабочая жидкость от силовой станции нагнетается через насосно-компрессорные трубы (НКТ) в сопло струйного аппарата. Смешанный

поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству между НКТ и эксплуатационной колонной. Добыча нефти на поверхность по эксплуатационной колонне скважины вызывает дополнительные осложнения, связанные с коррозией, износом колонны, выпадением отложений парафина, солей и т.д.

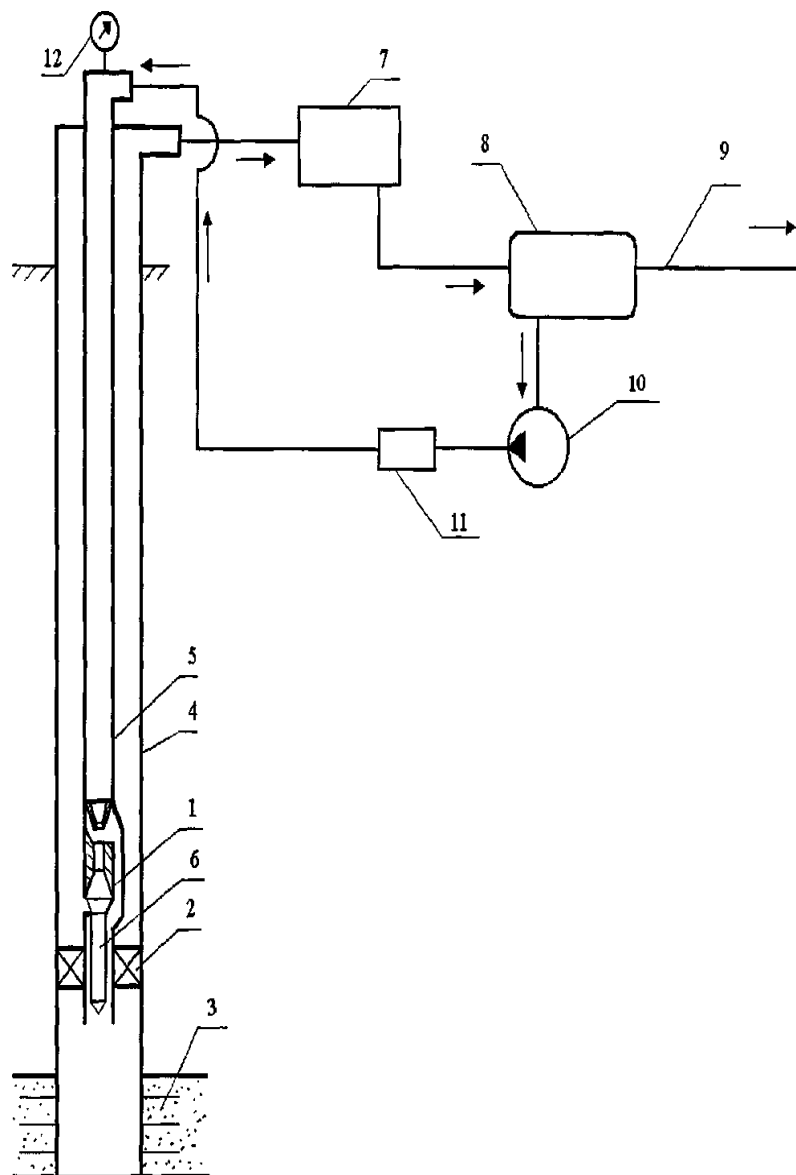


Рисунок 15– Схема скважины, оборудованной гидроструйным насосом с пакером: 1 – струйный насос, 2 – пакер, 3 – пласт, 4 – эксплуатационная колонна, 5 – НКТ, 6 – глубинный манометр, 7 – ГЗУ «Спутник», 8 – сепаратор наземной станции, 9 – выкидная линия, 10 – силовой насосный блок наземной станции, 11 – расходомер рабочей жидкости «Турбоквант», 12 – манометр для замера давления нагнетания рабочей жидкости.

Для того, чтобы рационально подобрать гидроструйный насос к скважине, необходимо знать индикаторные диаграммы скважин. При подъёме продукции по эксплуатационной колонне замерить динамические уровни невозможно, поэтому оценить продуктивность скважин при неизвестных значениях забойных давлений нельзя.

Определить давление на забое скважины при пакерной гидроструйной эксплуатации можно при помощи спуска глубинного манометра совместно со струйным аппаратом. Подъём на поверхность такого агрегата осуществляется с помощью канатной техники. Такая процедура промысловых исследований очень трудоёмкая. Если отсутствует необходимая информация, гидроструйная пакерная эксплуатация скважин ведётся неэффективно.

3.2 Эксплуатации скважин беспакерными установками гидроструйных насосов с двухрядным лифтом

Эксплуатация скважин пакерными гидроструйными насосами в настоящее время практически полностью исчерпала свои возможности. Развитие гидроструйного способа эксплуатации скважин связано с беспакерной компоновкой струйного аппарата. При одновременном снижении расхода рабочей жидкости, закачиваемой в НКТ, внедрение беспакерной компоновки позволило значительно повысить дебит скважины. На рисунке 16 представлена схема беспакерной установки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом. Рабочая жидкость при работе установки нагнетается по НКТ 1,5” в сопло струйного аппарата, который эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между НКТ 1,5” и НКТ 3”. На некоторых скважинах можно использовать НКТ 2” и 4”. Эта технология, в отличие от известных установок с пакерами позволяет избежать подъёма жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений. Кроме этого, можно контролировать динамический уровень в процессе эксплуатации.

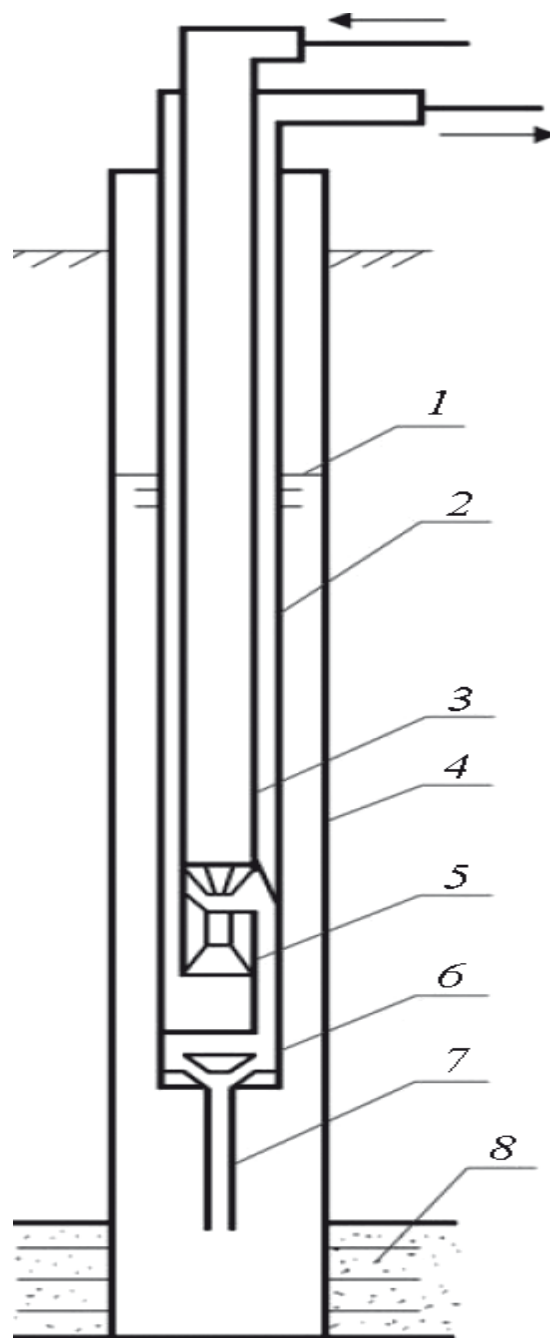


Рисунок 16 – Схема беспакерной установки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом: 1 – динамический уровень; 2, 3 – НКТ 89 и 48 мм, соответственно (3" и 1,5"); 4 – эксплуатационная колонна; 5 – струйный насос; 6 – обратный клапан НКТ 48 мм; 7 – хвостовик; 8 – продуктивный пласт[12]

В новой технологии полностью сохранены известные преимущества гидроструйных насосов:

- межремонтный период работы скважин составляет более 1100 суток,
- спуск-подъём струйного насоса осуществляется без бригады подземного ремонта,
- надёжная эксплуатация в осложнённых условиях.

В ОАО «Самотлорнефтегаз» гидроструйными насосами было оборудовано 84 действующих скважин. Из них 83 скважины оборудованы беспакерными компоновками. Подземное оборудование изготовлено ЗАО «Квант». Средний дебит скважины, оборудованной струйным насосом, составлял по жидкости – 21,5 т/сут, по нефти – 9,2 т/сут. Весовая обводнённость 57,1%. Средняя наработка на отказ по гидроструйному фонду составляет 2371 сутки, а по скважинам, оборудованным штанговыми глубинными насосами средняя наработка на отказ составляет всего 356 суток. Хорошие результаты говорят о том, что использование в нефтяной промышленности ГСН имеет хорошие перспективы. При внедрении гидроструйных насосов в новых районах тормозящими моментами являются высокая цена и материалоемкость силовых наземных насосных станций. Обслуживать их очень сложно. В качестве силовых насосов для установок гидроприводной добычи обычно используются плунжерные насосы высокого давления. К надёжности насосов предъявляются строгие требования. Поэтому стоимость таких установок высока. Для их обслуживания необходимо иметь квалифицированный персонал. Нефтяникам невыгодно эксплуатировать скважины гидроструйным способом с такими силовыми станциями. Кроме этого, работа плунжерных насосов вызывает сильную вибрацию установок и пульсации жидкости в системе. В качестве приводных агрегатов для установок ГСН можно использовать погружные центробежные насосы (ЭЦН). Электроцентробежные насосы более надёжные, чем плунжерные. Они могут длительное время работать без обслуживания.[9]

3.3 Схема силовой мини-станции с приводом от ЭЦН

С целью увеличения возможностей эксплуатации осложнённых скважин с применением гидроструйных насосов была предложена технологическая схема силовой мини-станции на 1-4 скважины с приводом от ЭЦН, расположенного в шурфе. Гидроструйный способ эксплуатации становится проще, он похож на электронасосную добычу нефти. Мини-станция для гидроструйной добычи на кусте 670Б Самотлорского месторождения. По этой технологической схеме введена в эксплуатацию мини-станция для гидроструйной добычи. Силовая станция с применением погружных центробежных насосов имеет гораздо более широкие функциональные возможности, лучшую надежность, меньшую стоимость по сравнению со станциями, в которых используются импортные плунжерные насосы. При давлениях нагнетания свыше 16 МПа у плунжерных насосов, приводящих в действие ГСН, резко снижается наработка на отказ. Для установок ЭЦН это значение давления нагнетания не является предельным. Современные погружные насосы развивают давления 20-30 МПа и работают достаточно надежно. Внедрение силовых станций с установками ЭЦН для привода гидроструйных насосов позволит освоить и ввести в нормальную эксплуатацию значительное количество бездействующих и часто ремонтируемых осложнённых скважин. Была разработана новая технологическая схема станции, которая при эксплуатации позволяет обойтись одной АГЗУ «Спутник», а не двумя. Отличительная особенность новой технологической схемы состоит в том, что возможно индивидуально замерять дебит добываемой продукции (а не смешанного потока) по каждой скважине, оборудованной струйным насосом (рисунок 17).

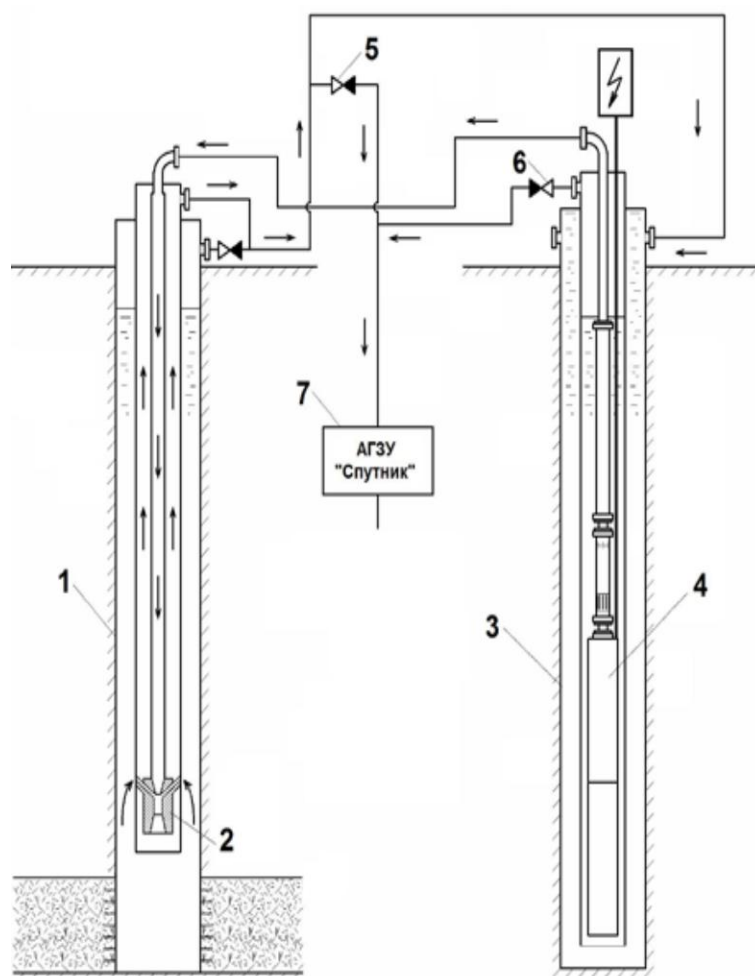


Рисунок 17– Новая технологическая схема гидроструйной эксплуатации скважин с приводом от силового погружного центробежного насоса: 1 – добывающая скважина, 2 – струйный насос, 3 – шурф, 4 – УЭЦН с газосепаратором и погружным центробежным сепаратором мехпримесей, 5, 6 – обратные клапана, 7 – АГЗУ «Спутник»[15]

Принцип работы мини – станции для гидроструйной эксплуатации скважин. Перед первым запуском станции шурф 3 заполняется жидкостью (например, водой или дегазированной нефтью). Затем включается силовой ЭЦН 4, нагнетающий рабочую жидкость в НКТ добывающих скважин 1 и далее - в сопла струйных насосов 2. (На рисунке 17 показана лишь одна добывающая скважина, на практике их число может достигать до 10-12). Часть жидкости из шурфа 3 уходит в этот период времени на заполнение труб от станции до скважин, НКТ и кольцевого межтрубного пространства добывающих скважин 1. Объем шурфа 3 выбирается с запасом так, чтобы это обеспечить с учетом

положения статического уровня и геометрических размеров труб и затрубного пространства. После того, как с помощью струйных насосов 1 начинается добыча жидкости из скважин, смешанный поток рабочей жидкости и добываемой продукции возвращается в шурф 3. Поскольку в это промежуток времени из шурфа 3 уходит меньше жидкости, чем приходит, то по мере заполнения давление в шурфе 3 и в линиях подвода продукции скважин к шурфу постепенно повышается. Когда давление там станет выше, чем давление в системе нефтегазосбора, открывается обратный клапан 5 и добываемая продукция начнет поступать в АГЗУ «Спутник» 7 на замер. Рабочая жидкость с попутным газом направляется в шурф 3 и далее – на прием силового ЭЦН, где установлены сепараторы механических примесей и газа. Твердые частицы оседают в накопитель погружного центробежного сепаратора мехпримесей, а газ идет в межтрубное пространство между НКТ силового ЭЦН промежуточной колонны шурфа 3, откуда через обратный клапан 6 направляется в АГЗУ «Спутник» 7. Снабжение системы погружным, а не наземным центробежным сепаратором механических примесей позволяет обойтись без сброса грязной жидкости в «Спутник», вносящего неопределённость в замерах на мини-станции, работающей на кусте 670 Самотлорского месторождения. Следовательно, можно полностью контролировать работу скважин, оборудованных гидроструйными насосами без привлечения дорогостоящих сервисных подрядчиков.

3.4 Перспективы развития гидроструйного способа добычи нефти

(на примере Красноленинского месторождения Талинской площади)

Красноленинское нефтегазовое месторождение (КНГМ) находится на поздней стадии разработки. Месторождение характеризуется ежегодным ускорением темпа падения базовой добычи. Увеличивается бездействующий, низкодебитный и условно-рентабельный фонд скважин. Особенно остро стоит проблема дальнейшей эксплуатации малодебитного и часто ремонтируемого фонда скважин Талинской площади Красноленинского месторождения.

Текущее состояние эксплуатационного фонда добывающих скважин Талинской площади осложнено высоким газосодержанием и содержанием твердой фазы в добываемой скважинной продукции, высоким значением температур и обводненности, конструктивными ограничениями скважин, низкими энергетическими характеристиками объектов разработки ввиду их естественного истощения. Эксплуатация малодобитного фонда скважин в осложняющих условиях привела к тому, что наработка на отказ погружного насосного оборудования не достигает 2 месяцев. Такую категорию скважин относят к часто ремонтируемому фонду (ЧРФ). Малодобитный фонд скважин, оборудованных УЭЦН или УШГН, на эксплуатацию которых не влияют осложняющие факторы, имеет другой отрицательный момент – низкие энергетические характеристики. По данным крупнейших производителей УЭЦН, КПД для малопроизводительных насосных установок (УЭЦН-15 и УЭЦН-20) при перекачке жидкостей не превышает 24...30 % (рисунок 18)[2]

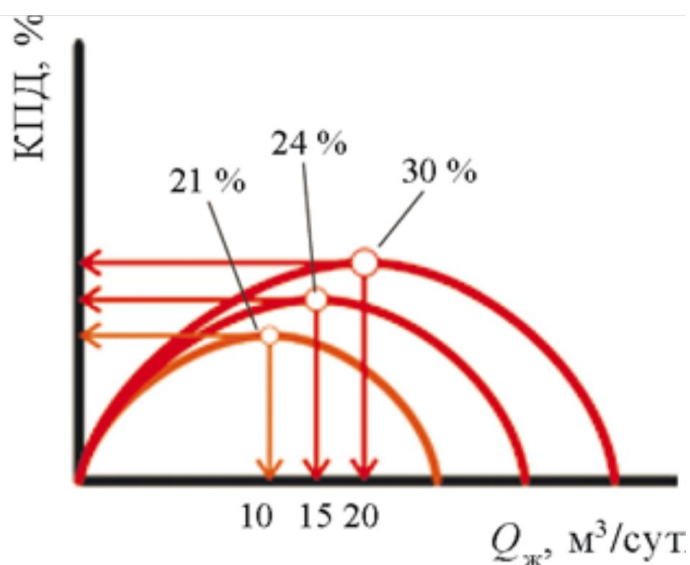


Рисунок 18– Энергетические характеристики УЭЦН в условиях эксплуатации низкодебитных скважин; приток из пласта – от 10 до 20 м³/сут.

Кроме этого, данные экспериментальные исследования, проводимые в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, показали, что при увеличении входного газосодержания в насосе происходят кавитационные процессы. Эти процессы влияют на снижение показателей полезной мощности насосной установки и приводят к еще большему снижению КПД насосной установки по сравнению со

значениями, полученными при работе насосной установки на жидкости (рисунок 19).

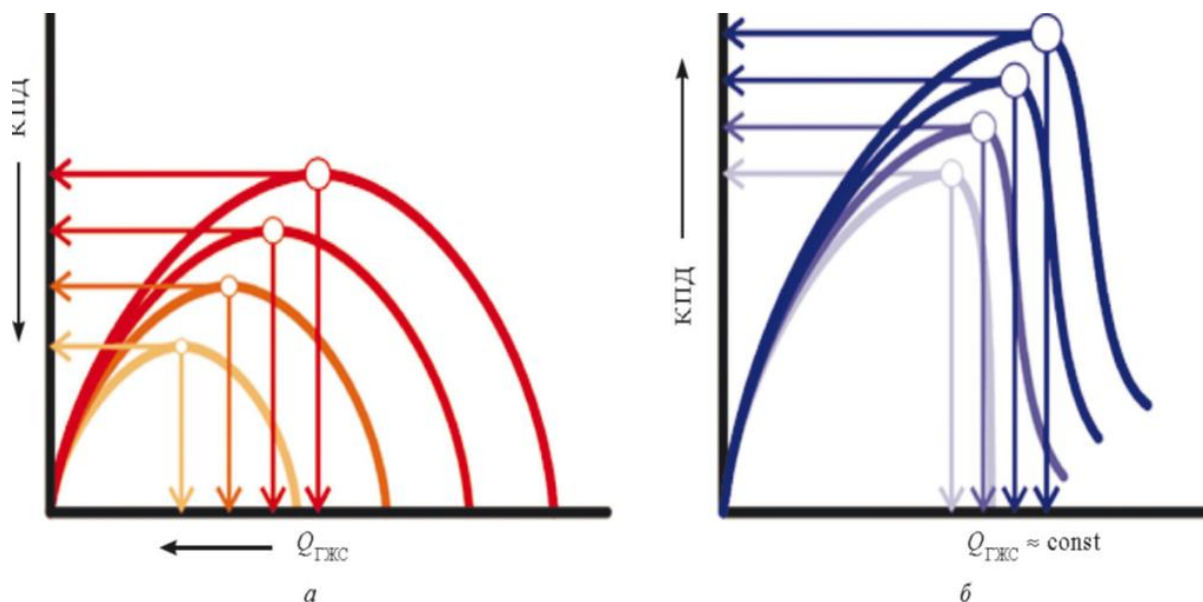


Рисунок 19 – Сравнительный анализ энергетических характеристик УЭЦН (а) и гидроструйного насоса (б) при откачке газожидкостных смесей [2]

Проведенный анализ эксплуатационного фонда скважин Талинской площади показал, что на 75-100 скважинах требуется применение альтернативных способов добычи, таких как гидроструйная эксплуатация скважин. Гидроструйный способ добычи за короткий период показал свою эффективность и перспективность. Сложность гидроструйной эксплуатации заключается в том, что услуги по подъему жидкости данным способом оказывают специализированные предприятия.

В 2010 г. специалисты ОАО "РН-Няганьнефтегаз" начали экспериментальный проект по развитию гидроструйного способа добычи. Идеей данного проекта предусматривалось проектирование схемы организации собственной гидроструйной добычи и необходимого для этих целей оборудования, которые позволили бы обеспечить максимальную автоматизацию данного способа и последующий отказ от привлечения сервисных организаций.

Основная цель реализации пилотного проекта – оценка возможности и необходимых ресурсов для организации гидроструйной эксплуатации собственными силами. Принципиальная схема обвязки скважин Талинской площади, на которых и был реализован пилотный проект по переводу малодебитных скважин на гидроструйный способ эксплуатации, представлена на рисунке 20

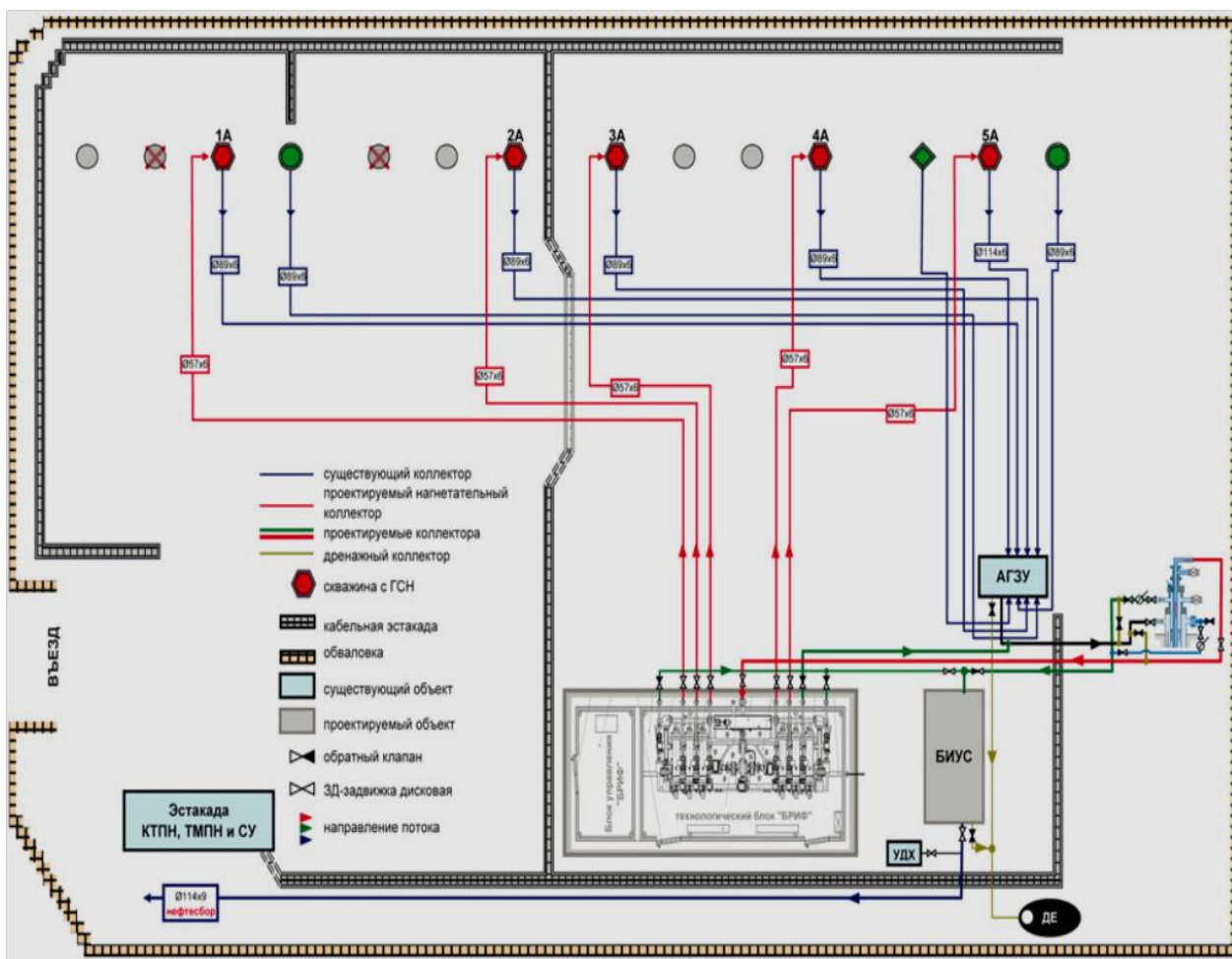


Рисунок 20–Принципиальная схема обвязки системы гидроструйной эксплуатации скважин Талинской площади

В схеме организации собственной гидроструйной добычи роль накопителя, сепаратора и силовой части всей системы выполняет шурфовая скважина (рисунок 21, а).

Впервые подобная схема была реализована на Самотлорском месторождении в августе 2008 г. Шурфовая скважина глубиной 200 м изолирована от доступа подземных вод обсадной колонной условным

диаметром 324 мм и цементным стаканом на забое. В шурф-скважину спущена и свободно подвешена на оборудовании устья скважины эксплуатационная колонна условным диаметром 168 мм. В эксплуатационную колонну на НКТ спущена высокопроизводительная установка УЭЦН.

Шурф-скважина работает следующим образом

Жидкость гидроструйных скважин (рабочая + добытая) поступает на замер в автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ). После замера в АГЗУ жидкость по трубопроводу поступает в "большой" затруб шурф-скважины (кольцевое пространство между колоннами диаметрами 324 и 168 мм). Омывая башмак эксплуатационной колонны, часть жидкости поступает в "малый" затруб на прием УЭЦН, посредством которого нагнетается в гидроструйные скважины, предварительно пройдя цикл очистки и распределения. Остальная часть жидкости вместе с выделившимся в "малом" затрубе газом поступает на коммерческий замер. В обвязке устья шурф-скважины (рисунок 21,б) предусмотрена система перемычек для обеспечения циркуляции жидкости по нефтесборным и нагнетательным коллекторам в случае отказа шурфового УЭЦН, что особенно актуально в зимний период времени. Устьевая обвязка шурф - скважины включает в себя элементы управления режимом самого накопителя – регулирование давления на входе и величины сброса жидкости на выходе. За счет естественной сепарации жидкости в "малом" затрубе на закачку в гидроструйные скважины поступает рабочая жидкость с обводненностью 100 %, т. е. вода. В традиционной схеме организации гидроструйной добычи из-за особенностей системы в качестве рабочего агента используется малообводненная жидкость, что впоследствии негативно сказывается на достоверности замера добываем продукции.

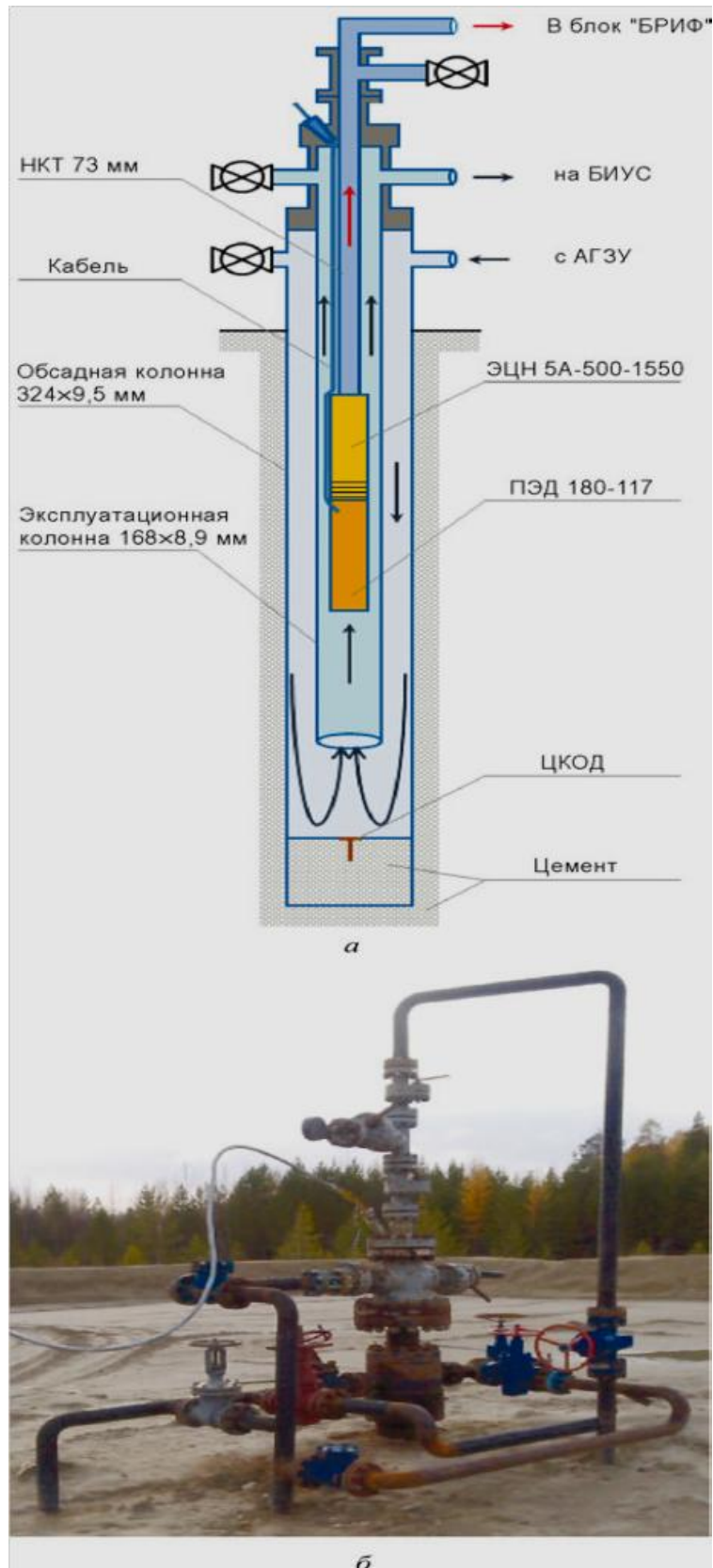
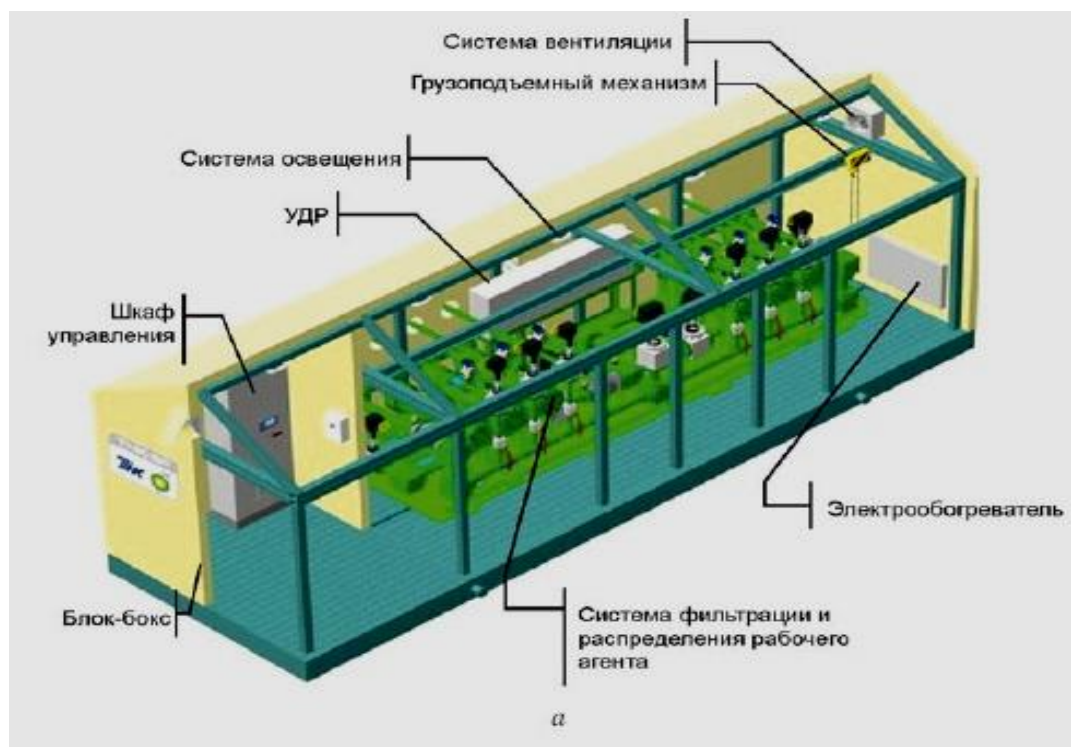
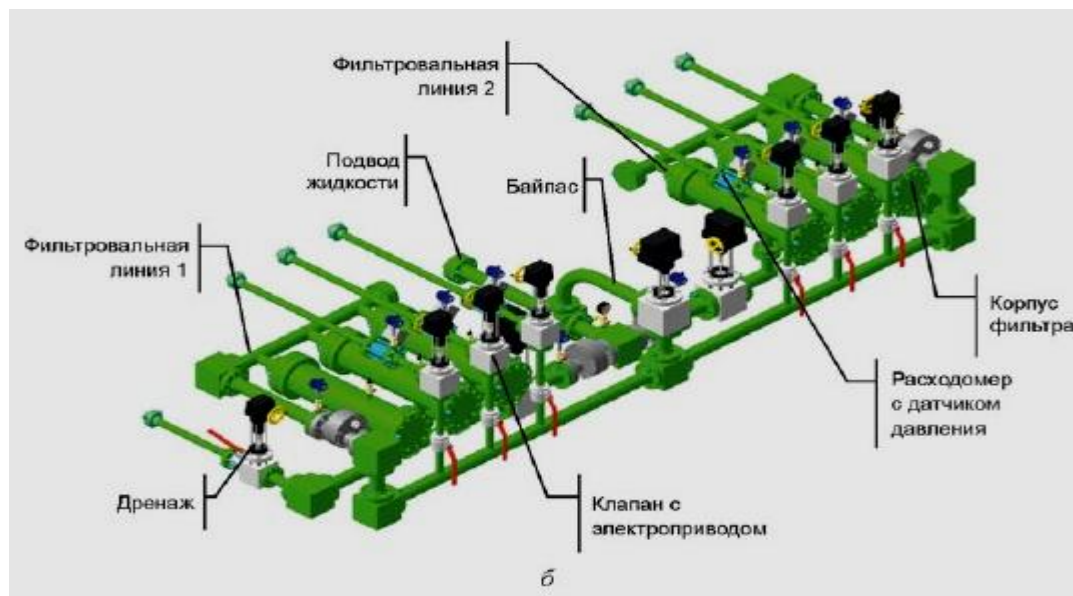


Рисунок 21– Шурфовая скважина: а – принципиальная схема; б – устьевая обвязка

Использование шурф-скважины в качестве силовой и накопительной частей позволило повысить эффективность рабочего агента, исключить технологические потери нефти, присущие традиционной схеме организации гидроструйной добычи, и в значительной степени снизить металлоемкость всей системы. Кроме этого, ЗАО "Новомет-Пермь" было разработано и поставлено новое инновационное оборудование для подготовки и закачки рабочего агента в гидроструйные скважины – блок "БРИФ" (рисунок 22). Блок не имеет на сегодняшний день аналогов на российском и зарубежном рынках нефтепромыслового оборудования. Блок БРИФ-1-100-20-700-1-6-1-1 осуществляет фильтрацию рабочей жидкости с тонкостью очистки 100 мкм и ее распределение на 6 отводов (5 скважин и 1 байпасный отвод), рассчитан на рабочее давление 20 МПа, предельный суммарный расход жидкости 700 м³/сут, имеет 1 каскад очистки с двумя поочередно работающими фильтровальными линиями функции регенерации.





б

Рисунок 22– БРИФ-1-100-20-700-1-6-1-1 на Талинской площади: а – 3D модель БРИФ, б – 3D модель фильтровальных линий; в – внешний вид БРИФ

В 2012 г. на Талинской площади ОАО "РН-Няганьнефтегаз" реализован пилотный проект по организации собственной гидроструйной эксплуатации скважин. В эксплуатацию гидроструйным способом введено 5 скважин малodeбитного и бездействующего фонда (таблица 6). Характеристика

гидроструйных скважин указывает на их работу в режиме, близком к оптимальному (рисунок 23), но требующем увеличения давления закачки.

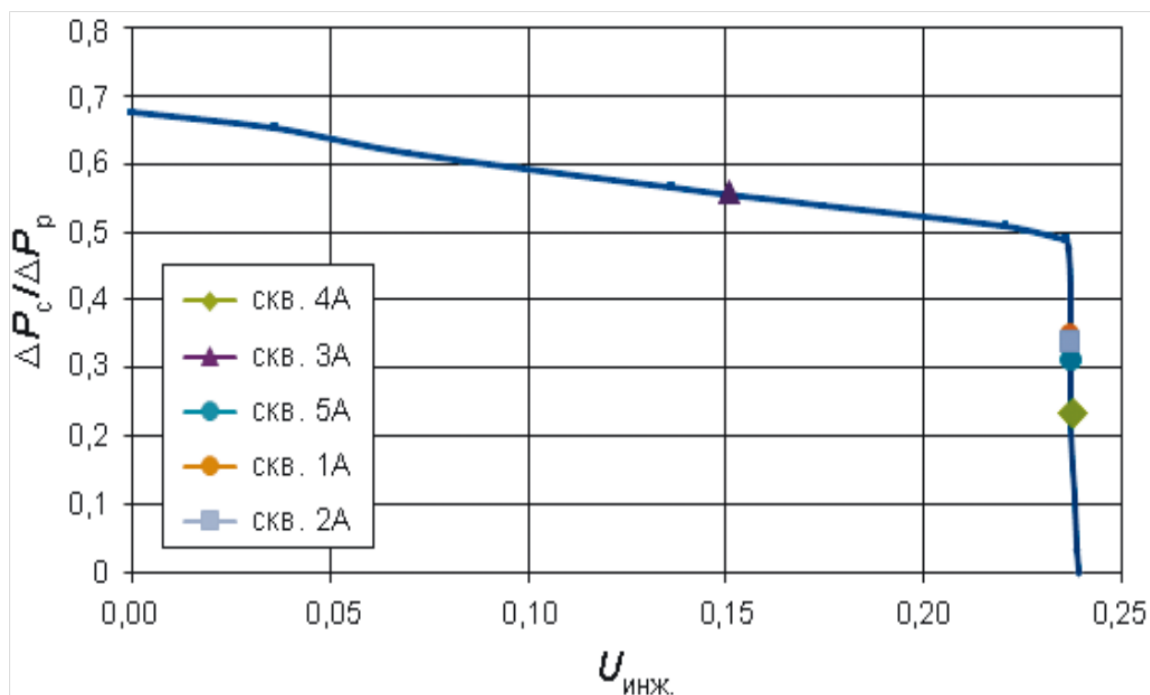


Рисунок 23– Характеристика гидроструйных насосов при откачке жидкости скважин Талинской площади

Успешная реализация проекта позволила сократить операционные расходы на 25 млн р. в год с получением дополнительного прироста добычи нефти за счет оптимизации работы гидроструйных скважин. Все это указывает на то, что необходимо развивать гидроструйный способ добычи с целью повышения эффективности малодобитного, осложненного и бездействующего фонда.

Таблица 6 –Перевод скважин на гидроструйный способ эксплуатации

Скважина	До перевода на ГСЭ			После перевода на ГСЭ			
	СЭ	Интервал перфорации, м	Дебит жидкости, м ³ /сут	Глубина спуска струйного насоса, м	Динамический уровень, м	Расход рабочей жидкости, м ³ /сут	Дебит жидкости, м ³ /сут
1А	ЭЦН	2760...2768	10	2290	613	95	13
2А	б/д	2712...2718 2722...2729		2300	1219	77	18
3А	ШГН	2722...2729 2667...2678	5	2314	1330	76	19
4А	ШГН	2710...2714 2716...2723	3	2310	1710	76	15
5А	ШГН	2768...2773 2777...2781 2783...2787	3	2294	1650	79	16

Давление нагнетания рабочей жидкости составляет 160 МПа

3.5 Подбор оборудования для совершенствования системы добычи нефти

(на примере одной из скважин Талинского месторождения)[6]

Для реализации задач повышения энергоэффективности добычи нефти с помощью гидроструйного способа эксплуатации скважин в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина были разработаны методика и программа подбора и анализа оборудования для совершенствования системы добычи нефти и достижения наивысшего КПД при гидроструйном способе эксплуатации скважин применительно к Талинскому месторождению.

Струйный насос обладает наибольшей эффективностью при работе с коэффициентом инжекции U (отношением расхода откачиваемой насосом продукции к расходу рабочей жидкости), равным 1.

Осуществляя цикл последовательных повторений по коэффициенту инжекции в сторону его уменьшения, согласно методике проводится поиск верхней границы рабочей области, в которой существуют режимы работы струйного насоса, удовлетворяющие заданным условиям и ограничениям.

Исходные данные для подбора струйного насоса

Исходные данные о планируемом технологическом режиме

Дебит скважины, м³/сут 15

Давление, МПа:

на забое скважины 12,0

в выкидной линии скважины 1,40

в затрубном пространстве скважины 1,43

максимальное давление закачки 16,3

насыщения при температуре пласта 15,0

Конструкция скважины

Диаметр, мм:

внутренний ЭК	146
внутренний внешней колонны НКТ	76
внешний внутренней колонны НКТ	48
внутренний внутренней колонны НКТ	40
Расстояние по вертикали от устья скважины до верхних отверстий фильтра ЭК, мм	2664

Физико-химические свойства

Плотность, кг/м³:

нефти при СУ	815
воды при СУ	1014
попутного газа при СУ	1,228

Вязкость, мПа·с:

нефти при СУ	4
воды при СУ	1

Объемная обводненность продукции при СУ, %

Газосодержание (газонасыщенность), м³/м³

Исходные данные о ГСН

Глубина спуска СН по вертикали, м

Объемная обводненность рабочей жидкости, %

При объеме закачки рабочей жидкости 40,75 м³/сут и давлении закачки (на выходе из технологического блока) 11,41 МПа, как показывают расчеты, КПД струйного насоса составит 28,5 %. Данный расчет указывает на то, что невозможно вести максимально эффективную добычу. Проведение цикла повторений позволило определить, что решения для заданных условий

существуют при коэффициенте инжекции $[0; 0,57]$, при этом наиболее энергоэффективным является режим, соответствующий верхней границе диапазона (рисунок 24).

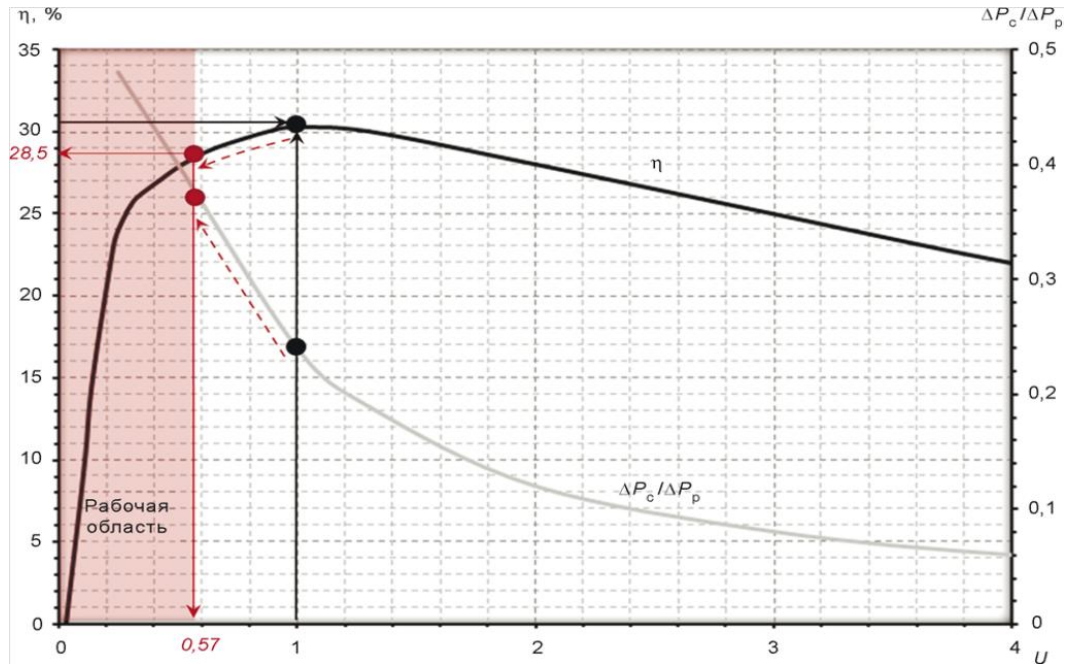


Рисунок 24 – Зависимость $\Delta P_c / \Delta P_p$ и η от коэффициента инжекции струйного насоса:

Обозначения: ● – режим, соответствующий максимальному КПД;

● – искомый режим;

----- – направления цикла итераций по коэффициенту инжекции и безразмерному перепаду давлений;

$\Delta P_c / \Delta P_p$ – безразмерный перепад давлений, характеризующий напорность струйного насоса;

$$\Delta P_c = P_c - P_{пр.};$$

$$\Delta P_p = P_p - P_{пр.},$$

где P_c – давление на выходе из струйного насоса;

$P_{пр}$ – давление в приемной камере струйного насоса;

P_p – давление перед соплом струйного насоса;

η – КПД струйного насоса, %;

U – коэффициент инжекции

Результаты подбора струйного насоса

Объем закачки, м ³ /сут	40,75
Давление закачки, МПа	11,41
Диаметр сопла, мм	1,7
Диаметр камеры смешения, мм	2,7
Давление, МПа:	
перед рабочим соплом СН	34,32
в приемной камере СН	9,46
на выходе из СН	18,5
Достижимый относительный перепад	0,364
Коэффициент инжекции	0,57
Кавитационный коэффициент инжекции	0,57
КПД, %	28,5

Основным направлением поиска решения является нахождение энергоэффективного режима в заданных условиях. Завершающий этап методики подбора оборудования - расчет режима работы силовой части и определение требуемых характеристик насоса шурфовой скважины (подача, напор и полезная мощность) для осуществления гидроструйной эксплуатации куста скважин. В качестве исходных данных для расчета используется информация об имеющихся гидроструйных скважинах, необходимом для их работы расходе и напоре рабочей жидкости, о системе сбора и распределения, характеристики технологического блока и конструкция шурфовой скважины. Разработанная методика дает возможность спроектировать новую систему или

модернизировать существующую. На основе данной методики была создана компьютерная программа по подбору оборудования применительно к Талинскому месторождению. Проектируя новую систему, необходимо задавать определенный набор исходных данных и существующих ограничений в условиях действующей инфраструктуры (ограничения по давлению закачки). Каждому ограничению программа предлагает вариант, обладающий тем или иным показателем эффективности.

В рассмотренном примере достигнут КПД, который составляет 94,2 % от максимально возможного. Важнейшей задачей является достижение наилучшего баланса между затратами энергии силовой частью и эффективностью работы струйной техники. Данная задача решается путем совместного использования программы подбора струйного насоса и ее модуля по расчету режима работы силовой части.

Методика и программа позволяют осуществить подбор наиболее энергоэффективного оборудования для гидроструйной эксплуатации куста скважин, включая силовую часть, и оценить энергоэффективность работы всей системы. Выявленные многочисленные проблемы с достоверностью показаний системы замера, не позволяющие однозначно определять режим работы оборудования для гидроструйной эксплуатации скважин, создали предпосылки для разработки методики анализа работы оборудования. Данная методика обеспечила возможность расчетным путем получать замеренные с большой погрешностью значения и определять фактический режим работы струйного насоса и силовой части. Также на основе методики разработана программа анализа оборудования для оптимизации системы добычи нефти и достижения наивысшего КПД при гидроструйном способе эксплуатации скважин применительно к Талинскому месторождению.

При анализе работающей системы используется фактический режим работы скважины, определяется режим работы струйного насоса на заданной глубине установки. Затем фактический режим наносится на теоретическую характеристику струйного насоса и определяется КПД аппарата при его работе

на данном режиме. Недостоверность показаний системы замера не всегда позволяет осуществить качественный анализ и получить результаты. При помощи программы можно оценить источник ошибки и вывести предупреждающее сообщение, что позволяет провести полный анализ скважины и сравнить расчетные показатели работы системы с альтернативными вариантами. Альтернативный вариант рассчитывается с помощью методики подбора.

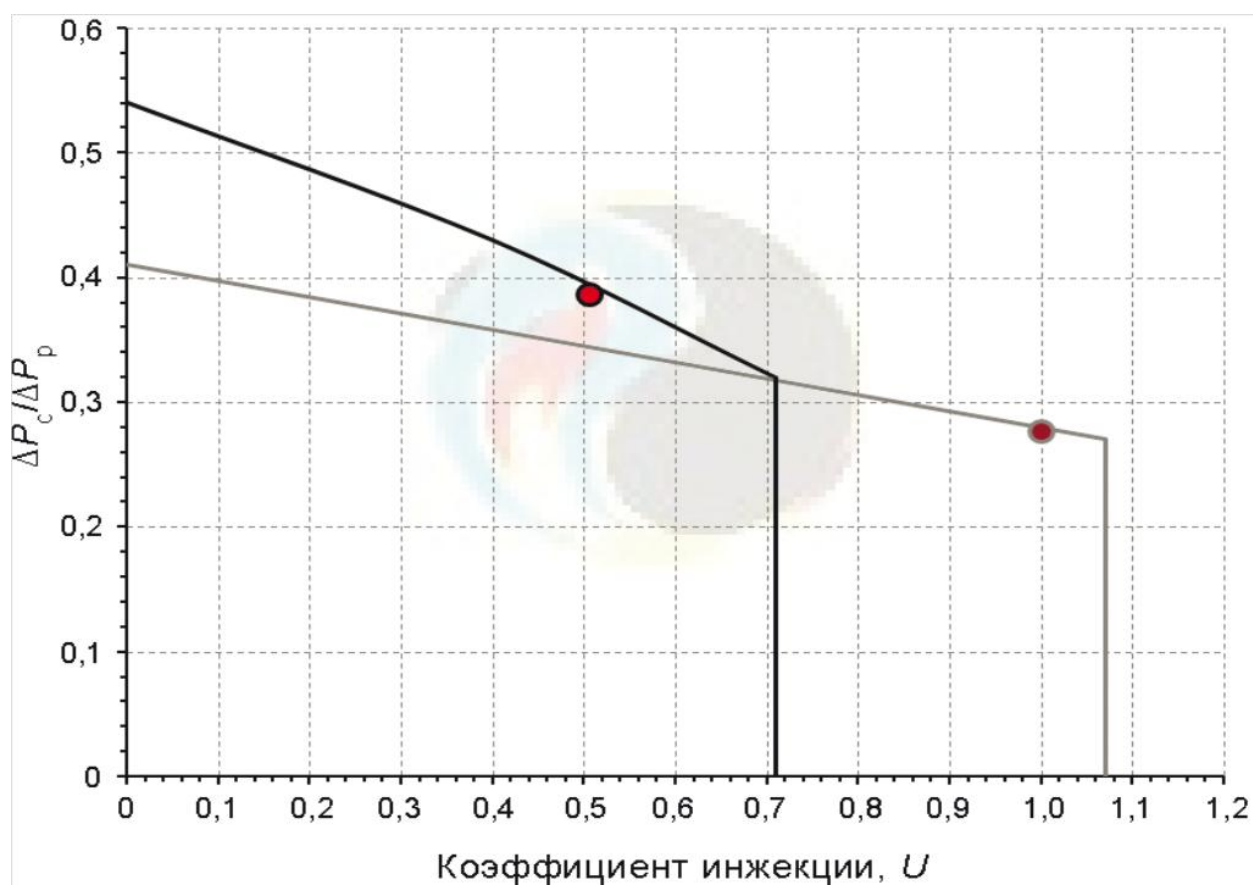


Рисунок 25—Пример расчета альтернативного варианта

Обозначения:

- — фактическая характеристика работы СН ($d_c = 2,3$ мм; $d_{kc} = 3,5$ мм);
- — характеристика работы СН для альтернативного варианта ($d_c = 1,5$ мм; $d_{kc} = 2,7$ мм);
- — фактический режим работы СН;
- — режим работы СН для альтернативного варианта

На рисунке 25 представлен пример расчета альтернативного варианта для одной из скважин Талинского месторождения. В данном примере дебит скважины составляет 30,5 м³/сут. Альтернативный вариант позволяет увеличить КПД с 24,2 до 30,3 %. При этом объем закачки сокращается более чем в 2 раза – с 68,3 до 30,6 м³/сут, а давление закачки уменьшается с 16,3 до 12,1 МПа. Такое изменение режима работы силовой части приводит к сокращению потребляемой мощности более чем в 3 раза. Из вышеизложенного можно сделать выводы о том, что данные программы подбора и анализа оборудования для совершенствования системы добычи нефти и достижения наивысшего КПД при гидроструйном способе эксплуатации скважин применительно к Талинскому месторождению позволяют:

- осуществлять подбор наиболее энергоэффективного оборудования;
- усовершенствовать существующую систему гидроструйной эксплуатации;
- проводить анализ работы скважин, оборудованных гидроструйными насосами;
- анализировать источник ошибки при замерах технологических параметров на кусте скважин, оборудованных гидроструйными насосами;
- оценивать энергоэффективность работы существующего оборудования для гидроструйной эксплуатации и проводить поиск альтернативного варианта, позволяющего сократить энергопотребление.

Программы приняты к внедрению на Талинском месторождении в 2013 г.

3.6 Преимущества и недостатки установки гидроструйных насосов

Установки гидроструйных насосов по сравнению с другими способами эксплуатации имеют значительные преимущества:

- простая конструкция и компактность оборудования (позволяет вести длительную эксплуатацию без подъема подземного оборудования, а это в

свою очередь предотвращает снижение коэффициента продуктивности ПЗП);

- отсутствие кабеля, насосных штанг, движущихся частей;
- большой межремонтный период работ, высокая надежность (безремонтный период эксплуатации сокращает затраты на подземные ремонты, сокращает простой до минимума, что позволяет получить дополнительную абсолютную добычу);
- простое регулирование отбора продукции скважины;
- не требуется подземный ремонт при замене насоса
- реагенты можно подавать в скважину вместе с рабочей жидкостью;
- без подъема скважинного оборудования осуществлять доступ на забой
- можно создавать депрессии на пласт, которые требуются;
- в скважине можно проводить гидродинамические исследования
- имеется возможность изменять режим работы скважины в скважине, за счет применения различных насадок и камер смешения в струйных насосах;
- возможно, эксплуатировать с любым профилем наклонно-направленной скважины;
- производить добычу нефти из скважин, дебит которых менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$.
- при дебитах до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ на подъем жидкости минимальные затраты
- производить добычу нефти в осложненных условиях (нестабильный приток жидкости из пласта, высокий газовый фактор, высокая температура, , высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, низкая проницаемость коллектора, высокое содержание песка, большая кривизна скважины)

Средний показатель наработки на отказ гидроструйной насосной установки превышает аналогичный показатель УЭЦН в три раза.

Есть и отрицательные стороны при применении гидроструйных насосов:

- низкий КПД (не более 30%), однако он соизмерим с КПД УЭЦН и УСШН при добыче скважинной продукции с малыми дебитами (до 20 м³/сут.);
- цена оборудования высокая (в 2,2 раза дороже, чем ШСНУ, и в 1,5, чем УЭЦН, при прочих равных условиях);
- для обслуживания требуются специалисты высокой квалификации

4. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Экономическая оценка эффективности применения струйных насосных установок

Главным экономическим показателем, который характеризует эффективность использования нового оборудования для добычи нефти, является чистая прибыль. Чистая прибыль – это совокупный доход предприятия, минус величина эксплуатационных затрат, включая амортизационные отчисления и общую сумму налогов, отчисляемых в государственный бюджет.

Экономический эффект рассчитывается по формуле:

$$\text{ЭТ} = P_t - Z_t,$$

где ЭТ – экономический эффект мероприятия НТП за расчетный период, руб.

P_t – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия за расчетный период, руб.

Z_t – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия за расчетный период, руб.

$$P_t = C \Delta A * 365,$$

где C – цена одной тонны нефти, руб;

ΔA – дополнительная добыча от внедрения, тонн.

$$Z_t = C * \Delta A * 365 + \Delta P,$$

где C – себестоимость одной тонны нефти, руб;

ΔA – дополнительная добыча от внедрения, тонн;

ΔP – затраты на проведение мероприятия, руб;

Срок окупаемости:

$$T = \frac{K}{\Pi},$$

где K – капитальные вложения, тыс.руб.;

Π – годовая прибыль, тыс. руб.;

Капитальные затраты на ШГН составляют 2,8 млн.р. (Автореферат Исаченко)

Капитальные затраты на УЭЦН составляют 3,5 млн.р.

Стоимость обустройства ГСН – 5,7 млн.р. на 1 скважину (Из диплома)

Стоимость обустройства традиционным способом для 5 скважин составила:

$$\text{ШГН } 2,8 * 3 = 8,4 \text{ млн.р}$$

$$\text{ЭЦН } 3,5 * 1 = 3,5 \text{ млн.р}$$

$$\text{Итого: } 11,9 \text{ млн.р}$$

Добыча жидкости при этом составила 21 м³/сут (сумма по таблице 6) или 567 т.р. на 1 м³/сут.

Затраты на обустройство ГСН составили 5,7*5= 28,5 млн.р.

Добыча жидкости 81 м³/сут или 352 т.р. на 1 м³/сут

Таким образом, удельное снижение капитальных затрат на кубометр добываемой жидкости составило 38%.

Из статьи мы знаем, что затраты на обслуживание снизились на 25 млн. р. в год. Сюда вошли подземные ремонты на замену оборудования, расходы на обслуживание фонда. Дополнительную прибыль от добычи посчитать нельзя из-за отсутствия дебита нефти.

Из выше сказанного можно сделать **вывод**: при эксплуатации скважин гидроструйными насосами капитальные затраты значительно ниже, чем при эксплуатации скважин традиционным способом, это связано с отсутствием необходимости монтажа станков-качалок, использовании скважинных насосов. Добыча нефти гидроструйными насосами дает возможность получать дополнительную добычу нефти, повышать нефтеотдачу пластов.

5. Социальная ответственность

Процесс эксплуатации скважин включает регулирование режима работы, наблюдение за работой, проведение тех или иных мероприятий по восстановлению нормальной работы скважин и оборудования, применяемого для осуществления того или иного способа.

Пути улучшения условий труда рабочих, занятых обслуживанием скважин и мероприятия по охране труда различны на каждом предприятии и зависят от конкретных местных условий, но все это осуществляется при полном соблюдении мер по охране недр и окружающей среды в соответствии с законом Российской Федерации «О недрах».

При эксплуатации скважин возникают опасные и вредные факторы, которые представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1.Повышенная запыленность и загазованность. 2.Неудовлетворительные метеорологические условия 3.Повышенный уровень шума. 4.Отсутствие или неудовлетворительное освещение.	1..Поражение электрическим током 2.Пожароопасность 3. Взрывоопасность 4. Давление в системах работающих механ измов	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3.СНиП 2.09.04.874. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 4Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Анализ опасных факторов при эксплуатации скважин

Одним из опасных факторов на месторождениях является электрический ток. Удар электрическим током опасен, кроме этого, может

привести к летальному исходу. На любом производстве особое внимание уделяется технике безопасности с электрооборудованием. При работе с электрооборудованием нужно использовать соответствующие средства защиты: использование специального инструмента, использование изолирующих рукавиц, и специальной одежды. Не допускается проведение работы во время осадков и в условиях катаклизмов.

Также к опасным факторам относится движение механизмов и движение частей оборудования. К этому пункту можно отнести спускоподъемные операции; монтаж, демонтаж, передвижение ТС по месторождению, и т.д. При проведении перечисленных работ, необходимо выполнять следующие требования к безопасности: использование защитных головных уборов, использование специальной обуви, необходима защита рук. Не допускается находиться над разгружаемым или опускаемым объектом, производить разгрузку грузов на неустойчивом грунте, а также без упоров крана или погрузчика. При проведении представленных работ требуется соблюдать регламент ТБ.

Так же существуют высотные работы. Работы на высоте в открытых местах запрещаются во время грозы, при температуре наружного воздуха ниже нормы, установленной местными органами самоуправления, при силе ветра 10-12 м/сек и более, при сильном снегопаде или тумане, при гололеде.

Работник, осуществляющий работы на высоте, должен быть обеспечен специальным инструментом, специальной одеждой и специальным оборудованием для безопасного проведения работ. При проведении вышкомонтажных работ нужно использовать страховочный пояс.

5.1 Производственная безопасность

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Отклонение показателей микроклимата на месторождениях непосредственно связано с погодными условиями: температура воздуха,

осадки, влажность климата. Микроклимат при добыче нефти на открытом воздухе должен соответствовать нормам, приведенным в документе по МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»

МР 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года»

Средства защиты или спецодежда выбирается исходя из природных или технологических факторов, воздействующих при определенных условиях на человека:

- Теплозащитная;
- От повышенных температур;
- От воздействия воды и влаги;

Защита человека от неблагоприятных воздействий микроклимата в производственных помещениях осуществляется средствами коллективной защиты и индивидуальной защиты, а также посредством организационных мероприятий.

К средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.4.011-75.ССБТ. относятся устройства: локализации вредных факторов, вентиляции, кондиционирования, отопления, автоматического контроля и сигнализации, дезодорации воздуха.

К средствам индивидуальной защиты относят: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз, дерматологические защитные средства.

Температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C, чтобы нормализовать тепловое состояние. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп. Температура устройств должна быть 35-40°C.

В помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную

одежду, чтобы нормализовать тепловое состояние организма и сохранять его как можно дольше.

Работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C . во избежание переохлаждения.

В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен "горячим" питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 мин после приема "горячей" пищи.

Работы на открытой территории при отсутствии защиты лица и органов дыхания, не должны проводиться при сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, представляющих опасность обморожения.

Превышение уровней шума и вибрации.

Превышение уровней шума и вибрации могут возникать при работе специальной техники, при работе в непосредственной близости к площадке, при проведении производственных работ при монтаже или ремонте оборудования. Уровень шума не должен превышать 80 дБ. (ГОСТ 31301-2005)

Средства и методы защиты от шума: уменьшение шума в источнике его возникновения, изменение направленности излучения, рациональная планировка оборудования, уменьшение шума на пути его распространения, использование средств защиты от шумов.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Повышенная загазованность воздуха и токсичность рабочей среды вызвана утечкой газа, применением различных химикатов на месторождении, работой тяжелой техники, работой генераторов, сжиганием газа на месторождении, большим содержанием пыли в воздухе. Нормы по загазованности окружающей среды на месторождениях приведены в нормативном документе РД 153-39-007-96. Значение ПДК на промышленных объектах составляет 10 мг/м^3 , в атмосферном воздухе населенных мест – $0,008 \text{ мг/м}^3$, в смеси с углеводородами ПДК составляет 3 мг/м^3 .

Метанол – сильный яд. Он действует на нервную и сосудистую систему. В организм человека проникает через дыхательные пути и кожу. ПДК метанола в рабочей зоне производственных помещений составляет 5 мг/м³. Природный газ считается безвредным, если он не содержит сероводород. 95% природного газа – метан, остальные – этан, пропан и др. ПДК для углеводородов C1 и C10 составляет 300 мг/м³. Конденсат – легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³. Средствами защиты являются респираторы, противогазы, средства защиты глаз и лица, пылезащитная одежда.

Повышенный уровень электромагнитных излучений.

Повышенный уровень электромагнитных излучений можно встретить вблизи ЛЭП, либо в непосредственной близости с трансформаторами. К средствам индивидуальной защиты, которые применяют для защиты от электромагнитных излучений, относят: радиозащитные костюмы, комбинезоны, фартуки, очки, маски.

Освещенность

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения. Нормы освещенности приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IV _B	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIII _A	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10
м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIII _A	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10

Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2

5.2. Экологическая безопасность

Воздействия на гидросферу при добыче нефти.

На различных нефтяных месторождениях качество промышленных сточных вод имеет разнообразный характер, изменяется в широких пределах. Оно зависит от геологических свойств месторождения нефти, времени его разработки, технической оснащенности и метода очистки стоков на очистных сооружениях.

85% сточных вод нефтепромыслов составляют пластовые (добываемые с нефтью) воды. Количество пластовой воды зависит от обводненности нефти в продуктивном пласте. На старых нефтепромыслах обводненность нефти может достигать 70—80% и более.

Ливневые воды составляют от 2 до 10% сточных вод нефтепромыслов. Сточные воды состоят из пресных технических и дождевых вод. Эти воды загрязнены нефтепродуктами и механическими примесями, содержание

которых изменяется соответственно от 100 до 2000 мг/л и от 100 до 5000 мг/л.

Сточные воды просачиваются в верхние пресноводные горизонты по затрубному пространству обсадных колонн, когда их закачивают в нефтяные пласты под высоким давлением. Это происходит из-за просадки цемента или из-за некачественного цементаци. Данная проблема может привести в полную негодность для употребления в хозяйственно — бытовых и питьевых целях ближайшие водоемы и питьевые колодцы.

Для ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов применяют следующие методы: механические, физико-химические, химические, биологические.

Меры по предотвращению загрязнения - использование пластиковых труб. Срок службы их гораздо дольше, чем стальных. Своевременное проведение обслуживания, ремонта или замены оборудования, использование нового оборудования для добычи или транспортировки нефти.

Воздействия на атмосферу при добыче нефти.

Нефтяной газ, который ежегодно сжигается в факелах в объеме десятков миллиардов кубических метров. вносит существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна.

Миграционная активность газообразных веществ очень высока. Максимальный ореол рассеяния (до 15 км) характерен для углеводородов, аммиака и оксидов углерода; сероводород мигрирует на расстоянии 5-10 км, а оксиды азота и сернистый ангидрид отмечаются в пределах 1-3 км от очага загрязнения. При сжигании газа, кроме химического воздействия, происходит и тепловое загрязнение атмосферы. На расстоянии до 4 км от факела наблюдаются признаки угнетения растительности, а в радиусе 50-100 м — нарушение фонового растительного покрова.

Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности – это борьбы с потерями нефти, поэтому системе сбора нефти уделяется большое внимание. Проектируются герметизированные системы сбора нефти, антикоррозионные

наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются незамерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами. Сокращается сжигание нефтяного газа в факелах, с целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке месторождений должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы
- техногенного характера: пожар, разливы нефти, отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы. Резкое сокращение потоков сырья через печи, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;
- повышение давления на выходе насосов;
- отказ регуляторов на печах,
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов,
- пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;

- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- низкая производственная дисциплина;
- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, при выполнении погрузочно – разгрузочных работ;
- несоблюдение мер безопасности при работе с диэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

Причины аварий при механизированном способе добычи нефти.

Наибольшее число аварий происходит при механизированном способе добычи нефти. В процессе эксплуатации скважин насосным способом подъемные трубы систематически подвергаются воздействиям коррозии, вследствие чего толщина стенки труб со временем уменьшается. Бывают случаи, когда происходят обрыв и падение колонны изношенных труб в процессе работы насосной установки, когда сильно изнашивается узел соединения колонны подъемных труб с планшайбой.

Основные факторы возникновения аварийных или чрезвычайных ситуаций при эксплуатации насосов и пути предотвращения аварий.

- Повышенная вязкость жидкости. Для устранения применяют закачку химических реагентов.
- Влияние свободного газа на работу насоса.
- Вынос механических примесей. Применяют фильтра.
- Для предупреждения отложения солей, коррозии. Применяют ингибиторы.

При сборе и подготовке нефти происходит отложение солей. В зависимости от солевого состава пластовых вод и интенсивности солеотложения применяют различные ингибиторы, химические добавки, полученные на основе фосфорорганических соединений. Ингибиторы вводят в поток в дозах. Они удерживают в растворе ионы кальция, предотвращают его отложения.

Плотные осадки удаляют растворами гидроокисей.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

На любом нефтегазовом месторождении можно столкнуться с проблемой открытого фонтанирования нефтесодержащей жидкости и газа. Более опасными, с точки зрения ликвидации фонтана и безопасного ведения работ являются:

- фонтаны из нефтяной залежи с высоким показателем газового фактора, потому что большое содержание газа в нефти увеличивает скорость развития газонефтеводопроявления, повышает вероятность возникновения пожара при фонтанировании, увеличивает риск токсичного воздействия на людей и окружающую среду;
- фонтаны из газоконденсатной залежи по сравнению с нефтяными фонтанами по вышеупомянутым причинам;
- фонтаны из залежи с первичной и вторичной газовыми шапками, потому что они начинаются как нефтяные, а затем достаточно быстро развиваются в газовый фонтан со всеми присущими ему особенностями;
- фонтаны из газовой залежи по сравнению со всеми остальными по всем вышеупомянутым причинам.

При возникновении аварии на кусту нужно:

- сообщать о случившемся руководителю предприятия (организации) и вызвать на скважину военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь;
- перекрыть по возможности запорными арматурами выкидные линии;
- отключить электроэнергию от АГЗУ, ВРБ, СУ, БРХ и т.д.;
- отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках (при быстрой загазованности территории вокруг скважины отключать электроэнергию следует за взрывоопасной –

загазованной – зоной);

- принять необходимые меры к отключению всех соседних производственных объектов, которые могут оказаться в опасной зоне;
- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- обозначить опасную зону флажками либо сигнальной лентой, запретить всякое движение на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставить запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны;
- при необходимости принять меры к недопущению растекания нефтесодержащей жидкости.

При воспламенении НСЖ, в первую очередь нужно сообщить о ЧС на пульт управления. В случае воспламенения газа из газопровода высокого давления, для снижения давления газа сначала перекрывают задвижки по обе стороны поврежденного участка. После этого приступают к тушению пожара.

Тушение пламени горящего оборудования и установок, находящихся под напряжением электрического тока

При тушении горящего оборудования, находящегося под напряжением, возникает опасность поражения человека электрическим током. Электрическая сеть должна быть выключена. Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений. В таблице 9 приведена классификация по категориям взрывопожарной опасности. Особенности тушения некоторых видов пожаров основаны на различных принципах прекращения горения: разбавлении реагирующих веществ в зоне горения другими веществами, изоляции реагирующих веществ от зоны горения, химическим торможением реакции, тушение жидкостей.

Первичным средствами пожаротушения являются: огнетушители, сухой песок, кошма, ведра, лопаты, багры. В зависимости от условий тушения, созданы различные типы огнетушителей, которые подразделяются по виду огнетушащего вещества и способу его тушения – порошковые и

углекислотные. Огнетушители порошковые: ОП-2, ОП-3, ОП-5, ОП-10, ОП-50
 Огнетушители углекислотные (С O₂). О У-2, О У-5, ОУ-8, О У-10, ОУ-253
 предназначены для первичного тушения загорания тлеющих материалов,
 горючих жидкостей, газов и электроустановок, находящихся под напряжением
 до 1000В, Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных
 местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и
 непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Таблица 9 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

*Примечание:

- Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
- Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
- Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
- Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
- Зона 5 – частичное разрушение остекления

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работы должны выполняться в строгом соответствии с:

- Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности - № ПБ 08-624-03, введенные в действие постановлением Госгортехнадзора № 56 от 05.06.2003года;
- Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) – утверждено Министерством энергетики Российской Федерации приказом № 204 от 8 июля 2002 года, дата введения 01.01.2003 года
- Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей– утверждено приказом Министерства энергетики Российской федерации приказом № 6 от 13.01.2003 года, введено в действие с 01.07.2003 года
- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей – ПОТ Р М-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00, утверждены постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 05.01.2001г № 3 и приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 27.12.2000года № 163., введено в действие 01.07.2001 года

Требования безопасности при эксплуатации скважин струйными насосами

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах, Правилами техники безопасности и требованиями инструкций. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013№101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил:

- Эксплуатационная колонна перед спуском пакера должна быть

прошаблонирована, при необходимости прорайбирована, промыта до забоя и спрессована.

- Извлечение насоса и другого оборудования должно производиться с применением специального лубрикатора, имеющегося в комплекте установки.
- Монтаж и демонтаж лубрикатора необходимо производить с использованием мачты при закрытой центральной задвижке с соблюдением инструкции на проведение работ данного вида.
- Каждая нагнетательная линия должна быть оборудована манометром и регулятором расхода рабочей жидкости.
- Силовые насосы должны быть оборудованы электроконтактными и показывающими манометрами, а также предохранительными клапанами. Отвод от предохранительного клапана силового насоса должен быть соединен с приемом насоса.
- Силовая установка запускается в работу после проверки исправности системы автоматики при открытых запорных устройствах на линиях всасывания, нагнетания и перепуска рабочей жидкости силового насоса. Давление в напорной системе создается после установления нормального режима работы наземного оборудования.
- При остановке силового насоса давление в нагнетательном трубопроводе должно быть снижено до атмосферного.

Отказы, неполадки оборудования и систем, нарушения технологического регламента, другие инциденты регистрируются предприятием в соответствии с требованиями Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"

Заключение

Выпускная квалификационная работа посвящена перспективам развития гидроструйного способа добычи нефти в осложненных условиях.

В работе дана характеристика технологического процесса нефтедобычи, отмечены факторы, осложняющие процесс насосной эксплуатации скважин. Также дается краткий анализ добычи нефти механизированным способом. Далее рассматривается история развития и практического применения струйных насосов при освоении и эксплуатации скважин.

Рассматривается добыча нефти беспакерными установками гидроструйных насосов с двухрядным лифтом. На примере Красноленинского месторождения дается сравнительный анализ энергетических характеристик УЭЦН и гидроструйного насоса, описывается порядок подбора оборудования для совершенствования системы добычи нефти при гидроструйном способе эксплуатации, дается методика расчета гидроструйного насоса. В работе указаны преимущества и недостатки гидроструйных насосов.

Эффективность механизированной добычи нефти низкодебитного фонда – одна из проблем, которая остро стоит перед всеми отечественными нефтяными компаниями. Разработка и промышленное производство оборудования для освоения и добычи нефти гидроструйными насосами даст возможность получать дополнительную добычу нефти, повышать нефтеотдачу пластов, а это в свою очередь даст необходимый экономический эффект.

Список использованных источников

1. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях./Арбузов В.Н., Курганова Е.В./Томск. Изд-во ТПУ,2015,С.31-36
2. Гидроструйная эксплуатация скважин с применением блока распределения, измерения и фильтрации «Бриф»./Балабанов А.П., Попов М.С.,Морозов Д.В./ Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.-2013.- №6,С.4-14
3. Освоение, исследование и эксплуатация бездействующего и малодобитного фонда скважин./Вербицкий В.С., Игревский Л.В., Деньгаев А.В./ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Науч. труды. Изд-во НИПИНефтегаз ГНКАР,2012. – № 3. – С. 54–58
4. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях./Дроздов А.Н./ Учебное пособие для вузов.- М.Макс пресс,2008.616с
5. Применение установок погружных гидроструйных насосов с двухрядным лифтом для эксплуатации осложненных скважин./Дроздов А.Н., Териков В.А./ Нефтяное хозяйство.-2009.-№6.-С.68-72
6. Подбор и анализ характеристик оборудования для оптимизации системы добычи нефти при гидроструйном способе эксплуатации скважин./Дроздов А.Н.,Алексеев Я.Л.,Балабанов А.П./ - Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.-2013.-№6,С. 15-19
7. Скважинные насосные установки для добычи нефти /Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С/-М.Изд-во «Нефтьи газ» РГУ нефти и газа им.И,М,Губкина,2002,С.10-11
8. Применение многоступенчатых центробежных насосов в качестве силовых в гидропоршневых насосных установках./Казак А.А./– Нефтяное хозяйство, 1983, № 4, С. 79–80.
9. Основы нефтегазового дела. /Крец В,Г., Шадрина А.В./– Учебное пособие для вузов.Томск. - Изд-во ТПУ.-2010.С.12
10. Гидроструйные насосы и установки /Лямаев Б.Ф. / Л.-Машиностроение. Ленингр.отд-ние,1988,С.9-89

11. Струйные насосы для добычи нефти. /Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., В.П. Марьенко В.П./.- М. Изд-во Нефть и газ, 1996.- 150с
12. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении. /Орлов Д.Г.,Териков В.А.,Дроздов А.Н. и др./ –Нефтепромысловое дело. 2003,№11,С.20-24 13.
13. Добыча нефти в осложненных условиях /Персиянцев М.Н./ ООО Недра-Бизнесцентр.-2000.-С.11,С 42-47
14. Расчет струйных насосов к установкам для нефтяных скважин./Помазкова З.С./.- М: ЦБТИ, 1961.- 66 с.
15. Журнал "Территория "Нефтегаз" № 4, 2010 г.–С.30-32
16. Газета НГ–«Энергия»,май 2014
17. [.http://standartgost.ru](http://standartgost.ru)
18. [16.http://minenergo.gov.ru](http://minenergo.gov.ru)

