

Насыров А.М., Насыров В.А.

**Совершенствование
эксплуатации скважин,
оборудованных УЭЦН,
в осложненных условиях.**

г. Ижевск, 2010г.

УДК 622.276
ББК 33.36
Н 32

Насыров А. М.

Н 32 Совершенствование эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях / Насыров А. М., Насыров В. А. – Ижевск : РА «Парацельс», 2011. - с. 240

ISBN 978-5-902931-07-2

Аннотация

В данном учебно-практическом (образовательном) пособии изложены теоретические основы возникновения, закономерности и характер проявления осложнений при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, а также предложены апробированные на промышленной практике эффективные методы устранения осложнений. Рассмотрены и даны рекомендации по адаптации стандартного нефтяного оборудования к работе в осложненных условиях. Применение на производстве данных рекомендаций позволяет значительно повысить межремонтный период (МРП) работы скважин.

Пособие предназначено для инженерно-технических работников нефтепромыслов, а также для студентов нефтяных специальностей.

УДК 622.276
ББК 33.36

© Насыров А. М., 2011
© Насыров В. А., 2011
© РА «Парацельс», 2011

Оглавление

Введение	6
Глава 1. Предупреждение отказов УЭЦН и трубопроводов из-за асфальтосмолистых и парафиновых отложений с помощью органических растворителей	8
1.1. Нефть и ее компонентный состав	9
1.2. Состав и свойства асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) ...	9
1.3. Термобарические условия образования АСПО в скважинном оборудовании УЭЦН и в выкидных линиях	13
1.4. Некоторые закономерности интенсивности образования отложений асфальтосмолистых парафиновых веществ	18
1.5. Применение растворителей АСПО для ликвидации осложнений в скважинном оборудовании УЭЦН и в трубопроводах	25
1.6. Практическое применение растворителей на промыслах	29
Глава 2. Метод депарафинизации колонны НКТ в скважинах с УЭЦН и устройство для их промывки при подземном ремонте	34
Глава 3. Разработка требований по допустимой кривизне ствола скважины в рабочей зоне установки насоса	40
Глава 4. Профилактическая работа, применяемая на нефтепромыслах, по недопущению аварийности УЭЦН	48
Глава 5. Предупреждение отложений неорганических солей на скважинном оборудовании	54
5.1. Физико-химический состав отложений неорганических солей на скважинном оборудовании. Причина и интенсивность образования отложений неорганических солей на скважинном оборудовании.	54
5.2. Состав отложений неорганических солей на скважинном оборудовании на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»	55
5.3. Образование солеотложений в процессе добычи жидкости	59
5.4. Рекомендации по предотвращению отложений неорганических солей	61
5.5. Требования к ингибиторам солеотложений	64
5.6. Способы применения ингибиторов солеотложений	65
5.7. Закачка ингибиторов солеотложений в пласт	67
5.8. Контроль технологии	69
5.9. Требования промышленной безопасности и охрана окружающей среды	71

Глава 6. Оптимизация и развитие методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования при различных способах эксплуатации	75
6.1. Текущее состояние уровня интенсивности коррозии оборудования и причины интенсивной коррозии	75
6.2. Предложения по совершенствованию и развитию методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования	87
6.3. Предложения по совершенствованию методов управления коррозией нефтепромыслового оборудования	94
6.4. Предложения по совершенствованию и оптимизации методов борьбы с коррозией по способам эксплуатации скважин	107
Глава 7. Снижение отказов глубинных насосов по причине засорения мехпримесями, занесенными при ТКРС и технологических операциях	110
7.1. Анализ уровня актуальности снижения отказов скважинных насосов из-за наличия мехпримесей в добываемой жидкости	110
7.2. Разработка рекомендаций по снижению отказов скважин по причине засорения рабочих органов насосов	127
Глава 8. Совершенствование устьевого оборудования и устьевой обвязки скважин	145
8.1. Анализ соблюдения технологических требований добычи нефти и действующих правил безопасности при эксплуатации устьевого оборудования скважин различными способами эксплуатации	145
8.2. Разработка предложений по совершенствованию устьевого оборудования и обвязки устья скважин при различных способах эксплуатации скважин	165
Глава 9. Методы уточнения содержания воды в продукции высокообводненных скважин	193
9.1. Группы скважин по уровню обводненности продукции	193
9.2. Причины высокой погрешности при измерении обводненности продукции скважин	194
9.3. Предложения по снижению погрешности при измерении обводненности продукции скважин	195
9.4. Большеобъемная проба продукции скважин	195
9.5. Выводы	196
Глава 10. Адаптация скважинного оборудования УЭЦН для добычи высоковязких нефтей	199
Использованная литература	206
Приложения к книге	209

Введение.

К осложняющим работу нефтяных скважин факторам в промысловой практике принято относить следующие:

- отложения асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ);
- отложения неорганических солей;
- образование высоковязких эмульсий;
- коррозия скважинного оборудования;
- влияние мехпримесей на работу насосного оборудования;
- работа скважинного оборудования в наклонно-направленных и искривленных скважинах.

Уровень интенсивности и негативности каждого из факторов проявляется по-разному не только в зависимости от месторождения, но и в каждой скважине в пределах одного месторождения или залежи нефти. Исходя из этого индивидуально или по группам идентичных скважин подбираются методы и способы борьбы с негативными проявлениями осложняющих факторов на работу скважин.

Несмотря на имеющиеся существенные в применяемых методах борьбы с осложняющими факторами различия имеются также общие закономерности в методах и способах борьбы для отдельных месторождений или для группы скважин в пределах одного месторождения. В данной работе также обобщен опыт снижения негативных факторов на работу скважинного оборудования из-за проявления вышеуказанных осложнений.

Технологическая и экономическая эффективности применения того или иного метода предупреждения и ликвидации осложнений во многом зависят от грамотного проведения технологических операций и адаптации скважинного оборудования к работе в осложненных условиях. Данное пособие

содержит необходимую краткую информацию в теоретическом плане и рекомендации по практическому применению методов и способов борьбы с осложнениями. Авторы надеются, что пособие будет полезным для промысловых работников, занимающихся предупреждением и ликвидацией осложнений, а также для студентов учебных заведений нефтяного профиля.

Промысловые данные и инструктивно-регламентирующий материал приведены, в основном, по месторождениям ОАО «Удмуртнефть».

Глава 1. Предупреждение отказов УЭЦН и трубопроводов из-за асфальтосмолистых парафиновых отложений с помощью органических растворителей.

Как известно, существует множество методов и способов борьбы с отложениями АСПВ. Применение большинства этих методов сопровождается определенным риском осложнений, например, возможностью образования парафиновых пробок в трубопроводах, выходом из строя скважинного оборудования и т.д.

Применение растворителей АСПО - единственный метод, который практически не вызывает осложнений. Например, растворители применяют как буферную профилактическую жидкость в случае запуска торпеды в трубопровод с опозданием от графика во избежание образования пробки АСПО. Растворители АСПО в настоящее время - единственное эффективное средство для периодической очистки приемной сетки и рабочих органов УЭЦН.

Применение растворителей в комплексе с СКО значительно повышает эффективность кислотных обработок в случае подбора соответствующего растворителя.

Свойства нефтей и АСПО в пределах даже одного месторождения меняются в широких пределах. Поэтому при разработке растворителей и ингибиторов АСПО производитель растворителей использует десятки образцов АСПО, множество проб нефти и пластовой воды в целях достижения высокой эффективности разработанных химреагентов.

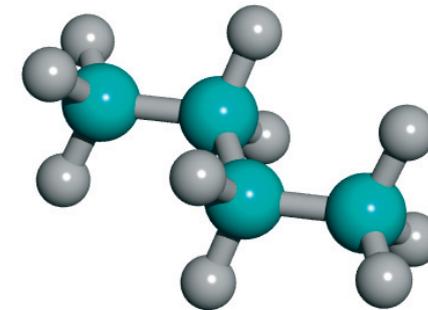
Однако технологическая и экономическая эффективности применения растворителей АСПО во многом зависят от грамотного проведения технологических операций. Данное пособие содержит необходимую краткую информацию в теоретическом плане и рекомендации по практическому применению растворителей.

1.1. Нефть и ее компонентный состав.

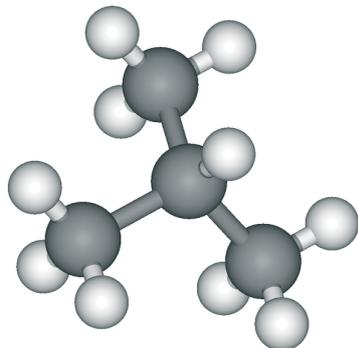
Нефть - это горючее ископаемое, состоящее из различных составляющих веществ, называемых компонентами. Основными компонентами нефти являются углеводороды: метановые, нафтеновые, ароматические. Кроме того, в нефти содержатся азот и его соединения, сера и ее соединения (сероводород, меркаптаны, сульфиды), пластовая вода с растворенными в ней солями, некоторые другие газы. В нефти обнаружено более 20 элементов - металлов: железо, медь, ванадий, алюминий и другие. Практически все составляющие находятся в нефти в пластовых условиях в виде истинных растворов.

Углеводороды подразделяют на предельные (насыщенные) и непредельные. К предельным относятся углеводороды, в которых углеродные атомы соединены с наибольшим количеством атомов водорода, т.е. до предела насыщены водородом. Предельные углеводороды в обычных условиях трудно вступают в реакцию соединения. Предельные углеводороды также называют парафиновыми, хотя только часть предельных углеводородов является парафином. Предельные углеводороды имеют молекулярную формулу C_nH_{2n+2} .

Углеводороды, имеющие одинаковую молекулярную формулу, следовательно, одинаковую молекулярную массу, но различные структурные формы и свойства, называют изомерами. Например, нормальный бутан имеет следующую структуру:



Изобутан при одинаковой молекулярной формуле с нормальным бутаном имеет немного отличающуюся структуру:



Оба соединения имеют четырехвалентные углеродные атомы, валентные связи которых полностью насыщены. Оба вещества - газы в нормальных условиях, однако нормальный бутан кипит при температуре минус 0,5 °С, а изобутан кипит при минус 11,7 °С.

Количество изомеров углеводородов быстро возрастает с увеличением углеродных атомов в молекуле углеводорода. Это относится к парафинам и церезинам, инициирующим отложения АСПВ.

Таблица 1.1 – Физические свойства нормальных алканов

Название углеводорода	Молекулярная формула		Температура плавления, °С	Температура кипения, °С	Плотность, кг/м ³	Агрегатное состояние в обычных условиях
	полная	сокращенная				
Метан	CH ₄	C ₁	-182,5	-161,6		Газ
Этан	C ₂ H ₆	C ₂	-180,5	-88,6		--/--
Пропан	C ₃ H ₈	C ₃	-167,6	-42,1		--/--
Бутан	C ₄ H ₁₀	C ₄	-138,3	-0,5		--/--
Пентан	C ₅ H ₁₂	C ₅	-129,8	36,1	626	Жидкость
Гексан	C ₆ H ₁₄	C ₆	- 95,3	68,7	660	--/--
Гептан	C ₇ H ₁₆	C ₇	- 90,6	98,5	684	--/--
Октан	C ₈ H ₁₈	C ₈	- 56,8	125,7	703	--/--
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Гептодекан	C ₁₇ H ₃₆	C ₁₇	21,9	303		Парафин
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	C ₃₆ H ₇₄	C ₃₆	76			Церезин

Как следует из таблицы 1.1, температура плавления, кипения и плотность углеводородов метанового ряда повыша-

ются по мере возрастания количества углеродных атомов в молекуле углеводорода.

Температура плавления и кипения углеводородов зависит также от внешнего давления. Так, например, при повышении давления температура плавления парафина понижается. На температуру плавления и кипения парафинов оказывают влияние и другие компоненты, содержащиеся в нефти.

Вся вышеприведенная информация в той или иной степени необходима при разработке ингибиторов АСПО и методов борьбы с АСПО.

1.2. Состав и свойства асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО).

Под словом «Парафин» промысловые работники понимают АСПО, состоящие из многих компонентов. Преобладающее количество каждого компонента в составе АСПО составляют:

Углеводороды (парафины, церезины, асфальтены, смолы).....	15-85 %
Мехпримеси	2-15 %
Вода	4-18 %
Соли (галит, кальцит, гипс и др.)	4-15 %
Сульфит железа	0-65 %

Для наглядности ниже по тексту приведены данные центральной лаборатории Ижевского нефтяного научного центра по отложениям скв. № 3870 Ельниковского и скв. № 26Г Южно-Киенгопского месторождений. Надо отметить, что в пределах одного месторождения, даже в одной скважине на разных глубинах, состав АСПО имеет значительные различия.

Основным компонентом углеводородных отложений является парафин. Молекулярная формула парафинов от C₁₇H₃₆ до C₃₅H₇₂. Молекулярная масса 300-450 а.е.м. Температу-

ра плавления парафина в стандартных условиях $-45-55^{\circ}\text{C}$. Температура насыщения нефти парафином (кристаллизации) по большинству месторождений Поволжья составляет $16-25^{\circ}\text{C}$. Плотность парафина составляет $881-905\text{ кг/м}^3$.

Интенсивность кристаллизации, величина и форма кристаллов парафина зависят от условий выделения.

Из нефти парафин выделяется в виде тонких кристаллов (ленточная структура). В скважинных условиях парафин кристаллизуется, в первую очередь, на шероховатой поверхности стенки насосно-компрессорных труб, имеющей более низкую температуру, чем масса жидкости. Интенсивность отложений АСПО зависит от многих факторов, таких как газовый фактор, скорость потока, обводненность продукции скважин, вязкость жидкости и т.д.

Более высокую молекулярную массу, чем парафины, имеют церезины.

Церезин хорошо растворяется в бензоле. Т плавления = $65 - 88^{\circ}\text{C}$. Церезины представляют собой смесь углеводоро-

дов с количеством углеродных атомов в молекуле от 36 до 55 (от C36 по C55). Их извлекают из нефтяного сырья в основном из петролатума (смесь церезина, парафина и нефтяных масел) и остатков высокопарафинистых сортов нефти, получаемых при ее переработке. В отличие от парафинов церезины имеют мелкокристаллическое строение.

Церезины энергично реагируют с дымной серной кислотой, с соляной кислотой, в то время как парафины реагируют с ними слабо. При перегонке нефти церезины концентрируются в осадке, а парафин перегоняется с дистиллятом. Церезины, которые концентрируются в остатке после перегонки мазута, представляют собою смесь циклоалканов и в меньшем количестве твердых алканов. Изоалканов в церезине сравнительно мало.

Церезины по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов. Температура плавления парафинов $45 - 55^{\circ}\text{C}$, церезинов $65 - 85^{\circ}\text{C}$. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом; температура кипения парафинов не более 550°C , церезинов - выше 600°C . Церезин — воскообразное вещество от белого до коричневого цвета. Церезины обладают большей химической активностью, чем парафины.

Асфальтены — наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при $200-300^{\circ}\text{C}$ с переходом в пластичное состояние; $\rho=1,1\text{ г/см}^3$; среднечисленная молекулярная масса $1500-5000$. Растворим в бензоле, толуоле, CHCl_3 , CCl_4 , не растворим в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20 %.

Элементный состав (%): C80—86, H7—9, O2—10, S0,5—9, N2; в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01—0,2%), Fe, Ca, Mg, Cu и др. металлы, вхо-

Состав АСПО



Месторождение	Объект	Состав АСПО, %				Тип отложений
		Парафины	Смолы	Асфальтены	(С+А)/П	
Красногорское	Башкирский яр.	32,92	9,04	2,30	0,34	Парафиновый
О-Дмитриевск	Башкирский яр.	36,10	13,42	3,69	0,47	Парафиновый
Чутырская пл.	Башкирский яр.	35,54	13,21	3,91	0,48	Парафиновый
Лудошурское	Башкирский яр.	28,94	12,65	3,55	0,56	Парафиновый
Ельниновское	Визейский яр.	25,35	11,40	3,17	0,57	Парафиновый
С-Нязинское	Башкирский яр.	25,68	13,03	4,44	0,68	Парафиновый
Тремхинское	Башкирский яр.	30,91	17,45	4,16	0,70	Парафиновый
Ончугинское	Визейский яр.	21,93	15,21	2,47	0,81	Парафиновый
Лиственское	Башкирский яр.	16,48	12,47	2,03	0,88	Парафиновый
Лиственское	Визейский яр.	10,71	5,76	3,90	0,9	Смешанный
Мишкинское	Визейский яр.	15,47	9,75	4,26	0,91	Смешанный
Киенгопская пл.	Визейский яр.	27,79	13,44	15,02	1,02	Смешанный
Мишкинское	Башкирский яр.	13,22	9,31	4,15	1,02	Смешанный
Киенгопская пл.	Башкирский яр.	26,81	9,72	20,59	1,13	Асфальтеновый

КОМПЛЕКСНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

Система аккредитации аналитических лабораторий
 Аттестат аккредитации № РОСС RU 0001.510654 от 10.11.2006 г. Действителен до 24.10.2011
 Адрес: 426057 г. Ижевск, ул. Свободы, 175. Телефон: (3412)487-474, 487-283. Факс: (3412)487-474

Заказчик: Цех учета ГНО

Протокол №148

Объект анализа: Отложения в нефтепромысловом оборудовании
 Месторождение: Ельниковское
 Номер скважины: 3870
 Место отбора: из всасывающего клапана ШГН
 Дата отбора пробы: 20.05.2009
 Дата поступления пробы: 20.05.2009
 Дата анализа пробы: 26.05.2009

Компонентный состав	Содержание, % масс.
Нефтепродукты	67,4
Сульфиды и оксиды железа FeS+Fe ₂ O ₃	22,1
Гипс CaSO ₄ ·2H ₂ O	2,6
Металлическая стружка	2,4
Остаток, нерастворимый в HCl соляной кислоте (оксид кремния (SiO ₂))	5,5

Методика выполнения измерений: РД 39-0147566-041 ВНИИ-86

Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации
 В работу взят весь образец, доставленный в лабораторию, массой - 0,9018 г

дящие в состав металлокомплексных соединений, например, металлопорфиринов.

В состав молекулы асфальтена входят фрагменты гетероциклических, алициклических, конденсированных углеводородов, состоящих из 5-8 циклов. Крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Наиболее характерные заместители в циклах — алкилы с небольшим количеством углеродных атомов и функциональных групп, например, карбонильная, карбоксильная, меркаптогруппа. Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул с небольшим расстоянием между ними. Между асфальтенами, нефтяными смолами и нефтяными маслами существует генетическая связь. При переходе от масел к смолам и асфальтенам увеличивается количество конденсированных циклов,

КОМПЛЕКСНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

Система аккредитации аналитических лабораторий
 Аттестат аккредитации № РОСС RU 0001.510654 от 10.11.2006 г. Действителен до 24.10.2011
 Адрес: 426057 г. Ижевск, ул. Свободы, 175. Телефон: (3412)487-474, 487-283. Факс: (3412)487-474

Заказчик: Цех учета ГНО

Протокол №147

Объект анализа: Отложения в нефтепромысловом оборудовании
 Месторождение: Южно-Киевское
 Номер скважины: 26 г
 Место отбора: из нагнетательного клапана ШГН
 Дата отбора пробы: 20.05.2009
 Дата поступления пробы: 20.05.2009
 Дата анализа пробы: 26.05.2009

Компонентный состав	Содержание, % масс.
Нефтепродукты	17,4
Сульфид железа FeS	52,2
Гипс CaSO ₄ ·2H ₂ O	30,4

Методика выполнения измерений: РД 39-0147566-041 ВНИИ-86

Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации

гетероатомов, величина молекулярной массы, уменьшается отношение нефтяных смол.

Нефтяные смолы — высокомолекулярные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета. Среднечисленная мол. масса 450-1500 а.е.м. Размягчаются в инертной атмосфере при температуре 35-90 °С; ρ= 1 г/см³. Содержание нефтяных смол в нефтях колеблется от 1 до 22% по массе. Элементный состав (%): C78-88, H8-10, S1-10, O1-8, N2; в малых количествах присутствуют V, Ni, Fe, Cu, Co, Cr, Na, Ca, Mo, Al и др. металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений, например, металлопорфиринов. Нефтяные смолы на воздухе легко окисляются при низких температурах; в инертной атмосфере при 260-300 °С теряют растворимость в алканах и превращаются в так называемые вторичные асфальтены.

1.3. Термобарические условия образования АСПО в скважинном оборудовании УЭЦН и в выкидных линиях.

Характер осадконакопления, состоящего из асфальтосмолистых парафиновых веществ (АСПВ), на скважинном оборудовании зависит от многих факторов, в том числе и от способа эксплуатации. В данной работе рассматривается способ эксплуатации скважин с помощью УЭЦН, поскольку при эксплуатации УЭЦН больше возникают проблемы и осложнения, связанные с необходимостью очистки скважинного оборудования от АСПО. Дело в том, что горячие промывки скважин, оборудованных УЭЦН, не так эффективны, как на СШНУ, кроме того, горячие промывки отрицательно влияют на оборудование УЭЦН. Из-за большой глубины приемные сетки УЭЦН, забитые АСПО и солями, с помощью горячих промывок невозможно удалять, а применение термохимических обработок с помощью водных растворов ПАВ приводит к заклиниванию УЭЦН. В связи с этим при засорении приемной сетки, рабочих органов УЭЦН, глубоких отложениях АСПВ в НКТ единственным эффективным и безопасным от осложнений способом очистки является применение растворителей АСПО. Однако органические растворители недешевые и очень важно их применять рационально и эффективно. Для этого необходимо изучать и знать условия образования и свойства АСПО.

При эксплуатации скважин с помощью УЭЦН отложения АСПВ, или на промышленном языке - парафина, вызывают серьезные осложнения, в результате которых снижается эффективность добычи нефти, значительно повышается себестоимость одной добытой тонны. В связи с этим применение оптимальных методов и способов борьбы с отложениями парафина представляет собой для промышленных работников актуальную задачу, особенно при разработке месторождений

нефти с парафинистыми (более 1,5 % по весу) и высокопарафинистыми (более 6 %) нефтями. Однако, надо отметить, что массовая доля парафинов в нефти не является критерием для определения интенсивности отложений АСПВ на оборудовании скважин и в трубопроводах. В ряде случаев даже при высоком содержании парафинов отложения их в НКТ не вызывают серьезных осложнений.

Такие случаи могут быть при значительном содержании в составе нефти ароматических углеводородов и других высокомолекулярных соединений, которые снижают интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на поверхности оборудования, удерживают кристаллы парафина в массе нефти.

Интенсивность отложений парафина зависит от множества факторов: обводненности, режима потока, термобарических условий в скважине, вязкости нефти, газового фактора, шероховатости внутренней поверхности стенки труб.

Характер, глубина и интенсивность отложений АСПВ в начальной стадии эксплуатации скважин СШНУ и УЭЦН (до обводненности продукции 15-20 %) значительных расхождений не имеют. Однако при достижении обводненности продукции скважин 30-35 % интенсивность отложений в НКТ при эксплуатации УЭЦН резко снижается. Причина такого явления детально не изучена. Однако, учитывая проявления указанного факта практически на всех месторождениях с различными свойствами нефти и газовым фактором, можно предположить, что при достижении обводненности 30-35 % в центробежных колесах насоса образуется достаточное количество центров кристаллизации парафина, способствующее образованию кристаллов парафина в массе нефти и снижающее интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на стенках НКТ.

При подъеме нефти из забоя скважины до устья с помощью УЭЦН температура и давление сильно изменяются,

что оказывает влияние на агрегатное состояние добываемых флюидов и на интенсивность отложений АСПВ и солей.

В большинстве случаев забойное давление ниже давления насыщения нефти газом. Это значит, что газ начинает выделяться из нефти уже на забое скважины, гораздо глубже приема насоса. При подъеме температура добываемой жидкости постепенно снижается, а выделение газа из нефти усиливает охлаждение жидкости. Может оказаться так, что в интервале приема насоса температура снижается ниже температуры насыщения парафином и парафин начинает кристаллизоваться в интервале или даже ниже приема насоса.

Тогда почему парафин не откладывается на поверхности эксплуатационной колонны, хотя скважина годами работает в таком режиме? Причина проста: в этом интервале температура пород и эксплуатационной колонны оказывается выше, чем добываемой жидкости.

Многие специалисты объясняют отсутствие отложений АСПВ в эксплуатационной колонне в нижних интервалах тем, что жидкость, проходя вокруг погружного электродвигателя (ПЭД), значительно нагревается, в связи с чем температура жидкости сохраняется выше температуры кристаллизации парафина.

Бесспорно, проходя интервал работы ПЭД, температура жидкости повышается. Кроме того, проходя через насос, жидкость иногда больше нагревается, чем в интервале ПЭД. Однако при нормальном режиме работы установки это повышение составляет всего 1-2 °С в интервале ПЭД и столько же в насосе. Поэтому нельзя утверждать, что нагревание жидкости в интервале ПЭД предохраняет от кристаллизации парафина в интервале насоса.

На самом деле происходит интенсивная кристаллизация парафина в интервале насоса и в верхней зоне сепарации нефти от газа в затрубном пространстве, где происходит интенсивный массообмен. Отсепарированная от газа с кристал-

лами парафина нефть с верхней зоны динамического уровня оседает на прием насоса, а свежая газированная нефть занимает ее место. Затрубная нефть сильно газирована, поэтому плотность ее составляет 0,7-0,8 (иногда и меньше) от плотности дегазированной нефти.

Когда забойное давление гораздо ниже давления насыщения, а погружение насоса под динамический уровень небольшое (200-250 м), вышеописанный процесс массообмена происходит достаточно интенсивно, приемная сетка насоса часто забивается АСПО и солями. Ниже на фотографии показана приемная сетка поднятого из скважины насоса (см. цветную вклейку, рис. 1.1).

Все вышесказанное говорит о возможности забивания приемной сетки и рабочих органов УЭЦН АСПО в состоянии агрегатирования с солями и мехпримесями.

Осложнения при эксплуатации УЭЦН связаны прежде всего с отложениями АСПВ в НКТ. При несвоевременной очистке их снижается дебит скважины, часто срабатывает защита УЭЦН по минимальной нагрузке и дальнейшее увеличение отложений приводит к срыву подачи. При непринятии мер по очистке АСПО нередки случаи выхода из строя УЭЦН.

Для восстановления проходного сечения НКТ прибегают к горячим обработкам, однако при этом создаются высокая температура и давление в затрубе скважины, что отрицательно отражается в работоспособности оборудования УЭЦН, прежде всего кабеля. Кроме того, при глубине отложений ниже 500-600 м горячие промывки малоэффективны.

Нередки случаи обрыва скребка с грузиком, в результате чего сбивается сливной клапан, УЭЦН начинает работать с круговой циркуляцией с полной потерей подачи нефти на устье.

Из-за несоблюдения технологии спуска и подъема скребка могут образоваться «жучки» на скребковой проволоке, которые в большинстве случаев устраняют подземным ремонтом.

При этом скважина глушится с большими трудностями из-за отсутствия циркуляции, подъем НКТ производится с жидкостью, поскольку заклиненный в НКТ скребок не позволяет сбивать сливной клапан.

Кроме того, в случае значительной толщины отложений АСПВ в НКТ при относительно длительных остановках скважины (более 3-4 часов) наблюдались случаи полного закупоривания сечения НКТ в результате сползания парафина вниз по НКТ. При этом часто напора ЭЦН не хватает для преодоления сопротивления парафиновой пробки после запуска УЭЦН, что приводит к выходу из строя УЭЦН или преждевременному подъему УЭЦН.

На практике не исключается возможность отказа УЭЦН из-за повышения давления в выкидной линии. Поэтому, при подборе УЭЦН напор насоса надо подобрать с учетом повышенного сопротивления жидкостного трения в НКТ и возможности повышения давления в выкидной линии. Повышение давления в выкидной линии происходит чаще всего из-за образования высоковязкой эмульсии или запарафинования выкидной линии. В любом случае необходимо предусмотреть автоматическое отключение УЭЦН при изменении давления на выкиде скважины выше или ниже предельно допустимых значений.

1.4. Некоторые закономерности интенсивности образования отложений асфальтосмолистых парафиновых веществ.

Отложения АСПВ на поверхности НКТ представляют собой многофакторный процесс, зависящий прежде всего от термобарических условий подъема жидкости, а также от свойств нефти, способа эксплуатации скважины, обводненности продукции и многих других факторов.

Знание закономерностей отложений АСПВ и определение факторов, обуславливающих интенсивность отложений, име-

ют большое технико-экономическое значение при эксплуатации месторождения нефти, поскольку разработка методов и способов борьбы с АСПО основывается на вышеуказанных знаниях.

Многие ученые нефтяники посвятили ряд своих работ изучению механизма образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Наиболее подробные и многогранные исследования проводили по этой тематике В.П. Тронов, В.В. Девликамов и другие.

Авторы этой работы не проводили глубокие лабораторные исследования по данной теме, однако длительные наблюдения за работой и ремонтом скважин, ознакомления с результатами промысловых исследований позволяют обозначить некоторые практически значимые закономерности интенсивности отложений АСПВ от конкретных условий.

Интенсивность отложений парафина зависит от многих величин, причем зависимость эта в определенных случаях прямая, а в других случаях имеет весьма сложный характер. В целом процесс отложений АСПВ можно выразить функциональной зависимостью:

$$C = f\left(\frac{V^n \cdot \sigma^k \cdot R \cdot \Delta T}{\mu \cdot b^m}\right),$$

где

C - интенсивность отложений АСПВ;

V - скорость потока;

σ - газовый фактор;

R - шероховатость внутренней поверхности трубы;

ΔT - разность температур жидкости и стенки НКТ;

μ - вязкость жидкости;

b - обводненность продукции.

Примечание. Показатели степени указывают на сложную зависимость.

При прочих равных условиях интенсивность отложений АСПВ в НКТ зависит от скорости потока.

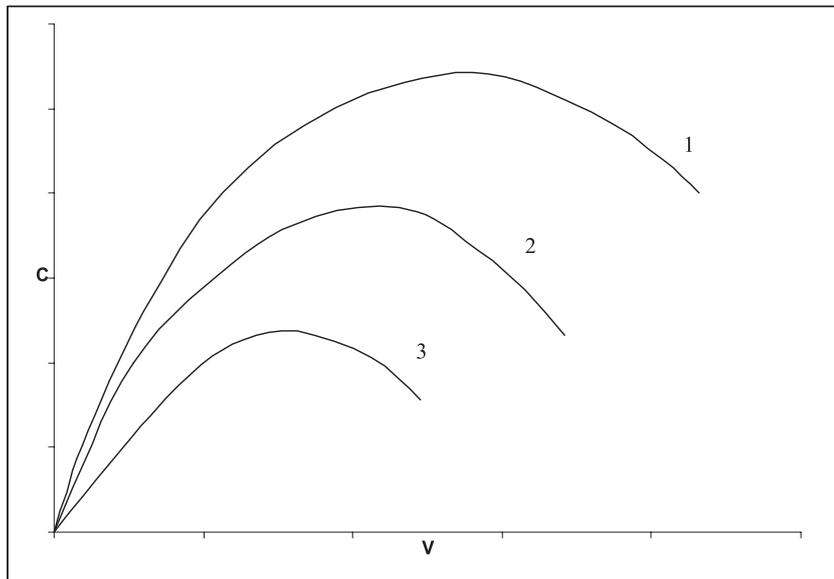


Рис. 1.2. Зависимость интенсивности отложений АСПВ (кг/м²·сут.) от скорости потока V (м²/сек.) для различных поверхностей НКТ:

- 1 - для стальных НКТ,
- 2- для НКТ, покрытых эпоксидной смолой,
- 3 - для НКТ, покрытых стеклом.

Примечание: Область правее $St_{ак}$ в промышленных условиях не исследовалась.

При одинаковых скоростях потока интенсивность отложений парафина в НКТ зависит от вязкости нефти. Чем вязкость нефти больше, тем меньше откладывается парафин на стенках НКТ. На рис.1.3 показан характер зависимости интенсивности отложений парафина от величины динамической вязкости.

Зависимость интенсивности отложений АСПВ от обводненности для способов эксплуатации УЭЦН и СШНУ для

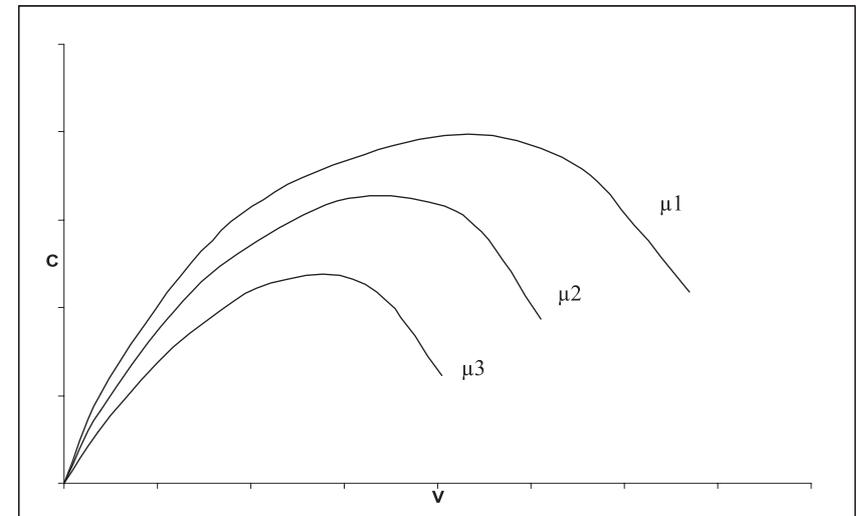


Рис. 1.3. Зависимость интенсивности отложений АСПВ от скорости потока для вязкости нефти $\mu_1 = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_2 = 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_3 = 150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

большинства изученных месторождений Удмуртской Республики имеет вид, как показано на рис. 1.4. При достижении обводненности продукции 30 % интенсивность отложений АСПВ резко снижается.

Как видно из графика 1 (рис. 1.4), интенсивность асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) после достижения обводненности продукции 30-35 % при эксплуатации УЭЦН приближается к нулю. Эта закономерность установлена для Архангельского, Ельниковского, Киенгопского и других месторождений.

К особенностям формирования отложений АСПВ необходимо отнести и глубину отложений в НКТ, толщину отложений при различных глубинах. Для девонских нефтей глубина отложений парафина достигает 800 м, когда как для нефтей башкирского горизонта глубина отложений - 600 м.

Во всех случаях, даже в нефтесборных трубах, отложения формируются в строго концентричной форме.

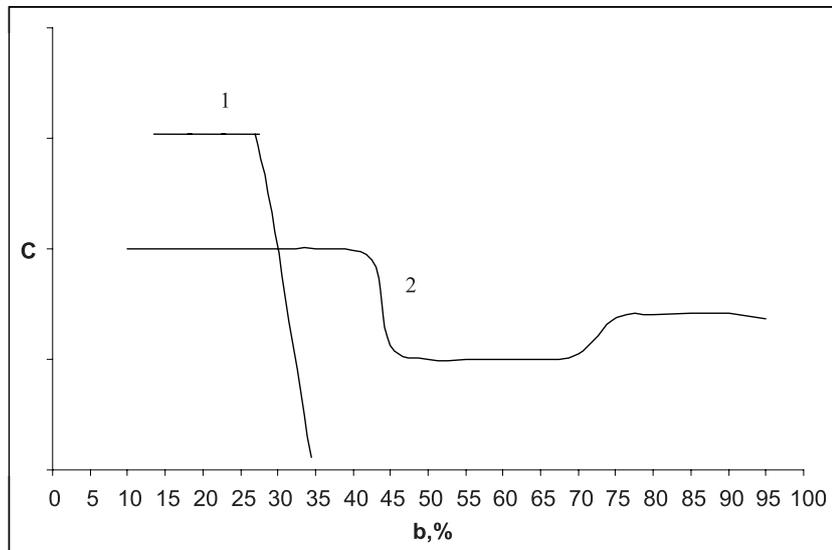


Рис. 1.4. Зависимость интенсивности отложений АСПВ от обводненности: 1 - для УЭЦН5-50-1400, 2 - для СШНУ диаметром 44 мм.

Многие специалисты считают, что максимальная интенсивность отложений происходит на глубине 200 м от устья, а ближе к устью интенсивность отложений снижается. Действительно, при подъеме НКТ в процессе ПРС обнаруживаем максимальную толщину отложений АСПВ в интервале 150-250 м. Однако эта толщина формируется из-за сползания отложений во время простоев и временных остановок скважин. В отдельных случаях скопление АСПО происходит до полного перекрытия сечения трубы.

В целях предупреждения отложений АСПВ при эксплуатации УЭЦН в последние годы чаще всего применяются НКТ с внутренним покрытием из эмали, эпоксидной смолы и других материалов. В отдельных предприятиях успешно испытываются стеклопластиковые НКТ (например, на Гремихинском месторождении для борьбы с коррозией и АСПО).

Когда труба с внутренним покрытием отсутствует, для периодического удаления АСПО применяются скребки, спускаемые на стальной проволоке, или другие методы удаления. Все эти методы широко известны и не являются предметом рассмотрения в данной работе. Однако, в порядке изучения истории приводятся два рисунка: рисунок скребка (рис. 1.5а) для очистки НКТ, спускаемого на скребковой проволоке, и рисунок «черта» (рис. 1.5б), которого применяли в 1930-1940 годах для очистки НКТ фонтанных скважин. Условие работоспособности «черта» следующее:

$$Dв - Dч = 2 \times 0,8 = 1,6 \text{ мм},$$

где

$Dв$ - внутренний диаметр НКТ, мм;

$Dч$ - наружный диаметр «черта», мм.

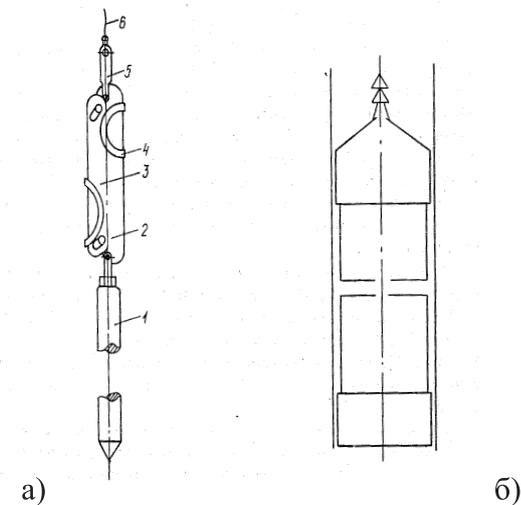


Рис.1.5:
а) скребок с грузиком, спускаемый в НКТ на проволоке;
б) «черт», который использовался в 1930-1940 гг., для очистки НКТ фонтанных скважин.

Технология применения следующая: «черт» спускается в скважинный лубрикатор, закрывают струнную задвижку и открывают буферную задвижку. При этом « черт» падает в скважину под собственным весом. При повторном открытии скважины потоком газонефтяной струи «черт» поднимается вверх, срывая при этом отложения парафина со стенок труб.

1.5. Применение растворителей асфальтосмолистых парафиновых отложений (АСПО) для ликвидации осложнений в скважинном оборудовании УЭЦН и в трубопроводах.

Растворители АСПО широко и успешно применяются на промыслах для ликвидации осложнений в скважинном и нефтепромысловом оборудовании из-за асфальтосмолистых парафиновых отложений. Как правило, в большинстве случаев растворители АСПО применяются, когда другие методы и способы не дают положительного результата. Например, при глубинных отложениях АСПВ в НКТ, в эксплуатационной колонне или в рабочих органах насосов (например, на приемных фильтрах насосов). В данном случае тепловые обработки неэффективны, поскольку тепловые обработки показывают хороший результат по удалению АСПО до глубины обработки 500-600 м, а применение термохимических обработок с использованием моющих веществ часто приводит к заклиниванию насосов.

Многие специалисты считают, что растворителем АСПО могут быть любые легкие фракции при перегонке нефти. Однако, на самом деле разработка высокоэффективных растворителей сложный и продолжительный процесс, требующий проведения многочисленных лабораторных и промысловых испытаний. Кроме нафтеновых углеводородов в состав растворителей входят ароматические углеводороды, дисперги-

рующие присадки, моющие ПАВы и другие, в зависимости от конкретных условий применения.

Например, научно-производственное предприятие (НПП) «Химнефть» при разработке растворителей АСПО ставит целью не только растворение основных составляющих АСПО, но и дисперсию отложений и отмыв (очистку) оборудования от отложений, т.е. комплексное разрушение отложений. К примеру, если один литр растворителя растворяет 100 г АСПО, то благодаря присадкам и добавкам этот же объем растворителя разрушает (растворение, дисперсия, отмыв) до 200-250 г АСПО. Поэтому, критерием оценки эффективности углеводородных растворителей должна быть общая разрушающая АСПО способность, а не только чисто растворение.

Ниже приводятся лабораторные данные по растворяющей способности растворителей.

Как видно из приведенных данных, полное растворение АСПО происходит в интервале 65-95 г/литр. Худшие результаты получены при испытании проб растворителей, отобранных на складах ПРУ (погрузочно-разгрузочных участках) ООО «Удмуртнефть-снабжение». Это говорит о том, что при ненадлежащем и длительном хранении растворители теряют свои свойства из-за испарения легких фракций, из-за перемешивания с другими реагентами и т.д.

Кроме того, можно сделать вывод, что максимальная интенсивность растворения АСПО происходит в первые 4 часа, после чего интенсивность растворения заметно снижается.

При изготовлении растворителей не допускается попадание в состав товарного продукта агрессивных или ядовитых веществ, вызывающих коррозию металла или влияющих на здоровье работающего с растворителем персонала. В целях снижения пожарной опасности температура начала кипения продукта находится в пределах 30 °С в зимнее время и не ниже 40 °С в летние месяцы. Все необходимые данные продукта указываются в ТУ (техниче-

Месторождение, точка отбора АСПО, дата отбора	Объект разработки	Марка растворителя	масса образца АСПО при контакте с растворителем, г								Потеря массы АСПО, %	Растворяющая способность реагента г/дм ³	Эффективность растворителя, г/дм ³ · мин	Состав АСПО, % масс.					
			исходная (до обработки)	30 мин.	60 мин.	120 мин.	180 мин.	240 мин.	300 мин.	360 мин.				асфальтены	смолы силикагелевые	парафин	вода	механические примеси	
Киенгопское		РТ-1У1 образец от производителя	4,97	5,28	5,11	4,61	3,19 *	* 2,62	* 2,07	1,52	69,42	69,00	0,19						
скв. № 229	визейский ярус	РТ-1У1 образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,92	5,22	5,17	4,64	3,70 *	* 2,82	* 2,19	1,74	64,63	63,60	0,18	3,2	12,7	44,5	9,5	0,4	
январь 2007г		РАСПО образец с ПРУ «Удмуртнефть»	5,08	5,54	5,63	5,63	5,76	5,49	4,73	4,45	12,40	12,60	0,04						
Чутырское		РТ-1У1 образец от производителя	5,08	4,84	4,11	3,42 *	2,84 *	2,08 *	1,50 *	1,22	75,98	77,20	0,21						
скв. № 1029 (НКТ)	башкирский ярус	РТ-1У1 образец с ПРУ «Удмуртнефть»	5,03	4,41	3,83 *	3,12 *	2,40 *	2,01 *	1,61 *	1,44	71,37	71,80	0,20	1,8	12,1	42,5	9,2	1,4	
17.01.2007г		РАСПО образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,91	4,28	3,38 *	2,63 *	2,17 *	2,01 *	1,60 *	1,58	67,82	66,60	0,19						
Чутырское		РТ-1У1 образец от производителя	4,98	5,05	4,71	4,11	3,29	2,84	2,54	2,28	54,22	54,00	0,15						
скв. № 814 (НКТ)	башкирский ярус	РТ-1У1 образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,92	5,21	5,21	5,14	5,10	5,02	4,94	4,70	4,47	4,40	0,01	2,5	10,8	42,5	8,6	0,3	
03.09.2006г		РАСПО образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,89	5,18	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	-5,32	0,00	0,00						
Красногорское		РТ-1У1 образец от производителя	5,00	4,34	3,52	3,28	2,93	2,62	2,46	2,21	55,80	55,80	0,16						
скв. № 2457	башкирский ярус	РТ-1У1 образец с ПРУ «Удмуртнефть»	5,05	4,95	4,92	4,77	4,64	4,41	4,36	4,26	15,64	15,80	0,04	1,4	7,8	43,3	9,0		
январь 2007г		РАСПО образец с ПРУ «Удмуртнефть»	5,13	4,73	3,84	3,02	2,42	2,08	1,89	1,58	69,20	71,00	0,20						
Лозолукско-Зуриновское		РТ-1У1 образец от производителя	4,95	4,51	3,98	3,51	3,51	3,51	3,51	3,51	29,09	28,80	0,08						
скв. № 394		РТ-1У1 образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,86	4,72	4,56	4,31	4,33	4,33	4,33	4,33	10,91	10,60	0,03	2,7	9,4	50,4	0,3		
январь 2007г		РАСПО образец с ПРУ «Удмуртнефть»	4,85	2,92	2,1	1,04	0,90	0,88	0,49	0,46	90,52	87,80	0,24						
	МВИ	Методика оценки эффективности реагентов-удалителей отложений асфальтосмолопарафиновых веществ. ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, 1998г.																	
	Условия эксперимента																		
	Температура процесса, оС	20 - 24																	
	АСПО	5 г																	
	растворитель	50 мл																	
Примечание: * диспергирование части АСПО (частицы > 1 мм находятся в корзинке)																			

ские условия), а основные контролируемые показатели - в товарно-транспортных документах.

Технологическая служба промыслов должна контролировать качество применяемого растворителя перед применением доступными способами: плотность (средняя величина 740-780 кг/м³), цвет, отсутствие мехпримесей, воды и т. д., поскольку были случаи затаривания растворителей в автоцистерны, не очищенные после перевозки амбарных продуктов и глинистого раствора. Кроме того, поступающий от поставщика химический продукт должен пройти входной контроль качества.

1.6. Практическое применение растворителей на промыслах.

На нефтедобывающем предприятии должны быть разработаны и утверждены технологические стандарты применения химпродуктов, в том числе и растворителей АСПО. Кроме того, разрабатывается и утверждается должным образом инструкция по охране труда при проведении технологических операций с применением химреагентов, в том числе и растворителей.

В данной работе приводятся несколько примеров по проведению технологических операций в целях ликвидации осложнений из-за АСПО на оборудовании УЭЦН и в трубопроводах.

Пример 1. ЭЦН5-50-1400 спущен на глубину 1350 м и выведен на режим с дебитом жидкости 45 м³/сутки при динамическом уровне 1170 м. Интервал перфорации 1460 – 1492 м, газовый фактор 22 м³/т, давление насыщения 70 атм.

Через месяц дебит жидкости снизился до 32 м³/сутки, динамический уровень поднялся до 1000 м, нагрузка на двигатель заметно снизилась.

Технологическая служба промысла выполнила следующие действия:

- Перефазировку фаз ПЭД с целью замены направления вращения ротора двигателя. Результат отрицательный.

- С помощью исследовательской машины проверили проходимость НКТ до глубины 800 м. Проходимость шаблона хорошая.

- Проведена горячая промывка скважины обратной промывкой. Результат отрицательный.

- Выполнена закачка 1,2 м³ растворителя РТ-1У в затруб и продавка его через насос путем закачки нефти в объеме 15 м³ при давлении на выкиде насоса не более 60 атм. Причем в конце промывки расход жидкости через насос значительно увеличился. Через сутки скважина работала в следующем режиме: дебит жидкости 41 м³/сутки, динамический уровень 1100 м.

Кроме того, было решено установить дозатор для подачи в затруб скважины ингибитора парафиноотложений, а до установки периодически через 3 суток заливать в затруб расчетный объем ингибитора. Все это позволило скважине работать стабильным дебитом в течение контрольных 6 месяцев.

Другие варианты ликвидации подобных осложнений, имеющих место в практике.

1. Заливка в затрубное пространство скважины 1-2 м³ растворителя с последующим переводом скважины на «циркуляцию на себя» на 4-6 часов. Это дешевый вариант обработки скважины, однако может применяться только на УЭЦН с малой мощностью ПЭД : 28-32 квт.

При больших мощностях погружного электродвигателя происходит перегрев двигателя из-за отсутствия охлаждения добываемой жидкостью.

Кроме того, данный способ малоэффективен при высоких динамических уровнях.

2. Периодическая заливка в затруб скважины 100-200 литров растворителя. Данный способ применяется при низких

динамических уровнях и небольших погружениях под динамический уровень (150-250 м). Эффективность способа определяется по восстановлению дебита после снижения и изменению динамического уровня. Данный способ малоэффективен при высоких динамических уровнях.

3. Закачка в затруб 1-1,5 м³ растворителя и продавка его пресной водой через насос. Однако, если уже применили вместо нефти для продавки воду, надо использовать не теплую пресную, а теплую пластовую воду. Дело в том, что при закачке пресной воды последняя, перемешиваясь с добываемой пластовой водой, может образовать кристаллизацию солей, что отрицательно влияет на работу рабочих органов УЭЦН. При обработке скважин, оборудованных СШНУ, осложнений в насосе из-за применения пресной воды для продавки в практике не наблюдалось.

Пример 2. УЭЦН5-80-1200 спущена на глубину 1300 м на НКТ 2". Интервал перфорации 1475-1490 м. Скважина работала с дебитом 86 м³/сутки при динамическом уровне 900 м. Скребок для очистки от АСПО спускали на глубину 550 м через 3 суток. После простоя скважины 7 часов из-за реконструкции системы сбора скважина на прежний режим работы не вышла и постепенно начала снижать дебит. Спускаемый скребок начал застревать при глубине 500, затем 450 м. Технологической службой промысла было безошибочно определено запарафинование НКТ в интервале 450-600 м.

Было решено заполнить НКТ в интервале от насоса до 450 м растворителем, продержать его 4 часа и запустить скважину в работу. Для этого 2,6 м³ растворителя было закачено в затруб скважины и продавлено нефтью в объеме 13 м³ при работающей скважине, после чего скважина была остановлена на 4 часа. При закачке растворителя и продавочной нефти давление на насосном агрегате поддерживали не выше 6,0 МПа, была обеспечена хорошая циркуляция жидкости через насос.

После выдержки 4 часов скважина была запущена в обычном режиме. Скважина поработала после запуска с повышенной токовой нагрузкой, но без защитного отключения, с последующим переходом параметров на номинальные показатели. Через сутки замер дебита показал 83 м³/сутки при динамическом уровне 900 м. Через двое суток скребок прошел на глубину 650 м (на длину проволоки), но с задержками. Во избежание подброса скребка с образованием жучка, скребок был спущен при остановленной УЭЦН. В дальнейшем было решено 3 раза в месяц спускать скребок на максимальную глубину, чтобы не допускать накопления сползающего сверху парафина.

Другие возможные варианты решения.

1. Закачка в затруб 8 м³ горячей (85-95 °С) нефти, закачка 2 м³ растворителя АСПО, закачка 16 м³ горячей нефти. Данная обработка скважины выполняется без остановки УЭЦН и без перерыва в закачке нефти и растворителя. Такая обработка выполняется при хорошей циркуляции жидкости через насос и относится к высокоэффективным технологиям.

2. Если скважина поглощает жидкость и прокачку жидкости через ЭЦН выполнять в интенсивном режиме невозможно, закачивают в затруб скважины 2-2,5 м³ растворителя и скважину запускают с циркуляцией на себя. В данном случае скважина должна работать с круговой циркуляцией 8-10 часов с перерывами по 20 минут для охлаждения двигателя через каждые 80-90 минут (перерывы устанавливаются исходя из конкретных условий).

3. При интенсивном поглощении скважиной закачиваемой в затруб скважины жидкости, как возможный вариант очистки УЭЦН и НКТ от АСПО является заливка в затруб 2-2,5 м³ растворителя. Последний будет перемешиваться с затрубной нефтью и отбираться насосом. Растворяющая способность данной смеси будет достаточно высокой, чтобы постепенно разрушать отложения АСПВ.

В зависимости от конкретных условий подбираются те или иные технологические приемы, но критерием эффективности выбранного метода обработки от АСПО является дебит скважины, динамический уровень и другие показатели, характеризующие работу скважины и насосного оборудования.

Пример 3. УЭЦН 5А – 160- 1300 спущена на глубину 1450 м и работала с дебитом 145 м³/сутки при динамическом уровне 1200 м и выкидном давлении 1,5 МПа. Длина выкидной линии составляла 1100 м и требовалась горячая промывка выкидной линии с межоперационным периодом 60 дней. Однако после очередной горячей промывки давление на выкидной линии осталось 2, 2 МПа с интенсивным нарастанием давления ежедневно на 0,02-0,03 МПа.

Технологической службой промысла была предпринята повторная безуспешная тепловая обработка выкидной линии с увеличенным объемом теплоносителя, после чего была снята эпюра давления по трубопроводу с интервалом 150 м. Оказалось, что осадконакопление произошло в интервале от 750 м до 1000 м от устья. Климатические условия и рельеф местности не позволяли выполнять врезки патрубков в выкидную линию в целях поинтервальной тепловой обработки ее. Было решено заполнить интервал выкидной линии диаметром 114x5 мм от 600 до 1000 м растворителем и после определенной выдержки запустить скважину.

Фактически было выполнено следующее. Закачка в выкидную линию при остановленной УЭЦН 3, 2 м³ растворителя с последующей продавкой ее раствором полиакриламида вязкостью 450 мПас в объеме 5 м³. После выдержки на реакцию 4,5 часа вся эта жидкость была продавлена от устья до ГЗУ теплой пластовой водой агрегатом ЦА-320. Причем давления на насосе были следующие: в начале 5,5 МПа на первой скорости, через 10 минут давление 4,0 МПа на второй скорости, в конце откачки давление 1,3 МПа при откачке на третьей

скорости. После этого скважина была запущена в работу с давлением в начальный момент 1,2 МПа и стабилизацией через 1,5 часов 1,5 МПа. С таким давлением скважина проработала длительное время, однако технологическая служба промысла включила в план работ промысла в летнее время оснащение данной выкидной линии камерой пуска и приема шара. Данное мероприятие было справедливо включено в энергосберегающие технологии.

Как альтернативная вышеописанной технологии промывки могла бы быть термохимическая обработка выкидной линии раствором мощных веществ в горячей воде. Недостатки такой технологии: требуется большой объем пресной воды, что повышает коррозионную активность в системе сбора.

В целом, примеров можно привести множество по применению растворителей АСПО. Однако каждый случай имеет свои особенности, в связи с чем технологической службе требуется внимательное изучение процесса и только после этого следует принимать окончательное решение по оптимальному варианту ликвидации осложнений.

Глава 2. Метод депарафинизации колонны НКТ в скважинах с УЭЦН в автоматическом режиме и устройство для промывки НКТ при подземном ремонте и проведении технологических операций.

Принципиального различия в динамике отложения парафина в НКТ скважины с УЭЦН и СШНУ не имеется. Глубины отложения, скорости накопления, в зависимости от дебита, обводненности, независимо от способа эксплуатации, имеют одинаковый порядок. В определенной мере отличается лишь динамика снижения дебита скважины, в силу подверженности подачи УЭЦН сопротивлениям в напорной линии. Если в СШНУ изменение дебита в период отложения парафина носит вначале не столь интенсивный характер, а впоследствии из-за зависания колонны штанг резко падает до нуля, то в УЭЦН снижение дебита носит преимущественно постепенный характер, аналогично напорной характеристике центробежного колеса.

Отсутствие механического привода в НКТ скважины с УЭЦН существенно упрощает методы удаления АСПО без подъема оборудования. В настоящее время чаще всего АСПО удаляются с помощью механического скребка, спускаемого в скважину на проволоке. А.М. Насыровым разработана конструкция устройства депарафинизации НКТ, использующая энергию восходящего потока жидкости. Принцип автоматического летающего скребка известен уже давно. В данном же случае разработано более совершенное и более надежное устройство (см. рис. 2.1).

Устройство содержит полый цилиндрический корпус (1), имеющий заглушку (2) с выточкой в нижнем конце (не показана) и открытый верхний конец. В корпусе выполнены радиальные отверстия (3), которые могут перекрываться втул-

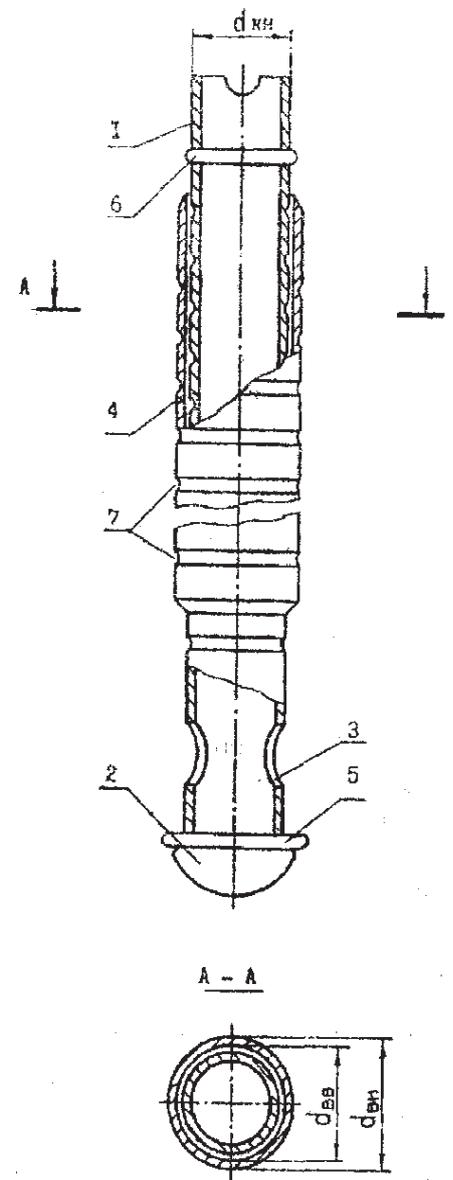


Рис.2.1. Конструкция автоматического устройства для депарафинизации скважины

кой (4), свободно передвигающейся по корпусу. Ход втулки ограничивается нижним (5) и верхним (6) ограничителями. Втулка на наружной поверхности имеет несколько резиновых колец (7) (для дебита жидкости до 40 м³/сут.) или кольцевые выточки (при дебите более 40 м³/сут.). Диаметр втулки на 1,5-2 мм меньше внутреннего диаметра НКТ. Площадь поперечного сечения втулки и корпуса, а также их массы связаны соотношением

$$m_k/d_{кн}^2 < m_6/(d_{вн}^2 - d_{вс}^2), \quad (2.1)$$

где m_k - масса корпуса, кг;

$d_{кн}$ - диаметр корпуса наружный, м;

m_6 - масса втулки, кг;

$d_{вн}$ и $d_{вс}$ - наружный и внутренний диаметры втулки, м.

Устройство работает следующим образом. При движении устройства вниз по НКТ втулка (4) занимает крайнее верхнее положение по отношению к корпусу из-за трения ее о стенки НКТ. При этом жидкость через радиальные (3) и центральные отверстия корпуса проходят через устройство. При ударе о нижнее ограничительное кольцо, устанавливаемое ниже интервала отложений парафина в муфте НКТ, втулка (4) устройства занимает крайнее нижнее положение, закрывая радиальные отверстия (3).

Когда втулка закрывает боковые отверстия (при ударе о нижнее ограничительное кольцо), устройство почти полностью перекрывает сечение насосно-компрессорных труб, за исключением небольшого зазора у стенки труб. Это является причиной появления перепада давления по обе стороны устройства, который обеспечивает подъем устройства по НКТ. Необходимое условие подъема определяется соотношением (2.1). Если это неравенство не соблюдается, то под действием перепада давления втулка перемещается вверх отно-

сительно корпуса, открывает боковое отверстие и устройство не поднимается по потоку.

Далее устройство под напором жидкости начинает двигаться вверх, снимая парафин со стенок НКТ. Доходя до верхнего ограничительного кольца (6), устройство создает перепад давления и втулка (4) отжимается жидкостью вверх, открывая отверстие (3). После разрядки перепада давления корпус сдвигается вниз относительно втулки (4), открывая полностью отверстие (3), тем самым создавая условия для спуска устройства вниз. При застревании устройства в НКТ за счет пульсации жидкости и газа по трубе корпус совершает циклическое возвратно-поступательное движение, ликвидируя помехи и создавая условия для своего перемещения.

В целях удаления парафина из устройства нижнее ограничительное кольцо устанавливается ниже интервала отложения парафина.

Для обеспечения свободного перемещения устройства по НКТ последние при текущем ремонте проверяются шаблоном, имеющим диаметр на 0,8-1 мм больше, чем диаметр втулки 4 (рис. 2.1).

В качестве верхнего ограничительного кольца можно использовать центральную задвижку на фонтанной арматуре, прикрыв ее наполовину. При необходимости извлечения устройства перед подземным ремонтом задвижка открывается полностью. Перед окончанием глушения скважин задвижка прикрывается, а после окончания глушения - закрывается полностью. Устройство в данном случае оказывается выше центральной задвижки и извлекается наружу крючком за ограничительный штифт через буферную задвижку.

Испытания устройства на скважине №2667 куста №53 Ваьеганского месторождения с УЭЦН-5-40-1400 показали, что в течение контрольного времени (с 16.11.89 по 16.01.90) дебит скважины оставался без изменения.

В ряде случаев для удаления отложившегося парафина применение автоматического устройства становится невозможным, в частности в скважинах с большим содержанием механических примесей в продукции. Остановка скважины приводит к осаждению механических примесей и их накоплению в узлах и зазорах устройства. Последующий пуск может привести к заклиниванию его в НКТ или подвижной части относительно неподвижной.

Для таких случаев А.М. Насыровым разработан клапанный узел, позволяющий осуществлять промывку НКТ растворителем или теплоносителем без их прохождения через рабочие органы насоса [1]. Кроме того, клапан одновременно выполняет роль запорного органа, предотвращающего слив жидкости из НКТ при остановке скважины.

На рис. 2.2 представлен клапанный узел скважинного центробежного насоса (продольный разрез). На рис. 2.3 приведена схема расположения запорных органов при проведении операций по спуску-подъему и промывке, при работе насоса и его остановке.

Клапанный узел скважинного центробежного насоса содержит корпус (1), установленный в колонне подъемных труб и имеющий верхнюю (2) и нижнюю (3) камеры, первая

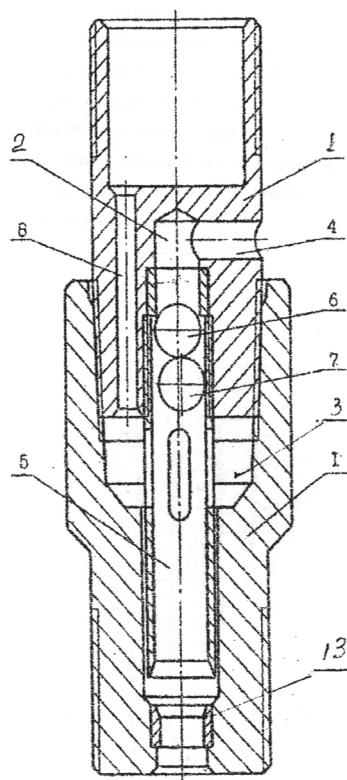


Рис. 2.2. Схема клапанного узла

из которых сообщается с затрубным пространством скважины, а вторая - с выходом насоса посредством сливного (4) и подводящего (5) каналов, снабженных соответственно сливным и обратным клапанами, каждый из которых имеет запорный орган (6 и 7), причем каждая из камер дополнительно сообщается с полостью колонны труб посредством выполненных в корпусе перепускных каналов (8).

Перепускные каналы подсоединены к нижней части верхней камеры (2), а запорный орган (6) сливного клапана установлен с возможностью размещения в нижней камере (3) при своем крайнем положении. В нижней камере может быть установлена втулка (9), служащая направляющей для запорных органов (6 и 7) клапанов.

С помощью резьбовых соединений (10 и 11) корпус узла крепится сверху к колонне подъемных труб, а снизу - к выходному патрубку насоса. Запорные органы (6 и 7) взаимодействуют с седлами (12 и 13 соответственно).

Клапанный узел работает следующим образом. Насос спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб с установленным клапанным узлом. При этом давления в затрубном пространстве скважины и полости колонны труб одинаковы, и при установке насоса на заданной глубине запорные органы (6 и 7) клапанов будут находиться в нижнем положении.

При включении насоса давление на его выходе возрастает, и оба запорных органа переместятся в крайнее верхнее положение. Жидкость, подаваемая насосом по каналам (5 и 8), будет поступать в колонну подъемных труб, а из нее - на поверхность к потребителю. Сливной канал (4) при этом перекрыт запорным органом (6), взаимодействующим с седлом (12). Такое расположение запорных органов сохраняется в период всей работы насоса.

При остановке насоса запорный орган (7) обратного клапана опускается в нижнюю камеру (3) и садится в седло (13),

разобрав таким образом полости колонны труб и выхода насоса и предотвращая слив жидкости из колонны через насос в затрубное пространство (рис. 2.3). Поскольку сливной клапан тоже закрыт, полость колонны труб остается заполненной жидкостью вплоть до следующего запуска. Поэтому при повторном запуске не требуется заполнять колонну труб жидкостью. Кроме того, пуск насоса производится при максимальном давлении на выходе, что повышает надежность работы насоса.

При необходимости осуществления промывки колонны труб или насоса или глушения скважины повышают давление в затрубном пространстве и отжимают запорный орган (6) сливного клапана от седла (12). При этом запорный орган (6) перемещается в крайнее нижнее положение, размещаясь в нижней камере (3) (рис. 2.3). При проведении промывки частицы механических примесей, отложения асфальтосмолистых веществ, находившихся в верхней камере (2), выносятся потоком жидкости из нее, что повышает надежность клапанного узла при перекачивании загрязненной жидкости.

Установка втулки (9) в нижней камере (3) позволяет образовывать своего рода ловушку для механических примесей, выносимых из скважины. Кроме того, при износе поверхности втулки (9) последнюю легко заменить новой, что повышает надежность клапанного узла. Клапанный узел был также спущен в скважину №2667 куста №53 Ватъеганского месторождения 16.11.89г. В течение контрольного времени дебит скважины оставался без изменения. После остановки скважины 16.01.90г. произвели ее промывку горячей нефтью через затрубное пространство в целях установления работоспособности комбинированного клапана. Промывка НКТ нефтью агрегатом АДПН показала срабатывание клапана и свободный переток обрабатываемой нефти в НКТ из затруба скважины через отверстия сливного клапана.

В ОАО «Удмуртнефть» промышленное внедрение клапанного узла для УЭЦН было начато в 1983г. Внедрение клапанных узлов позволило выявить следующие технологические преимущества клапанных устройств:

- совмещение обратного, сбивного и промывочного клапанов в одном узле;
- обеспечение слива жидкости из НКТ при их подъеме;
- обеспечение возможности прямой и обратной промывки лифта минуя насос;
- снижение давления глушения скважин и сохранение коллекторских свойств призабойной зоны скважин.

Опыт использования показал, что клапанный узел целесообразно использовать при обводненности продукции до 35 %. Такие клапанные узлы были использованы на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» на 203 скважинах, оборудованных УЭЦН.

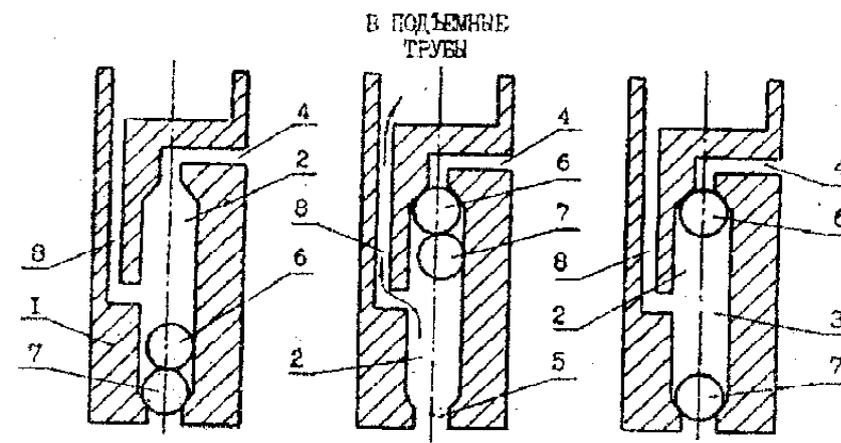


Рис. 2.3. Положение запорного органа клапанного узла.

Глава 3. Разработка требований по допустимой кривизне ствола скважины в рабочей зоне установки насоса.

Наряду с проблемами, связанными с образованием АСПО, при эксплуатации скважин существует и ряд других осложнений, усугубляющих добычу высоковязкой нефти.

В настоящее время подавляющее большинство эксплуатационных скважин бурят кустовым методом, что обуславливает проводку наклонно направленных скважин с вертикальным и азимутальным углами искривления. Искривленный профиль скважин в определенной степени оказывает отрицательное влияние на межремонтный период работы скважин.

При эксплуатации скважин погружными электроцентробежными насосами осложняются и замедляются спуско-подъемные операции (СПО), часто повреждается кабель, имеются случаи деформации установок. При эксплуатации скважин с помощью скважинной штанговой установки увеличивается амплитуда нагрузок на насосные штанги, происходит интенсивный износ насосных штанг и труб за счет полусухого трения. Последнее особенно наглядно проявляется в малодебитных скважинах и в скважинах с большой кривизной ствола скважины.

В данной главе рассматриваются вопросы эксплуатации самих насосов в наклонно-направленных и искривленных скважинах. Несмотря на то, что интервал спуска насоса, как правило, находится на участке стабилизации или снижения угла наклона, общая кривизна по стволу скважины и особенно темп изменения кривизны в интервале спуска насоса непосредственно влияют на наработки насосного оборудования на отказ, снижают МРП скважин и могут приводить к авариям. На практике часты случаи, когда УЭЦН поднимают без электродвигателя и нижней секции насоса, причем обрыв происходит в период работы насоса или при подъеме. Как правило,

обрываются или отворачиваются шпильки в соединительных элементах насоса. Причиной тому служат по данным анализа следующие факторы:

- некачественное изготовление шпилек, а также монтаж их без пружинных шайб;
- изгиб установки при ее спуске, в результате чего появляется остаточная деформация шпилек;
- вибрация установки под действием относительно небольших по величине изгибающих усилий.

Для устранения последнего фактора важное значение имеет выбор интервала спуска насоса. Руководством по эксплуатации УЭЦН кривизна скважины в зоне работы установок лимитирована. Темп набора кривизны не должен превышать 3 минуты на 10 м глубины.

Однако выбор такого интервала не всегда возможен. Согласно результатам расчета М.В. Вахитова [16] допустимая кривизна скважины в интервале расположения установки ЭЦН колеблется от 3,7 до 18,4 минут на 10 м. Для УЭЦН-40-1400, к примеру, в эксплуатационной колонне с внутренним диаметром 132 мм допустимая кривизна не должна превышать 17 минут на 10 м. Данная величина является явно завышенной, так как автор производит расчет на вписываемость установки, при которой повышение кривизны влечет за собой изгиб установки. Данные расчета более пригодны для определения безопасности спуско-подъемных операций, а не для надежной работы установки, так как вибрация в поперечном направлении может начинаться при меньших величинах кривизны. Очевидно, установка будет работать без боковых изгибающих усилий и вибраций в том случае, когда в условиях искривленной скважины она соприкасается со стенками эксплуатационной колонны в точках А и В, т.е. в конечных точках установки (рис. 3.1). При увеличении искривленности скважины или увеличении диаметра установки, или ее длины точка соприкосновения А перемещается к центру уста-

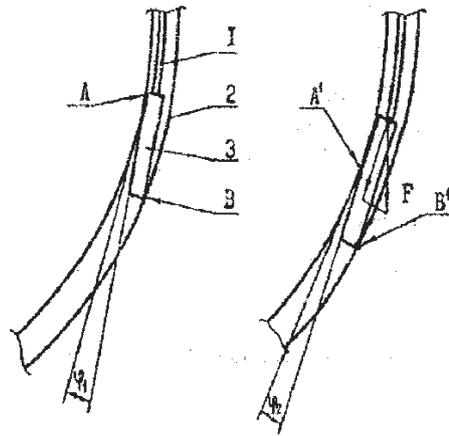


Рис. 3.1. Схема размещения УЭЦН в эксплуатационной скважине.

новки (точка А'). При этом ловильная головка установки с НКТ перемещается к стенке скважины с большим радиусом изгиба, т.е. в противоположную от точки А сторону поверхности колонны. Перемещается относительно оси скважины и точка приложения силы F , состоящая из суммы противодавления на устье, веса установки в жидкости и веса столба жидкости в НКТ:

$$F = P_y S + \rho_{см} g H S + F_p, \quad (3.1)$$

где P_y - устьевое давление;

S - внутренняя площадь сечения насоса;

H - динамический уровень;

$\rho_{см}$ - плотность газожидкостной смеси в НКТ;

F_p - вес установки ЭЦН в жидкости.

Боковая составляющая данной силы определяется как:

$$F_2 = F \cdot \psi, \quad (3.2)$$

где ψ - угол отклонения скважины от вертикали в данной точке.

Одним из факторов, вызывающих колебание установки ЭЦН, является изменение плотности газожидкостной смеси.

Для выбора зоны, обеспечивающей работу установки ЭЦН без поперечной вибрации, получена следующая формула расчета с достаточной для производственных условий точностью:

$$\operatorname{tg} \varphi = \left(d_{скв} - \frac{d_{эд} + d_{нас}}{2} - dk \right) \frac{1}{ly}, \quad (3.3)$$

где φ - изменение кривизны по длине насоса, град.;

$d_{скв}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм;

$d_{эд}$ - диаметр погружного электродвигателя, мм;

dk - толщина плоского кабеля, мм;

ly - длина установки, мм;

$d_{нас}$ - диаметр корпуса насоса, мм.

Отсюда темп изменения кривизны, приходящейся на 10 м ствола скважины, выразится как

$$T_k = \frac{\varphi \cdot 10}{ly}. \quad (3.4)$$

Подставляя в эту формулу соответствующие значения для установки УЭЦН-5-40-1400, получим (без учета толщины кабеля):

$$\varphi = 10 \text{ на } 16,3 \text{ м}; T_k = 6,13 \text{ на } 10 \text{ м}.$$

Данное значение в два раза выше рекомендуемого в руководстве по эксплуатации УЭЦН (3 мин.) и почти в

три раза ниже рекомендуемого М.В. Вахитовым - 17,3 (мин).

В тех случаях, когда невозможно подобрать такой интервал, для уменьшения вибрации рекомендуется установить на первой от УЭЦН трубе муфту увеличенного диаметра (89-102 мм) или обратный клапан с указанным диаметром, а лучше всего - шарнирное соединение.

Во многих нефтяных районах практикуется применение хвостовиков при эксплуатации скважин ШСНУ, причем длина хвостовиков достигает 500-1000 м. При этом глубинный насос приобретает конфигурацию эксплуатационной колонны, т.е. может деформироваться. В целях недопущения деформации применяют дополнительный кожух к насосам. Однако даже это мероприятие не всегда дает эффект, и глубинные насосы часто выходят из строя, особенно в тех случаях, когда скважина имеет большой темп искривления в интервале работы насоса, а кожух не обеспечивает необходимой жесткости насосу. Поэтому в тех случаях, когда применяется хвостовик длиной более 200 м, рекомендуется учитывать допустимую кривизну ствола скважины. При строгой постановке вопроса необходимо за допустимую кривизну брать угол φ' (рис. 3.2), расчет которого производится по довольно сложным формулам. Поэтому для производственных условий допустимую кривизну выразим через угол

$$\varphi' = \arctg \frac{2\delta}{0,5l_{пл}}, \quad (3.5)$$

где φ' - кривизна скважины на половину длины плунжера, град.;

δ - кольцевой зазор между плунжером и цилиндром насоса;

$l_{пл}$ - длина плунжера.

Для насоса II группы посадки $S = 70 \div 120$ мкм.

Темп кривизны на 10 м глубины скважины находится из выражения:

$$T_k = 10 \varphi' / 0,5 l_{пл} \quad (3.6)$$

К примеру, при зазоре между плунжером и цилиндром насоса 0,095 мм и длине плунжера 1200 мм имеем:

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{2 \cdot 0,095}{0,5 \cdot 1200} = 0,00032;$$

$$\varphi' = 1'.$$

$$T_k = \frac{10 \cdot 1'}{0,5 \cdot 1,2} = 16'.$$

Как видно из примера, при наличии хвостовика допустимая кривизна скважины в зоне работы глубинного плунжерного насоса является величиной незначительной, что доказывает необходимость учета ее при подборе интервала спуска насоса.

Одной из причин, снижающих МРП, является разрушение соединительных элементов УЭЦН при работе установки. Причем это явление наблюдается не только в искривленных и наклонно-направленных, но и в вертикальных скважинах, т.е. в скважинах с малым отклонением ствола эксплуатационной колонны от вертикали.

Данный вопрос относится к малоизученным. Устранение полетов установок на промыслах в настоящее время производится методом проб и ошибок, без достаточно глубокого анализа причин, вызывающих полеты. Отсутствие таких исследований не дает возможности целенаправленно решать эту проблему.

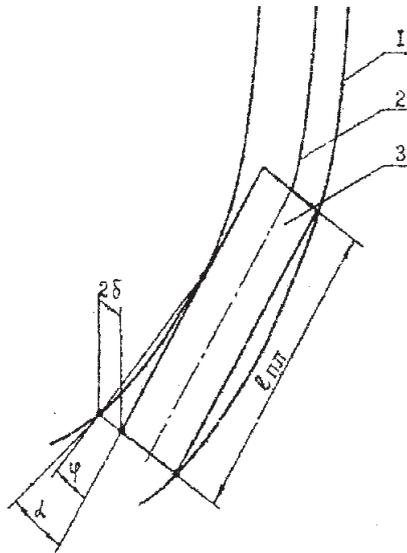


Рис. 3.2. Схема изгиба плунжера в искривленной скважине.

Факторы, вызывающие полеты установок из-за обрыва шпилек, необходимо ранжировать для каждой скважины в отдельности, так же как и подбор способов устранения причин этих полетов. Если систематизировать все основные факторы по направлениям, то их можно сгруппировать в следующем порядке:

- конструктивные особенности скважины;
- конструктивные особенности УЭЦН;
- свойства добываемых флюидов;
- технологии ремонтных работ и спуско-подъемных операций;
- технологический режим откачки.

В реальных условиях при спуске УЭЦН подвергаются деформации узлы насоса уже при наборе кривизны 30 мин на 10 м (для колонны диаметром 146 мм и для ЭЦН-5). В одном случае это носит упругий характер (при темпах кривизны

до 2° на 10 м ствола скважины), в другом случае элементы установки (обычно соединительные шпильки) приобретают остаточную деформацию.

При работе установка совершает сложный колебательный процесс с частотой до 50 Гц и колебания от силового воздействия газа в НКТ. Механизм воздействия газа на НКТ заключается в следующем: на установку действует вес столба жидкости и устьевое давление, учтенные в уравнении (3.1). В правой части уравнения переменной величиной является $\rho_{см}$, которая зависит от структуры потока газожидкостной смеси. При пузырьковой структуре потока $\rho_{см}$ меняется во времени незначительно, а при четочной структуре (пробковое вытеснение жидкости газом) изменение $\rho_{см}$ может вызвать значительные колебания установки, так как пробковое вытеснение жидкости сопровождается эффектом гидроудара и импульс его со звуковой скоростью передается от устья к установке, вызывая затухающий колебательный процесс. В обводненных скважинах скорость распространения звука значительно выше, чем в безводных, поэтому импульс силы от удара передается установке быстрее, вызывая «жесткий» колебательный процесс (рис. 3.3). Горизонтальная (радиальная) составляющая этой силы будет равна

$$F_2 = F_t \operatorname{tg} \psi, \quad (3.7)$$

где ψ - угол отклонения ствола скважины от вертикали.

Особенности конструкции установки обуславливают работу верхних шпилек на изгиб, а шпилек, соединяющих насос с протектором, - преимущественно на срез. Исследования разрушенных шпилек показывает, что все вышедшие из строя шпильки подверглись усталостному разрушению [16]. Верхние шпильки по циклическим разгибающим усилиям

выходят из строя гораздо быстрее, чем работающие на срез, что подтверждается практикой. Больше полетов происходит из-за сломов по ловильной головке, чем по соединениям проектора. Тип структуры потока определяется по критическому расходу газа [14]:

$$Q_{G_{кр}} = 1,75D_T^{2,5} + 1,25Q_{ж}, \quad (3.8)$$

где D_T - диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$Q_{ж}$ - расход жидкой фазы, м³/с;

$Q_{G_{кр}}$ - критический расход газа.

При фактическом расходе газа

$Q_{Gф} < Q_{G_{кр}}$ - структура пузырьковая;

$Q_{Gф} > Q_{G_{кр}}$ - структура пробковая.

Из этого следует, что чем меньше диаметр НКТ и чем больше газовый фактор, тем больше вероятность образования пробковой структуры.

Для снижения аварийности УЭЦН из-за вибрации большое значение имеет выбор зоны работы установки, обеспечивающей работу установки ЭЦН без радиальной вибрации. Допустимая кривизна при этом рассчитывается по формуле (3.6).

Таким образом, рекомендации по снижению аварийности УЭЦН можно свести к следующим:

- 1) выбирать зону работы УЭЦН по рекомендуемой формуле;
- 2) устанавливать шарнир типа быстроразъемного соединения (БРС) на первой трубе после УЭЦН (данное предложение не апробировано на производстве);
- 3) увеличивать глубину погружения УЭЦН под динамический уровень с обеспечением свободного газа не более 5-15 %;

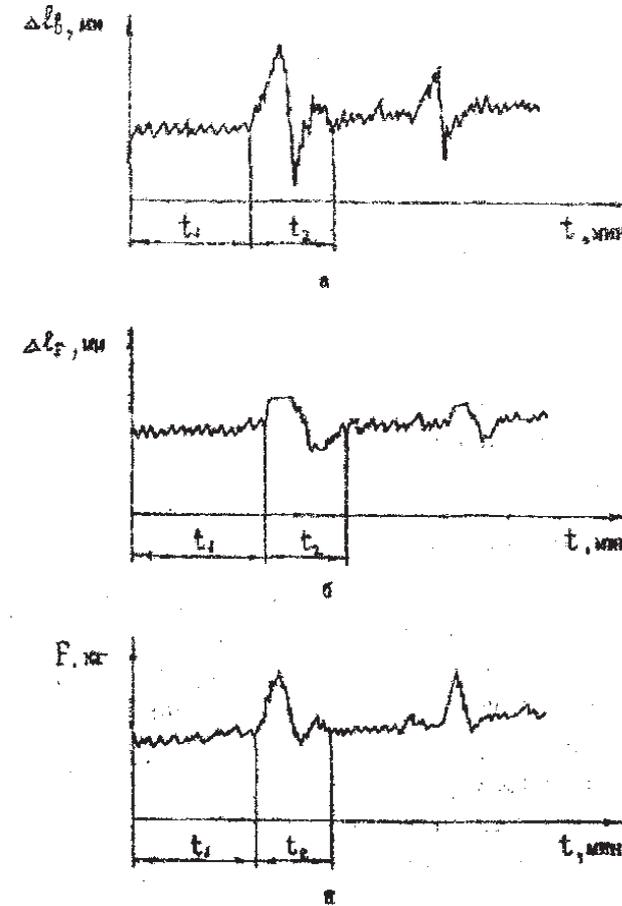


Рис. 3.3. Колебания установки УЭЦН при работе в зависимости от времени:

а - в вертикальной плоскости;

б - в горизонтальной плоскости;

в - характер изменения изгибающих усилий во времени;

t_2 - время, в течении которого создается импульс силы от работы газа в лифте;

t_1 - время, в течении которого установка колеблется с собственной частотой

4) заменять НКТ диаметром 50 мм на 62,5 мм полностью или частично. В последнем случае меняются НКТ выше насоса на 150-200 м;

5) для скважин с установками УЭЦН-40, УЭЦН-50 с НКТ диаметром 50 мм необходимо установить на устье штуцер диаметром 6-8 мм. Перепад давления при этом должен быть не более 0,1...0,5 МПа, что практически не отразится на производительности скважин;

6) в скважинах с большой интенсивностью набора кривизны применять вентильные электродвигатели, которые почти в 2 раза короче асинхронных ПЭД;

7) перед отправкой на скважину требуется обязательное диагностирование УЭЦН на вибрацию на специальном стенде.

Указанные мероприятия позволяют снизить количество аварий с УЭЦН в среднем на 30-50 % (при соблюдении технологии монтажа и спуско-подъемных операций).

В перспективе имеет смысл испытать конструкцию УЭЦН, выполненную с возможностью свободного изгиба насоса относительно оси двигателя на небольшой (2-3 градуса) угол, т.е. установить шарнирное соединение типа БРС в корпусе и более свободную шлицевую муфту на валу.

Глава 4. Профилактическая работа, применяемая на нефтепромыслах, по недопущению аварийности УЭЦН.

При идентичности условий эксплуатации УЭЦН уровень аварийности их при спуско-подъемных операциях (СПО) и эксплуатации в разных нефтедобывающих предприятиях значительно отличается. Это связано с количеством диагностики оборудования, степенью совершенства технологии ремонта скважин, качеством контроля при эксплуатации УЭЦН и профилактических работ. Однако во всех нефтедобывающих регионах полеты УЭЦН ведут к значительным затратам при ликвидации аварий и потерям нефти из-за простоя скважин. Затраты на извлечение аварийной УЭЦН превышают затраты на обычный текущий ремонт в 3÷5 раз и более. В ряде случаев аварии в скважине, связанные с полетом или затяжкой УЭЦН, приводят к ликвидации скважины. В связи с этим недопущение аварий с УЭЦН является актуальной задачей промысловых работников.

Профилактическая работа по недопущению аварийности УЭЦН включает в себя комплекс мероприятий организационного, технического и экономического характера.

Перед внедрением УЭЦН в первую очередь изучают продуктивность скважины, устойчивость поддержания пластового давления, термобарические условия в скважине. Практически во всех нефтедобывающих регионах имеется своя методика подбора УЭЦН, адаптированная к условиям разрабатываемых месторождений, разработаны программы для обработки данных на ЭВМ. Все методики подбора УЭЦН по сути сводятся к вычислению основного показателя - погружения УЭЦН под динамический уровень, определяющего устойчивость работы установки. Для условий Чутырско-Киенгопского, Ельниковского месторождений минимальное

погружение под динамический уровень при отсутствии избыточного давления газа в затрубном пространстве составляет 400÷450 м. Необходимо заметить, что не все методики учитывают значение величины выкидного давления при расчете глубины погружения УЭЦН. Известно, что по ряду технологических причин выкидное давление скважин может резко увеличиваться. При этом увеличивается и давление газа в затрубном пространстве, отжимающего столб нефти вниз. Высота отжатия затрубной нефти в метрах рассчитывается по известной формуле:

$$\Delta H_3 = \frac{\kappa P}{\rho g},$$

где P - давление газа в затрубном пространстве, Па;

ρ - плотность нефти на устье;

κ - коэффициент, учитывающий различие плотности нефти на устье и в затрубе;

$\kappa = 1,12 \div 1,20$;

g - ускорение свободного падения.

При отжатии затрубной нефти газом увеличивается газо-содержание на приеме насоса, повышается вибрация установки и снижается МРП. Такой же результат можно получить при неустойчивой системе поддержания пластового давления. Очевидно, что данный фактор необходимо учесть с помощью соответствующего коэффициента, величина которого может составлять 1,05÷1,2.

Если УЭЦН в скважину спускается впервые, то необходимо детально изучить профиль скважины на предмет вписываемости установки в искривленных участках, а также подобрать рациональный интервал скважины по кривизне, где непосредственно будет работать установка ЭЦН. Методика подбора интервала была предложена в предыдущей главе.

Для обследования состояния колонны скважины перед спуском УЭЦН в скважину спускается шаблон, конструкция которого для каждого типоразмера установки рекомендуется

в паспорте установки. Для обнаружения заусенцев и других незначительных дефектов эксплуатационной колонны рекомендуется использовать шаблон, конструкция которого изображена на рис. 4.1. Увеличенный диаметр шаблона и наружный алюминиевый слой позволяют с достаточной точностью определить место и характер дефекта. Такие шаблоны применяются при повреждении кабеля или поясков в процессе спуско-подъемных операций. Следует заметить, что повреждение кабеля, сдирание поясков крепления кабеля во время СПО и вызванные из-за этого осложнения являются серьезной проблемой для отдельных месторождений, где преобладают глубокие и наклонно-направленные и искривленные скважины.

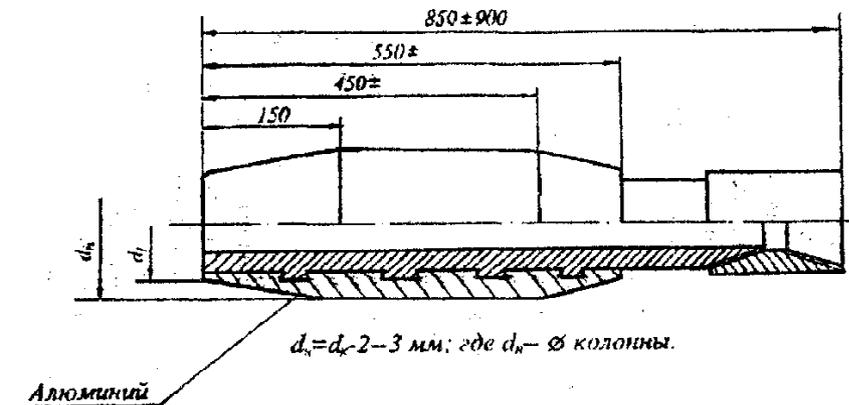


Рис. 4.1. Шаблон.

Основной причиной повреждения кабеля являются стыковые соединения эксплуатационной колонны труб. Установка различного рода дополнительных защитных устройств для кабеля из металла, пластмасс, как правило, не дает должного эффекта и не имеет перспектив.

Перспективным направлением для снижения аварийности УЭЦН в наклонно-направленных и искривленных скважинах является, на наш взгляд, следующая технология.

На новых скважинах после проведения стандартного каротажа уже практически известно, каким способом будет эксплуатироваться скважина. Если разрез покажет, что с применением методов интенсификации можно эксплуатировать скважину с помощью УЭЦН, то при спуске эксплуатационной колонны, начиная с глубины предполагаемого спуска УЭЦН и выше, на стыках обсадных труб предполагается устанавливать металлические кольца из материала той же трубы, которой обсаживается скважина. Для этого нужно только обточить наружный диаметр труб (рис. 4.2). При толщине стенки колец более 3 мм можно устанавливать кольца из алюминиевых сплавов или композитных материалов. В последнем случае в стыках (в зависимости от материала) зазор можно не оставлять. Технология изготовления колец проста: отрезок трубы обтачивается снаружи на токарном станке и разрезается на кольца необходимых размеров. Такая технология широко применялась при изготовлении колец из остеклованных НКТ.

Установка предлагаемых колец в условиях наклонно-направленных и искривленных скважин целесообразна не только для предохранения кабеля от порчи, но и для снижения аварийности с НКТ (устраняются удары муфт НКТ об стыки обсадной колонны), а также для увеличения срока службы эксплуатационной колонны.

При наличии колец в стыках обсадных труб не будет необходимости устанавливать ниже муфты НКТ пояски для закрепления кабеля. Поскольку помехи устраняются, увеличивается скорость СПО, сокращается и продолжительность ремонта.

В целях предотвращения аварийных ситуаций при СПО на месторождениях с высокой обводненностью продукции

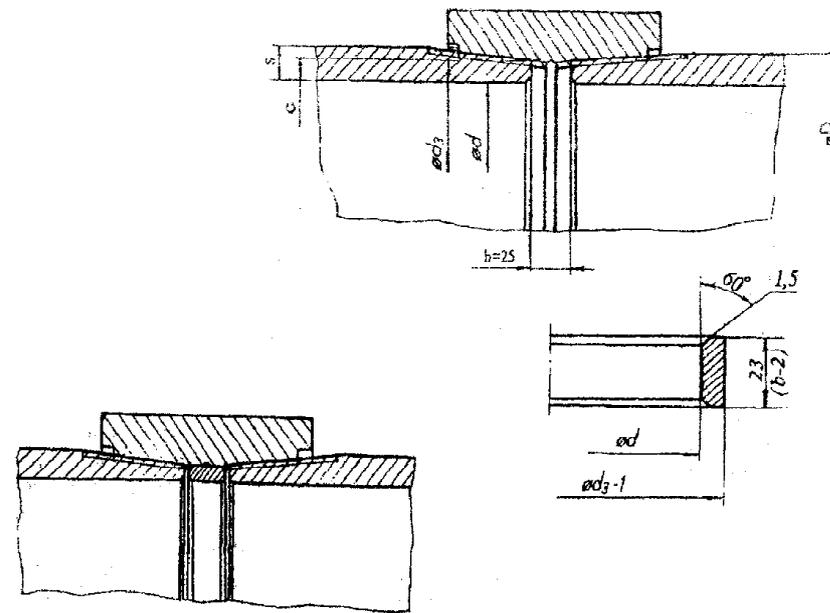


Рис. 4.2. Кольцо.

во время смены УЭЦН необходимо тщательно проверять состояние НКТ, особенно резьбовых соединений. Если при калибровке резьбовых соединений обнаруживается значительный износ и коррозия резьбы, то такие трубы необходимо заменить новыми, а прежние трубы использовать для нагнетательных скважин для закачки пресной воды или отправлять на трубные базы для ремонта. При эксплуатации скважин чаще всего выходят из строя подвесные патрубки, используемые для соединения колонны НКТ с планшайбой устьевого арматуры. Данный элемент конструкции НКТ испытывает максимальные механические и термические нагрузки, требует частой замены. С учетом этого подвесные патрубки в заводских условиях и в мастерских изготавливают особенно тщательно из новой трубы увеличенной толщины

стенки, резьба проверяется калибром, патрубок нумеруется, смазывается антикоррозионной смазкой, на резьбовую часть наворачиваются защитные колпачки. Каждый патрубок обеспечивается паспортом.

Подвесные патрубки необходимо менять при каждом ПРС, если ремонт производится через 1,5 года и более.

Как было подчеркнуто выше, полеты УЭЦН сопровождаются значительными затратами на их ликвидацию, а иногда приводят и к ликвидации скважины. Учитывая данное обстоятельство, на месторождениях с глубокозалегающими залежами нефти (при глубине скважин более 2000 м) в целях снижения последствий возможных аварий УЭЦН снабжают различного рода противополетными устройствами. Принципиальная схема противополетного устройства показана на рис. 4.3. Устройство крепится к УЭЦН снизу и срабатывает при увеличении скорости падения УЭЦН. Сила сопротивления жидкости действует на поршень, который поднимает по конусной поверхности корпуса шпильцы. Последние, в свою очередь, одновременно выдвигаясь из корпуса, соприкасаются с эксплуатационной колонной скважины, заклинивают и прекращают падение УЭЦН. Поскольку в объединении «Удмуртнефть» преобладают скважины средней глубины и сложные полеты бывают очень редко, то такие противополетные устройства не применялись.

В процессе эксплуатации УЭЦН имеют место самые различные по степени сложности, по характеру проявления, по причинам технического, технологического, геологического содержания осложнения. В данной работе освещены направления совершенствования техники и технологии эксплуатации скважин с помощью УЭЦН по наиболее часто встречающимся осложнениям. Для повышения эффективности производства необходимо, как правило, глубоко и детально изучить причины, вызывающие осложнения, только после этого разрабатывать мероприятия, устраняющие их.

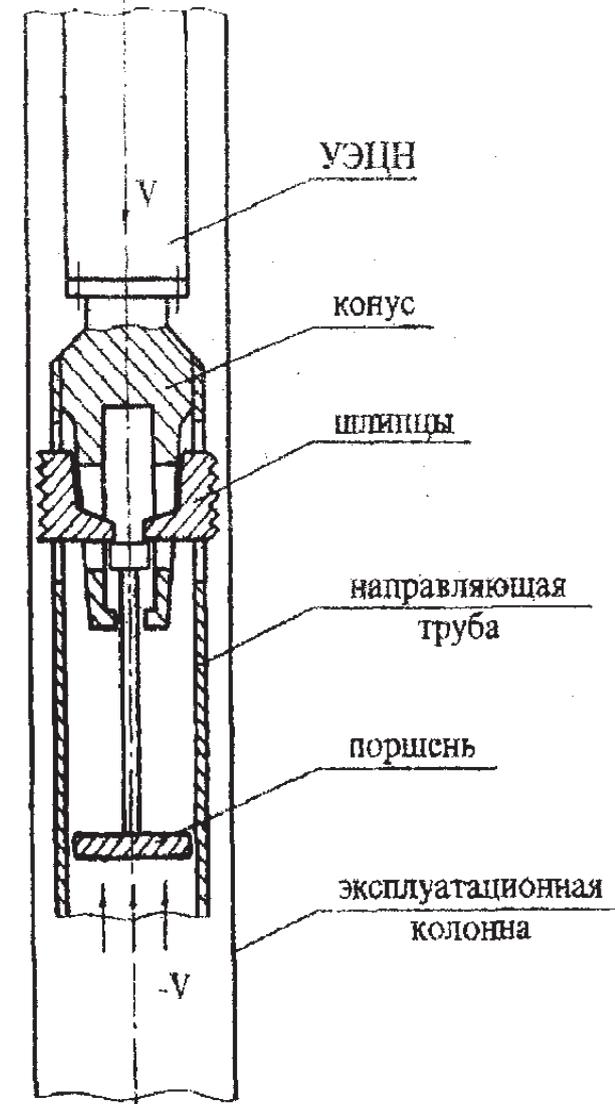


Рис. 4.3. Схема противополетного устройства УЭЦН.

Глава 5. Предупреждение отложений неорганических солей на скважинном оборудовании.

5.1. Физико-химический состав отложений неорганических солей на скважинном оборудовании. Причина и интенсивность образования отложений неорганических солей на скважинном оборудовании.

На поздней стадии разработки месторождений отложения неорганических солей на скважинном оборудовании в трубопроводах системы сбора и подготовки нефти, а также в системе утилизации сточной воды являются одним из серьезных осложняющих факторов.

За последние годы в ОАО «Удмуртнефть» при химическом анализе отложений в скважинном оборудовании обнаруживается большое количество сульфида железа FeS, агрегатированного с АСПО, мехпримесями, различными солями (гипс, кальцит, галит и др.). Эти отложения называются сульфидосодержащими отложениями: в наших условиях это, в основном, гипсосульфидоуглеводородные ($\text{CaSO}_4 + \text{FeS} + \text{АСПО}$) и карбонатосульфидоуглеводородные ($\text{CaCO}_3 + \text{FeS} + \text{АСПО}$) отложения.

По данным лабораторного анализа ижевского нефтяного научного центра содержание сульфида железа в отложениях колеблется от 20-70 %.

Сульфид железа представляет собой рыхлую черную массу, которая хорошо агрегируется с солями и АСПО, часто играет роль стимулятора образования кристаллов солей и АСПО в зоне приема насоса, забивая при этом фильтры и рабочие органы насосов, которые находятся ниже интервала образования АСПО в обычных условиях.

Некоторые ученые утверждают обратное – говорят, что АСПО стимулирует образование кристаллов солей и сульфида железа.

Однако, при осмотре извлеченного из скважины оборудования часто обнаруживаем, что на насосном оборудовании имеется черный налет и скопления чистого сульфида железа. Это говорит об образовании сульфида железа вне зависимости от АСПО. То же можно сказать о резервуарах РВС на УПН, где накапливается сточная вода после предварительного сброса: поступает прозрачная вода, а через некоторое время получаем оттуда затемненную с большим содержанием сульфида железа воду.

Несмотря на рыхлую массу сульфид железа играет отрицательную роль в работе оборудования: забивает рабочие органы насосов ЭЦН, клапанные клетки ШГН, фильтры насосов, в выкидных линиях и распределительных водоводах системы нагнетания сточной воды образуют осадки, под которыми размножаются СВБ и теоновые бактерии, корродирующие металл. В нагнетательных скважинах сточной воды при высокой приемистости скважин сульфиды железа играют определенную положительную роль, саморегулируя профиль приемистости. При приемистости меньше $100 \text{ м}^3/\text{сутки}$ сульфид железа способствует быстрому снижению приемистости скважин, вплоть до прекращения приемистости. Кроме того, в определенных условиях сульфид железа совместно с гипсом и карбонатами полностью забивает водоводы сточной воды (например, на Мишкинском месторождении).

Откуда образуется столько сульфида железа? Многие промысловые инженеры считают это продуктом коррозии металла. Однако это не так.

На Гремихинском месторождении при площадках парогенераторов имеется химлаборатория, которая определяет также содержание ионов Fe^{3+++} и Fe^{2++} в исходной камской воде. По данным этой лаборатории содержание ионов железа в исходной воде составляет 650 мг/литр .

Таким образом, закачивая воду с большим содержанием железа в пласт, где содержится сероводород H_2S , мы соз-

даем условия для образования сульфида железа непосредственно в пласте.

5.2. Состав отложений неорганических солей на скважинном оборудовании на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

(по данным химико-аналитической лаборатории Ижевского нефтяного научного центра)

По результатам определения содержания солей на пробах отложения солей на скважинном оборудовании в химико-аналитической лаборатории Ижевского нефтяного научного центра можно сделать вывод, что отложения имеют комплексный характер, где содержатся одновременно несколько видов солей. Примеры протоколов определения содержания компонентов отложений приводятся в главе 7. В таблице 5.1 приведены наиболее характерные интервалы содержания различных солей в отложениях на скважинном оборудовании месторождений ОАО «Удмуртнефть». На Чутырском, Киенгопском, Мишкинском месторождениях нефти отложения карбоната кальция встречаются чаще, чем на других месторождениях. Галит чаще всего содержится в отложениях

Таблица 5.1. Данные ИННЦ по составу отложений солей.

№ п/п	Компонентный состав	Содержание, % массовый
1	2	3
1.	Нефтепродукты (АСПО)	2 - 75
2.	Сульфиды железа FeS	10 - 70
3.	Карбонаты кальция CaCO ₃	0 - 80
4.	Гипс CaSO ₄ 2 H ₂ O	2 - 70
5.	Галит NaCl	0 - 10
6.	Вода	5 - 25
7.	Остаток, не растворимый в соляной кислоте (оксид кремния, посторонние предметы)	1 - 25

Архангельского месторождения. Гипс и сульфит железа содержатся практически на всех месторождениях, однако интенсивность этих отложений даже в пределах одного месторождения в различных скважинах разная.

В зависимости от конкретных условий состав солевых отложений может быть самый разный, но, как правило, практически не встречаются отложения, состоящие только из одной соли, например, из гипса или карбонатов. Обязательно присутствуют в составе солей АСПО, мехпримеси и по большинству месторождений - сульфит железа. Характер отложений в выкидных линиях идентичен с отложениями на скважинном оборудовании. На рис 5.1 приведен разрезанный водовод сточной воды на Мишкинском месторождении нефти с солевыми отложениями (см. цветную вклейку).

Методы удаления отложений солей в данной работе не рассматриваются, однако следует заметить, что если отложения в основном состоят из карбонатов и сульфидов железа, то удаление производят промывкой солянокислотными композициями. Если в осадках 60 и более процентов АСПО, то такие осадки разваливаются при промывках растворителями и при горячих промывках. Гипсы плохо поддаются удалению, однако разработаны комплексные составы для промывки неустойчивых гипсовых отложений, которые показали удовлетворительные результаты.

5.3. Образование солеотложений в процессе добычи жидкости.

(сведения для этой главы использованы из литературных источников)

Обычно сернокислый кальций при температуре ниже 100° образует гипс, а при температуре выше 100° - ангидрит. Данные значения температур приближительны, т.к. они зависят от давления и химического состава воды.

ЧТО ТАКОЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ?

Отложения – это неорганические, твердые вещества, которые откладываются в пласте, стволе скважины или наземном оборудовании во время добычи нефти/газа или при производстве работ, имеющих отношение к добыче.

Карбонат кальция	(Кальцит – CaCO_3)
Сернокислый барий	Барит – BaSO_4
Сернокислый кальций	(Гипс – $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) (Ангидрит – CaSO_4)

Барий и сернокислый стронций в отложениях часто встречаются вместе, образуя единый минерал, в состав которого входят и BaSO_4 , и SrSO_4 . Радиоактивные элементы (в основном радий 226) также могут откладываться в виде кристаллов, имея при этом низкий радиационный фон (низкорadioактивные отложения – НРО). Обращение с данными отложениями и их утилизация требуют особых мер предосторожности. Отложения карбоната кальция не являются радиоактивными.

Отложения обычно содержат примеси, например, такие как минералы железа, парафин, асфальтены и т.д.

Образование отложений солей.

Образование отложений происходит вследствие:

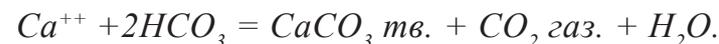
- падения давления, при котором высвобождается CO_2 ;
- изменения давления или температуры, что приводит к ухудшению растворимости;

с) смешивания двух жидкостей, несовместимых по химическому составу.

Когда отложения образуются в пласте, они закупоривают поры, уменьшая таким образом проницаемость. Отложения в пласте образуются в непосредственной близости от скважины, при этом уменьшается проницаемость призабойной зоны скважин.

Невозможно эксплуатировать скважину и надеяться избежать образования отложений. С самого начала необходимо проводить тщательные химические и термодинамические исследования, чтобы спрогнозировать образование отложений и предпринять меры для сведения к минимуму причин образования отложений, а также последствий их образования. Лучше предотвратить образование отложений, чем удалять образовавшиеся отложения. В настоящее время есть несколько компьютерных программ, которые позволяют изучать процесс образования отложений.

Наиболее часто встречаются в эксплуатационных скважинах отложения карбоната кальция CaCO_3 . Многие породы содержат кальцит, в результате чего пластовый раствор насыщается CaCO_3 (т.е. растворение кальцита достигает предела). Во время эксплуатации давление в призабойной зоне понижается, и на многих месторождениях из нефти выделяется газ. Растворенный в пластовой воде CO_2 переходит в газообразное состояние, что приводит к образованию отложений CaCO_3 , как это показано в приводимой формуле:



Даже если CO_2 не выделяется, одно давление может привести к ухудшению растворимости. Раствор становится сверхнасыщенным, а это приводит к отложению CaCO_3 .

Сульфат кальция (сернокислый кальций, гипс)

Отложения CaSO_4 образуются из-за смешивания вод, несовместимых по химическому составу. На процесс отложений оказывают влияние также давление, температура и химический состав воды. Существуют несколько кристаллических форм CaSO_4 , которые имеют разную растворимость при разных условиях. Например, низкая температура и давление способствуют образованию гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), в то время как при высокой температуре и давлении наиболее вероятно образование ангидрида (CaSO_4). Таким образом, изменение давления может изменить форму и растворимость кальциевых отложений. CaCO_3 образуется в непосредственной близости от призабойной зоны, т.к. именно там происходит наибольшее падение (некоторые исследователи отмечали: анализ керна из боковой стенки скважины показал, что отложения образовались только в последних 3/8 дюйма породы).



Как правило, смешивание пластовой и закачиваемой воды в нижней части обсадной колонны и НКТ приводит к образованию сульфатных отложений. Это может произойти и в пласте, но только как следствие процессов, происходящих в призабойной зоне, где уменьшение проницаемости сильно влияет на поток жидкости. Вдобавок к этому, отложения могут образовываться даже в перфорационных отверстиях.

5.4. Рекомендации по предотвращению отложений неорганических солей.

а) По сульфиду железа.

Образование отложений сульфида железа на скважинном оборудовании и в трубопроводах напрямую связано с наличием сероводорода в пластовой жидкости, а уровень сероводорода зависит от интенсивности жизнедеятельности бактериальной фауны, т.е. в данном случае от сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Поэтому профилактическая работа по снижению отложений сульфата железа связана с недопущением роста сероводорода и СВБ в пласте и в системе трубопроводных коммуникаций месторождения.

1. Для обеспечения системной работы по борьбе с солеотложениями необходимо организовать качественный мониторинг и прогнозирование условий развития отложения солей. Для этого требуется:

1.1. Выбрать опорный фонд добывающих скважин для прослеживания динамики концентрации отдельных химических элементов.

1.2. Не реже, чем один раз в квартал, измерять в отобранных пробах концентрацию сероводорода, ионов Fe^{++} и Fe^{+++} , количество клеток СВБ (снижение ионов железа в пластовой воде показывает, что часть их расходовалась на образование сульфидов железа).

2. По результатам п. 1 принять решение о частоте и кон-

центрации бактерицидных обработок пласта через систему ППД и ударных обработках промысловых коммуникаций.

3. В целях снижения образования сульфида железа практиковать на скважинах с большим содержанием сероводорода обработку призабойной зоны скважин ингибиторами коррозии - бактерицидами, например СНПХ-1004.

4. При необходимости снижения высоковязких эмульсионных сред, требующих применения реагентов деэмульгаторов, применять деэмульгаторы, проявляющие свойства ингибиторов коррозии и бактерицидов, например Реапон ИФ.

5. При наличии возможности выбора закачиваемой воды необходимо выбирать для ППД воду с меньшим содержанием растворенного железа.

6. При ТКРС сильнозараженных СВБ скважин произвести ОПЗ бактерицидом.

7. При глушении скважин, содержащих в продукции сероводород, необходимо добавлять к жидкости глушения поглотитель сероводорода.

Поскольку борьба с отложениями сульфида железа в значительной степени связана с методами борьбы с СВБ и сероводородом, которые применяются для целей снижения коррозии, в данной работе рассмотрены только методы борьбы с образованием сульфида железа путем применения ингибиторов солеотложения.

б) По отложениям карбоната кальция и сульфата кальция и бария.

Для эффективной борьбы с образованием осадков карбонатов и сульфатов кальция, в первую очередь необходимо уметь прогнозировать отложения минеральных солей на нефтепромысловом оборудовании. Методика прогнозирования приведена в РД 39-1-1295-85 «Технология предотвращения отложения минеральных солей в эксплуатационных скважинах», утвержденном начальником технического управления

Министерства нефтяной промышленности СССР. Кроме того, имеются компьютерные программы по прогнозированию солевых отложений, позволяющие достаточно точно и оперативно решать указанные вопросы.

В целом, основными мероприятиями по оптимизации борьбы с отложениями гипса и карбоната кальция являются:

1. Определение опорного фонда скважин для контроля за динамикой гипсонасыщенности (соленасыщенности) добываемой пластовой воды.

Таковыми скважинами, в первую очередь, могут быть:

1.1. Скважины, где при ТКРС на оборудовании обнаружены отложения минеральных солей.

1.2. Скважины с высоким дебитом жидкости в зоне закачки пресной воды.

1.3. Скважины с обводненностью выше 50 %.

2. Периодически проводить химический анализ добываемой попутной воды и следить за режимом работы скважины.

3. На основе изучения химического состава солей и термобарических условий образования отложений подобрать эффективные ингибиторы солеотложений.

4. Обеспечить на всех скважинах, склонных к отложению гипса и других солей, обработку призабойной зоны и насосного оборудования ингибитором солеотложения. Как правило, это выполняется или при глушении скважин для ТКРС, или при выполнении кислотных обработок (если ингибитор совместим с кислотой), или целенаправленно ОПЗ ингибитором солеотложений.

5. Когда ОПЗ ингибитором по ряду причин не рационально или неэффективно проводить, тогда применяют непрерывную дозировку ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины с помощью дозировочных насосов.

6. В случае, когда отложения солей не носят интенсивный характер, то применяется периодическая заливка ингибитора в затруб скважины.

7. В обводненных скважинах, которые проявляют свойства поглощения жидкости в пласт при промывках, применяют способ периодического задавливания растворов ингибитора в пласт. Давление при задавке при этом не рекомендуется поднимать выше 60 атм.

8. По данным НИИ «Нефтепромхим», для предотвращения отложения сульфидов железа и карбонатных отложений наиболее эффективным реагентом является СНПХ-5313, для предотвращения комплексных отложений минеральных солей - СНПХ- 5312.

В литературных источниках имеются публикации об эффективности применения КОМПЛЕКСОНОВ для удаления солеотложений. Они уже успешно применяются при очистке воды для котельных. Комплексоны - это многоосновные органические кислоты, например, оксиэтилидендифосфоновая кислота. Они препятствуют кристаллизации солей жесткости и образованию осадков. Однако пока нет опыта применения комплексонов в качестве удалителя отложений солей на скважинном оборудовании, но комплексоны входят в состав ингибиторов солеотложений, разработанных в последние годы. Комплексонами занимается также инженерно-химическая лаборатория УдГУ, однако предотвращением отложений минеральных солей в нефтедобыче эта лаборатория не занималась из-за отсутствия заказов.

5.5. Требования к ингибиторам солеотложений.

Прежде чем применять для предупреждения солеотложения какой-нибудь ингибитор, необходимо предлагаемый ингибитор испытывать в лабораторных условиях для пластовой воды соответствующего месторождения, где высокая соленасыщенность и имеются отложения солей в определенных скважинах. Если эффективность защиты от отложения солей

больше 80 %, то данный ингибитор предлагается к промышленным испытаниям. Прежде чем приступить к промышленным испытаниям, проверяется наличие Сертификата на применение данного ингибитора в нефтяной промышленности, выданного ГЦСС (государственный центр стандартизации и сертификации), составляется программа испытаний совместно с производителем продукции. Только после успешных промышленных испытаний ингибитор принимается к постоянному применению.

Кроме того, к ингибиторам солеотложений предъявляются следующие требования:

- ингибитор солеотложений не должен повышать коррозионную активность среды;
- не должен способствовать созданию высоковязких эмульсий в НКТ и выкидных линиях;
- эффективность ингибитора солеотложений при оптимальных концентрациях должна быть выше 80 %;
- ингибитор солеотложений должен обладать универсальностью действия, т.е. одновременно предупреждать отложения двух или нескольких солей;
- должен быть технологичен при применении, температура замерзания не выше минус 40°С, малотоксичен;
- при закачке в пласт не должен ухудшать проницаемость пород в призабойной зоне пласта.

5.6. Способы применения ингибиторов солеотложений.

В зависимости от конкретных условий применяются различные способы ингибирования солеотложений.

1. Дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ.

Способ заключается в подаче ингибитора солеотложений в затрубное пространство с помощью дозирующих насосов в постоянном режиме. При этом ингибитор может подаваться в чистом виде, в разбавленном в воде или в другом химреагенте виде, если последний допускает смешение без осложнений (например, совместно с ингибитором коррозии). В условиях ОАО «Удмуртнефть» предлагается подавать чистый реагент, поскольку применяемые ингибиторы СНПХ-5313, СНПХ-5312 имеют высокую плотность и хорошо оседают на прием насоса через слой затрубной легкой нефти. Количество ингибитора, необходимое для дозировки в сутки, рассчитывается по формуле:

$$P = P_0 \times Q_g / 1000,$$

где

P - количество ингибитора кг/сут.;

Q_g - дебит скважины по воде, т/сут.;

P_0 - установленная дозировка ингибитора солеотложений для воды, г/ т.

Данный способ ингибирования добываемой жидкости применяется в тех случаях, когда отложения солей на оборудовании образуются непрерывно и достаточно интенсивно, а другие, более дешевые, способы малоэффективны.

В начальный период подачи ингибитора или при замене ингибитора, а также после подземных ремонтов необходимо в течение 2-3 дней подавать завышенную (ударную) дозировку, превышающую в 3-5 раз номинальную дозировку реагента.

Дозировочный насос устанавливается не ближе 3 метров от устья, нагнетательная линия защищается от

возможного внешнего несанкционированного воздействия. Кроме того, на месте подключения линии подачи в затруб необходимо установить обратный клапан. Дозировочная установка должна устанавливаться на соответствующем фундаменте и надежно заземлена. Обслуживающим персоналом ежедневно контролируется расход ингибитора.

2. Периодическая заливка ингибитора в затрубное пространство скважины.

Способ применяется до установки дозировочного насоса или на скважинах с менее интенсивным отложением солей как профилактическая обработка. В зависимости от конкретных условий для каждой скважины устанавливается своя периодичность и объем подачи ингибитора. Если в затрубное пространство подается чистый ингибитор, то это производится, как правило, вручную и периодичность заливки колеблется 2-7 дней в зависимости от дебита жидкости скважины.

Необходимое количество ингибитора при этом способе подачи ингибитора определяется по формуле:

$$P = A \times P_0 \times Q_B \times t / 1000,$$

где

P - расчетное количество ингибитора, кг;

A - коэффициент увеличения расхода реагента, учитывающий неравномерность перемешивания ингибитора с водой в зависимости от времени, $A=1,5-2$;

P_0 - оптимальная дозировка, г/т;

Q_B - дебит скважины по воде, т/сут.;

t - предполагаемое время защиты залитого количества ингибитора, сутки.

По такой же методике рассчитывают объем необходимого количества ингибитора, когда ингибитор заливают через «метанольницу», т. е. емкость, соединенную с затрубной задвижкой. В этом случае коэффициент $A = 1,3-1,5$.

3. Применение поднасосных контейнеров для ингибирования солеотложений.

Эти контейнеры представляют из себя перфорированные НКТ или трубы еще большим диаметром, заполненные твердыми ингибиторами солеотложений. Эти ингибиторы постепенно растворяются в попутно-добываемой пластовой воде и выносятся потоком жидкости на поверхность, предохраняя оборудование от солевых отложений.

Собранный контейнер крепится к нижней части погружной насосной установки (к компенсатору УЭЦН или к хвостовику СШНУ).

Скважины могут иметь значительный темп набора кривизны, что приводит к возникновению изгибающих нагрузок на насос и на контейнер при спуске оборудования и при работе насоса. Это приводит к вибрации насосов, к отказу и даже полету насосного оборудования. Чтобы этого не случилось, в соединительные элементы погружных контейнеров вводят шарниры, что позволяет нейтрализовать отрицательное влияние кривизны скважины.

Объем твердого ингибитора в контейнерах зависит от дебита водной фазы скважины и времени, рассчитанного на полное растворение твердого ингибитора. Это время составляет, как правило, не менее 9-12 месяцев. Методика расчета прилагается в паспорте контейнеров.

Погружной контейнерный способ ингибирования солеотложений применяется в скважинах, расположенных в труднодоступных местах, где применять другие методы сложно и затратно.

5.7. Закачка ингибиторов солеотложений в пласт.

Закачка ингибиторов солеотложений в призабойную зону скважин производится при наличии следующих критериев.

- В скважине происходят интенсивные солеотложения, причем не только в НКТ, но и в насосном оборудовании и на забое скважин.
- Частые ремонты скважины и низкая наработка оборудования на отказ.
- Высокий дебит скважины по жидкости и воде.
- Образование солевых отложений ниже насосного оборудования, что делает другие способы подачи ингибитора малоэффективными.
- Скважина обладает хорошей приемистостью.

Закачку ингибитора в призабойную скважинную зону осуществляют двумя способами:

- При подземном ремонте скважин.
- Без привлечения бригад ТРС. Этот способ применяется тогда, когда у скважины хорошая приемистость, можно закачивать в пласт требуемый объем ингибитора, не поднимая давление на устье выше 40-60 атм.

1. Закачка ингибиторов солеотложений в ПЗП во время подземного ремонта.

Прежде, чем закачивать ингибитор солеотложений в пласт, рекомендуется очищать ПЗП от АСПО и других кольматирующих веществ обработкой растворителями, водными растворами ПАВ, СКО, СКВ и другими методами. Объем растворителя для обработки ПЗП берут в данном случае 0,5-1 м³ на один метр перфорированного пласта. При этом давление закачки растворителя в ПЗП не рекомендуется превышать 120-130 атм, незакачанная часть растворителя остается на забое скважины в качестве ванны на время не менее 4 часов. При плохой при-

емистости скважины делают динамическую ванну из растворителя в течение 2-3 часов. После этого в случае карбонатных пластов производят солянокислотные обработки или кислотные ванны с последующим вымыванием продуктов реакции из забоя. Далее производят закачку ингибитора солеотложений в следующей последовательности.

- Готовят раствор ингибитора солеотложений в пресной воде (согласно рекомендациям производителя ингибитора может быть и в соленой воде) в необходимом объеме.

Расчетное количество ингибитора (кг) рассчитывается по следующей формуле.

$$P_u = A \times P_o \times Q_B \times T / 1000,$$

где A - коэффициент увеличения расхода реагента, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗП, принимают 1,5-2;

P_o - оптимальная дозировка г/м³, для СНПХ-5313 - 50-70 г/м³;

Q_B - дебит скважины по воде, м³/сутки;

T - расчетное время защиты оборудования от солеотложений, сутки.

- На основе рассчитанного объема готовят 5-15% раствор ингибитора в пресной воде.
- Производят закачку раствора ингибитора в пласт при рекомендуемом давлении 120-130 атм.
- Продавливают раствор в пласт продавочной жидкостью (пресная, соленая вода) на расстояние до 1 м от забоя.
- Выдерживают раствор в статических условиях (стадия закрепления в пласте 4-16 часов) для адсорбции ингибитора к породе.
- Спускают насос и осваивают скважину.

2. Закачка ингибитора солеотложений в ПЗП без подземного ремонта.

Выполняется на тех скважинах, где высокая приемистость пласта и закачку раствора ингибитора солеотложений в пласт можно производить через затрубное пространство при давлении 4-6 МПа. Операцию проводят в следующей последовательности.

- Производят расчет необходимого объема ингибитора солеотложений.

- Готовят 10 % раствор ингибитора в пресной воде.

- Закачивают готовый раствор в затрубное пространство скважины при скорости закачки 150-180 литров в минуту и при давлении закачки не выше 60 атм. Во время закачки СШНУ работает, а УЭЦН рекомендуется останавливать через 30 минут с начала закачки во избежание перегрева ПЭД.

- После доведения раствора ингибитора до приема насоса последний останавливается, закрывается выкидная линия скважины.

- Раствор ингибитора солеотложений продавливается в пласт продавочной жидкостью расчетного объема с доведением продавочной жидкости до 1 м от забоя скважины.

- Скважина оставляется на покой на 4-8 часов для адгезии активной части ингибитора солеотложений в пласте.

5.8. Контроль технологии.

Для определения эффективности обработки проводится мониторинг режима работы скважины и концентрации реагента в добываемой воде.

Необходимо систематически осуществлять контроль за содержанием ингибитора в добываемой воде путем отбора проб жидкости на устье скважины. Определение содержания ингибитора в попутно-добываемой воде производится в со-

ответствии с методами анализа, рекомендованными в соответствующих ТУ на реагент.

При применении ингибитора солейотложений СНПХ-5313, СНПХ-5312 необходимо определять содержание реагента в попутно-добываемой воде в начале применения 1 раз в неделю, далее - не реже 2 раз в месяц.

Кроме того, в период применения ингибитора чаще, чем обычно проводят измерения дебита, динамического уровня, обводненности скважины, нагрузок на штанги и токовых нагрузок на УЭЦН.

При снижении концентрации 30 % от рекомендуемой производят повторную обработку ингибитором.

Эффективность действия ингибитора определяется путем сравнения условий эксплуатации скважинного оборудования с применением и без применения ингибитора солейотложений.

5.9. Требования промышленной безопасности и охрана окружающей среды.

1. Общие положения.

При проведении работ, связанных с применением реагентов СНПХ-5313, 5312, необходимо соблюдать требования директивных документов и действующей технологической документации по охране труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии – «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ-08-624-03 (пост. ГТН РФ от 31.07.03 № 106).

К работе с реагентами допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие инструктаж, стажировку и проверку знаний комиссией, назначенной для данного структурного подразделения приказом по предприятию в соответствии с действующим положением.

Рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты, предусмотрен-

ными типовыми отраслевыми нормами в зависимости от характера выполняемых работ.

Перед началом проведения работ на скважине должен быть проведен замер ГВС на предмет наличия опасных веществ. Исполнители работ обеспечиваются противогазами марки «А», КД.

Работы по контролю воздушной среды в газоопасных местах и при газоопасных работах могут выполняться только работниками, прошедшими специальное обучение в применении газоанализаторов и защитных средств, знающими Правила оказания первой помощи пострадавшим от воздействия паров и газов, химических веществ, а также допущенными к работе в противогазах по состоянию здоровья.

На рабочем месте должна быть аптечка. При несчастном случае пострадавшему должна быть оказана первая (доврачебная) помощь, а при необходимости - медицинская помощь, и сообщено непосредственному начальнику. Обстановка на рабочем месте должна сохраняться без изменения до начала расследования специальной комиссией, если при этом не создается угроза жизни и здоровью персонала.

Реагенты СНПХ-5313, 5312 - умеренно опасные вещества, по ГОСТу 12.1.007 относятся к 3 классу опасности. Легковоспламеняющееся вещество, при длительном контакте с незащищенной кожей может вызвать воспалительное заболевание кожи, как контактной, так и аллергической природы.

2. Токсическое действие и оказание первой помощи при поражении ингибитором.

При работе с ингибитором использовать следующие средства индивидуальной защиты: комплект спецодежды, очки защитные, фартуки, сапоги резиновые, противогазы марки «А», «КД».

По классификации опасности (ГОСТ 12.01.007-76) ингибиторы СНПХ-5313 и 5312 относятся к 3-му классу опасных веществ.

Во избежание вдыхания паров ингибиторов во время проведения рабочих операций необходимо оставаться с наветренной стороны или использовать противогаз.

При вдыхании паров реагента вынести пострадавшего на свежий воздух.

При попадании ингибитора на кожу смыть большим количеством воды. При попадании в глаза - тщательно промыть их водой в течение 10-15 мин.

Запрещается допуск к работе с ингибиторами подростков до 18 лет, беременных женщин, больных кожными, легочными и глазными заболеваниями.

3. Транспортирование и хранение ингибитора.

Транспортирование, хранение и упаковка ингибитора должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84 (разделы 1, 2, 3, 4, 5).

Ингибиторы транспортируют в железнодорожных цистернах, в бочках железнодорожным или автомобильным транспортом с соблюдением пожарной, промышленной и экологической безопасности.

Перед заполнением емкостей, резервуаров, автоцистерн составляется акт, фиксирующий очистку от ранее находившихся в них продуктов.

Реагент транспортируется в герметично закрывающейся таре: бочках стальных сварных по ГОСТ 13950 вместимостью 100, 200 дм³, бочках стальных по ГОСТ 6247 вместимостью 100, 200 дм³, бочках полиэтиленовых по ТУ 6-52-22, автоцистернах, железнодорожных цистернах по ГОСТ Р 51659.

Хранение производится в специально оборудованных территориях и помещениях без возможности прямого по-

падания солнечных лучей и без возможности несанкционированного доступа посторонних лиц с учетом высокой пожароопасности ингибитора.

4. Охрана окружающей среды.

Проведение работ на технологических площадках, кустах скважин, установках должно проводиться в соответствии с действующим законодательством по охране окружающей среды с учетом всех имеющихся санитарно-гигиенических и экологических ограничений хозяйственной деятельности (санитарно-защитные зоны объектов нефтедобычи и вспомогательной инфраструктуры, линий электропередач; водоохранные зоны поверхностных водостоков; зоны санитарной охраны водозаборов пресных подземных вод; особо охраняемые природные территории).

Работа, предусмотренная данным документом, управляет следующими приоритетными экологическими аспектами:

- потери нефти и нефтепродуктов в результате аварийных и нештатных ситуаций;
- выбросы загрязняющих веществ на всех стадиях производственного цикла;
- образование, размещение и удаление нефтешламов;
- образование загрязненных нефтью и химическими веществами земель.

Мероприятия по охране окружающей среды включают:

- Размещение оборудования при проведении работ производится строго на отведенных площадях скважин.
- Применяемые реагенты должны проходить входной контроль, иметь сертификаты соответствия, храниться в строго отведенных местах.
- Применяемое технологическое оборудование должно быть герметично, нагнетательная линия опрессовывается на 1,5 рабочее давление.

- Ремонтные работы производятся с минимальным попаданием различных жидкостей на почву.

- Категорически запрещается слив остатков растворов химических реагентов на почву, в открытые водоемы. Для сбора отработанных жидкостей, оставшихся в линии растворов реагентов, необходимо использовать специальные емкости.

- В случае аварийной ситуации, связанной с загрязнением окружающей среды, необходимо в обязательном порядке локализовать место разлива, загрязненный грунт собрать в емкость и направить на утилизацию. При необходимости провести работы по рекультивации загрязненного участка почвы. ПДК реагента СНПХ-5313 в рабочей зоне 5 мг/м³, в атмосферном воздухе - 0,5-1 мг/м³.

Глава 6. Оптимизация и развитие методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования при различных способах эксплуатации.

6.1. Текущее состояние уровня интенсивности коррозии оборудования и причины интенсивной коррозии.

Большинство месторождений нефти ОАО «Удмуртнефть» в настоящее время разрабатывается с обводненностью добываемой продукции свыше 80 %, при средней обводненности продукции всех скважин 87 %. Добываемая продукция месторождений относится к сильноагрессивным жидкостям согласно РД 39-0147103-362-86 (см. таблицу 6.1).

Таблица 6.1

Степень агрессивного воздействия нефтепромысловых сред на трубопроводы и оборудование

Среда	pH	Содержание агрессивных компонентов						Степень агрессивного воздействия
		Минерализация, г/л	Наличие СВБ	H ₂ S, мг/л	CO ₂ , мг/л	O ₂ , мг/л	Взвешенные частицы, мг/л	
Пластовые воды								
неаэрированные	~7	любая	нет	нет	нет	<0,1	100	среднеагрессивная
	<7	любая	+	>1,0	нет	<0,1	100	сильноагрессивная
аэрированные	<7	- "	нет	нет	>20	<0,1	100	- "
	<7	- "	нет	нет	нет	>0,1	100	- "
	- "	- "	+	>1,0	нет	>0,1	100	- "
- "	- "	нет	нет	>20	>0,1	100	- "	
Промысловые сточные воды								
неаэрированные	~7	любая	нет	нет	нет	<0,1	-	слабоагрессивная
	<7	любая	+	>1,0	нет	<0,1	FeS	сильноагрессивная
аэрированные	<7	- "	нет	нет	>20	<0,1	-	- "
	<7	- "	нет	нет	нет	>0,1	-	- "
	- "	- "	+	>1,0	нет	>0,1	FeS	- "
- "	- "	нет	нет	>20	>0,1	-	- "	

С увеличением содержания воды в продукции скважин происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др. Такие высокообводненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80 % составляют в настоящее время 65% от действующего фонда нефтяных скважин. Основные коррозионные параметры пластовых вод показаны в табл. 6.2.

Наиболее коррозионно-активными являются сероводородосодержащие пластовые и сточные воды. Увеличение обводненности способствует возрастанию скорости сероводородной коррозии. Характерной особенностью электрохимической коррозии углеродистых сталей в водных растворах сероводорода является образование на поверхности металла черного налета продукта коррозии - сульфида железа. Последний, являясь катодом по отношению к стали, образует с ним гальваническую пару. Это вызывает дополнительную активизацию электрохимического процесса разрушения металла скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородосодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно-переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования.

Исследованиями ТатНИПИнефть установлено, что в сероводородосодержащей среде большинство обрывов штанг происходит из-за коррозионно-усталостного разрушения.

Из этого следует, что комплексному разрушающему воздействию различных факторов на скважинное оборудование должны быть противопоставлены комплексные меры защиты от этого воздействия.

Таблица 6. 2

Коррозионные параметры Мишкинского месторождения			
Параметры	Начальные показатели (2005 год)	Текущее положение	Рекомендуемые показатели
Скорость коррозии (гравиметрия), мм/год	0,1-0,5	0,043	0,01-0,025
Бактерии СВБ, кл./мл Планктонные	10 ⁴	0-10 ³	10-10 ²
H ₂ S, мг/л	70,5-264,0	43-227	10-20
Кислород в водоводах сточных вод, мг/л	До 1,0	0,65	<0,025

Коррозионные параметры Чутырского месторождения			
Параметры	Начальные показатели (2003 год)	Текущее положение	Рекомендуемые показатели
Скорость коррозии (гравиметрия), мм/год	0,1-0,3	<0,01	0,01-0,025
Бактерии СВБ, кл./мл - Планктонные	10 ² -10 ³	0 – 10 ²	10-10 ²
H ₂ S, мг/л - Система ППД - Система н/сбора	138 50-200	72 37-280	10-20 15-50
Кислород в водоводах сточных вод, мг/л	0,05-1,0	<0,05	<0,025

Уровень воздействия агрессивной среды на поверхность скважинного оборудования при различных способах эксплуатации и для различных категорий скважин разный. На рис. 6.1, как пример, приведена схема воздействия агрессивной среды на оборудование для скважины с УЭЦН и нагнетательной скважины. Места, где происходит максимальная интенсивная коррозия, показаны стрелками.

Коррозионно-опасные участки скважин

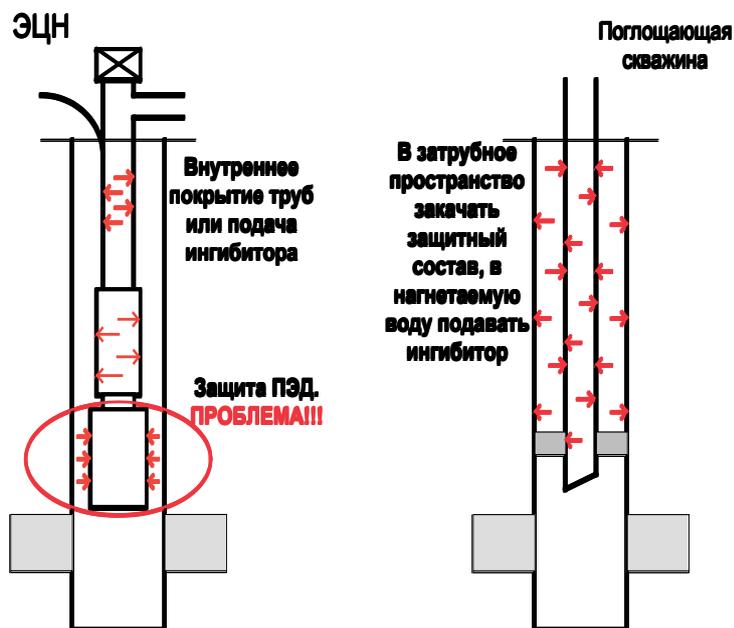


Рис. 6.1. Пример максимального воздействия агрессивной жидкости на скважинное оборудование при эксплуатации УЭЦН и в нагнетательной скважине.

По данным замера, скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышают 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подается ингибитор коррозии, разгерметизация НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на Чутырском месторождении за 6-8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах закачки сточной воды в результате двухстороннего воздействия агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года. Характер коррозионного разрушения НКТ в нагнетательных и поглощающих скважинах показан на рис. 6.2.



Рис. 6.2. Коррозия НКТ в нагнетательной скважине сточной воды произошла снаружи и изнутри.

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворенного кислорода. Чтобы коррозия была незначительной, требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,025 мг/литр, а фактически на месторождениях, где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в десять и более раз больше. Пример (Мишкинское месторождение) приводится ниже.

Таблица 6.3

Результаты измерения содержания кислорода в продукции добывающих скважин Мишкинского н/м, проведенного ОАО «НИИнефтепромхим» в ноябре 2007г. и НПО «Напор» в октябре 2007г.

№ п/п	№ скважины	содержание кислорода, мг/л
1	715	0,7
2	1951	0,59
3	1507	0,64
4	1542	0,75
5	1726	0,8
6	1906	0,66
7	1948	0,67
8	1966	0,73
9	2078	0,53
10	714	0,67
Скв. 365, куст 65, ДНС-7 (проба от 18.10.07).		1.7 при T=100С
Пресная вода р. Сива		7, 3

По данным группы по борьбе с коррозией, кислород попадает в скважинную жидкость не только при ППД, но и при технологических обработках. Ниже приводятся данные исследования группы по борьбе с коррозией Ижевского НТЦ по влиянию жидкости удаления АСПО (НРХ-777) производства ООО «Технотэк». Как видно из данных, кислорода в промысловой жидкости в сотни раз больше нормативного.

Исследования по влиянию жидкости для отмыва АСПО (НРХ 777) на коррозионные процессы нефтепромыслового оборудования

Схема опыта	Плотность, г/см ³	Механические примеси, мг/дм ³	Сероводород, мг/дм ³	Растворенный кислород, мг/дм ³	Скорость коррозии, мм/год
Жидкость для отмыва АСПО НРХ 777	1,000	36,0	-	4,9	0,79
Скорость коррозии металлических пластин, предварительно обработанных растворами по технологии ООО «Технотэк»	1,120	-	100	0	0,55
Скорость коррозии металлических пластин, предварительно обработанных растворами по технологии ООО «Технотэк» с нанесением пленки ингибитора коррозии (добавка ингибитора коррозии в пресную промысловую воду с дозировкой 100 мг/дм ³)	1,120	-	100	0	0,31

Выводы:

1. Жидкость НРХ 777 является коррозионно агрессивной ввиду наличия большого количества растворенного кислорода.
2. Технология промывки скважин и выкидных линий ООО «Технотэк» предусматривает сброс промысловой жидкости в систему нефтесбора, что бесспорно увеличивает коррозионную активность перекачиваемых жидкостей. В НГДУ «Киеггол» ежемесячно расходуется около 4600 м³ промысловой жидкости НРХ.
3. Прокатка пресной промысловой воды снижает скорость коррозии металла с 0,79 до 0,55 мм/год, в то же время поверхность металла остается незащищенной от коррозионного воздействия среды.

Рекомендации:

Предлагается в последнюю порцию промысловой пресной воды (8 м³) добавлять ингибитор коррозии с дозировкой 100-200 мг/дм³, что позволит создать защитную пленку ингибитора и последующие обработки ингибитором производить не ранее, чем через 15 дней (сокращение количества периодических обработок скважин ингибитором коррозии).

Одним из серьезных осложнений в добыче нефти является коррозия ПЭД УЭЦН. Причем выходят из строя из-за коррозии преимущественно ПЭД высокопроизводительных УЭЦН при обводненности продукции 75 % и выше. Применение погружных двигателей антикоррозионного исполнения продлевают срок службы УЭЦН, но не снимают проблему. Причиной интенсивной коррозии ПЭД является сочетание высокоагрессивной среды с высокой температурой корпуса двигателя, при котором электрохимическая коррозия металла имеет максимальную величину (3-5 мм/год в питингах). Характер коррозионного повреждения ПЭД показан на рис. 6.3 (смотри цветную вклейку).

Как видно из рисунка, коррозия корпуса носит очаговый и интенсивный характер в результате воздействия многих отрицательных факторов, действующих на металл корпуса.

В упрощенном виде основные причины потерь оборудования из-за коррозии скважинного оборудования показаны на блок-схеме рис. 6.4.

Причины влияющие на коррозию

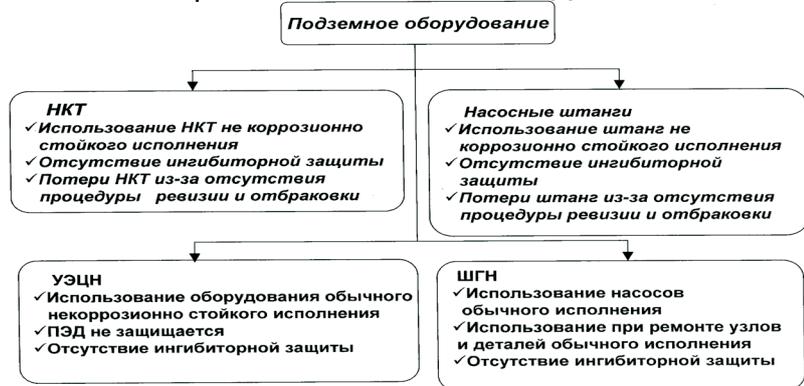


Рис. 6.4. Блок-схема основных причин, вызывающих потерю оборудования из-за коррозии.

Статистические данные о выбраковке скважинного оборудования из-за коррозии металла. Актуальность проблемы борьбы с коррозией.

Чтобы иметь представление об уровне ущерба из-за коррозии, приведем данные усредненной статистической обработки сведений об отказе скважинного оборудования НГДУ «Воткинск», НГДУ «Гремиха», НГДУ «Киенгоп» за 2008-2009 г. (таблица 6.4).

По визуальным наблюдениям, 30-40 % обрывов штанг происходит из-за коррозии. Однако, по мнению компетентных специалистов, большинство обрывов штанг в сероводородосодержащей среде происходит из-за коррозии металла штанг. Значительная часть отказов насосов, НКТ, приемных фильтров ШГН происходит из-за коррозии.

Износ насосов УЭЦН, засорение фильтра, негерметичность НКТ в большинстве случаев происходят из-за коррозии металла оборудования.

Таблица 6.4.

Основные причины отказов ШГН

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
Обрыв штанг(в т.ч. коррозия)	%	28
Отворот штанг	%	7
Отказ насоса	%	49
Прочие (в т.ч. коррозия НКТ, фильтра)	%	16

Основные причины отказов ЭЦН

Наименование	Ед.изм.	Кол-во
Изоляция кабеля "0"	%	16
Изоляция двигателя "0"	%	11
Слом вала или износ насоса	%	15
Коррозия корпуса УЭЦН (двиг)	%	17
Засорение фильтра и рабочих органов	%	35
Другие причины	%	6

В зависимости от агрессивности жидкости по месторождениям 30-50 % отказов скважинного оборудования происходит из-за коррозии металла.

Таблица 6.5

Показатели отбраковки ГНО из-за коррозии в 2009 г.
Кол-во отбракованных НКТ, ШН за 11 месяцев 2009 года

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во отбракованного ГНО					Итого	% отбраковки
			НГДУ Игра	НГДУ Киенгоп	НГДУ Воткинск	НГДУ Гремиха	НГДУ Сарapul		
1. По причине коррозии									
1.1.	Труба НКТ 60x5,0	м	14339	37806	24823	10792	8095	95 855	100
	Труба НКТ 73x5,5	м	138485	66602	175226	161929	65133	607 375	96
	Труба НКТ 89x6,5	м	1379	2375	3537	4423		11 714	100
	НШ 19	шт	9717	2592	10839	6027	3622	32 797	100
	НШ 22	шт	11150	3326	10902	6248	5430	37 056	100
2. При проведении ремонта (обрезки)									
	Труба НКТ 73x5,5	м	8234	5541	5291	4579	2808	26453	4

Примечание. Эта информация получена от цеха учета глубиннонасосного оборудования (ЦУГНО)

Как видно из таблицы 6.5, безвозвратная (не подлежащая восстановлению) отбраковка НКТ всех диаметров в 2009 г. составила более 700 км, насосных штанг - 69,8 тыс. штук. Основная причина по заключению ЦУГНО (цех учета глубиннонасосного оборудования) - это коррозия металла. ОАО «Удмуртнефть» в 2009 г. закупило (по предварительным данным) 57,8 тыс. новых штанг и отремонтировало 23 тыс. старых штанг. Даже не подсчитывая затраты в деньгах, можно делать заключение о важности и необходимости эффективной борьбы с коррозией.

6.2. Предложения по совершенствованию и развитию методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования.

1. Существующее состояние организации управления защитой от коррозии.

В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» организация защиты от коррозии промышленного оборудования и трубопроводов возложена на отдел эксплуатации трубопроводов (ОЭТ). Этот отдел ведет статистику порывов трубопроводов, контроль за строительством и ремонтом трубопроводов, электрохимзащитой, протекторной и ингибиторной и бактерицидной защитой, применением неметаллических и футерованных антикоррозионными материалами трубопроводов. ОЭТ также готовит заявки на покупку ингибиторов коррозии, бактерицидов и технических средств для подачи химреагентов в трубопроводы и скважины.

Услуги по мониторингу состояния коррозионной активности добываемой и закачиваемой в пласт жидкости, определению эффективности применяемых бактерицидов и ингибиторов, анализу эффективности антикоррозионных мероприятий оказывает группа по борьбе с коррозией (ГБК) Ижевского научного центра.

Работа по защите от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться комплексно: начиная от забоя добывающей скважины, вклю-

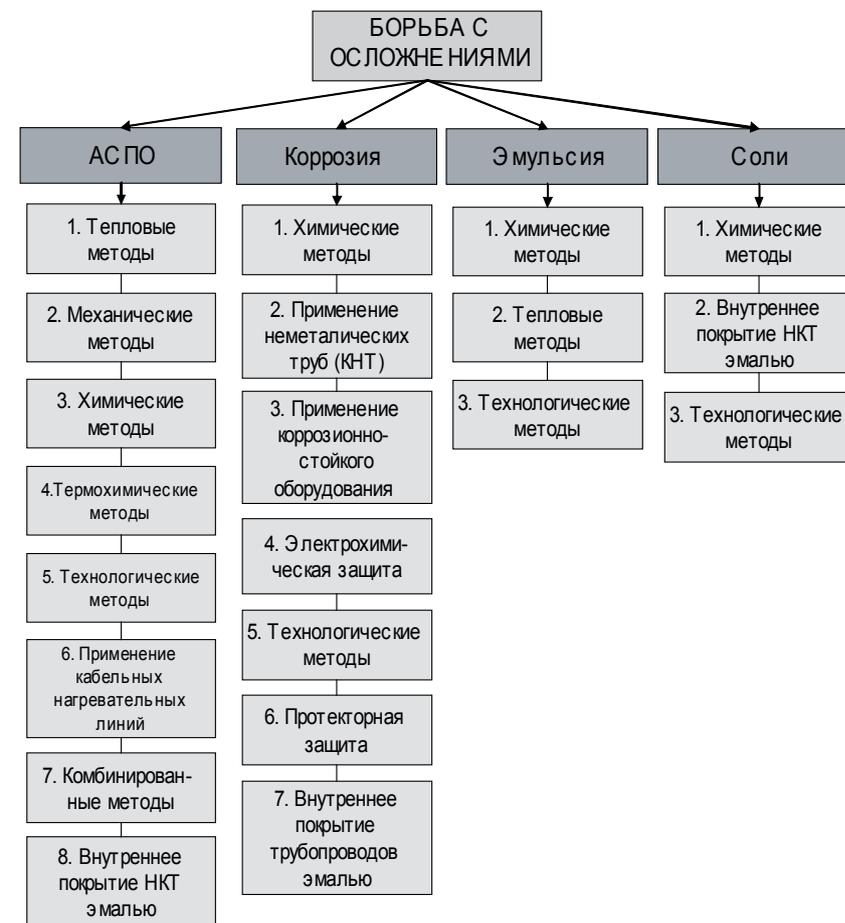


Рис. 6.6. Структура методов борьбы с осложнениями, в т.ч. с коррозией скважинного оборудования.

чая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и кончая забоем нагнетательной скважины.

Схема реализации проекта борьбы с коррозией на Мишкинском месторождении нефти показана на рис. 6.5 (смотри цветную вклейку).

В данной схеме показана ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, реагентов, СВБ.

На самом деле, методы и способы борьбы с коррозией достаточно разнообразны и применяются они после обоснования технологической и экономической эффективности. Основные направления борьбы с коррозией в ОАО «Удмуртнефть» показаны на рис. 6.6.

2. Техническая оснащенность месторождений для борьбы с коррозией оборудования.

В настоящее время основной метод борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования - это химический метод, т. е. подача в скважину и систему сбора ингибиторов коррозии и бактерицидов. На основных крупных месторождениях нефти - Чутырско-Киенгопском, Мишкинском, Лиственском и Гремихинском - ингибиторную защиту нефтепромыслового оборудования осуществляли на основе специальных инвестиционных проектов, на других - по отдельным мероприятиям. Только на месторождениях НГДУ «Сарапул» подача ингибиторов в скважины дозировочными устройствами не производится.

Техническая оснащенность дозировочными устройствами - дозировочными насосами и гравитационными устройствами (метанольницами) приведена в таблице 6. 6.

Как видно из таблицы, на Чутырском и Киенгопском месторождениях метанольницы не применяются. Причина это-

Таблица 6.6
Дозирующие устройства на скважинах для подачи ингибиторов коррозии

Месторождение	УДЭ	Метанольница	Примечание
Чутырь	159		119 скв./мес. обрабатывается агрегатом
Л-Зура	20	22	
Красногорье	16	28	
Кез	9	19	
С-Нязь	25	15	
Гремихинское	114		195 скв./мес. обрабатывается агрегатом
Мишкинское	150	696	
Лиственское	41	138	
Киенгопское	123		В плане - запуск 126 грав.блоков (метанольниц с ручным дозатором) 34 скв./мес. обрабатывается агрегатом
Итого:	657	918	

го – инцидент: разрыв применяемой метанольницы на Киенгопском месторождении под давлением затрубного газа из-за некачественного сварного шва. Метанольницы были изготовлены недобросовестным поставщиком, который не опрессовал их перед выдачей заказчику.

Чтобы этого не случилось, необходимо метанольницы опрессовать на промысле на давление опрессовки эксплуатационной колонны, поскольку на этих месторождениях есть вероятность прорыва газовой шапки.

Кроме указанных способов подачи ингибитора применяется обработка скважин раствором ингибитора промывочными агрегатами.

Испытывались также в единичных экземплярах поднасосные контейнеры с твердыми ингибиторами коррозии. Однако эффективность их оказалась неоднозначной, поэтому ши-

Схема организации защиты от коррозии

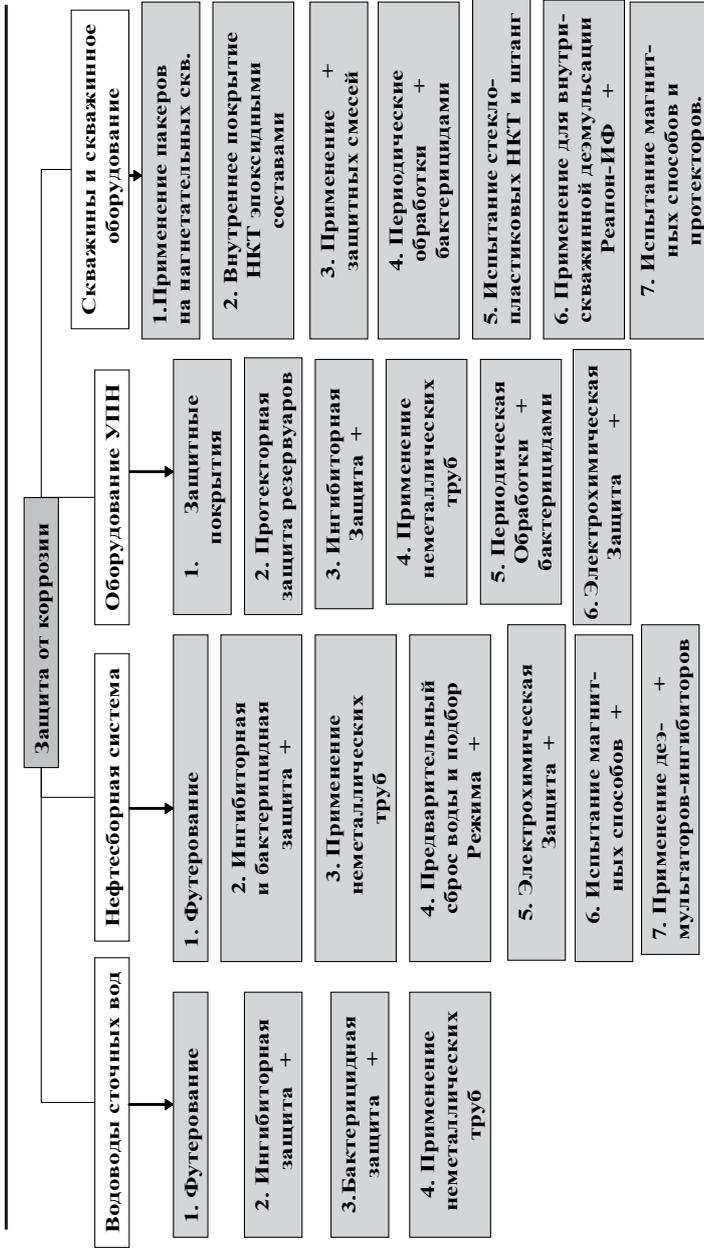


Рис. 6.7. Схема применяемых методов защиты оборудования от коррозии.

рокого применения ни в ОАО «Удмуртнефть», ни в других объединениях контейнеры не нашли.

Дозировочные насосы с приводом от станка-качалки были закуплены и применялись в НГДУ «Воткинск». Однако из-за ряда конструктивных недостатков эти насосы были изъяты из эксплуатации. В настоящее время применяются только электрические дозаторы типа «УДЭ».

6.3. Предложения по совершенствованию методов управления коррозией нефтепромыслового оборудования.

1. Организация управления на примере ОАО «Удмуртнефть».

По состоянию на 01.01.2010 г. мониторинг коррозии скважинного оборудования практически ведется только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине не ведется. Таким образом, практически скважинное оборудование мониторингом процесса коррозии по состоянию на 01.01.2010 г. не охвачено.

Следует заметить также, что оборудование УПН тоже не охвачено мониторингом, хотя технологическая система УПН периодически подвергается бактерицидной обработке. На УПН требуется контроль качества антикоррозионного покрытия РВС, определение срока эффективной службы покрытия, определение скорости коррозии в разных точках технологической цепочки и интенсивности развития СВБ и др.

Такие пробелы мониторинга коррозии в технологической цепочке «добыча - нефтесбор - подготовка нефти и воды - закачка воды в пласт» значительно ухудшают качество и эф-

фективность борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования.

На рис. 6.8 показан возможный вариант функционального управления защитой оборудования от коррозии в ОАО «Удмуртнефть».

Систему управления защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии возглавляет ведущий инженер отдела эксплуатации трубопроводов. Функционально перед ним отчитываются и согласовывают свои действия инженеры управления подготовки нефти и ОРМФС (отдела работы с

механизированным фондом скважин). Эти ИТР контролируют договорную работу с группой по борьбе с коррозией (ГБК) ИННЦ, а также с ответственными по борьбе с коррозией инженерами ПТО НГДУ. Эта схема не требует дополнительных людей, кроме ГБК.

2. Ингибиторная защита оборудования от коррозии.

В настоящее время основным методом защиты от коррозии в ОАО «Удмуртнефть» является химический метод защиты. В рамках химических методов применяется:

- закачка ингибиторов коррозии - бактерицидов дозировочными насосами в затруб скважины из расчета 25-35 г на один м³ добываемой воды, таких скважин по состоянию на 01.01.1010 г - 657 единиц;
- заливка ингибиторов коррозии- бактерицидов в затруб скважины через метанольницы через 7-15 дней. Таких скважин в ОАО «Удмуртнефть» - 918 единиц;
- закачка растворов ингибиторов коррозии - бактерицидов агрегатами в затруб через регламентированный период передвижными насосными агрегатами;
- производятся бактерицидные обработки системы нагнетания ППД ударными дозами (10-20 кратные нормы дозировки) с помощью насосных агрегатов;
- в систему ППД подается с помощью БР-25 в постоянном режиме ингибитор-бактерицид с дозировкой 30 г/м³.

При ПРС в жидкость глушения добавляются поглотители сероводорода типа Сонцид 8102, СНПХ-1100 (Десульфон) и другие химреагенты.

Опыт работы ОАО «Удмуртнефть» в области ингибиторной и бактерицидной защиты оборудования от коррозии достаточно большой, однако в порядке совершенствования технологии защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее.



Рис. 6.8. Возможная функциональная система управления защитой промышленного оборудования от коррозии в ОАО «Удмуртнефть».

- Подачу деэмульсатора в затруб скважины при содержании воды в продукции 50 % и более производить только вместе с совместимыми ингибиторами коррозии.

- Подачу ингибиторов парафиноотложений в затруб скважины можно совместить с подачей ингибитора коррозии при их хорошей совместимости на основе лабораторных опытов. Совместная подача этих реагентов рекомендуется при обводненности продукции более 55 %. Результат - экономия дозаторов и синергетический эффект этих реагентов.

- Подавляющее большинство ингибиторов солеотложений является коррозионно-агрессивными жидкостями. Поэтому обработку против солеотложений необходимо производить с обязательным добавлением в ингибитор солеотложений оптимального количества совместимого ингибитора коррозии.

- При технологических обработках против АСПО (ТХО) жидкостями на водной основе требуется обязательное добавление ингибитора коррозии необходимой дозировки.

3. Применение НКТ с внутренней футеровкой.

Как было отмечено выше, ежегодно в ОАО «Удмуртнефть» бракуются 500-700 км НКТ из-за коррозии. В высокообводненные добывающие скважины и нагнетательные скважины сточных вод) при неэффективной подаче или при отсутствии подачи ингибитора даже новые НКТ приходят в негодность в течение 6-8 месяцев из-за выхода из строя резьбовой части (см. цветную вкладку, рис. 6.9, 6.9а) или появления сквозных отверстий питинговой коррозии в теле НКТ. Это особенно опасно при эксплуатации УЭЦН из-за возможности полета НКТ с осложнениями при подъеме из-за кабеля. Применение ингибиторов значительно продлевает срок службы НКТ, однако полностью не решает проблему.

Для увеличения МРП скважин, снижения аварийности и объемов списания НКТ из-за коррозии предлагается на скважинах, оборудованных УЭЦН, УЭВН, применять футерованные внутри эпоксидной смолой или эмалью НКТ.

Преимущества:

- В сильноагрессивных средах при эксплуатации УЭЦН срок службы НКТ увеличивается в 4-5 раз.
- Не меняются прочностные характеристики трубы.
- Применяется стандартное оборудование для СПО.
- Не снижаются скорости СПО.
- Отложения АСПО и неорганических солей снижаются на порядок.
- Допускаются горячие и термохимические обработки скважин.
- Относительно недорогая стоимость НКТ с внутренним покрытием: стоимость повышается в 1,5 раза по сравнению с простыми НКТ, а срок службы повышается в 4-5 раз.

НКТ с внутренним покрытием эпоксидной смолой идентичны по свойствам с НКТ, футерованных эмалью, только температурные напряжения эмаль выдерживает гораздо лучше, чем эпоксидная смола.

4. Применение неметаллического внутрискважинного оборудования.

В связи с тем, что коррозия скважинного оборудования имеет комплексный характер - электрохимический, бактериальный, химический и др., оборудование должно иметь такой материал, который мог бы противостоять вышеперечисленным факторам коррозии. Таким материалом в настоящее время могут быть композитные материалы, например стеклопластики, углепластики.

В ОАО «Удмуртнефть» стеклопластиковые трубопроводы начали применять в 1999-2000 гг. в системе утилизации сточных вод.

В 2006 г. начали испытывать на Мишкинском месторождении стеклопластиковые фильтры для СШНУ.

По состоянию на 01.01.2010 г. на Гремихинском месторождении в систему закачки сточной воды стеклопластиковые трубы спущены на 23 скважинах с суммарной длиной 30,3 тыс. м., Кроме того, на одной скважине УЭЦН спущена на стеклопластиковых НКТ.

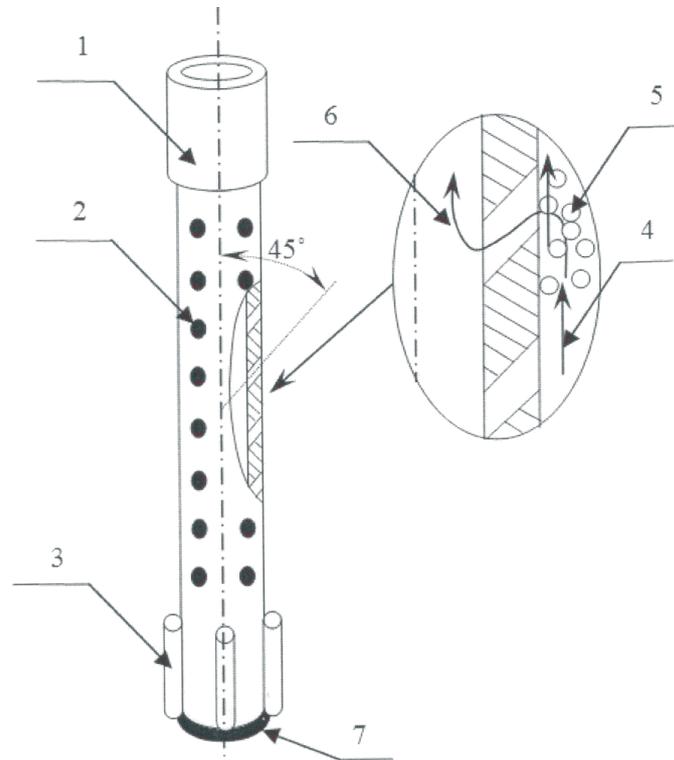


Рис. 6.10. Схематический вид модифицированного стеклопластикового фильтра: 1 - раструб, 2 - цилиндрические перфорационные отверстия, 3 - центратор, 4 - направление газожидкостной смеси, 5 - пузырьки газа, 6 - направление движения жидкости, 7 - заглушка.

Исходя из анализа существующего состояния коррозии скважинного оборудования и проведенных промышленных испытаний предлагается:

- В скважинах, оборудованных СШНУ, применять стеклопластиковые фильтры более совершенной конструкции, предлагаемые сотрудниками ИННЦ (рис.6.10).
- Применять хвостовики из стеклопластиковых труб.
- На нагнетательных и поглощающих скважинах сточной воды применять стеклопластиковые НКТ.

Исходя из опыта эксплуатации скважин в условиях ОАО «Удмуртнефть», в целях снижения отказов насосов из-за мехпримесей, можно рекомендовать следующее:

1. Применяемые фильтры скважинных насосов не должны иметь форму прорези, а должны иметь круглую форму.
2. Материал фильтров не должен подвергаться коррозии.
3. Диаметр отверстия фильтров для применяемых насосов УСШН зависит от типоразмеров насосов. Для ШГН оптимальный диаметр отверстия фильтра составляет 2.5×3.0 мм.
 - На скважинах, оборудованных СШНУ, с обводненностью продукции 80% и более, провести промышленные испытания применения стеклопластиковых насосных штанг (см. цветную вклейку, рис. 6.11).

5. Применение протекторной защиты скважинного оборудования от коррозии.

Протекторная защита внутрискважинного оборудования от коррозии может применяться индивидуально или в составе комплексной защиты скважинного оборудования от коррозии в сильноагрессивных средах.

Принцип такой защиты основан на том, что как только поляризация катодных участков внешним током достигает потенциала анода, на всей поверхности металла устанавливается одинаковый потенциал и локальный ток больше не

протекает, т.е. пока к металлу приложен внешний ток, он не может корродировать.

На трубопроводах метод катодной защиты предполагает использование гальванической связи защищаемого металла со вспомогательным анодом.

Протекторная защита внутрискважинного оборудования исключает металлическую связь расходомерного электрода с защищаемым оборудованием, что позволяет оптимизировать

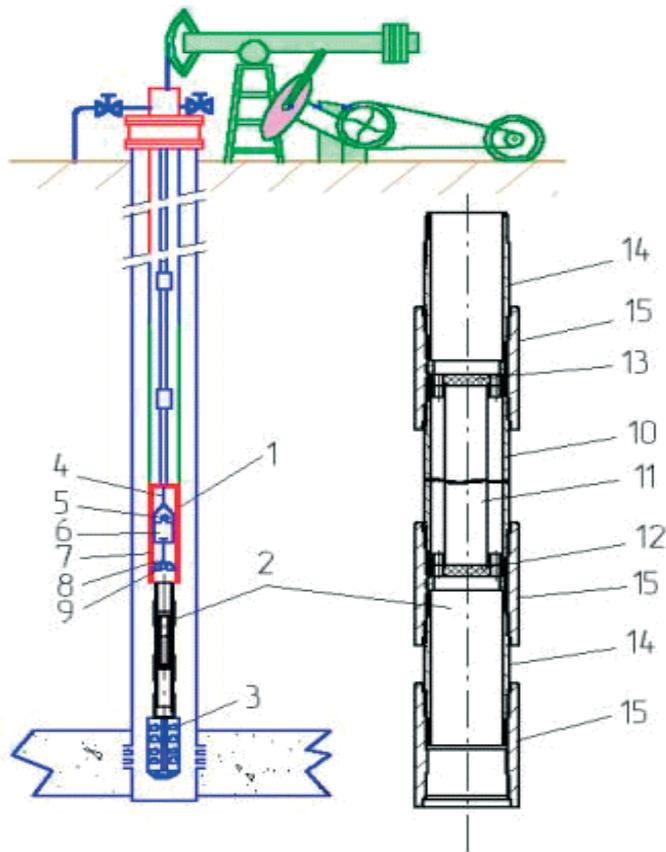


Рис. 6.12. Схема применения протектора из магниевых сплавов на хвостовике СШНУ. Поз. 11- протектор.

плотность тока по более значительной площади защищаемой поверхности и стимулировать в результате протекающих электрохимических реакций образование пассивирующих покрытий на поверхности металла НКТ в процессе самой защиты.

Предполагается, что нейтрализатор коррозионного процесса может стать также встречный процесс - образование твердой гладкой пассивирующей пленки магнетита на поверхности НКТ в процессе протекторной защиты.

На рис. 6.12 показана схема применения протектора для СШНУ, изготовленного из сплава МА-50 (95% - магний, 5% - алюминий). По такой схеме были испытаны магниевые протекторы на 4 СШНУ и 1 УЭЦН Мишкинского месторождения. На рис. 6.13 (см. цветную вклейку) показано состояние протектора после 8 месяцев эксплуатации СШНУ.

Чертеж протектора для ПЭД приведен на рис. 6.14.

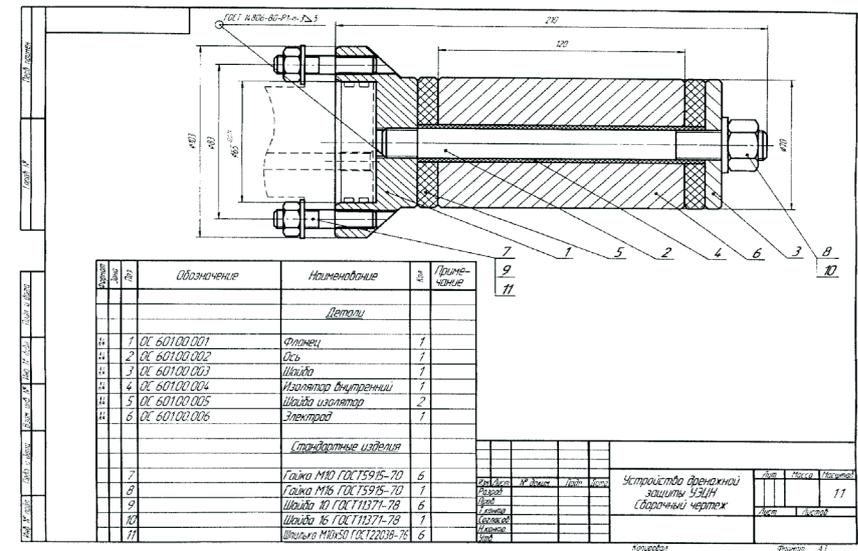


Рис. 6.14. Протектор для погружного двигателя УЭЦН (поз. 6).

К сожалению, эксперимент носит в данном случае субъективный характер, т.к. не была определена скорость коррозии по образцам - свидетелям до и после использования протектора.

6. Защита эксплуатационных колонн скважин от коррозии.

Скважины - это основные и очень дорогостоящие объекты нефтедобывающих предприятий. В то же время эксплуатационные колонны - это основной элемент конструкции скважин. Поэтому сохранение целостности эксплуатационных колонн (обсадных труб) скважин актуальная задача предприятий.

По состоянию на 01.12.2010 г. из 1631 нагнетательной скважины по ОАО «Удмуртнефть» 311 имели повреждения (негерметичность) эксплуатационных колонн из-за коррозии. В том числе соответственно.

НГДУ «Воткинск» - 304 нагн. скв. -	37	поврежденных экс. колонн
НГДУ «Киенгоп» - 262 ----// ----	16	-----//-----
НГДУ «Гремиха» - 270 --- // ---	32	-----//-----
НГДУ «Сарапул» - 234 ----//-----	54	-----//-----
НГДУ «Игра» - 561 ---//-----	172	-----//-----

Эти данные представлены ПТО НГДУ, могут иметь определенную погрешность, однако в целом фактических повреждений гораздо больше, чем зафиксировано в документах.

Методы защиты эксплуатационных колонн скважин от повреждений, в том числе из-за коррозии, приведены в технологической инструкции ОАО «Удмуртнефть» «Методические указания по обеспечению целостности эксплуатационных колонн», автор Насыров А.М. Инструкция внедрена в производство приказом № 547 от 23.10.2007 г.

В данной главе вопрос защиты эксплуатационных колонн подробно не рассматривается.

6.4. Предложения по совершенствованию и оптимизации методов борьбы с коррозией по способам эксплуатации скважин.

6.4.1. Улучшение организации управления защитой от коррозии скважинного оборудования.

В связи с тем, что ряд направлений работ по борьбе с коррозией по состоянию на 01.01.2010 г. не охвачен мониторингом или обезличена ответственность подразделений (например, за скважинное оборудование и оборудование УПН), предлагается:

- Внедрить функциональную систему управления защитой от коррозии, как показано на рис. 6.8. Это предполагает назначение ответственных ИТР по борьбе с коррозией в Управлении добычи нефти газа и Управлении подготовки нефти, а также повышение статуса группы по борьбе с коррозией ИННЦ до отдела по борьбе с коррозией нефтепромыслового оборудования.
- Систематически обучать и повышать квалификацию ИТР, занимающихся вопросами по борьбе с коррозией, в специализированных институтах с привлечением специалистов мирового уровня.
- Проводить тематические семинары и совещания по данному вопросу.
- Рассмотреть вопросы моральной и материальной мотивации работников за успехи в работе по снижению ущерба от коррозии.

6.4.2. Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации СШНУ.

Как совершенствование и оптимизация сегодняшнего уровня защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее.

- Применение деэмульсаторов в скважинах надо производить одновременно с совместимыми ингибиторами коррозии.

- При глушении скважин в солевой раствор добавлять ингибитор коррозии и поглотитель сероводорода в регламентированных объемах.

- Применять стеклопластиковые хвостовики и фильтры ШГН, как показано на рис. 6.10.

- В сильноагрессивных, высокообводненных скважинах применять протекторную защиту.

- В скважинах с обводненностью более 80 % провести промышленные испытания стеклопластиковых насосных штанг.

6.4.3. Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации УЭЦН.

- Глушение скважин выполнять с добавкой в жидкость глушения ингибитора коррозии и поглотителя сероводорода.

- Ингибиторы солейотложений применять только с добавкой совместимых ингибиторов коррозии.

- Применение деэмульсаторов в скважинах производить совместно с ингибиторами-бактерицидами.

- В скважинах с обводненностью продукции 70 % и выше применять НКТ с внутренней футеровкой соответствующими эпоксидными смолами или эмалью.

- В высокообводненных скважинах с содержанием сероводорода в попутнодобываемой воде более 50 мг/литр применять ПЭД коррозионностойкого исполнения.

- В высокообводненных и сильноагрессивных скважинах применять протекторную защиту ПЭД и оборудования.

- По результатам мониторинга периодически производить бактерицидную обработку скважин, оборудованных УЭЦН.

6.4.4. Оборудование нагнетательных скважин и эксплуатационные колонны скважин.

- Дозировка в сточную воду на КНС ингибиторов коррозии - бактерицидов согласно обоснованным регламентам.

- Применение НКТ с внутренней футеровкой.

- Применение стеклопластиковых НКТ.

- Заполнение надпакерного затрубного пространства скважинным защитным составом.



Рис. 1.1. Приемная сетка ЭЦН забита АСПО, солями и мехпри-
месями.



Рис. 5.1. Разрез водовода сточной воды на Мишкинском месторождении нефти с отложениями, состоящими из карбонатов, сульфатов, сульфида железа, АСПО, мехпримесей.



Рис. 6.3. Характер коррозионного повреждения корпуса погружного электродвигателя УЭЦН.

Схема реализации проекта

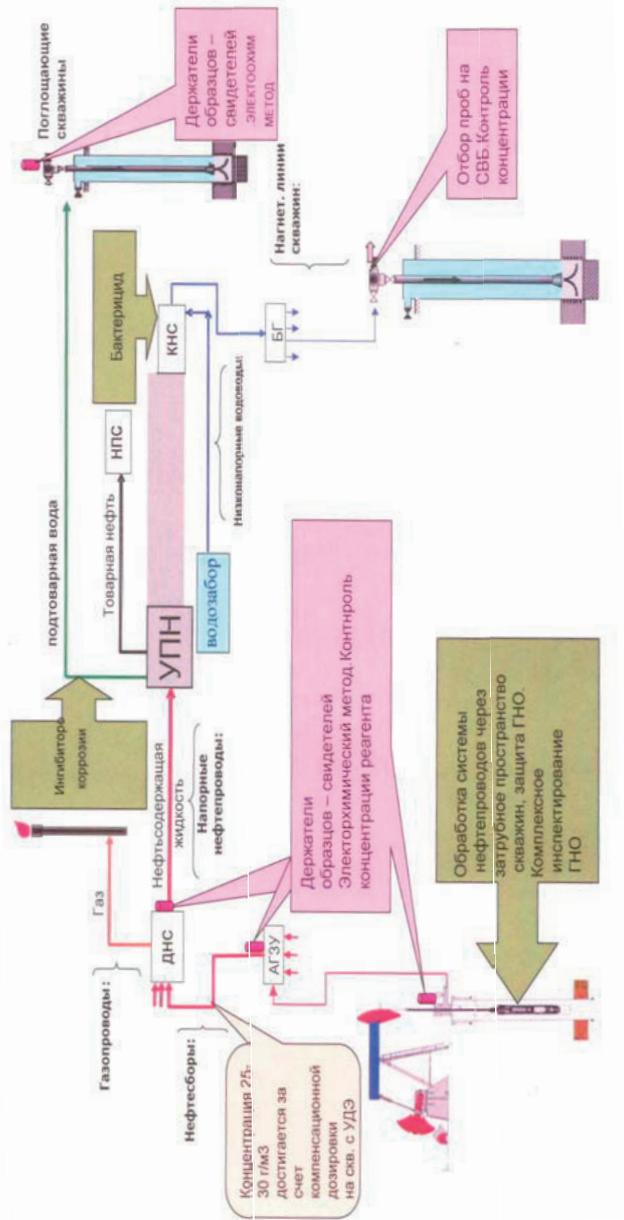


Рис. 6.5. Схема реализации проекта борьбы с коррозией на Мишкинском месторождении.



Рис. 6.9. Первоочередное разрушение НКТ происходит в резьбовой части.



Рис. 6.9а. Внутреннее покрытие труб эпоксидной смолой.



Рис. 6.11. Разрез соединения стеклопластикового стержня штанги со стальной головкой.



Рис. 6.13. Использованный протектор из магниевого сплава. Скв. 1919, Мишкинское м.р.



Рис. 7.3. Некачественные прокладки между НКТ - причина засорения скважин (Киенгопское м.р. скв.732.)

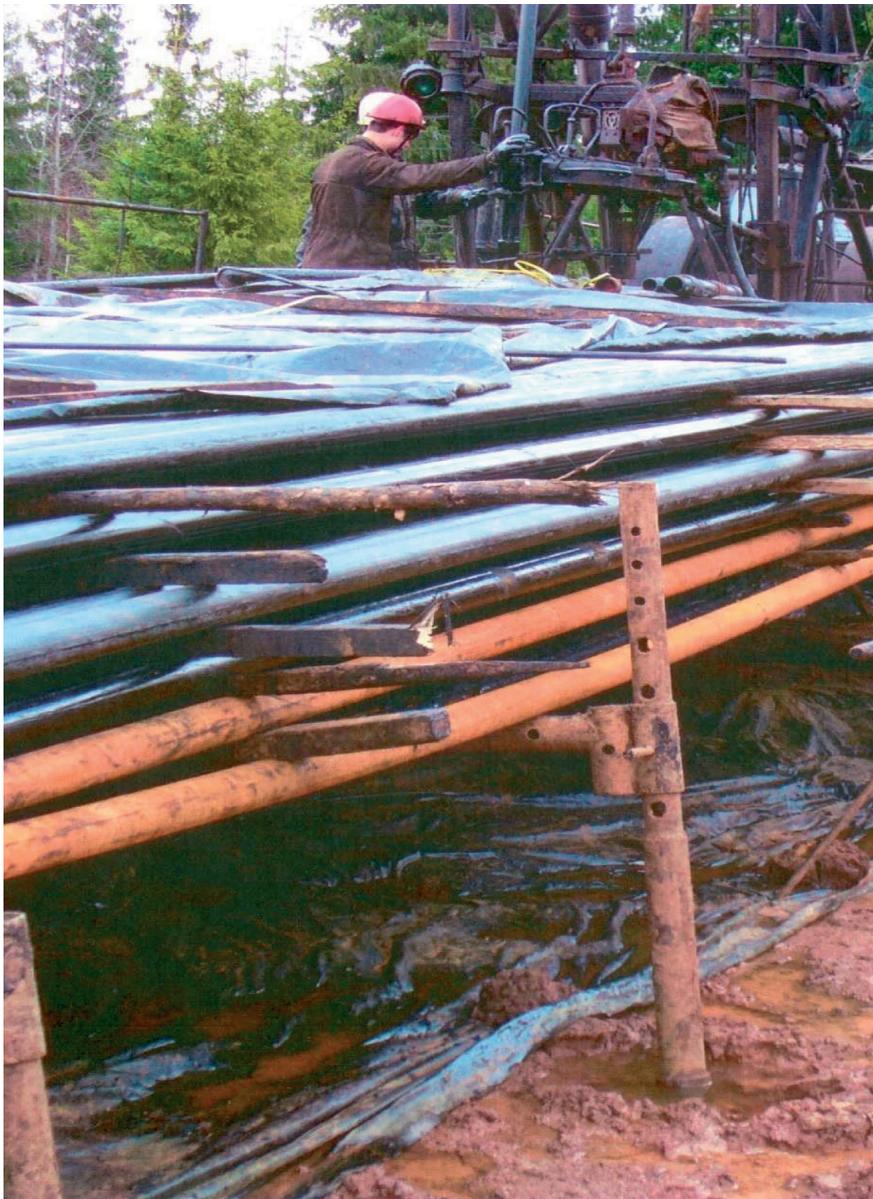


Рис. 7.4. Разломанные прокладки и низкая культура производства - одна из причин засорения скважин поверхностными мех-примесями.

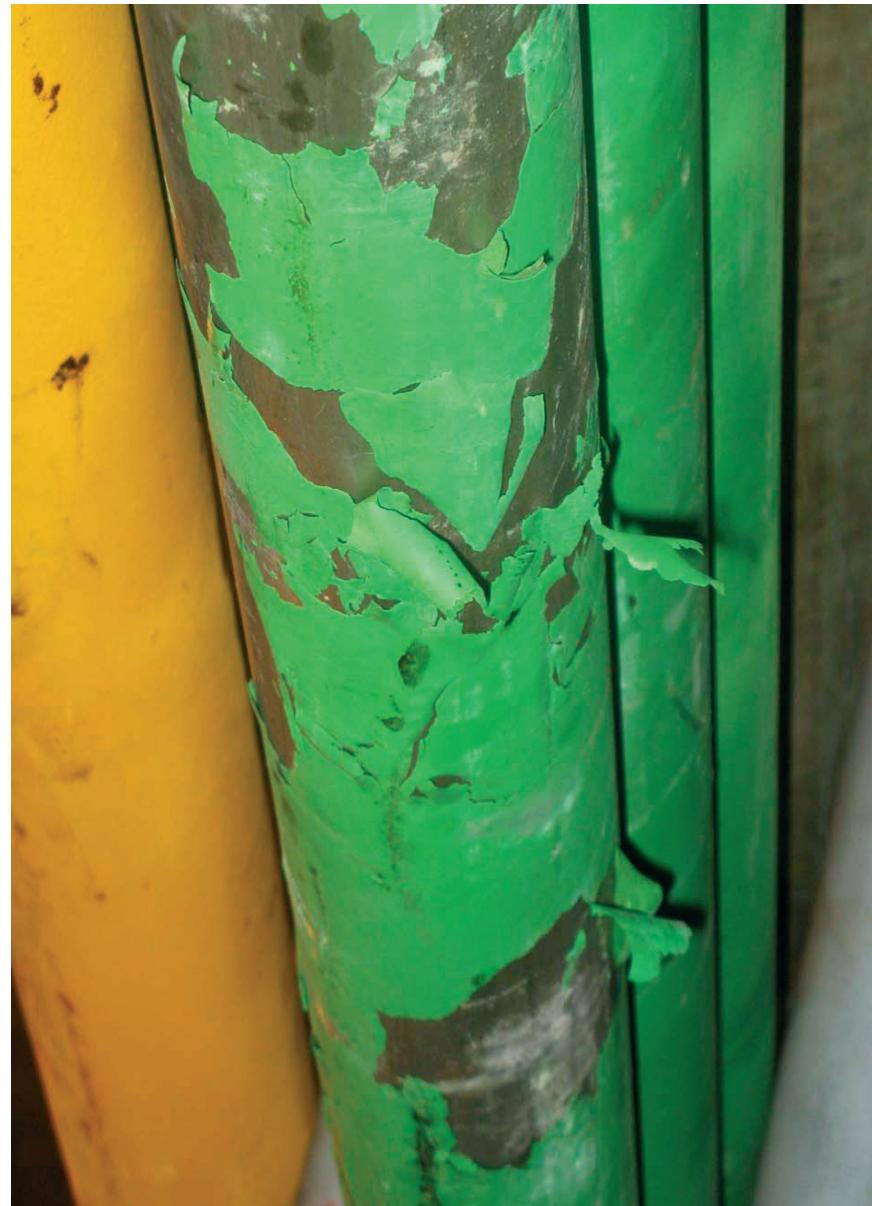


Рис. 7.5. Некачественная краска ПЭД - причина засорения скважины и колес ЭЦН.



Рис. 7.6. Первые колеса ЭЦН забиты поверхностным хламом (в данном случае – полиэтилен).



Рис. 7.7. Приемная сетка ЭЦН забита мехпримесью крупных размеров.



Рис. 7.8. К замазученному кабелю прилипает поверхностный мусор.



Рис. 7.9. Фильтр СШНУ марки ФРНП местами забит поверхностным мусором.



Рис. 7.11. Фильтр на приеме ЦА-320. Внутри установлена перегородка с диаметром отверстий 1,8 мм. Применяется на Киен-гопском месторождении нефти.

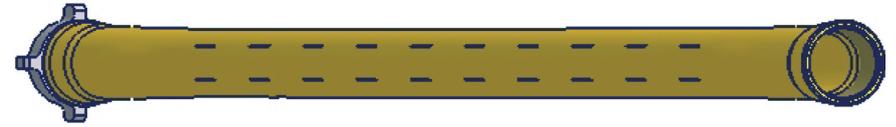


Рис. 7.12. Фильтры, применяемые на приеме ЦА-320 и АДП на Гремихинском месторождении нефти.



Рис. 7.16. Проволочный фильтр, поднятый со скважины. Фильтр полностью забит продуктами коррозии, солями и АСПО. Очистке и повторному использованию не подлежит.

А)



Б)



Рис. 7.17. Стеклопластиковые фильтры Бийского завода. А) Конструкция фильтра. Б) Поднятый из скважины фильтр через 1,5 года работы насоса. Нет следов коррозии и осадконакоплений. В щели застряла шкимка.



Рис. 7.18. Состояние проволочного фильтра после 150 суток работы.



Рис. 8.1. Скв. 685 Гремихинского месторождения. Нет буферной задвижки, манометр установлен неправильно (на разбираемой части манифольда), пробоотборник смонтирован снизу, нет обратного клапана и термокармана.



Рис. 8.2. Пробоотборник смонтирован снизу, нет термокармана и обратного клапана.



Рис. 8.3. Паронагнетательная скважина на кусте 16 Гремixinского месторождения. Нет дистанционного привода задвижек, нет термокармана.



Рис. 8.4. Кырыкмасское месторождение. Электроконтактный манометр установлен на отдельном щите, меньше вероятности повреждения кабеля, удобен для опрессовки скважины. Секущий запорный орган вентиль - не клинит при опрессовке.

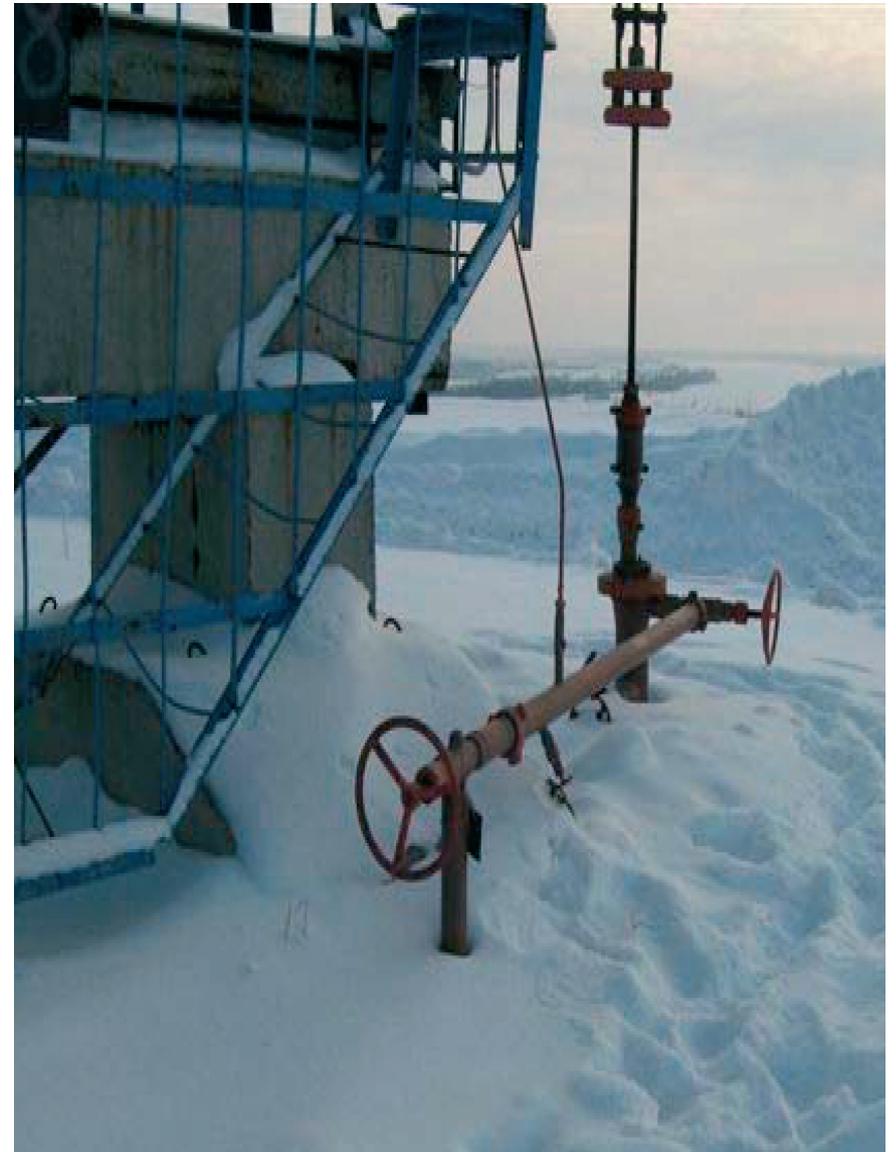


Рис. 8.5. Кырыкмасское месторождение. Такое расположение обвязки скважины нравится операторам, однако между фундаментом СК и манифольдом должно быть расстояние не менее одного метра (свободный проход).



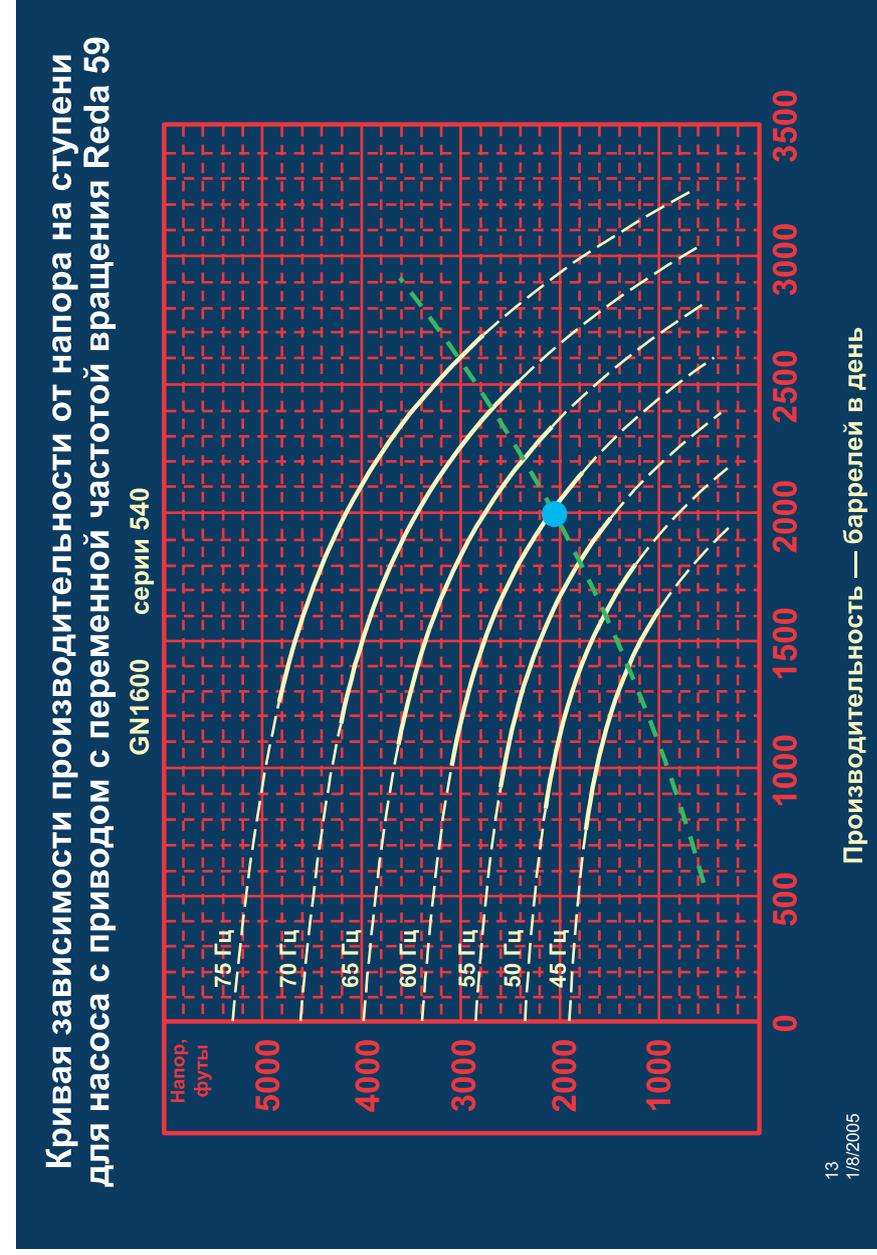
Рис. 8.6. Кырыкмасское месторождение. При ТКРС нет необходимости демонтировать ЭКМ, пробоотборник.



Рис. 8.10. В конце манифольдной линии скв. 371 Гремихинского м.р. в 2004 году установлен узел технологического контроля скважины. Данная фотография сделана 29 января 2010г.



Рис. 8.11. Скв. 371 Гремихинского месторождения. Узел технологического контроля установлен перед секущей задвижкой. Не удален прежний пробоотборник с манифольда для сравнения с УТК.



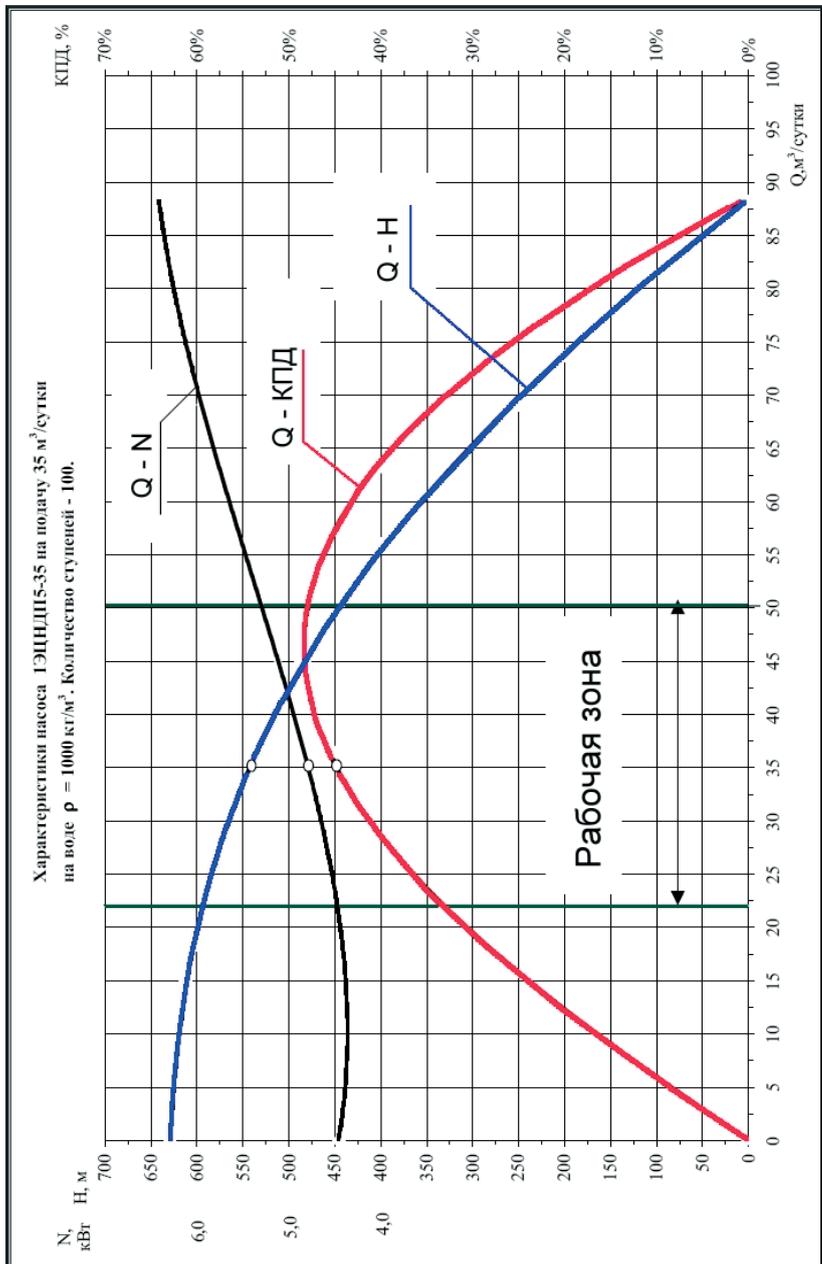
Применение приводов с переменной частотой вращения



Инструмент оператора.



Отложения АСПО в приемной сетке УЭЦН.



Характеристика ЭЦН на воде.

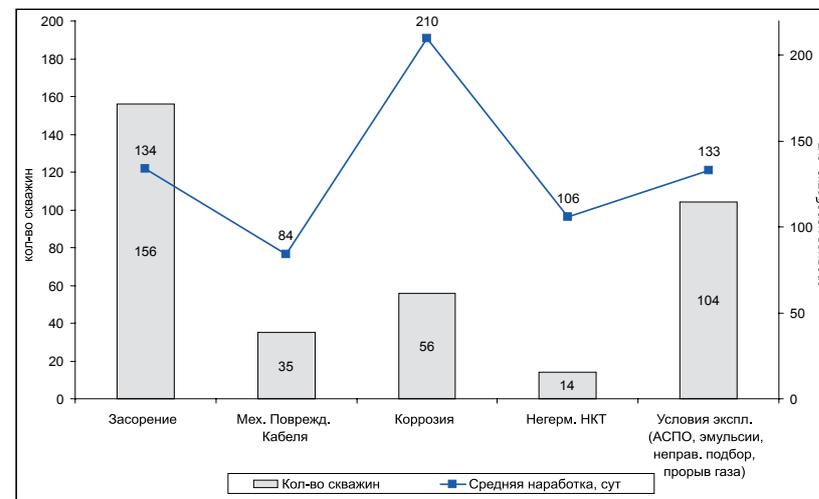
Глава 7. Снижение отказов глубинных насосов по причине засорения мехпримесями, занесенными при ТКРС и технологических операциях.

7.1. Анализ уровня актуальности снижения отказов скважинных насосов из-за наличия мехпримесей в добываемой жидкости.

За последние годы в результате проведенных организационно-технических мероприятий количество отказов УЭЦН из-за засорения рабочих органов мехпримесями существенно сократилось. Если за 2006-2007 гг. по этой причине было 156 отказов (см. нижеприведенную диаграмму), то за 2008-2009 гг. количество отказов из-за засорения ЭЦН сократилось до 94, в том числе в 2009 г. - 42 отказа. Однако это только те скважины, где засорение является основной причиной отказа, а скважины, где наличие мехпримесей является сопутствующим фактором отказа насосного оборудования, в это число не включены. Таким образом, наличие мехпримесей в добываемой жидкости значительно снижают межремонтный период работы скважин и уменьшают коэффициент подачи и КПД насоса. В связи с этим эффективность борьбы с негативным влиянием мехпримесей на работу ЭЦН и засорением скважин и насосов поверхностным мусором имеет весьма актуальное значение для промысловиков.

Кроме занесенного поверхностного мусора, значительную отрицательную роль играет и вынос мехпримесей из пласта, например, в НГДУ «Сарапул» (см. рис. 7.1.) где высокопродуктивные скважины пробурены, в основном, в терригенные пласты и наблюдается периодический интенсивный вынос песка.

Надо отметить, что засорение рабочих органов насосов происходит самыми разнообразными составами механиче-



ских примесей. Наиболее характерный состав мехпримесей показан в протоколах №300, №153 и №307 комплексной химико-аналитической лаборатории ИННЦ (приведены ниже).

Как видно из данных анализов, значительная часть мехпримесей составляет мусор, занесенный с поверхности земли. Выборочно причины и источники этого показаны на рисунках 2-8. Основной причиной попадания мусора в скважину с поверхности земли является низкая культура производства при производстве ремонтных и технологических работ. Например, щепки попадают в скважину из-за применения разломаченных деревянных прокладок путем прилипания щепок к НКТ и штангам (рис. 2.3). Источником засорения часто являются также старая краска, полиэтилен, куски резины и изолянты, фрагменты пластмассовых предметов и растительности. Такой состав поверхностного мусора, попадая на прием насоса, как правило, приводит к немедленному или постепенному отказу ЭЦН из-за засорения первых колес, поскольку приемная сетка ЭЦН задерживает только относительно крупные предметы. При наличии достаточного коли-

чества крупных частиц (размером в диаметре более 3 мм и длиной 20 и более мм) механических фракций они частично или полностью перекрывают приемную сетку ЭЦН, вызывая вибрацию насоса, снижение подачи и, в конечном счете, выход из строя насоса.

Идентичная ситуация с СШНУ. При попадании крупных фракций поверхностного мусора в клапаны насоса или попадании фрагментов окалины, цементной корки, породы в посадочное седло клапана насос или вообще перестает работать, или работает с пропуском жидкости. Пропуск жидкости клапаном приводит к гидромониторному перемешиванию жидкости в интервале приемного клапана, что создает аномально вязкие эмульсии, приводящие к отказу клапанной пары СШНУ (см. рис. 7.10).

По данным актов расследования, причин отказов СШНУ чисто по причине засорения клапанов глубинных плунжерных насосов, количество отказов в год имеет тенденцию на снижение, однако число отказов насосов остается значительным. Так, например, число отказов скважин по причине засорения рабочих органов СШНУ остается значительным:

2007 год - 73 отказа
 2008 год - 58 отказов
 2009 год - 45 отказов

Снижение отказов скважин по причине засорения насосов - результат комплексной и системной работы ОАО «Удмуртнефть» по повышению МРП, включающей организационные, технические, технологические и другие мероприятия. Однако часть намеченных работ оказалась малоэффективной или появились новые осложнения, в связи с чем требуется определенная корректировка соответствующих мероприятий.

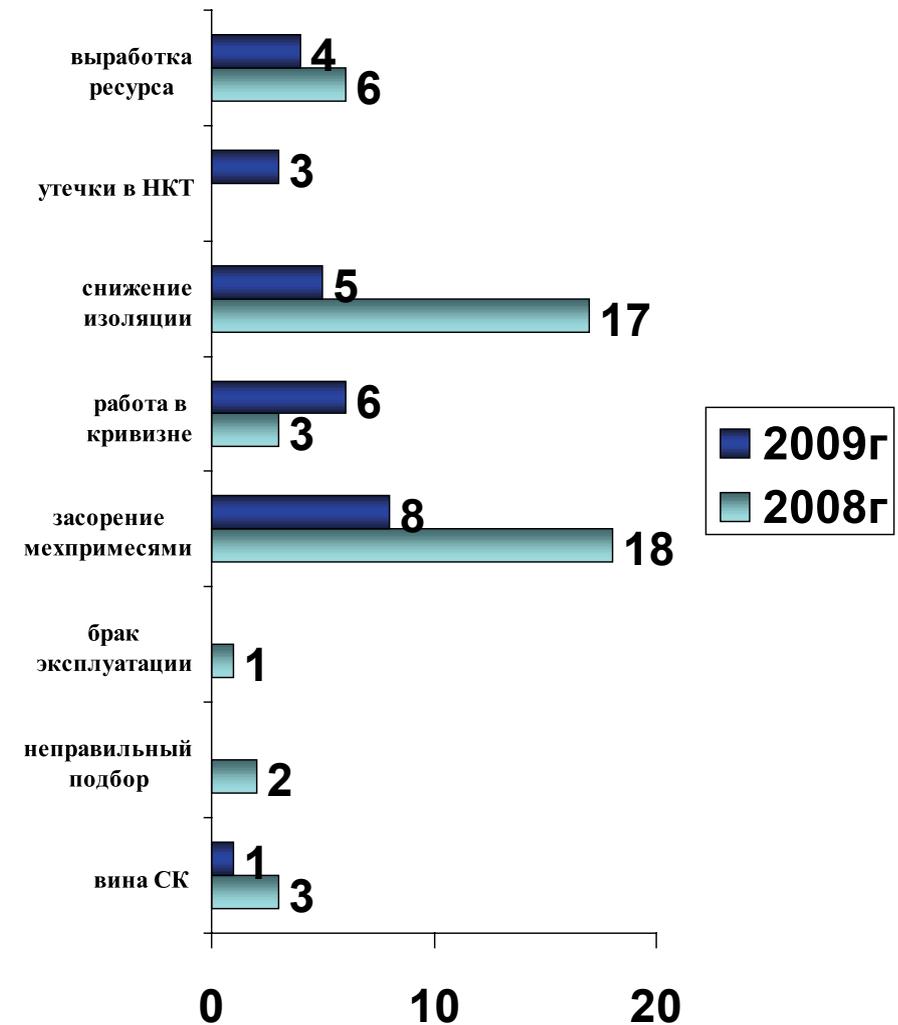


Рис. 7.1. Распределение отказов УЭЦН НГДУ «Сарапул» по причинам.



НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УДМУРТНЕФТЬ – ЦНПИ**КОМПЛЕКСНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**

Система аккредитации аналитических лабораторий

Аттестат аккредитации № РОСС.RU.0001.510654 от 10.11.2006 г. Действителен до 24.10.2011

Адрес: 426057 г. Ижевск, ул. Свободы, 175. | телефон: (3412) 487-474, 487-283 Факс: (3412) 487-483 E-mail: I.Churakova@udmurtneft.ru

Заказчик: НГДУ "Киенгол"

Протокол КХА № 153

Объект анализа: Отложения в нефтепромысловом оборудовании
 Месторождение: Киенгопское
 Место отбора проб: скв. 2517 (с рабочих органов ЭЦН)
 Дата поступления пробы на анализ: 25.07.2007
 Дата выполнения анализа: 07.08.2007

Компонентный состав	Результат испытаний
Нефтепродукты	14,1%
Хлорид натрия NaCl	4,5%
Хлорид кальция CaCl ₂	1,4%
Хлорид магния MgCl ₂	0,4%
Сульфиды железа FeS	9,1%
Карбонат кальция CaCO ₃	50,8%
Гипс CaSO ₄ *2H ₂ O	7,0%
Остаток, нерастворимый в соляной кислоте	12,7%
в том числе:	
- резина	8,7%
- щепки (длиной до 20 мм)	4,0%

Методика выполнения измерений: РД 39-0147586-041 ВНИИ-86

Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации

Зав. комплексной лабораторией

Т.И. Чуракова



НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УДМУРТНЕФТЬ – ЦНПИ**КОМПЛЕКСНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ**

Система аккредитации аналитических лабораторий

Аттестат аккредитации № РОСС.RU.0001.510654 от 10.11.2006 г. Действителен до 24.10.2011

Адрес: 426057 г. Ижевск, ул. Свободы, 175. | телефон: (3412) 487-474, 487-283 Факс: (3412) 487-483 E-mail: I.Churakova@udmurtneft.ru

Заказчик: ЦПП ОАО "Удмуртнефть"

Протокол КХА № 307

Объект анализа: Отложения в нефтепромысловом оборудовании
 Месторождение: Л-Зуриновское
 Место отбора проб: скв. 1066
 Дата поступления пробы на анализ: 19.12.2007
 Дата выполнения анализа: 20.12.2007

Компонентный состав	Результат испытаний
Нефтепродукты	19,0%
Сульфиды и оксиды железа FeS+Fe ₂ O ₃	57,1%
Гипс CaSO ₄ *2H ₂ O	12,2%
Остаток, нерастворимый в соляной кислоте (пропант)	11,7%

Методика выполнения измерений: РД 39-0147586-041 ВНИИ-86

Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации

Зав. комплексной лабораторией

Т.И. Чуракова

Протокол КХА № 300

Объект анализа: Отложения в нефтепромысловом оборудовании
 Месторождение: Гремихинское
 Место отбора проб: скв. 309 (с приемной сетки)
 Дата поступления пробы на анализ: 24.10.2007
 Дата выполнения анализа: 17.12.2007

Компонентный состав	Результат испытаний
Нефтепродукты	15,6%
Сульфиды и оксиды железа FeS+Fe ₂ O ₃	19,5%
Остаток, нерастворимый в соляной кислоте	64,9%
в том числе:	
- щепка длиной до 50 мм	41,8%
- краска	7,1%
- оксид кремния SiO ₂	16,0%

Методика выполнения измерений: РД 39-0147586-041 ВНИИ-86
 Примечание: определяемые показатели лежат вне области аккредитации

Распределение видов отказов скважин на ВНР

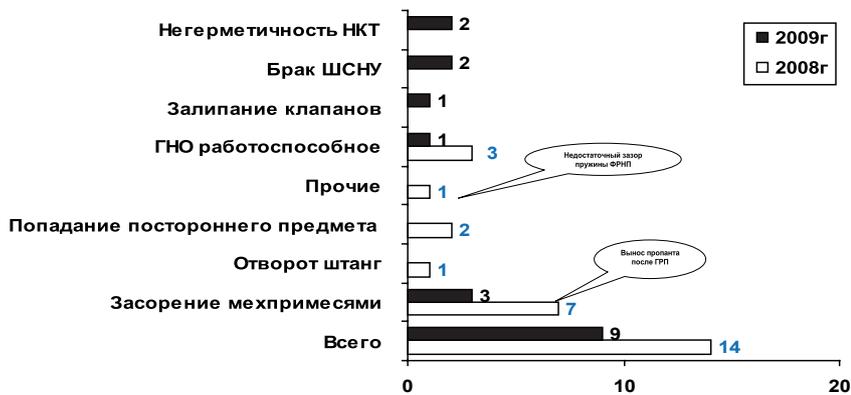
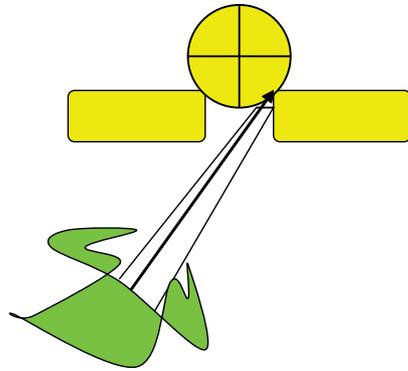


Рис. 7.2. Данные по отказам в стадии вывода на режим по НГДУ «Игра».

Таблица 7.1

Результаты анализа комплексного состава отложений с рабочих колес ЭЦН Киянгольского месторождения

№№ п/п	№№ скв.	Дата анализа	нефте-продукты	хлорид натрия	СаСi2		FeS	Комплексный состав в % весовых		Остатки, нераств. в соляной кислоте (%)
					СаСi2	MgCi2		CaSO4*2H2O	CaCO3	
1	742	18.05.2006	15,4	1,8	0,8	41,5				щепки 29,8 резина 10,5
2	735	18.05.2006	32,6	5,4	1,4	0,4				щепки 33,9 резина 26,2
3	714	18.05.2006	18	3,3	0,8	0,4	77,4			щепки 30,9 мет. пров. 1,4 к.ст. краски 1,0
4	432a	18.05.2006	66,6							полиакриламид 87,8
5	764	25.05.2006	6,9	2,6	0,6	0,4	1,6			щепки 22,3 мет. пров. 16,1 оксид кремния 16,0
6	579	06.06.2006	29,2	5,3	1,7	0,1	9,2			резина 87,8
7	850(1)	27.06.2006	10,2	1,2	0,6	0,1				щепки 29,1 резина. 25,7 полиэтилен 12,7
8	850(2)	27.06.2006	25,4	5,2	1,4	0,4				оксид кремния 16,3
9	639	01.09.2006	25,7	9,7	2,8	1,4	14,4	10,1	19,5	щепки 14,6 оксид кремния 5,9
10	479	12.09.2006	8,5	1,6	1,4	0,1	4,4	20,5	42,9	полимерный материал 64,5 0,3
11	182	29.09.2006	29,2	2,8	1,9	0,4	1,1			1,6
12	584	02.10.2006	90,9	2	0,8	0,2	5,7			щепки 78,8
13	717	28.11.2006	21,2	4,8	1,9	0,8	29,2	14,2	26,2	щепки 7,9
14	561	05.12.2006	13,5	5,4	1,7	0,4				щепки 47,7
15	226	18.01.2007	60,5	16,1	13,0	1,2	1,3			SiO2 5,1
16	445	18.01.2007	25	6,1	2,2	0,8	18,1	41,8	37,8	щепки 11,1
17	356	18.01.2007	3,6	4,1	3,6	0,1	3,8			
18	326	26.01.2007	82,3	3,6	1,1	0,3	1,6			



Гидромониторное перемешивание жидкости

Рис. 7.10. При попадании мехпримесей под шарик жидкость с большим напором вырывается под клапан, создавая высоковязкую эмульсию под клапаном.

7.2. Разработка рекомендаций по снижению отказов скважин по причине засорения рабочих органов насосов.

1. Характер отказов насосного оборудования из-за засорения.

Отказ насосного оборудования в результате засорения рабочих органов штанговых глубинных насосов происходит:

- в результате попадания под клапан посторонних предметов и негерметичного закрытия клапана. Это чаще всего происходит с приемным клапаном, чуть реже - с нагнетательным;
- в результате забивания внутреннего сечения плунжера посторонними предметами, АСПО и солями. При этом штанговая колонна отстает от хода головки балансира СК при ходе

вниз, возникают удары траверсы канатной подвески в начале хода вверх;

- из-за попадания в зазор между плунжером и цилиндром насоса мехпримесей: окалины, песка, проппанта, цемента и др.;
- из-за полного забивания фильтра насоса посторонними предметами, АСПО, солями, мехпримесями из пласта.

Отказ УЭЦН из-за засорения рабочих органов происходит гораздо чаще. Как правило, засоряются частично или полностью рабочие колеса и направляющие аппараты первых секций ЭЦН, из-за чего насос начинает работать с низкой производительностью, с вибрацией, что приводит к полному выходу из строя УЭЦН (см. цветную вклейку, рис. 7.6). Это происходит из-за того, что приемная сетка ЭЦН имеет крупные отверстия размером 30x2,5 мм, через которые проходят предметы, застревающие в каналах колес.

Нередки случаи полного засорения приемных сеток ЭЦН (см. цветную вклейку, рис. 7.7) крупными частицами породы, цементной корки, окалины и посторонними предметами (ветошь, полиэтилен, резина, щепки и т.д.).

ЭЦН часто засоряется и мехпримесями из пласта (проппант, сульфид железа, песок, минеральные соли и т.д., однако в данной работе рассматриваются преимущественно проблемы засорения поверхностным мусором и мехпримесями).

2. Основные источники и пути засорения скважин и насосного оборудования поверхностным мусором и мехпримесями.

Основные пути попадания наземного мусора и грязи в скважину следующие.

- При бурении и освоении новых скважин и боковых стволов.
- При текущем и капитальном ремонте скважин.

- При глушении, технологических промывках и заливках химреагентов.

К первому случаю необходимо отнести наличие цементной и глинистой корки на стенках обсадных труб, которые при спуске НКТ и в ходе эксплуатации скважины осыпаются и попадают на прием насоса. Нередко в новых скважинах в насос попадает резина после перфорации, куски уплотнительного материала и другие предметы наземного происхождения.

В таблице 7.1 показан состав примесей наземного происхождения в осадках, отобранных из рабочих органов отказавших насосов и фильтров насосов. Как видно из таблицы, в составе большинства проб присутствуют щепки. Это - результат низкой культуры производства при текущем и капитальном ремонте скважин (см. цветную вклейку, рис. 7.3-7.4).

Щепки из разломаченных деревянных прокладок прилипают к трубам и штангам и при спуске их попадают в скважину. Точно так же попадают другие предметы: изоленга, шкимки, резина, краска и т.д. При замене НКТ на территории скважины часто к НКТ прилипает глина, которая частично попадает в скважину из-за отсутствия гарантированной очистки поверхности НКТ.

При капитальном ремонте скважин чаще всего скважины засоряются в процессе проведения технологических операций, особенно, при производстве ловильных работ, ликвидации аварий с оборудованием, при выполнении операций, связанных с разбуриванием цементного камня, фрезерованием, скребкованием и райберованием скважины.

Значительное количество мехпримесей и посторонних предметов может попасть в скважину в процессе глушения, горячих, химических обработок и проведения других технологических операций, связанных с промывкой и закачкой в скважину жидкости. Таким путем в скважину попадают чаще всего остатки растительности, кусочки тканевого материала, бумаги, полиэтилена, мелкие щепки и другие пред-

меты. Такой мусор попадает в автоцистерну при ремонте, при откачке амбаров, грязной жидкости с мест порывов трубопроводов, канализационных емкостей. После слива этой жидкости, если не производится тщательная промывка и чистка емкости автоцистерны, вместе с жидкостью глушения и промывки грязь и мусор попадают в скважину и, в дальнейшем, на фильтр и прием насоса.

3. Разработка и внедрение мероприятий по недопущению попадания в скважину мусора при глушении скважин и технологических обработках.

Как было сказано выше, поверхностный мусор и грязь попадают в скважину частично при глушении и других технологических обработках из-за набора жидкости глушения или промывочной жидкости в неочищенные автоцистерны или по другим причинам (например, при приготовлении искусственных жидкостей глушения путем растворения солей с механическими примесями). В любом случае, необходимо гарантированно предотвратить попадание посторонних предметов и грязи в скважину путем выполнения ряда организационно-технических мероприятий. Основные мероприятия следующие:

1. Обеспечение в растворо-солевых узлах (PCY) высокой культуры производства.
2. Установка на входе и выходе емкостей готового раствора соответствующих фильтров.
3. Периодическая чистка, пропарка и обработка бактерицидом технологической системы PCY, в первую очередь - емкостное хозяйство.
4. Периодическая чистка, пропарка и обработка бактерицидом автоцистерн, перевозящих технологические жидкости глушения и промывки.
5. Установка на приеме насосного агрегата (ЦА-320, АДП) фильтров с круглыми отверстиями диаметром не

более 1,5 мм. На выкиде агрегатов установка фильтров не допускается. На рис. 7.11, рис. 7.12 (см. цветную вклейку) показаны возможные конструкции фильтров на приеме насосных агрегатов.

6. Закрепление автоцистерн за отдельными звеньями глушения в целях недопущения использования автоцистерн не по прямому назначению.

7. Составление графика чистки автоцистерн с составлением соответствующего акта.

8. Системная проверка супервайзерской и технологическими службами выполнения вышеперечисленных мероприятий. На рис. 7.13 показаны результаты проверок супервайзерами звеньев глушения сервисных организаций по ТКРС.

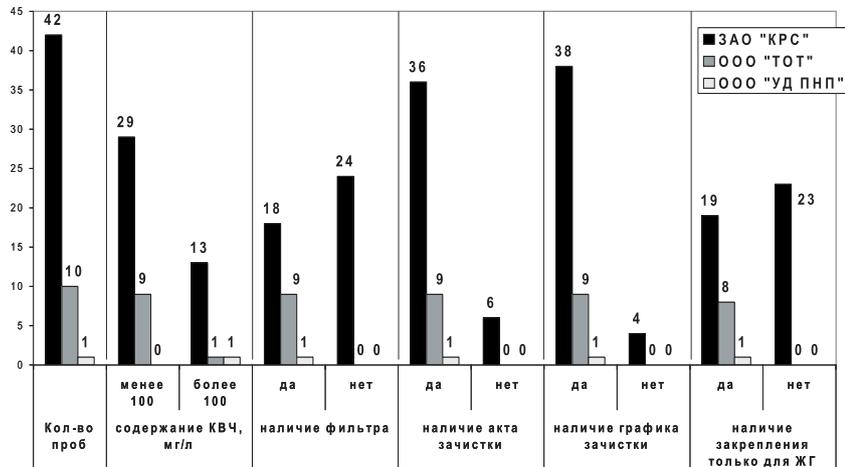


Рис. 7.13. Данные супервайзерской службы о контроле АЦН, применяемых для глушения.

4. Разработка мероприятий по недопущению засорения скважин при ТКРС и насосного оборудования в процессе эксплуатации.

Выше были названы основные причины засорения скважин при производстве ТКРС. Для наших климатических условий особенно важно обеспечить чистоту поверхности спускаемых в скважину труб и штанг. При наличии на наружной поверхности труб и штанг, поднятых из скважины, слоя нефти, в условиях холодной погоды этот слой нефти превращается в вязкую массу, куда прилипают мелкие предметы: щепки, ветошь, бумага, полиэтилен, а также занесенный ветром растительный мусор: сухие листья, трава. В настоящее время приспособлений для обнаружения и автоматической очистки мехпримесей на наружной поверхности НКТ и штанг, питающего кабеля нет, поэтому контроль производится только визуально. Как бы ни было, основными мероприятиями по профилактике отказов насосов из-за засорения поверхностными мехпримесями должны быть мероприятия по недопущению попадания мусора и грязи в скважину, а установка надежных фильтров на приеме насосов должна быть только как дополнительное мероприятие. Чрезмерное засорение скважины и скважинной жидкости приводит к забиванию фильтров на приеме СШНУ и приемных сеток ЭЦН с последующим смятием сетки и отказом насоса (см. цветную вклейку, рис. 7.7 и рис. 7.16).

Оптимальная конструкция приемных фильтров имеет очень важное значение для увеличения МРП скважин. Заводская конструкция фильтров СШНУ показана на рис. 7.14.

Эти фильтры в условиях ОАО «Удмуртнефть» не нашли широкого применения из-за непрактичности и неэффективности их использования. Поскольку фильтр СШНУ при работе находится, как правило, в водной среде, указанные фильтры подвергаются интенсивной коррозии и солеотложениям, снижается пропускная способность их и подача насоса.

1.7. СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.7.1. ФИЛЬТРЫ ЗАЩИТНЫЕ

Фильтры предназначены для установки в нижнюю часть глубинного штангового насоса с целью предотвращения попадания в насос инородных частиц размером более 3 мм.

Фильтр представляет собой трубу с приваренной заглушкой и отверстиями диаметром 3 мм. В верхней части трубы нарезана присоединительная резьба LP (трубопроводная коническая), которая соответствует внутренней резьбе в нижней части насоса.



Параметры/тип	Фильтр 1"	Фильтр 1 1/4"	Фильтр 1 1/2"	Фильтр 2"
Диаметр резьбы LP	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"
Наружный диаметр, мм	34	42,5	48,3	60,3
Внутренний диаметр, мм	24	32	40,3	50,3
Длина, мм	210			
Суммарная площадь отверстий $\varnothing 3$, мм ²	720 (102 отв.)			1080 (153 отв.)
Используется с насосами	20-106RNA 20-125RNA	20-106RNB 20-125RNB 20-125THM 20-175THM 25-150RNA 25-175RNA	25-150RNB 25-175RNB 25-225THM	30-275THM

Рис. 7.14. Заводские фильтры для СШНУ производства ОАО «Ижнефтемаш».

Некоторые заводы выпускают фильтры тонкой очистки с проволочным фильтрующим элементом (см. рис. 7.15). Предприятия по добыче нефти их заказывают и применяют в надежде на то, что, применяя их, они решат проблему снижения мехпримесей, идущих из пласта (песок, проппант, сульфид железа, кристаллы минеральных солей и т.д.). Однако, такие фильтры могут быть полезны для устранения только кратковременных выносов песка, проппанта и других мехпримесей, например, после проведения ГТМ. Для защиты от поверхностных примесей такой тонкий фильтр не нужен, поскольку проволочные фильтры быстро корродируют и забиваются практически без возможности восстановления работоспособности (см. цветную вклейку, рис. 7.16, рис. 7.18).

Наиболее рациональное применение нашли стеклопластиковые фильтры конструкции Бийского завода стеклопластиковых труб (см. цветную вклейку, рис. 7.17)/ Эти фильтры были разработаны по согласованию со специалистами ОАО «Удмуртнефть» и испытаны на Мишкинском месторождении с 2006 по 2008гг. Четыре стеклопластиковых фильтра были спущены в часторемонтируемые скважины, где были проблемы с частыми отказами из-за засорения. Все скважины проработали 1,5-2,5 года, после поднятия на фильтрах не обнаружено следов коррозии, солеотложений, АСПО (см. цветную вклейку, рис. 7.17б). После очистки от предметов, застрявших в щелях фильтра, он пригоден к повторному использованию.

АНАЛОГИ ФИЛЬТРУЮЩЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ДРУГИХ КОМПАНИЙ

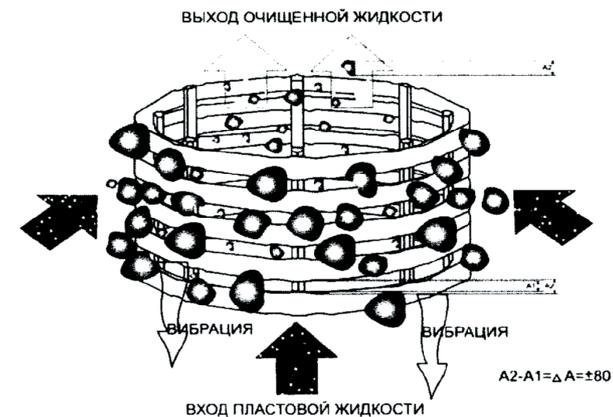


Рис. 7.15. Схема работы проволочного фильтра для глубинных насосов в представлении машиностроителей.

5. Выводы и рекомендации по недопущению отказов скважин из-за засорения рабочих органов насосов поверхностным мусором и грязью.

1. Исходя из результатов лабораторных анализов осадков на приемных фильтрах и рабочих органах насосов, можно сделать вывод, что значительная часть мехпримесей состоит из занесенных в скважину поверхностного мусора и грязи.

2. Количество отказов скважин из-за засорения рабочих органов насосов и приемных фильтров в ОАО «Удмуртнефть» в последние годы имеет тенденцию на снижение, однако экономический ущерб от этих отказов остается значительным.

3. Для существенного снижения количества отказов из-за засорения рабочих органов насосов и приемных фильтров требуется выполнить комплекс организационных и технических мероприятий в стадии подготовки скважины к ремонту, в процессе ремонта, а также во время проведения технологических операций.

4. При проведении подземного ремонта скважин необходимо применять прокладки для НКТ и штанг из твердых и устойчивых пород дерева или прокладки из специальных материалов во избежание засорения скважины щепками.

5. Перед спуском НКТ и штанг необходимо пропаривать их или подвергать визуальному осмотру поверхность каждой трубы и штанги в целях недопущения прилипшего или примерзшего мусора.

6. В целях недопущения засорения скважины в процессе глушения или технологических обработок необходимо приемные линии промывочных агрегатов обеспечить фильтрами с отверстиями не более 1,5 мм.

7. Емкости набора и хранения жидкостей глушения пунктов набора соленой воды, технологические емкости раствороно-солевых узлов, а также автоцистерны для перевозки жидкостей глушения и технологических жидкостей

должны подвергаться чистке и обработке бактерицидами по утвержденному графику.

8. Оптимальной конструкцией приемных фильтров для СШНУ является конструкция из стеклопластиковой трубы Бийского завода стеклопластиковых труб (см. цветную вклейку, рис. 7.17А). Однако рекомендуется не щелевой фильтр, а фильтр с отверстиями 2,5-3 мм. Общая площадь отверстий должна составлять 2,5-3 площади сечения седла приемного клапана. (При высокой вязкости нефти - не менее 3).

9. Приемная сетка ЭЦН пропускает посторонние предметы, которые из-за больших размеров способны забить первые рабочие колеса. Поэтому требуется изменение конструкции сетки.

Длина приемной сетки ЭЦН должна быть увеличена, а вместо щелей должны быть применены отверстия диаметром 2,5 - 3 мм. Количество отверстий определяется расчетным путем.

10. Проволочные фильтры тонкой очистки можно применять после ГТМ, а также если имеет место периодический выброс пластовых мехпримесей или проппанта большой концентрации. Если из пласта постоянно идет жидкость с мехпримесями высокой концентрации, то такие фильтры с шламонакопителями не являются рациональным решением проблемы. В таких случаях необходимо проводить освоение скважин с более глубокой депрессией, чем при эксплуатации.

Рекомендации по борьбе с мехпримесями, идущими из пласта, приведены в приложениях.

11. В предприятии должен быть установлен надзор за состоянием раствороно-солевых узлов, пунктами набора технической воды, за состоянием автоцистерн, перевозящих технологические жидкости. Последние не должны использоваться для очистки амбаров, канализационных емкостей, откачки нефти и жидкости с мест порывов трубопроводов.

Приложения к главе 7

Приложение 7.1

Рекомендации по предотвращению отказов клапанных узлов СШНУ в условиях НГДУ «Сарапул» (месторождения преимущественно с терригенными отложениями).

Несмотря на достаточно высокий уровень межремонтного периода в НГДУ «Сарапул» по скважинам, оборудованным СШНУ, имеет место ряд проблем, без решения которых дальнейший прогрессирующий рост МРП будет затруднителен. Препятствием росту МРП могут стать следующие объективные причины:

- практически весь фонд состоит из наклонно-направленных и искривленных скважин, что повышает амплитудные и максимальные нагрузки на штанги, ухудшает условия работы самого насоса;

- объект разработки терригенные песчано- алевралитовые пласты нижнего карбона, что обуславливает периодический или постоянный высокий уровень мехпримесей в продукции отдельных скважин;

- глубинные насосы в ряде скважин работают в зоне зенитного угла ствола скважины 30-40 ° и более, что способствует овному износу седел клапанов, одностороннему промыванию каналов в седле и преждевременному отказу насосов;

- небольшие односторонние пропуски клапанов приводят к гидромониторному перемешиванию жидкости под давлением 8-10 МПа, вследствие чего образуется эмульсия с аномально-вязкими свойствами с последующим отказом клапанов (см. рис. 7.9);

- высокая обводненность продукции скважин в сочетании с большими диаметрами клапанов способствует интенсивно-

му износу клапанной пары, поскольку энергия удара шарика на седло в воде в несколько раз выше, чем в нефти;

- сильно-агрессивная в коррозионном отношении среда при наличии сульфида железа и мехпримесей может привести к интенсивному осадкообразованию при остановках скважин на профилактику оборудования или другим причинам. Осадки накапливаются на верхнем торце плунжера и в клапанных клетках. При пуске скважины эти осадки попадают в зазор между плунжером и цилиндром, нередко вызывая заклинивание плунжера.

Для условий НГДУ «Сарапул» рекомендуется следующая система адаптации глубинных штанговых насосов к существующим условиям.

1. Насос выбрать типа «пескобрей», с кольцевыми канавками, с усиленным цилиндром и кольцевым зазором 0,12-0,17 мм.

2. Интервал работы насоса должен иметь темп набора кризисы не более 30 мин. на 10 м ствола скважины при наличии хвостовика более 100 м, а зенитный угол не более 30-35 °.

3. При прочих равных условиях необходимо выбрать насос с меньшим диаметром с большей длиной хода.

4. Глушение необходимо выполнять с добавлением деэмульсатора.

5. Фильтр рекомендуется применять из неметаллического материала (можно с совмещенным противопесочным якорем при наличии песка в продукции скважины).

6. Высокообводненные скважины необходимо останавливать в верхнем положении плунжера.

7. При образовании в интервале приема насоса АСПО необходимо подавать в затруб ингибитор АСПО или периодически подливать в затруб растворитель в объеме 100-300 л.

8. На месторождениях НГДУ «Сарапул» при наклоне ствола скважины к зениту более 20 ° не рекомендуется применять расширенные клапаны в стандартных насосах.

Приложение 7.2.

Рациональное применение фильтров глубинных насосов.

В связи с глубокой оптимизацией и снижением забойного давления значительно ниже давления насыщения участились случаи отказов насосов из-за забивания рабочих органов УЭЦН мехпримесями, АСПО и кристаллами различных солей. АСПО и соли, кроме того, вместе с попадавшимися с поверхности при глушении, ТРС посторонними предметами, приводят к забиванию и смятию фильтров УЭЦН, забиванию фильтров СШНУ с последующим выводом из строя насосов и двигателей.

В целях снижения отрицательного влияния указанных фильтров на работоспособность оборудования необходимо, в первую очередь, определить состав отложений и примесей, обнаруженных в рабочих органах УЭЦН и на сетке фильтра насоса, исходя из чего разработать методы борьбы с засорением насосного оборудования,

Для этого проанализируем данные протоколов анализа отложений с рабочих ЭЦН и фильтров ЭЦН со скважин Киенгопского месторождения, выполненных комплексной лабораторией ОАО «Удмуртнефть» (см. приложения).

Как видно из таблицы, компонентный состав отложений весьма разнообразен по количественному и качественному составу. Кроме того, при визуальном осмотре фильтра УЭЦН обнаруживается ветошь, гравий, остатки растительности, продукты коррозии и т.д., которые после застревания в фильтре зарастают отложениями солей, АСПО, в результате чего пропускная способность фильтра снижается, фильтр сминается внутрь, дополнительно снижая проходимость жидкости. В конечном счете это приводит к снижению производительности скважин, насос начинает работать с вибрацией, проис-

ходит неравномерный износ насоса с последующим выходом из строя УЭЦН.

Согласно инструкции по эксплуатации насосов допустимое количество мехпримесей в добываемой жидкости составляет:

1. Для УЭЦН обычного исполнения - 100 мг/л;
2. Для УЭЦН износостойкого исполнения - 500 мг/л;
3. Для УЭЦН износостойкого исполнения - 1000 мг/л;
4. Для СШНУ с плунжерами с кольцевыми канавками - до 3000-3500 мг/л;
5. Для ШВН - до 3- 10 %.

Подавляющее количество скважин, эксплуатирующие карбонатные пласты, имеют вынос мехпримесей не более 100 мг/л, однако, в комплексе с АСПО и солями, откладывающимися на фильтре и в рабочих органах, представляют из себя серьезное препятствие достижению высоких показателей МРП и СНО. В таблице 1 приведен компонентный состав мехпримесей, попавших в рабочие органы. Наличие в ряде скважин щепок, полиэтилена, резины и т.д. в рабочих органах говорит о неэффективности заводских фильтров.

Необходимо вместо щелевых отверстий применять круглые отверстия на фильтрах диаметром не более 2 мм. На приеме агрегатов глушения должны быть фильтры с размером отверстия не более 1,5 мм. В качестве прокладок НКТ, штанг необходимо применять плотные породы деревьев или стеклопластиковые прокладки. При снижении подачи насосов до 10 - 15 % и более необходимо промыть фильтр растворителями, раствором ингибитора АСПО и т.д. На отдельных скважинах допускается спуск УЭЦН без обратного клапана с соответствующей настройкой станции управления (не допускать включения при обратном вращении). Отсутствие обратного клапана способствует самоочистке фильтра и ча-

стично насоса при остановках скважин. Эту методику можно применять как исключение.

Применение же фильтров тонкой очистки, задерживающих мехпримеси размером более $0,5 + 0,8$ мм, не имеет перспективы для скважинных насосов по следующим причинам.

1. Закупорка отверстий фильтра за короткое время.
2. Снижение коэффициента подачи насосов.

Если, к примеру, продукция содержит до 500 мг/л мехпримесей, из них половина размером от 0,8 мм, то на фильтре останется 250 мг/м^3 , а на 100 м^3 - 25 кг, т.е. забивает любой фильтр.

Исходя из опыта эксплуатации скважин в условиях ОАО «Удмуртнефть», в целях снижения отказов насосов из-за мехпримесей можно рекомендовать следующее:

1. Соблюдать жесткие требования по недопущению попадания мусора и грязи при СПО НКТ и штанг.
2. Обеспечить фильтрами тонкой очистки на приеме насоса ЦА-320 и АДП с размером ячейки $1,5 \times 1,5$ мм в целях недопущения попадания мусора во время глушения и горячих промывок.
3. Применяемые фильтры скважинных насосов не должны иметь форму прорези, а иметь круглую форму.
4. Материал фильтров не должен подвергаться коррозии.
5. Диаметр отверстия фильтров для применяемых насосов СШНУ и УЭЦН зависит от типоразмера насосов. Для УЭЦН производительностью 250 м^3 и менее диаметр отверстия фильтров не должен превышать 2 мм.

Для ШГН, применяемых в условиях ОАО «Удмуртнефть», диаметр отверстия фильтра до 3 мм круглой формы и (1,5 мм в форме прорези длиной не более 20 мм как исключение).

6. Площадь сечения отверстий фильтра в суммарном выражении должна составлять не менее двух площадей сечения седла приемного клапана.

Глава 8. Совершенствование устьевого оборудования и устьевой обвязки скважин.

8.1. Анализ соблюдения технологических требований добычи нефти и действующих правил безопасности при эксплуатации устьевого оборудования скважин различными способами эксплуатации.

1. Требования правил промышленной безопасности к устьевому оборудованию и обвязке устья скважин.

Фонтанная и устьевая арматура скважин, а также устьевая обвязка скважин, включая средства КИП и А, весьма важные элементы обустройства скважин, обеспечивающие нормальное функционирование скважин, проведение разного рода технологических операций. Кроме того, при помощи устьевого оборудования проводится ряд работ по технологическому контролю работы скважин, включая гидродинамические и геофизические исследования скважин. В связи с этим, Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) к устьевому оборудованию предъявляются следующие требования.

П. 2.3.6. Конструкции устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должны обеспечивать:

- подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на противовыбросовом оборудовании;
- контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- возможность аварийного глушения скважины;
- герметичность межколонных пространств при строительстве и эксплуатации скважины;

- испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

П. 3.5.2.25. Обвязка устья скважины должна позволять смену набивки сальника полированного штока при наличии давления в скважине, замер устьевого давления и температуры.

При эксплуатации скважин центробежными, диафрагменными, винтовыми погружными электронасосами:

П. 3.5.2.35. Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой либо специальным устьевым устройством, обеспечивающим герметизацию трубного и затрубного пространств, возможность их сообщения, проведения глубинных исследований. Обвязка выкидных линий трубного и затрубного пространств должна позволять проводить разрядку скважины, подачу газа в затрубное пространство, проведение технологических операций, включая глушение скважины.

П. 3.5.2.58. Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента.

П. 3.5.2.62. Перед установкой на скважину лубрикатор подвергается гидравлическому испытанию на давление, ожидаемое на устье скважины. После установки и перед каждой операцией лубрикатор необходимо проверить на герметичность постепенным повышением давления продукции скважины.

П. 3.5.4.189. Выкидные трубопроводы, непосредственно связанные со скважинами, должны быть оборудованы запорными устройствами, перекрывающими поток жидкости из скважины при аварийной разгерметизации нефтегазопровода.

П. 4.4.10. Рабочая площадка для ремонта и освоения скважины должна быть размером не менее 3х4 м и иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, ис-

ключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм. В исключительных случаях, при невозможности размещения площадки данных размеров, по согласованию с органами Госгортехнадзора России допускается установка рабочей площадки 2х3 м.

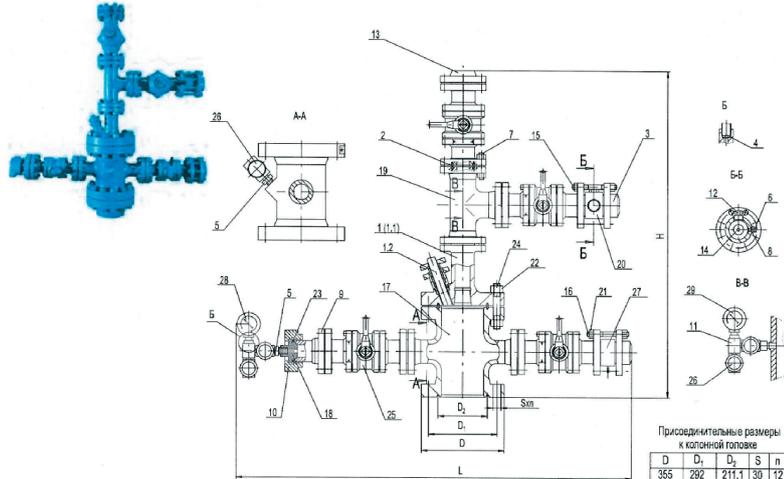
Если рабочая площадка расположена на высоте 60 см и более от уровня земли, необходимо устанавливать перильные ограждения высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и бортом высотой не менее 15 см.

Рабочая площадка, расположенная на высоте до 75 см, оборудуется ступенями, на высоте более 75 см - лестницами с перилами. Ширина лестницы должна быть не менее 65 см, расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5 градусов.

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ НАСОСНЫХ СКВАЖИН типа ОУЭН

ТУ 26-16-152-83

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.
Срок службы — 15 лет.



Присоединительные размеры к колонной головке				
D	D ₁	D ₂	S	n
355	292	211,1	30	12

Оборудование устья ОУЭН-65х14, ОУЭН-65х14 ХЛ, ОУЭН-65/50х14Ш, ОУЭН-65/50х14Ш ХЛ, ОУЭН-65х143Ш, ОУЭН-65х143Ш ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Катушка переводная с кабельным вводом	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
1,2	Устройство для ввода кабеля	Сборочная единица	
2	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
3	Фланец (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
4	Прокладка	МЗ ГОСТ 859-78	
5	Штуцер Ø1/2"	Сталь 30 ГОСТ 1051-73	
6	Пробка	Сталь 30 ГОСТ 1051-73	
7, 15, 16, 24	Шлипка	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
8	Прокладка	ЛБЗ ГОСТ 15527-70	
9	Буфер боковой (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
10	Гайка накидная	40Л ГОСТ 977-88 СТ ЦКБА 014-2004	
11	Тройник	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	

12	Пробка	Сталь 40 ГОСТ 1050-88
13	Буфер верхний (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88
14	Втулка штуцера	Сталь У8 ГОСТ 1435-90
17	Крестовик	40Л ГОСТ 977-88 15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
18	Конус уплотнительный	Сталь 40 ГОСТ 1050-88
19	Тройник	40Л ГОСТ 977-88 15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
20	Катушка	Сталь 40 ГОСТ 1050-88
21, 22	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88
23	Кольцо	Резина В14 ТУ 98-105.1082-86

Комплектующие изделия

№ поз.	Наименование детали
25	Кран КПШ-50х14, либо КПШ-65х14 (см. стр. 22), либо кран КППС-65х14 (см. стр. 21) ТУ 3665-052-50287277-2004; либо задвижка ЗПШ-65х14 (см. стр. 18), либо ЗПШ М-65х14 (см. стр. 23) ТУ 3665-052-50287277-2004
26	Клапан запорный КЗ-13х16 ТУ 39-00217538-21-94
27	Клапан обратный (см. стр. 17)
28	Манометр ДМ 1001-16 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
29	Манометр ДМ 1001-6 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88

К п. 3.5.2.35 Правил безопасности в НПП.

АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ на рабочее давление 21 МПа

ТУ 3665-050-50287277-2004



Предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин, обеспечения возможности подвески колонны насосно-компрессорных труб, регулирования и контроля режима закачки растворов в скважину, установки и присоединения специальных технологических и измерительных устройств.

Запорное устройство арматуры — задвижки шиберные прямооточные с проходом 65 мм по ТУ 3665-051-50287277-2004.

Присоединительные размеры элементов арматуры выполнены по РД 26-16-40-89, ГОСТ 28919. Каждая арматура в сборе, а также ее составные части — нагнетательная елка и трубная головка — при их отдельной поставке испытываются в условиях завода гидравлическим давлением 42 МПа на прочность и плотность соединений и материалов.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.

Поставка арматуры производится по предварительной договоренности между потребителем и поставщиком. Поставляется как в собранном виде, так и частями — елки нагнетательные и трубные головки. По запросам потребителей могут быть поставлены отдельные детали. Возможно изготовление любой схемы арматуры по ГОСТ 13846-89 или по согласованному требованию заказчика. Срок службы — 15 лет.

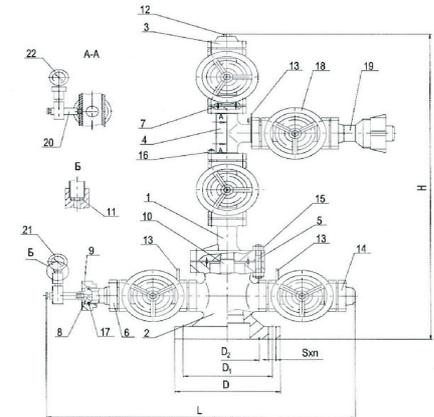
Арматура нагнетательная АНК1-65х21, АНК1-65х21 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Катушка ствольная	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
2	Крестовик	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
3, 14	Фланец (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
4	Тройник	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
5	Шлипка	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
6	Буфер боковой (присоединительные размеры: см. стр. 16)	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
7	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
8	Конус уплотнительный	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
9	Гайка накидная	40Л ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
10	Патрубок	Сталь 3П72С ТУ 14-3-463-75	
11	Прокладка	МЗ ГОСТ 859-78	
12	Пробка резьбовая	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
13	Пелля стропелочная	Ст 3 ГОСТ 16523-89	
15, 16	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88	
17	Кольцо	Резина В14 ТУ 98-105.1082-86	

Комплектующие изделия

№ поз.	Наименование детали
18	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65х21 (см. стр. 19) либо ЗПШ М-65х21 (см. стр. 20) ТУ 3665-051-50287277-2004
19	Клапан обратный (см. стр. 17)
20	Запорно-разрядное устройство ЗРУ-21
21	Манометр ДМ 1001-40 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
22	Манометр ДМ 1001-25 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88

- Арматура фонтанная может использоваться в качестве нагнетательной.
- Универсальность арматуры (фонтанная, электронасосная, нагнетательная).
- Съемный кабельный ввод, выполненный на резьбе НКТ60.
- По желанию заказчика возможно производство практически всех схем арматур и фонтанных влоков согласно ГОСТ 13846.



Присоединительные размеры к колонной головке				
D	D ₁	D ₂	S	n
380	317,5	211,1	32	12
386	325	220	32	12
348	470	302,8	30	16

П. 3.5.2.35 Правил безопасности в НПП.

АРМАТУРА УСТЬЕВАЯ УНИВЕРСАЛЬНАЯ на рабочее давление 21 МПа

ТУ 3665-050-50287277-2004



Предназначена для оборудования устья наземных фонтанных нефтяных и газовых скважин с целью герметизации устья, его обвязки, регулирования режима эксплуатации скважин, установки и присоединения устройств и агрегатов для исследования скважин и проведения технологических операций.

Запорное устройство арматуры — задвижки шиберные прямооточные с проходом 65 мм по ТУ 3665-051-50287277-2004.

Арматура типа АФЭН позволяет эксплуатацию нефтяных скважин с помощью глубинных электронасосов.

Присоединительные размеры элементов арматуры выполнены по РД 26-16-40-89, ГОСТ 28919.

Каждая арматура в сборе, а также ее составные части — фонтанная елка и трубная головка — при их отдельной поставке испытываются в условиях завода гидравлическим давлением 42 МПа на прочность и плотность соединений и материалов.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.

Поставка арматуры производится по предварительной договоренности между потребителем и поставщиком. Поставляется как в собранном виде, так и частями — елки фонтанные и трубные головки. По запросам потребителей могут быть поставлены отдельные детали. Возможно изготовление любой схемы арматуры по ГОСТ 13846-89 или по согласованному требованию заказчика.

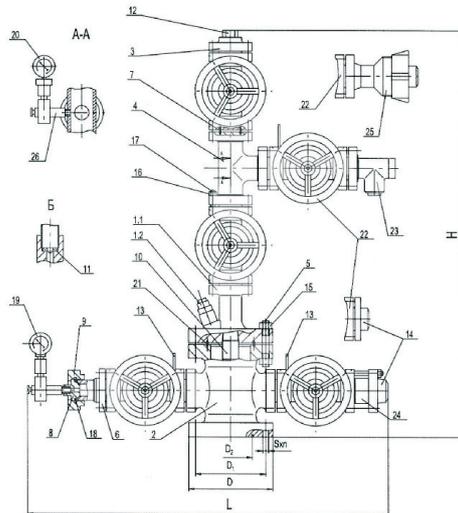
Срок службы — 15 лет.

Арматура устьевая универсальная АФЭН-65х21, АФЭН-65х21 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1.1	Катушка для ввода кабеля	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
1.2	Устройство для ввода кабеля	Сборочная единица	
2	Крестовик	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
3, 14	Фланец (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
4	Тройник	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
5, 17	Шпилька	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
6	Буфер боковой (присоединительные размеры: см. стр. 16)	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
7, 21	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
8	Конус уплотнительный	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
9	Гайка накидная	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
10	Патрубок	Сталь 37Г2С ТУ 14-3-463-75	
11	Прокладка	МЗ ГОСТ 859-78	
12	Пробка резьбовая	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
13	Пелтя строповочная	Ст3 ГОСТ 16523-89	
15, 16	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88	
18	Кольцо	Резина В14 ТУ 38-105.1082-86	

Комплекующие изделия

№ поз.	Наименование детали
19	Манометр ДМ 1001-40 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
20	Манометр ДМ 1001-25 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
22	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65х21 (см. стр. 19) либо ЗПШ1 М-65х21 (см. стр. 20) ТУ 3665-051-50287277-2004
23	Дроссель быстромонный (см. стр. 17)
24, 25	Клапан обратный (см. стр. 17)
26	Запорно-разрядное устройство ЗРУ-21



Присоединительные размеры к колонной головке

D	D ₁	D ₂	S	L
380	317,5	211,1	32	12
395	328	205	39	12
545	470	323,8	39	16

П. 3.5.2.35 Правил безопасности в НГП.

АРМАТУРА ФОНТАННАЯ на рабочее давление 21 МПа

ТУ 3665-050-50287277-2004



Предназначена для оборудования устья наземных фонтанных нефтяных и газовых скважин с целью герметизации устья, его обвязки, регулирования режима эксплуатации скважин, установки и присоединения устройств и агрегатов для исследования скважин и проведения технологических операций.

Запорное устройство арматуры — задвижки шиберные прямооточные с проходом 65 мм по ТУ 3665-051-50287277-2004.

Арматура типа АФК13 и АФК132 позволяет эксплуатацию нефтяных скважин с помощью глубинных электронасосов.

Присоединительные размеры элементов арматуры выполнены по РД 26-16-40-89, ГОСТ 28919.

Каждая арматура в сборе, а также ее составные части — фонтанная елка и трубная головка — при их отдельной поставке испытываются в условиях завода гидравлическим давлением 42 МПа на прочность и плотность соединений и материалов.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.

Поставка арматуры производится по предварительной договоренности между потребителем и поставщиком. Поставляется как в собранном виде, так и частями — елки фонтанные и трубные головки. По запросам потребителей могут быть поставлены отдельные детали. Возможно изготовление любой схемы арматуры по ГОСТ 13846-89 или по согласованному требованию заказчика.

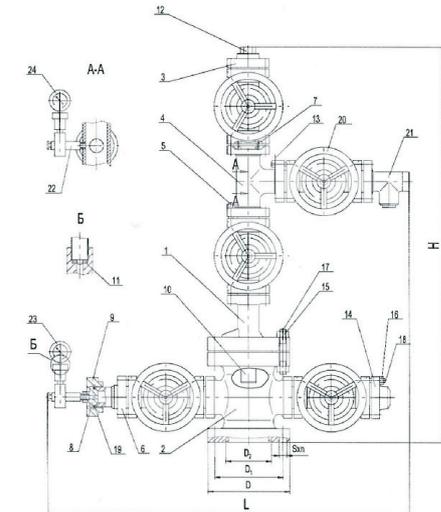
Срок службы — 15 лет.

Арматура фонтанная АФК1-65х21, АФК1-65х21 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Катушка ствольная	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
2	Крестовик	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
3, 14	Фланец (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
4	Тройник	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
5, 17, 18	Шпилька	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
6	Буфер боковой (присоединительные размеры: см. стр. 16)	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
7	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
8	Конус уплотнительный	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
9	Гайка накидная	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
10	Патрубок	Сталь 37Г2С ТУ 14-3-463-75	
11	Прокладка	МЗ ГОСТ 859-78	
12	Пробка резьбовая	Сталь 35 ГОСТ 1050-88	
13	Пелтя строповочная	Ст3 ГОСТ 16523-89	
15, 16	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88	
19	Кольцо	Резина В14 ТУ 38-105.1082-86	

Комплекующие изделия

№ поз.	Наименование детали
20	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65х21 (см. стр. 19) либо ЗПШ1 М-65х21 (см. стр. 20) ТУ 3665-051-50287277-2004
21	Дроссель быстромонный (см. стр. 17)
22	Запорно-разрядное устройство ЗРУ-21
23	Манометр ДМ 1001-40 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
24	Манометр ДМ 1001-25 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88



Присоединительные размеры к колонной головке

D	D ₁	D ₂	S	L
380	317,5	211,1	32	12
395	328	205	39	12
545	470	323,8	39	16

Технические преимущества фонтанной и нагнетательной арматуры на 21 МПа:

- Конструкция позволяет установку арматуры как на оборудованные обвязки обсадных колонн, так и непосредственно на обсадную трубу через колонный фланец.
- Материалы, использованные для изготовления ЗПШ, позволяют эксплуатировать данную арматуру в коррозионно-активной среде (исполнение К1).

П. 3.5.2.35 Правил безопасности в НГП.

АРМАТУРА НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ на рабочее давление 21 МПа

ТУ 3665-050-50287277-2004



Предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин, обеспечения возможности подвески колонны насосно-компрессорных труб, регулирования и контроля режима зачки раствора в скважину, установки и присоединения специальных технологических и измерительных устройств.

Запорное устройство арматуры — задвижки шиберные прямооточные с проходом 65 мм по ТУ 3665-051-50287277-2004.

Присоединительные размеры элементов арматуры выполнены по РД 26-16-40-89, ГОСТ 28919.

Каждая арматура в сборе, а также ее составные части — нагнетательная елка и трубная головка — при их отдельной поставке испытываются в условиях завода гидравлическим давлением 42 МПа на прочность и плотность соединений и материалов.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.

Поставка арматуры производится по предварительной договоренности между потребителем и поставщиком. Поставляется как в собранном виде, так и частями — елки нагнетательные и трубные головки. По запросам потребителей могут быть поставлены отдельные детали. Возможно изготовление любой схемы арматуры по ГОСТ 13846-89 или по согласованному требованию заказчика.

Срок службы — 15 лет.

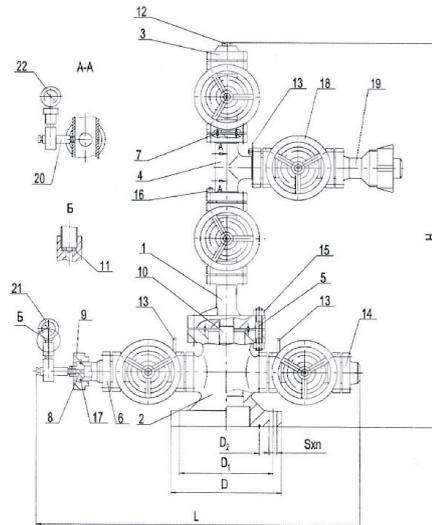
Арматура нагнетательная АНК1-65x21, АНК1-65x21 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Катушка стволовая	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
2	Крестовик	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
3, 14	Фланец (присоединительные размеры: см. стр. 16)	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
4	Тройник	40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
5	Шпилька	Сталь 35Х	ГОСТ 4543-71
6	Буфер боковой (присоединительные размеры: см. стр. 16)	40П	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
7	Прокладка	Сталь 20	ГОСТ 1050-88
8	Конус уплотнительный	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
9	Гайка накидная	40П	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
10	Патрубок	Сталь 37Г2С	ТУ 14-3-463-75
11	Прокладка	МЗ	ГОСТ 859-78
12	Пробка резьбовая	Сталь 35	ГОСТ 1050-88
13	Патля строповочная	Ст 3	ГОСТ 16529-89
15, 16	Гайка	Сталь 30	ГОСТ 1050-88
17	Кольцо	Резина В14	ТУ 38-105-1082-86

Комплектующие изделия

№ поз.	Наименование детали
18	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65x21 (см. стр. 19) либо ЗПШ1 М-65x21 (см. стр. 20) ТУ 3665-051-50287277-2004
19	Клапан обратный (см. стр. 17)
20	Запорно-разрядное устройство ЗРУ-21
21	Манометр ДМ 1001-40 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88
22	Манометр ДМ 1001-25 МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88

- Арматура фонтанная может использоваться в качестве нагнетательной.
- Универсальность арматуры (фонтанная, электронасосная, нагнетательная).
- Съёмный кабельный ввод, выполненный на резьбе НКТ60.
- По желанию заказчика возможно производство практически всех схем арматур и фонтанных влоков согласно ГОСТ 13846.



Присоединительные размеры
к колонной головке

D	D ₁	D ₂	S	n
380	372,5	294,1	30	12
385	375	295	30	12
545	470	302,8	30	16

ОБВЯЗКА КОЛОННАЯ на рабочее давление 21 МПа

ТУ 26-02-1146-93



Обвязка колонная ОКК1-21-146x245, ОКК1-21-168x245 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Корпус	Сталь 40П ГОСТ 977-88	15ХГСМЛ СТ ЦКБА 014-2004
2	Клин	Сталь 20	ГОСТ 1050-88
3	Втулка направляющая	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
4, 7	Кольцо уплотнителя (нажимное)	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
5, 8	Уплотнитель	Резина В14 гр. IV ТУ 38-105-1082-86	
6, 9	Кольцо уплотнителя (опорное)	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
10, 11	Прокладка	Сталь 20	ГОСТ 1050-88
12	Буфер боковой	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
13	Фланец	Сталь 40	ГОСТ 1050-88
14, 16	Гайка	Сталь 30	ГОСТ 1050-88
15, 17, 18	Шпилька	Сталь 35 Х	ГОСТ 4543-71

Комплектующие изделия

№ поз.	Наименование детали
19	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65x21 (см. стр. 19) либо ЗПШ1 М-65x21 (см. стр. 20)
20	Запорно-разрядное устройство ЗРУ-21
21	Манометр ДМ 1001-2,5 ТУ 40 МПа ГОСТ 2405-88
22	Клапан впускной

Предназначена для подвешивания эксплуатационной колонны, герметизации и разобщения межколонного пространства, контроля давления в нем, проведения ряда технологических операций, установки противобросового оборудования (в процессе бурения) и фонтанной арматуры (в процессе эксплуатации).

Обвязка колонная оснащена клиновой подвеской эксплуатационной колонны.

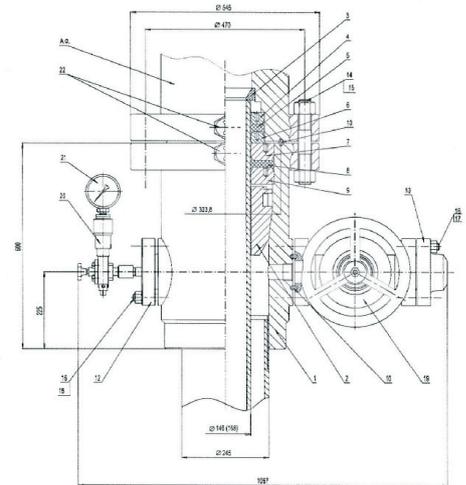
Запорное устройство обвязки колонной — задвижка шиберная прямооточная с проходом 65 мм по ТУ 3665-051-50287277-2004.

Присоединительные размеры элементов обвязки колонной выполнены по РД 26-16-40-89, ГОСТ 28919-91.

Каждая обвязка колонная в сборе испытывается в условиях завода гидравлическим давлением 42 МПа на прочность и плотность соединений и материала и давлением 21 МПа — на герметичность затвора запорного устройства.

Уровень технических требований к изделию соответствует УТТ-1 по ГОСТ Р 51365-99.

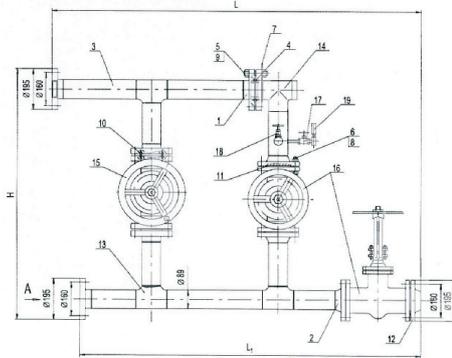
Срок службы — 15 лет.



ОБВЯЗКА УСТЬЕВАЯ

ТУ 36-65-145-50287277-2000
ТУ 26-07-152-83

Обвязка устьевая предназначена для обвязки выкидной и затрубной линии арматуры и направления продукции скважины и газа из затрубного пространства арматуры фонтанной в линию нефтегазосбора.
Срок службы — 15 лет.



Обвязка устьевая ОУ-89/65x40, ОУ-89/65x40 ХЛ

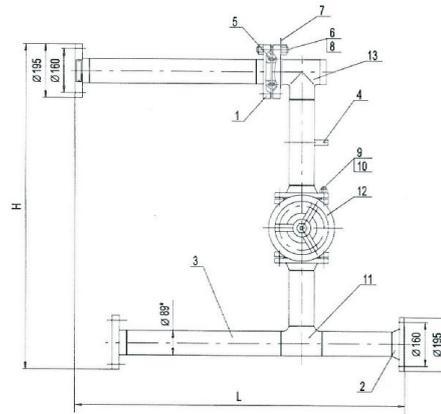
№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Фланец (присоединительные размеры см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
2	Фланец (присоединительные размеры см. в каталоге «Трубопроводная арматура»)	Сталь 25 ГОСТ 1050-88	09Г2С ГОСТ 19281-89
3	Патрубок	Сталь В20 ГОСТ 14-3-463-75	
4, 10	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
5, 6	Шпилька	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
7	Петля строповочная	Ст 3 ГОСТ 16523-89	
8, 9	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88	
11	Прокладка	ПОН-А ГОСТ 15180-86	
12	Фланец (присоединительные размеры см. стр. 16)	Сталь 25 ГОСТ 1050-88	09Г2С ГОСТ 19281-89
13	Тройник	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	

Комплектующие изделия

№ поз.	Наименование детали
14	Дроссель быстротворный
15	Задвижка прямооточная шиберная ЗПШ1-65x21 (см. стр. 19) ЗПШ1 М-65x21 (см. стр. 20) ТУ 3665-051-50287277-2004
16	Задвижка ЗКП2-80x40, ЗКП3-80x40 ТУ 3741-031-02809450-2000 (см. каталог продукции «Трубопроводная арматура»)
17	Вентиль ВПЗМ 5-35 1/2, ВПЗМ 5-35 ХЛ 1/2
18	Задвижка ЗКС-25x16, ЗКС-25x16 ХЛ
19	Манометр ДМ 1001-25МПа-2,5 ТУ ГОСТ 2405-88

Обвязка устьевая ОУ-89/65x16, ОУ-89/65x16 ХЛ

№ поз.	Наименование детали	Материал	
		Для районов с умеренным климатом	Для районов с холодным климатом
1	Фланец (присоединительные размеры см. стр. 16)	Сталь 40 ГОСТ 1050-88	
2	Фланец (присоединительные размеры см. в каталоге «Трубопроводная арматура»)	Сталь 25 ГОСТ 1050-88	09Г2С ГОСТ 19281-89
3	Патрубок	Сталь В20 ГОСТ 14-3-463-75	
4	Патрубок	Сталь 20-6 ГОСТ 1050-88	
5	Прокладка	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
6, 9	Шпилька	Сталь 35Х ГОСТ 4543-71	
7	Петля строповочная	Ст 3 ГОСТ 16523-89	
8, 10	Гайка	Сталь 30 ГОСТ 1050-88	
11	Тройник	Сталь 20 ГОСТ 1050-88	
12	Задвижка ЗКП2-80x16 либо ЗКП3-80x16 ТУ 3741-031-02809450-2000 (см. каталог продукции «Трубопроводная арматура»)		
13	Дроссель быстротворный		



П. 3.5.4.189 Правил безопасности в НГП.

Лубрикаторы Л65-21(-01), ЛП65-35(-01), ЛС65-35, Л65-70

Лубрикатор предназначен для герметизации устья скважины при спуске в нее глубинных приборов и скребков для очистки АСПО.

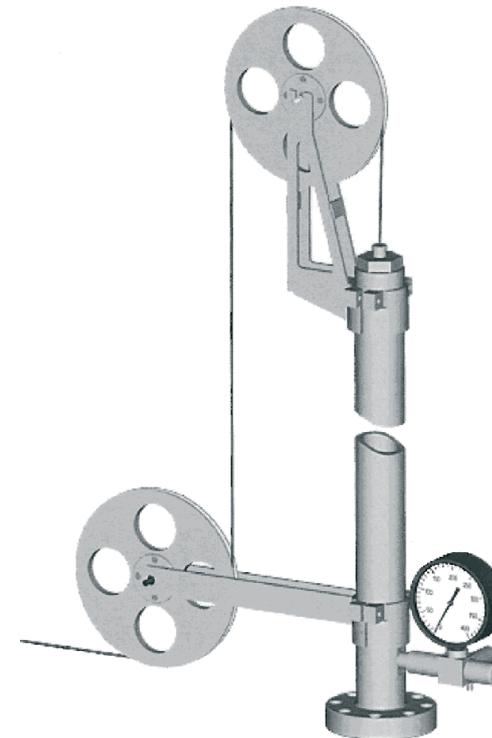
В лубрикаторе применено двухступенчатое сальниковое уплотнение с возможностью замены давлением.

Имеется устройство для контроля давления и слива продукта.

Предельные значения температуры:

- окружающего воздуха: от плюс 400 °С до минус 400 °С;
- скважинной жидкости: не более плюс 1000 °С.

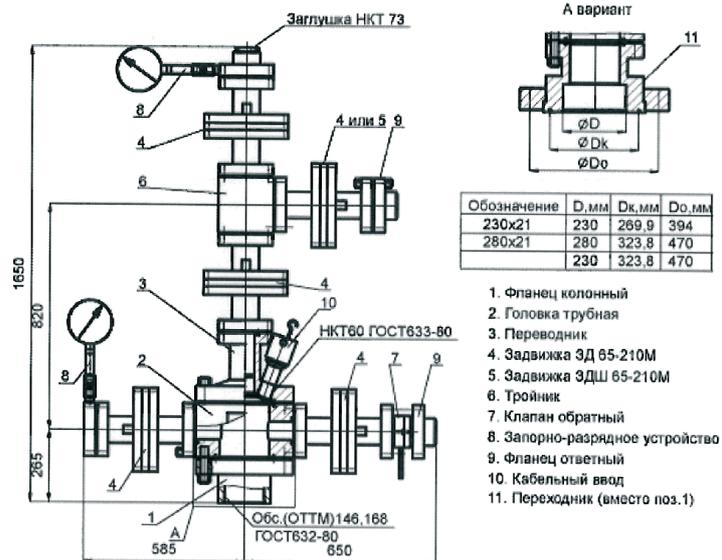
Коррозионно-стойкое исполнение - К2.



Обозначение	DN, мм	PN, МПа	Высота трубы под прибор, мм
Л65-21	65	21	2000
Л65-21-01	65	21	2000
ЛП65-35	65	35	2500
ЛП65-35-01	65	35	4000
ЛС65-35	65	35	2000
Л65-70	65	70	2500

К П. 3.5.2.62 Правил безопасности в НГП.

Арматуры ООО «Техновек»



1. Фланец колонный
2. Головка трубная
3. Переводник
4. Задвижка ЗД 65-210М
5. Задвижка ЗДШ 65-210М
6. Тройник
7. Клапан обратный
8. Запорно-разрядное устройство
9. Фланец ответный
10. Кабельный ввод
11. Переходник (вместо поз.1)

Варианты исполнения

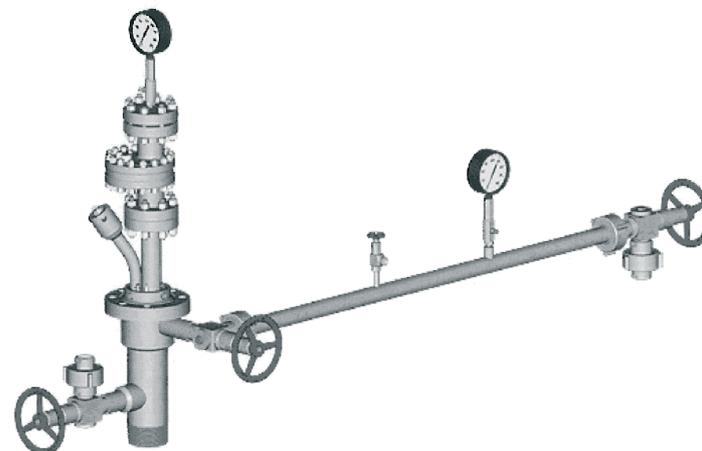


П. 3.5.2.35 Правил безопасности в НГП.

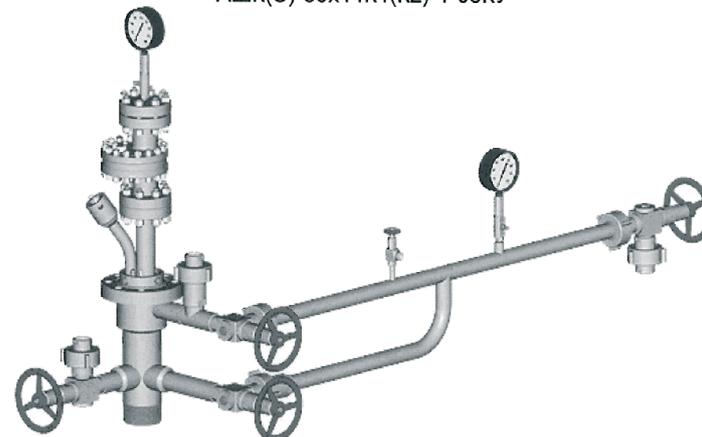
Арматуры ООО «Техновек»

Комплекты устьевые АШК(Э)50x14К1(К2)-1-КУ
ТУ 3665-009-4965 2808-2004

Применяются для герметизации устья нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН.



АШК(Э)-50x14К1(К2)-1-08КУ



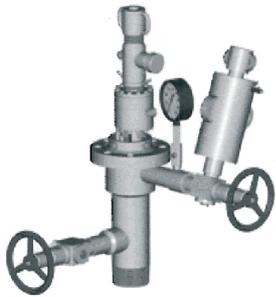
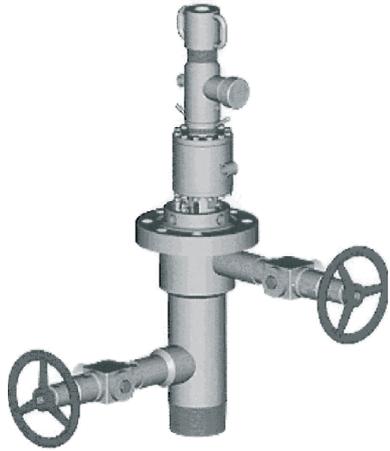
АШК(Э)-50x14К1(К2)-1-06КУ

К п. 3.5.2.25 и п. 3.5.4.189 Правил безопасности в НГП.

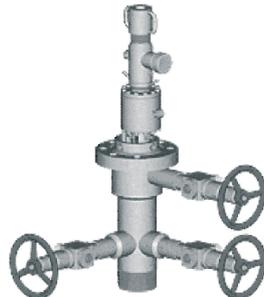
Арматуры ООО «Техновек»

Климатическое исполнение устьевой арматуры УХЛ1 (ХЛ1) по ГОСТ 15150-69. Предельные значения рабочих температур окружающего воздуха от +40 до - 60 оС.

По согласованию с заказчиком возможны любые варианты исполнения и комплектации.



-д



-01

К п. 3.5.2.25 Правил безопасности в НПП.

2. Технологические требования по добыче нефти к устьевой, фонтанной и нагнетательной арматуре и обвязке устья скважин.

2.1. Устьевая арматура и обвязка скважины, оборудованной УЭЦН должны позволять:

- Замерять буферное, затрубное, выкидное и межтрубное (между обсадными колоннами) давления.
- Пропускать газ из затруба в выкидную линию.
- Отбирать пробу добываемой жидкости и затрубного газа.
- Замерять динамический, статический и промежуточные уровни жидкости в затрубе скважины.
- Спускать в НКТ скребок для очистки НКТ и исследовательские приборы.
- Установить штуцер для регулирования подачи насоса.
- Глушить и промыть скважину обратной промывкой.
- Подать в затруб скважины или в выкидную линию химические реагенты с помощью дозатора.
- Замерять температуру добываемой жидкости.
- Горячие и термохимические обработки скважин и выкидных линий.
- Промывку и пропарку выкидных линий.
- Определять подачу скважины путем опрессовки.
- Герметизировать кабельный ввод и опрессовать сальник.
- Заменять уплотняющие элементы сальника кабельного ввода.
- Перекрывать обратный переток жидкости из выкидной линии на устье при несанкционированной разгерметизации устья.
- Разбирать и собирать при ремонте скважины не прикладывая больших усилий со стороны рабочего при любых погодных условиях.

- Очистку скважины от грязи и нефтепродуктов с помощью ППУ.

- Разбирать и собирать без демонтажа КИПиА.

2.2. Устьевая арматура и обвязка скважины, оборудованной СШНУ, должны позволять:

- Загерметизировать устьевой (полированный) шток не стравливая давление на устье скважины.

- Производить тепловую и химическую обработку скважины и выкидной линии.

- Замерять выкидную, затрубную и межтрубную давления.

- Замерять уровень жидкости в затрубном пространстве.

- Пропускать газ из затруба в выкидную линию.

- Отбирать пробу добываемой жидкости и затрубного газа.

- Глушить и промыть скважину обратной промывкой.

- Подать в затруб скважины или в выкидную линию химические реагенты с помощью дозатора.

- Замерять температуру добываемой жидкости.

- Промывку и пропарку выкидных линий.

- Определять подачу скважины путем опрессовки.

- Перекрывать обратный переток жидкости из выкидной линии на устье при несанкционированной разгерметизации устья.

- Разбирать и собирать при ремонте скважины не прикладывая больших усилий со стороны рабочего при любых погодных условиях.

- Очистку устья скважины от грязи и нефтепродуктов с помощью ППУ.

- Разбирать и собирать без демонтажа КИПиА.

2.3. Устьевая арматура для нагнетательной скважины

должна позволять выполнить:

- Прямую, обратную промывки и глушение скважины.
- Замер буферного и затрубного давлений.
- Исследовательские работы со спуском приборов в НКТ.
- Замер температуры закачиваемой жидкости.
- Установку скважины на самоизлив.
- Слив жидкости из арматуры и обвязки.
- Регулирование расхода закачиваемой жидкости.

Вентиль - пробоотборник ВП1-15Ш4 (21,351)

Вентиль - пробоотборник предназначен для взятия проб продукта из трубопровода под давлением. Для более равномерного забора проб по всему сечению трубопровода пробоотборник снабжен пробоотборной трубкой. Пробоотборный ниппель может быть развернут в любое положение относительно своей оси и зафиксирован в данном положении.

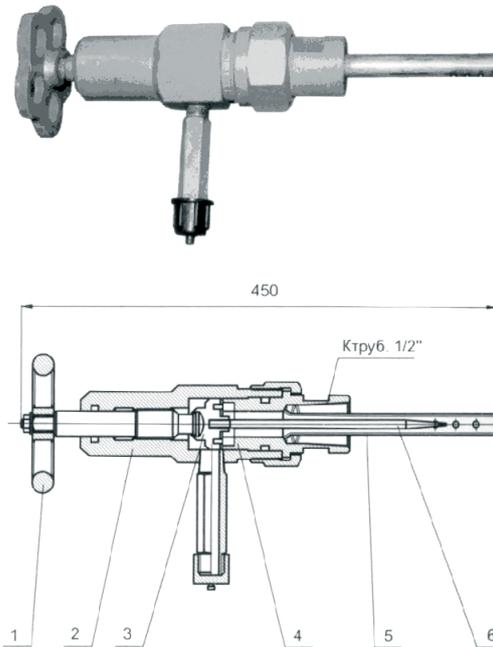
Для исключения примерзания клапану к седлу вентиля пробоотборник оснащен тепло под водящим стержнем (исполнение - 01).

Макроклиматические районы эксплуатации - умеренный и холодный (ХЛ) по ГОСТ 15150.

ПРЕИМУЩЕСТВА

Седло вентиля армировано керамикой. Затвор имеет комбинированное «металл-тефлон» уплотнение. Основные детали прочного тракта выполнены из нержавеющей стали. Пробоотборная трубка позволяет производить отбор проб в нескольких точках (равномерно) по сечению трубопровода. Минимальный объем жидкости над седлом уменьшает риск замерзания жидкости зимой (при применении на трубопроводах систем ППД и технической воды).

1. Маховик
2. Корпус
3. Клапан со фторопластовым уплотнением
4. Седло с керамической вставкой
5. Пробоотборная трубка
6. Стержень теплоподводящий (только для исполнения - 01)



Вентиль пробоотборный устанавливается на манифольде скважины, служит для отбора пробы жидкости и стравливания давления на устье.

Вентиль манометрический с разделителем сред ВМ5х35

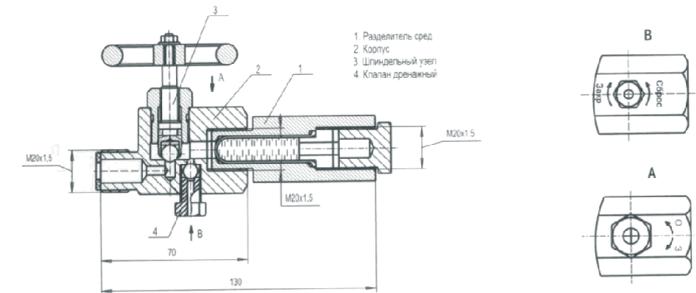
Вентиль предназначен для установки, предохранения от размораживания и замены манометра при измерении давления нефтепродуктов и технической воды в системах ППД и нефтедобычи. Преимущества:

- затвор ВМ5х35 изготовлен из коррозионностойкой стали, что делает его устойчивым к агрессивным скважинным средам;
- позволяет заменять манометр без сброса давления из основной линии;
- позволяет демонтировать разделитель сред без сброса давления из основной пинии для заправки его маслом;
- имеет небольшой вес и прост в эксплуатации.

Макроклиматические районы эксплуатации - умеренный и холодный по ГОСТ 15150.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Рабочее давление, МПа (кг/см ²), не более	35 (350)
Присоединительная резьба, мм	M20x1,5
Объем разделительной жидкости, см ³	5...6
Габаритные размеры	40x85x142
Класс герметичности по ГОСТ 9544	C
Масса, кг	1,2



Вентиль манометрический для установки манометра

Клапан обратный К01-65/26и21И4,351, N02-65/40x21(141)

Обратный клапан предназначен для использования в составе устьевых арматур с целью поддержания заданного перепада давлений между линиями трубопроводов, а также предотвращения перетока рабочей жидкости в обратном направлении.

Возможность надежной работы в диапазоне рабочих давлений от 0 до 35 МПа (K01) вследствие использования специального уплотнения.

Уменьшена возможность замерзания за счет отсутствия внутренних незаполненных объемов. Улучшены гидравлические характеристики.

Основные запорные элементы выполнены из коррозионностойкой стали и полиуретана.



K01-65/26x21(14, 35)



K02-65/40x21(14)

Клапан обратный устанавливается на манифольд для предотвращения обратного перетока жидкости из выкидной линии на устье при несанкционированной разгерметизации устья.

8.2. Разработка предложений по совершенствованию устьевого оборудования и обвязки устья скважин при различных способах эксплуатации скважин.

1. Характеристика существующего устьевого оборудования и обвязки скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

В настоящее время на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» существует достаточно разнообразная конструкция устьевых арматур, а также различная обвязка их с выкидной линией. Хотя и в целом существующая обвязка устьевого оборудования позволяет производить основные технологические операции, однако на ряде скважин обвязка не полностью отвечает технологическим требованиям, указанным в разделе 1.2. Основные недостатки следующие.

- Пробоотборные вентили установлены без учета уровня обводненности продукции скважин (или сбоку, или снизу манифольда). Кроме того, даже в высокообводненных скважинах пробоотборники устанавливаются без диспергатора. Это повышает погрешность измерения содержания воды в продукции скважины.

- В качестве запорного устройства, отсекающего выкидную линию скважины от манифольда, применяется клиновидная задвижка. Это опасно при определении подачи методом опрессовки скважины.

- Из-за того, что ЭКМ, датчики подачи, пробоотборники устанавливаются на манифольде очень близко к устью скважины, при выполнении ТКРС и разборке устья часто выходят из строя приборы КИП и А.

- Из-за отсутствия устьевых устройств для замера температуры скважины запускаются на замерзшую выкидную линию с нежелательными последствиями. Это происходит в зимнее время при длительных отключениях электроэнергии

скважин, продукция которых обводнена пресной водой.

- Нет устройств для подключения АДП или ППУ.
- Нет обратных клапанов на манифольде, которые препятствуют обратному перетоку нефти из выкидных линий на устье при разгерметизации сальника.
- На скважинах, оборудованных УЭЦН, не везде установлены буферные задвижки, из-за чего невозможно спускать в НКТ шаблоны, скребки и исследовательские приборы.

Примеры неправильной обвязки устьевого арматуры приведены на рис. 8.1, 8.2, 8.3 (см. цветную вкладку).

8.3. Предложения по совершенствованию и оптимизации устьевого арматуры и устьевого обвязки скважин.

а) Устьевого арматуры УЭЦН.

- Арматура УЭЦН должна иметь буферную задвижку с проходным отверстием диаметром 65 мм.
- Арматура УЭЦН должна иметь двойной сальник кабельного ввода с возможностью опрессовки сальника.
- Устьевого арматура УЭЦН должна иметь перепускной клапан (или запорный орган и обратный клапан) для перепуска газа из затруба в выкидную линию. Эти устройства при необходимости должны позволять перепускать жидкость из манифольда в затруб. Кроме того, данные устройства должны быть установлены в зоне температурного действия добываемой жидкости во избежание замерзания в зимнее время или должны иметь гарантированную надежность работоспособности при низких температурах.
- Устьевого арматура должна иметь удобную конструкцию для обслуживания, хороший дизайн, возможность очистки ее с помощью ППУ и вручную.
- Арматура должна позволять быстро монтировать и демонтировать ее без приложения значительных (более 20 кг)

усилий во время ремонта скважин при любых погодных условиях.

- Термоустойчивость арматуры должна позволять проводить горячие промывки при температуре 120 °С.
- Уплотнительные элементы арматуры должны быть устойчивы против воздействия растворителей АСПО.
- После манифольдной задвижки должно устанавливаться регулирующее поток жидкости устройство (штуцерная камера).

б) Устьевого арматуры СШНУ.

По устьевым арматурам СШНУ, применяемым в ОАО «Удмуртнефть», существенных замечаний не имеется.

в) Устьевого обвязка механизированных скважин.

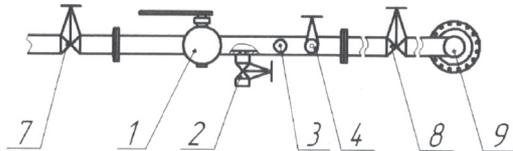
- Устьевого обвязка должна быть легко разборной при ТКРС в любых погодных условиях, т.е. необходимо сохранить применение БРС для сборки манифольда.
- Манифольд необходимо снабдить термокарманом и обратным клапаном.
- На выкиде скважины необходимо установить датчик (индикатор) подачи скважины ручного или электрического действия.
- На выкиде обязательно должен быть электроконтактный манометр или датчик давления, соединенный с блоком автоматики, для отключения скважины при отклонении давления от заданных параметров.
- На манифольдной линии должен быть установлен диспергатор с пробоотборником.
- На разбираемой части манифольда должен быть приварен патрубков с заглушкой для подключения АДП и ППУ.
- В качестве секущего запорного органа предлагается применять вентиль соответствующей пропускной способности.
- Все вышеуказанные элементы предлагается сосредоточить у секущей задвижки. Они не должны разбираться при ТКРС и не должны создавать неудобства операторам ТКРС

при работе на устье скважины. Данный узел предлагается называть «Узел технологического контроля скважины».

Ниже на рисунках показаны блочная и предлагаемая схемы обвязки устья добывающей скважины.

Как пример практического применения блочной схемы, приведена схема узла технического контроля скважины (см. цветную вклейку, рис. 8.7) и фотография узла технологического контроля (см. цветную вклейку, рис. 8.10), установленного на скважине №371 Гремихинского месторождения.

Вариант 1 (на манифольде)



Вариант 2 (на байпасе)

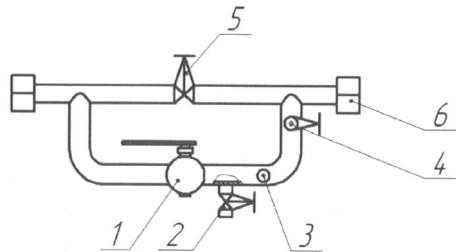
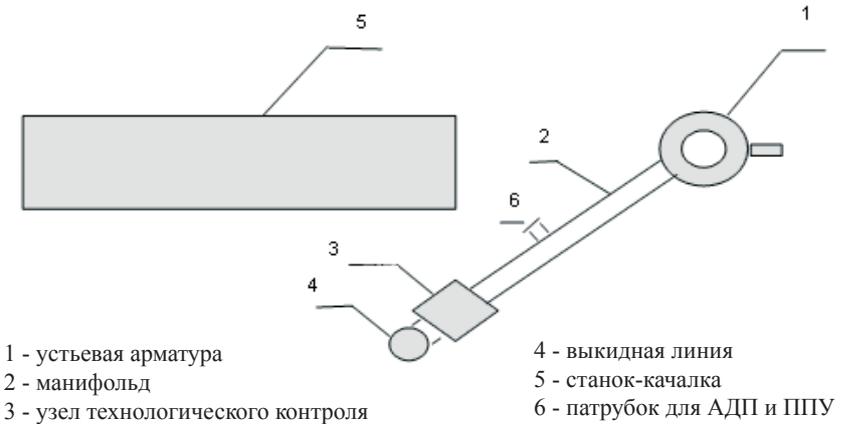


Рис. 8.7. Схема технологического контроля скважины.

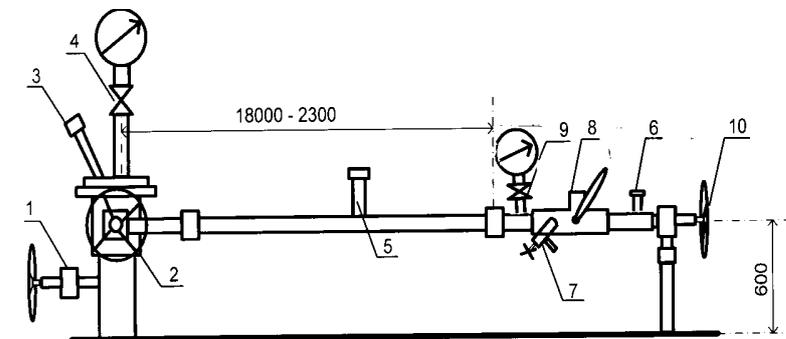
Состав узла техн. контроля:

- 1 - Обратный клапан
- 1 - Индикатор подачи
- 2 - Пробоотборник с диспергатором
- 3 - Термокарман
- 4 - Манометр электроконтактный.



- 1 - устьевая арматура
- 2 - манифольд
- 3 - узел технологического контроля
- 4 - выкидная линия
- 5 - станок-качалка
- 6 - патрубок для АДП и ППУ

Рис. 8.8. Блочная схема обвязки устья скважины.



- 1 - Затрубная задвижка (вентиль)
- 2 - Манифольдная задвижка (вентиль)
- 3 - Сальниковое устройство для кабеля
- 4 - Буферная задвижка
- 5 - Патрубок для подсоединения АДП (ППУ)
- 6 - Гнездо для термометра
- 7 - Пробоотборник от диспергатора
- 8 - Датчик подачи (обратный клапан)
- 9 - Манометр с трехходовым вентилем
- 10 - Секущая задвижка (вентиль)

Рис. 8.9. Предлагаемая схема обвязки скважины, оборудованной УЭЦН.

Приложение 8.1

Узел технологического контроля скважины. (Рис. 8.10, 8.11)

Работоспособность глубинного насоса оператор по добыче нефти определяет опрессовкой путем закрытия секущей задвижки, что представляет собой значительную опасность: были случаи травмирования глаз, лица из-за порыва прокладки по причине неисправности манометра (забит, заморожен) или из-за того, что при малом содержании газа давление мгновенно поднимается при закрытии устьевого клиновой задвижки, а открывать задвижку становится очень тяжело.

Существующие пробоотборники на устье скважин дают ошибку в обводненности продукции скважин до 17%. Обязка устья скважины такова, что при разгерметизации сальника полированного штока нефть из выкидной линии вытекает на устье скважины.

Все это и другие недостатки оборудования устья скважины позволяет устранять «Узел технологического контроля».

Выполняет следующие функции:

1. Определение подачи насоса (работает, нет).
2. Диагностирование неисправности СШНУ:
 - 2.1. Обрыв, отворот штанг, отказ нагнетательных клапанов;
 - 2.2. Отказ приемного клапана;
 - 2.3. Неполное заполнение насоса.
3. Служит как обратный клапан для предотвращения перетока жидкости из выкидной линии на устье в случае разгерметизации сальника, обрыва полировки.
4. Позволяет отбирать пробы жидкости с турбулентного потока, что дает возможность более точно определить обводненность продукции скважин.

5. Термокарман, заполненный тосолом, позволяет обеспечить безопасность запуска скважин после остановок, когда продукция скважин обводнена пресной водой и есть опасность замерзания жидкости на устье или выкидной линии.

6. Трехходовой вентиль для установки манометра.

Узел технологического контроля предназначен для установки перед секущей задвижкой устьевого обвязки СШНУ производительностью до 40 м³/сут. жидкости.

Основные параметры узла технологического контроля:

Диаметр, мм – 89;

Длина, мм ~ 700;

Масса, кг – 11;

Обводненность продукции, % - до 98;

Газовый фактор, м³/т – до 30;

Рабочее давление, МПа – 4,0;

Усилие нажатия на рычаг индикатора, кГс – 7.

Узел технологического контроля защищен патентом РФ.

Глава 9. Методы уточнения содержания воды в продукции высокообводненных скважин.

9.1. Группы скважин по уровню обводненности продукции.

В настоящее время в литературных источниках и нормативно-технических документах нет четкого разделения скважин по уровню обводнения. Однако с учетом технологических особенностей жидкостей и эмульсий целесообразность в разделении скважин по уровню обводнения имеется. Скважины по уровню обводненности можно подразделить на 4 группы.

Первая группа - с содержанием воды в продукции скважины до 40 %. Дисперсионная среда при этом - нефть, дисперсная фаза - вода. Интенсивное механическое перемешивание не создает аномально вязких эмульсий. Эту группу надо отнести к малообводненному фонду скважин.

Вторая группа - скважины с продукцией средней обводненности – от 40 до 75 % воды в скважинной продукции. В интервале этой обводненности происходит инверсия фаз: эмульсия - вода в нефти превращается в эмульсию - нефть в воде. В этом интервале обводнения при механическом перемешивании создаются аномально высоковязкие эмульсии, обладающие структурообразующими и тиксотропными свойствами. Такие эмульсии разлагают подогревом, добавлением деэмульсаторов, воздействием электрических и магнитных полей и т. д.

Третья группа - 75-95 % обводненности, эмульсия быстро разлагается на нефть и воду с достаточно четким разделом фаз. При этом вязкость жидкости небольшая и по величине ниже вязкости чистой нефти. Эта группа называется высокообводненным фондом.

Четвертая группа скважин - это группа с предельной обводненностью продукции 95 % и выше. При этом вязкость жидкости близка к вязкости пластовой воды. Устойчивая эмульсия не создается при перемешивании с любой интенсивностью, водо-нефтяная смесь быстро расслаивается на нефть и воду.

При существующей системе сбора нефти и газа и отбора проб жидкости на содержание воды точный замер обводненности продукции высокообводненных скважин представляет определенную трудность в отличие от продукции скважин с малой и средней обводненностью.

9.2. Причины высокой погрешности при измерении обводненности продукции скважин.

1. В зависимости от способа эксплуатации скважин, от величины газового фактора, от структуры жидкости в подъемных трубах могут быть значительные отклонения в содержании воды в добываемой жидкости при отборе проб на устье. Как известно, различают три вида структуры потока в НКТ:

- пробковая;
- пузырьковая;
- стержневая.

К наиболее серьезным ошибкам приводит пробковая структура потока, поскольку в подъемных трубах создаются условия для разделения фаз нефти и воды. Поэтому, если при отборе проб продукции скважин на устье оказалось начало пробки - будет одно содержание воды, конец пробки жидкости - другое содержание воды.

2. При измерении обводненности продукции скважины очень важное значение имеет конструкция и способ установки пробозаборного устройства.

В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» применяется 3 варианта устьевых пробозаборных устройств (варианты

1-3, приложение 9.2.). Данные конструкции пробозаборных устройств обеспечивают удовлетворительную достоверность результатов замера обводненности в интервале 0-75 %. В случае более высокой обводненности продукции скважин указанные варианты пробоотборников дают погрешность до 10 % и более, независимо от того, есть многоточечный отбор (вариант 3) или нет. Причиной этому является то, что скорость течения жидкости обратно пропорционально величине вязкости. Вязкость воды в десятки раз меньше вязкости нефти, поэтому в емкости для набора пробы всегда больше воды, чем есть на самом деле в продукции скважины.

3. Третья причина погрешности – ошибка при измерении процента воды в химико-аналитических лабораториях. Эта составляющая погрешности весьма мала и не превышает 1-1,5%.

Таким образом, основная погрешность при измерении обводненности скважин по существующей технологии возникает при отборе проб жидкости на устье скважины из-за несовершенства пробозаборных устройств.

9.3. Предложения по снижению погрешности при измерении обводненности продукции скважин.

Одним из основных методов снижения погрешности при измерении содержания воды в продукции скважин может служить применение диспергаторов жидкости на месте отбора проб (см. вариант 4, приложение 9.2).

В этом случае проба отбирается с турбулентного потока, где раздел фаз нефть - вода не существует. Применение диспергаторов значительно повышает достоверность измерений содержания воды в жидкости скважины.

Примером может служить скв. 371 Гремихинского месторождения, где установлен на устьевой обвязке «Узел

технологического контроля» в порядке эксперимента с 2004 г. На устье этой скважины имеется возможность отбирать пробу с обычного пробоотборника и диспергатора. При обводненности продукции ниже 70 % разница во влагосодержании проб с обычного пробоотборника и диспергатора небольшая, а при обводненности выше 70 % с обычного пробоотборника содержание воды на 7-10 % выше, чем с диспергатора.

Применение таких неточностей недопустимо при предельной обводненности продукции скважин, поскольку речь при этом уже идет о рентабельности эксплуатации скважин. Например, УЭЦН 5-160 1300 работает с дебитом жидкости 150 м³/сутки при обводненности продукции согласно отобраным пробам традиционным способом – 98 %. При более точном измерении и при уточнении отбора проб большеобъемным методом оказалась обводненность 93 %. Таким образом, в первом случае суточный дебит нефти равнялся 3 м³, во втором случае - 10,5 м³, т.е. уже о нерентабельности речь не может идти.

9.4. Большеобъемная проба продукции скважин.

Как было отмечено выше, в лифте скважины и пробозаборном устройстве на манифольде скважины происходит значительное искажение влагосодержания продукции скважины, в большинстве случаев в сторону увеличения влагосодержания. В целях более точного измерения влагосодержания продукции скважины рекомендуется отбирать большеобъемные пробы жидкости. Чтобы исключить или уменьшить влияние структуры потока жидкости в подъемных трубах объем пробы предлагается брать не менее половины объема НКТ. При отборе проб высокообводненная скважина работает только на отдельную ем-

кость (см. приложение 9.1). После отбора пробы жидкости дается небольшой отстой (в пределах одного часа) для дегазации жидкости и разделения фаз.

Следующим шагом является измерение высоты налитой жидкости и высоты слоя нефти путем набора жидкости в стеклянную трубку или определение толщины слоя нефти с помощью водочувствительной ленты.

Разделив высоту слоя нефти в стеклянной трубке на высоту набранной жидкости в емкости, определяется предварительный результат измерения содержания нефти в продукции скважины. Для более точного определения содержания воды отобранный слой нефти направляют в ХАЛ для измерения остаточного содержания воды, результат которого прибавляют к предварительному результату определения влагосодержания продукции.

Большееобъемный отбор пробы применяется для уточнения влагосодержания продукции высокообводненной скважины для принятия решения о рентабельности эксплуатации скважины с этого горизонта, перед переводом скважины в бездействие или на другой горизонт.

9.5. Выводы.

1. При обводнении продукции скважин выше 75% существующая технология измерения обводненности имеет низкую достоверность замеров. Уровень погрешности достигает при измерениях до 10 % и выше.

2. Существующие пробозаборные устройства на высокообводненных скважинах допускают при отборе проб значительные погрешности преимущественно в сторону снижения доли нефти в добываемой жидкости.

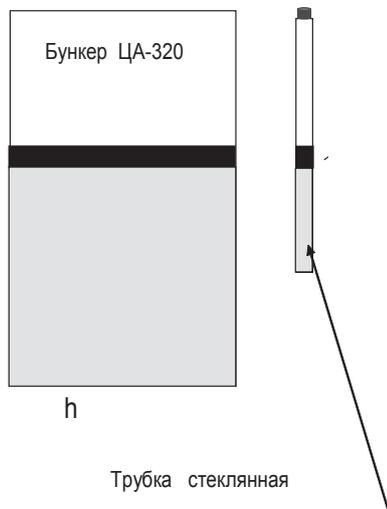
3. На скважинах с обводненностью продукции выше 75 % требуется установить пробозаборные устройства, позволяющие отбирать достоверные пробы продукции.

4. Прежде чем вывести скважину из эксплуатации из-за высокой обводненности, необходимо отбирать большеобъемные пробы продукции скважин для более точного измерения процента обводненности продукции.

5. На скважинах с высокой и предельной обводненностью по результатам применения уточняющих методов измерения содержания воды в продукции скважины необходимо использовать корректирующие коэффициенты к результатам определения обводненности существующим способом.

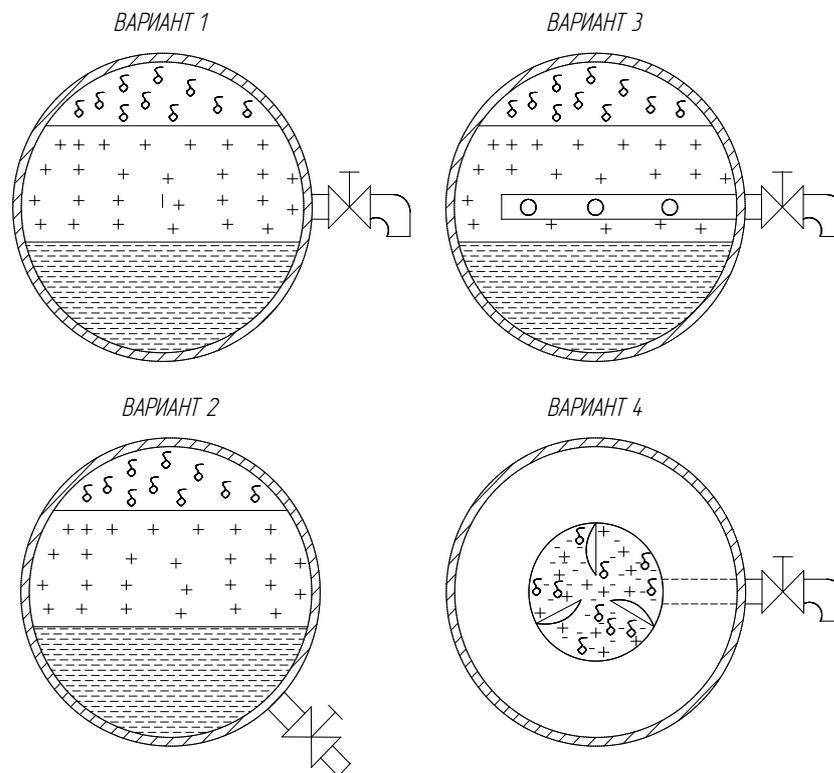
Приложение 9.1.

Большеемобъемный метод отбора проб скважинной жидкости для определения обводненности продукции скважины (при $V > 75\%$)



- Закрывается секущая задвижка на выкидной линии, вся продукция скважины направляется в бункер ЦА-320;
- набирается объем не менее половины объема НКТ;
- замеряется высота налива жидкости в бункере;
- в жидкость спускается стеклянная трубка с внутренним диаметром не менее 15 мм, сверху герметично закрывается пробкой или в жидкость спускается лента с водочувствительной пастой;
- замеряется высота слоя нефти, разделив ее на высоту налива жидкости, определяется объемная доля нефти, соответственно, и воды.

Приложение 9.2.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

 - ГАЗ
  - НЕФТЬ
  - ВОДА

Схемы существующих и предлагаемых вариантов пробо-заборных устройств.

Варианты 1-3 - существующие, вариант 4 - предлагаемый.

Глава 10. Адаптация скважинного оборудования УЭЦН для добычи высоковязких нефтей.

Скважины с нереализованным потенциалом добычи нефти имеются, хотя и в незначительном количестве, практически на всех месторождениях. Наличие таких скважин обуславливается многими причинами постоянного и временного характера. Основными причинами наличия нереализованного потенциала являются:

1. Высокая обводненность продукции скважины, при дальнейшем увеличении добычи жидкости по которой требуется увеличение мощности энергетических объектов и скважинного оборудования, что существенно снижает рентабельность добычи нефти.

2. Инфраструктурные ограничения. При увеличении объема добываемой жидкости возникают проблемы по сбору, транспорту, подготовке нефти и утилизации воды.

3. Ограничения из-за конструкции скважины. Примером являются высокие темпы набора кривизны ствола скважины, в результате чего в скважину невозможно спускать УЭЦН большой производительности.

4. Горно-геологические условия в призабойной зоне скважины, которые не позволяют снижать забойное давление до требуемой величины. Это может быть интенсивный вынос мехпримесей из-за непрочности породы, препятствующий нормально эксплуатировать насосное оборудование.

Возможность прорыва подошвенной воды и газовой шапки тоже обуславливают невозможность создания низких забойных давлений в скважине.

5. Дефекты в эксплуатационной колонне скважины, нарушающие герметичность эксплуатационной колонны при низких забойных давлениях.

6. Высокая вязкость нефти, из-за чего УЭЦН работают с низким коэффициентом подачи даже при большом погружении под динамический уровень.

7. Высокое газосодержание жидкости на приеме насоса по известным причинам. Данный случай характерен не только для УЭЦН, но и для СШНУ, когда насос имеет небольшое погружение под динамический уровень, из-за чего затрубный газ прорывается на прием насоса.

8. Невозможность спуска насоса на необходимую глубину на скважинах с боковым горизонтальным стволом из-за особенностей конструкции скважины (малый диаметр бокового ствола).

При добыче высоковязких нефтей отсутствие высокопроизводительных и надежных винтовых насосов приводит к применению вместо них УЭЦН высокой производительности, однако последние работают с низким коэффициентом подачи. Причины низкого коэффициента подачи при добыче высоковязких нефтей известны и закономерны. Ниже приводятся данные исследования американских ученых по снижению производительности ЭЦН.

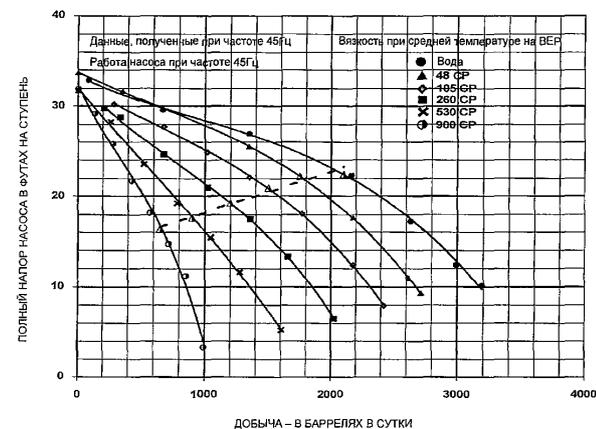


Рис. 10.1. Снижение производительности насоса при подаче жидкостей высокой вязкости.

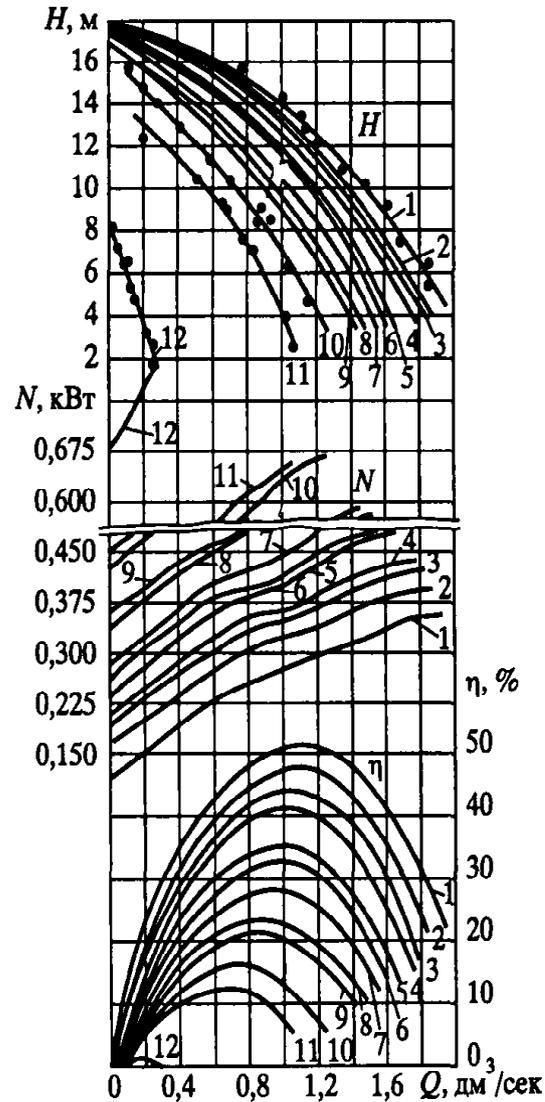


Рис. 10.2. Характеристики ступени насоса РЭДА В-16. 1- $\nu=0,01$ см²/с; 12- $\nu=3,25$ см²/с. Остальные номера кривых соответствуют работе насоса на вязкостях $0,01 < \nu < 3,25$ см²/с.

Как видно из рисунка, ЭЦН типа РЭДА В-16 при вязкости нефти 3,25 см²/с (325 мм²/с) практически теряет работоспособность.

Исходя из практического опыта эксплуатации отечественных УЭЦН следует, что при вязкости 250 мПа·с производительность ЭЦН снижается в два и более раза. Например, подача ЭЦН5-35 снизится до 15-17 м³/сутки.

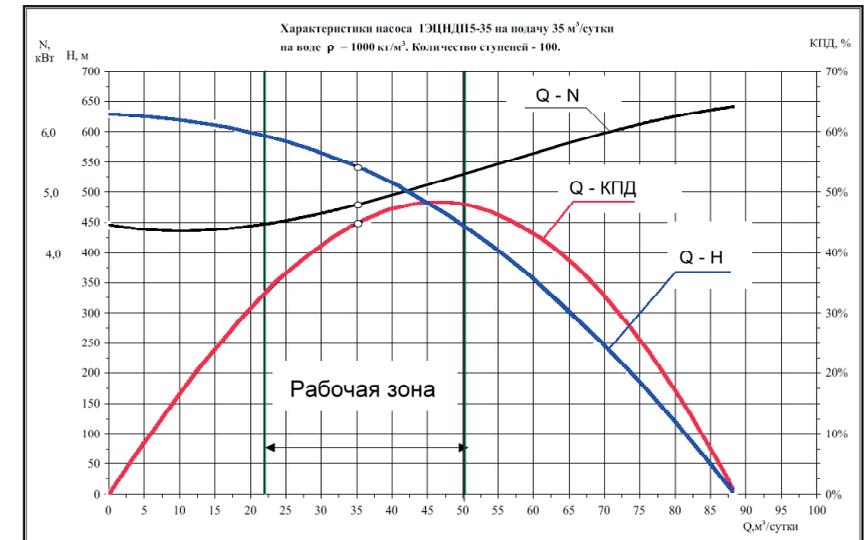


Рис. 10.3. Рабочая характеристика ЭЦН-5-35 на воде.

Для адаптации УЭЦН к условиям добычи высоковязкой нефти необходимо:

- Спускать УЭЦН на максимально возможную глубину с учетом того, что температура жидкости там гораздо выше, чем на полученной расчетами глубине спуска насоса и, соответственно, ниже вязкость нефти и газосодержание.
- Первые 4-5 ступеней насосов заменить на более высокопроизводительные, чем ступени спускаемого насоса (например, для насосов ЭЦН-50 первые 5 ступеней комплектовать

от ЭЦН-80). Это позволяет несколько увеличить коэффициент подачи насосов.

- Двигатели УЭЦН подбирают с запасом мощности 15-20%
- По возможности высокопроизводительные УЭЦН комплектуют станциями управления с частотным регулированием.
- Подбор производительности УЭЦН производят с учетом эмпирических коэффициентов снижения фактической производительности насоса, полученных на основе опытных данных. Например, если для вязкости 30 мПа·с требуется для реализации потенциала скважины спускать Э-125, то при вязкости 100 мПа·с уже требуется Э-160. Однако последний будет работать не в оптимальном режиме. На Мишкинском месторождении Удмуртской Республики ряд УЭЦН5-160 работало с дебитом 75-90 м³/сутки продолжительное время из-за отсутствия надежных винтовых насосов данной производительности.

- Погружение насоса под динамический уровень должно быть не менее 350- 400 м.

- При образовании высоковязких эмульсий в НКТ обеспечить периодическую или постоянную подачу деэмульсатора в затруб скважины.

Одним из возможных методов повышения коэффициента подачи УЭЦН является подача депрессорных присадок в затруб скважины. Однако широкого опыта применения таких присадок в ОАО «Удмуртнефть» не имеется, в связи с чем дать конкретные предложения не представляется возможным. Рекламный проспект применения депрессорных присадок приведен ниже.

Как видно из данных рекламного материала, товарная форма присадок может быть и в жидком, и твердом виде, что улучшает условия применения. Депрессорные присадки для

условий ОАО «Удмуртнефть» могут быть применены для малообводненных высоковязких нефтей.

Депрессорные присадки Dewaxol

Назначение Депрессорные присадки Dewaxol 7301-7330 для понижения температуры застывания нефти, обусловленной высоким содержанием парафиновых углеводородов. Наряду с понижением температуры застывания, депрессорные присадки Dewaxol могут проявлять свойства ингибитора АСПО, повышать текучесть нефтей и водонефтяных эмульсий при транспорте, добыче и хранении.

Краткие сведения о составе Представляют собой композицию неионогенных поверхностно активных веществ и полимерных соединений в спирто-ароматическом растворителе.

Эксплуатационные показатели

	жидкие продукты	твердые
Внешний вид	однородная жидкость	твердое воскообразное вещество или паста
Температура застывания (плавления)	-50...+10°С (в зависимости от марки)	+40°С
Класс опасности	4	4

Применение Непрерывное дозирование в поток транспортируемой нефти или жидкости. Продукты в твердом или пастообразном агрегатном состоянии перед применением рекомендуется растворить в ароматическом растворителе или дизельном топливе.

Обработку нефти для максимальной эффективности желательно осуществлять при температуре, превышающей температуру плавления парафинов нефти (обычно выше 50°С) в условиях, обеспечивающих перемешивание продукта с обрабатываемой нефтью.

Дозировка продукта определяется свойствами нефти, конкретными условиями транспортировки и хранения, и может варьироваться в широких пределах. В большинстве случаев составляет 30-600 г/т. Выбор продукта осуществляется путем предварительных лабораторных испытаний.

Контроль эффективности Определение температуры застывания и температуры текучести в соответствии с ГОСТ 20287-91.

Логистика Пластиковые или металлические бочки, автомобильным или ж/д транспортом, ж/д цистернами.

Гарантийный срок хранения 1 год

На тех скважинах, где низкие динамические уровни, однако имеется определенный резерв добычи нефти, предложено применять к ЭЦН частотные регуляторы. Это позволяет повышать коэффициент быстроходности ЭЦН и коэффициент подачи, а в случае снижения пластового давления - снизить темпы отбора жидкости до восстановления допустимых пластового и забойного давлений.

При снижении забойного давления возможны осложнения в работе УЭЦН из-за высокого газосодержания на приеме насоса. Изменение характеристики УЭЦН при высоких газосодержаниях жидкости на приеме насоса показано на рис. 10.4. Как видно из рисунка, при газосодержаниях на приеме насоса 40 % более велика вероятность срыва подачи. Применение газосепараторов и модульных диспергаторов на приеме

УЭЦН улучшает работу насоса, однако не гарантирует устранение возможности срыва подачи при наличии свободного газа на приеме насоса более 40 %.

На основании вышеизложенного следует, что при подборе оборудования для интенсификации добычи нефти на отдельных малообводненных скважинах расчет забойного давления необходимо выполнить таким образом, чтобы на уровне приема ЭЦН количество свободного газа было не более 25-30 %.

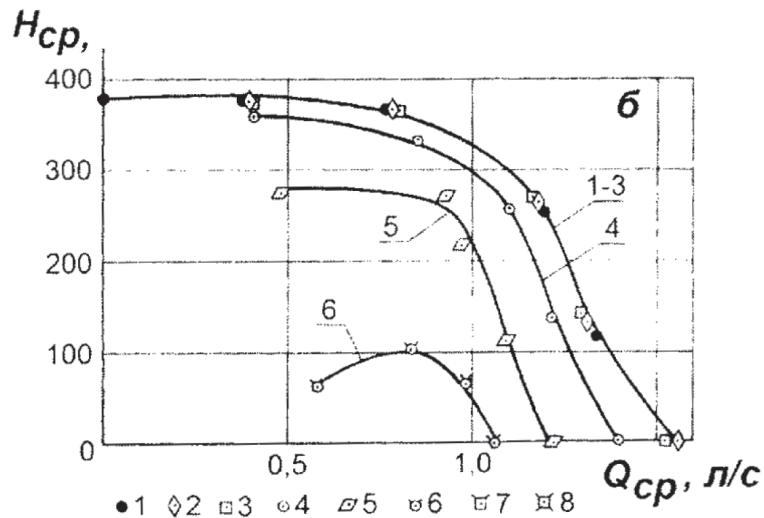


Рис. 10.4. Среднеинтегральные характеристики насоса ЭЦН5-80 на смеси «вода-ПАВ-газ»

- 1 - газосодержание 0 %;
- 2 - газосодержание 2-5 %;
- 3 - газосодержание 3-10 %;
- 4 - газосодержание 4-20 %;
- 5 - газосодержание 5-30 %;
- 6 - газосодержание 40 %;

Приложения к книге

Приложение 1.

Информационный материал завода «Борец» о вентильных приводах УЭЦН. Приводится без изменения.

Вентильный электропривод в нефтедобыче.

Установки погружных центробежных насосов являются одним из основных видов оборудования для добычи нефти в России. За последние годы качество российских электропогружных установок существенно повысилось и приблизилось к уровню ведущих мировых производителей. Однако и сегодня они нуждаются в дальнейшем техническом совершенствовании, которое позволило бы обеспечить рост эффективности их использования в нефтяной отрасли.

В установках погружных центробежных насосов (УЭЦН) в качестве привода используется асинхронный электродвигатель ПЭД. При эксплуатации УЭЦН с таким электродвигателем в определенных режимах отбора жидкости из скважины возникают некоторые технологические проблемы, которые приводят к существенному снижению ресурса оборудования. Практически исчерпаны возможности дальнейшего повышения энергетической эффективности работы УЭЦН с асинхронными ПЭД.

Какие функции приводов ЭЦН нуждаются в дальнейшем совершенствовании?

Можно выделить три основных направления:

- улучшение функциональных характеристик приводов для повышения добывных возможностей УЭЦН и УЭВН;
- повышение ресурса приводов;
- повышение энергетических характеристик приводов.

Рассмотрим каждое из этих направлений.

Улучшение функциональных характеристик приводов погружных насосов. Подбор оборудования к скважине, проведенный даже по самой совершенной программе, не обеспечивает максимальное соответствие системы «пласт—насос» и часто после запуска скважины требуется корректировка режима отбора, которая наиболее эффективно решается регулированием частоты вращения. Такую корректировку частоты вращения погружного асинхронного двигателя можно произвести с помощью специального регулятора частоты, выпускаемого как в виде отдельного блока, так и встроенного в специальную станцию управления.

Регулятор частоты вращения может обеспечить плавный запуск установки, а также форсировать работу насоса при снижении напора и подачи в результате его износа. Однако, широкое использование таких регуляторов ограничивается их высокой стоимостью, так станция управления с частотным преобразователем в 4 – 5 раз дороже обычной.

Таким образом, задача создания регулируемого привода, который найдет действительно широкое применение, видится в том, что возможность регулирования должна быть неотъемлемой характеристикой привода, а цена такой дополнительной возможности должна быть компенсирована другими дополнительными преимуществами, которых нет в приводах с частотным регулированием асинхронных двигателей.

Повышение ресурса приводов.

Ресурс привода зависит от многих факторов: конструкции, применяемых материалов и технологии изготовления. Основной причиной выхода из строя двигателя является пробой и снижение изоляции. Поэтому усилия разработчиков двигателей направлены на повышение электрической и механической прочности, используемой в обмотке и в выводных концах. Однако полностью использовать прочностные

характеристики изоляции в двигателе не удастся из-за перегрева.

Серьезным недостатком асинхронных приводов является необходимость обеспечения требуемой скорости охлаждения двигателя. Эти ограничения требуют при освоении скважин после их ремонта останавливать двигатель через каждый час работы на два часа для остывания, что затягивает процесс освоения. Высокий перегрев двигателя не позволяет успешно эксплуатировать скважины с малой и нестабильной подачей. Особенно опасна для двигателя его работа при течи в трубах или при работе без подачи, когда в результате отсутствия потока жидкости относительно корпуса двигателя он перегревается и происходит пробой изоляции.

Задача: для повышения ресурса погружных двигателей необходимо максимально возможно снизить величину его перегрева в процессе работы.

Другой причиной пробоя изоляции является нарушение в работе токовой защиты. В некоторых случаях, когда асинхронный ПЭД недогружен, разница в токе холостого хода и рабочего тока столь незначительна, что не удается правильно настроить защиту по минимальному току. В результате в различных нештатных режимах (влияние газа, слом вала и др.) установка не отключается и через некоторое время происходит пробой изоляции.

Задача: для повышения эффективности токовой защиты необходим привод с малой величиной тока холостого хода.

Необходимо решить проблему увеличения ресурса асинхронного привода УЭЦН при их эксплуатации в периодическом режиме. Пуск асинхронного электродвигателя сопровождается существенным ростом токовых и динамических нагрузок на двигатель, кабель, сочленения узлов установки. Это приводит к преждевременному выходу из строя электрооборудования и даже аварийным «полетам» установки или ее узлов.

Пусковые токи отрицательно влияют на состояние электрических сетей, особенно при одновременном запуске установок. Применение специальных станций управления с плавным пуском электродвигателя для скважин с УЭЦН, работающих в периодическом режиме эксплуатации, всех проблем этого режима эксплуатации не решает. Остается проблема эффективного охлаждения двигателя, так как основной объем откачиваемой жидкости попадает на прием насоса не из пласта, а с уровня, установленного режимом эксплуатации. Эти недостатки снижают ресурс оборудования УЭЦН, поэтому периодический способ эксплуатации скважин установками УЭЦН применять не рекомендуется. Однако периодический режим эксплуатации скважин со слабым притоком иногда бывает единственно возможным способом получения продукции из скважин.

Задача: для повышения эффективности эксплуатации скважин в периодическом режиме необходим привод с регулируемым плавным пуском и допускающим длительную работу двигателя без его интенсивного охлаждения потоком откачиваемой из пласта жидкости.

Повышение энергетических характеристик приводов.

Широкое внедрение энергосберегающих технологий в развитых странах и определенные экономические и политические решения приводят к периодическим и резким изменениям мировых цен на нефть и нефтепродукты. В этих условиях актуализируется проблема снижения издержек при добыче.

Одним из направлений снижения этих издержек является создание и внедрение в отрасли оборудования с высокими показателями энергетической эффективности.

Поставленные задачи наиболее успешно решены созданием установок погружных центробежных насосов с приводами на основе вентильных электродвигателей.

Выпуск таких электроприводов осваивают в настоящее время практически все ведущие электротехнические компании. Предложение на рынке вентильных электродвигателей характеризуется широким мощностным диапазоном - от единиц ватт до сотен киловатт, которые могут использоваться в самых различных отраслях промышленности, в том числе и в нефтедобыче.

О достоинствах и недостатках

Применение термостабильных постоянных магнитов из материала «железо-неодим-бор» со специальными легирующими добавками, способствует сохранению работоспособности магнитов при нагреве до $+170^{\circ}\text{C}$ и пятикратном от номинального кратковременном значении момента и тока якоря, а также снижению расхода дорогостоящих магнитных материалов (уменьшение толщины магнитов в 1,5 раза) и улучшению массогабаритных показателей. Вентильные двигатели с возбуждением от таких магнитов в настоящее время остаются наиболее перспективными из всех типов электродвигателей, применяемых в современных регулируемых электроприводах малой и средней мощности. Это объясняется целым рядом конструктивных и технико-эксплуатационных преимуществ вентильного двигателя по сравнению с существующими типами электрических машин, к числу которых можно отнести:

- бесконтактность и отсутствие узлов, требующих обслуживания. Отсутствие у вентильных электродвигателей скользящих электрических контактов существенно повышает их ресурс и надежность по сравнению с электрическими двигателями постоянного тока или асинхронными двигателями с явно выраженной обмоткой на роторе;
- большая перегрузочная способность по моменту (кратковременно кратность максимального момента равна 5 и более);

- высокое быстродействие;
- мягкий пуск электродвигателя;
- наивысшие энергетические показатели (КПД и COS).

Показатели КПД вентильных двигателей превышают 90% и очень мало меняются при изменении нагрузки двигателя по мощности и при колебаниях напряжения питающей сети, в то время как у асинхронных электродвигателей максимальный КПД составляет не более 86% и зависит от изменений нагрузки;

- минимальное значение токов холостого хода и рабочих токов, что позволяет достаточно точно измерять нагрузку на привод и оптимизировать режим работы;

- имеют практически неограниченный диапазон регулирования частоты вращения (1:10000 и более) и возможность регулирования частоты вращения по различным законам;

- у вентильных двигателей более простая схема преобразователя по сравнению с асинхронным частотно регулируемым электроприводом;

- низкий перегрев вентильного электродвигателя увеличивает срок службы электропривода, поскольку увеличивается ресурс изоляционных материалов, работающих при более низких температурах. Этот же фактор позволяет электроприводу работать в нестандартных режимах с возможными перегрузками;

- минимальные массогабаритные показатели при прочих равных условиях. При сохранении частоты вращения 2800-3400 об/мин длина погружной части электроприводов уменьшается в 2 раза по сравнению с длиной асинхронного электродвигателя. При повышении частоты вращения до 5000-6000 об/мин общая длина погружного агрегата (электродвигатель + гидрозащита + насос центробежного типа) снижается в 3 раза. Также на низких частотах вращения (300-700 об / мин) длина погружного вентильного электродвигателя меньше длины асинхронного электродвигателя в 4 раза;

- возможность централизованного управления от компьютера с целью реализации оптимального режима эксплуатации нефтяного пласта.

Однако у вентильных двигателей есть и недостатки.

Преобразователь частоты для вентильного двигателя (далее ВД) отличается от преобразователей частоты для асинхронных двигателей. Для управления вентильным электродвигателем преобразователь должен иметь датчик положения ротора (ДПР), необходимый для управления подключением тех фаз электродвигателя, которые создают максимальный момент с полюсами ротора.

Обычные механические ДПР, сигналы от которого по отдельным проводам поступают на систему управления преобразователя, для случая с погружной нефтедобывающей установкой, когда к двигателю подходит кабель длиной до 2 км, неприменимы.

Но эта проблема вполне решаема, так некоторые производители (например, ЗАО «КБ «НЕФТЕМАШ») для коммутаций обмоток статора используют электронные ДПР, которые вычисляют положение ротора по силовым проводам питающего кабеля. Кроме того, российскими специалистами запатентован способ управления вентильными электроприводами мощностью до 160 кВт без датчика положения ротора.

Вентильные электродвигатели ООО «Борец»

В нефтедобывающем оборудовании приводы на основе вентильного электродвигателя до последнего времени не использовались, но в настоящее время многие производители ведут разработки в этом направлении (ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «РИТЭК», ЗАО «КБ «НЕФТЕМАШ» и др.).

ООО «Борец» также принимает активное участие в решении этой задачи. В результате работы наших специалистов создан и поставлен на производство новый тип привода для

погружных центробежных и винтовых насосов, который обладает лучшими по сравнению с серийными асинхронными электродвигателями функциональными, ресурсными и энергетическими характеристиками.

Компания «Борец» предлагает погружные вентильные электродвигатели серии ВЭДБТ в габарите 117 мм. Электродвигатели выполняются трехфазными маслозаполненными. Полюса на роторе образуются постоянными магнитами из магнитотвердых спеченных материалов, которые устанавливаются в шихтованные пакеты ротора из электротехнической жести.

В электродвигателях серии ВЭДБТ использованы материалы, комплектующие изделия, отдельные узлы и детали, а также отработанные конструкторские и технологические решения, применяемые в электродвигателях серии ПЭД компании «Борец».

Электродвигатели предназначаются для работы в комплекте со станциями управления серии «Борец-ВД» в качестве регулируемого привода установок УЭВН и УЭЦН.

Повышенные значения КПД, коэффициента мощности, электромагнитного момента, пониженное тепловыделение винтовых электродвигателей, возможность регулирования частоты вращения и контроля параметров позволяют значительно снизить габариты электродвигателей, увеличить срок службы и межремонтный период погружных установок, расширить область их применения на скважины с вязкой нефтью, повышенным содержанием механических примесей, нестабильной подачей, малodeбитные, со сложными условиями эксплуатации, после гидроразрывов и других способов увеличения подачи.

Привод состоит из погружного электродвигателя серии ВЭДБТ и специальной станции управления.

Привод работает в комплекте с насосами, кабельными

линиями и трансформаторами, используемыми в составе УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями типа ПЭД.

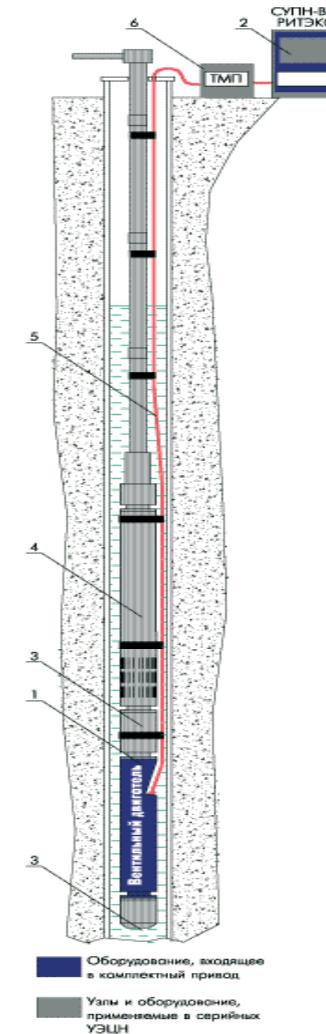


Рис. 1. Установка погружного центробежного (винтового) насоса с приводом на основе вентильных электродвигателей:
1 - двигатель, 2 - станция управления, 3 - гидрозащита, 4 - насос ЭЦН, 5 - кабельная линия, 6 - трансформатор.

Погружные электродвигатели серии ВЭДБТ

Вентильный погружной электродвигатель серии ВЭДБТ представляет собой синхронную электрическую машину, у которой ротор 1 выполнен на постоянных магнитах, а питание обмотки статора 2 осуществляется по определенному алгоритму от находящейся на поверхности специальной станции управления.



При использовании вентильного электропривода появляются дополнительные возможности для работы в зоне перфорации и ниже зоны перфорации. Упрощается технологический регламент вывода скважин на режим. Значительно увеличивается мощность двигателя в односекционном исполнении. Снижается энергопотребление. При определенных условиях эксплуатации появляется возможность замены ШГН.

1ВЭДБТ180-117В5 – электродвигатель погружной вентильный производства «Борец», предназначенный для работы с центробежными насосами, односекционный, теплостойкий, номинальной мощностью 180 кВт, габарита 117 мм.

2ВЭДБТ12-117В5 – электродвигатель погружной вентильный производства «Борец», предназначенный для работы с винтовыми и центробежными насосами, односекционный, теплостойкий, номинальной мощностью 12 кВт, габарита 117 мм.

Ряд погружных вентильных электродвигателей 1ВЭДБТ-117В5 предназначен для работы в составе регулируемого привода УЭЦН, в том числе в скважинах с нестабильной подачей, в осложненных условиях эксплуатации, после гидроразрыва пласта и других способов увеличения подачи, при оговоренных условиях в зоне перфорации и ниже зоны перфорации.

Ряд погружных вентильных электродвигателей 2ВЭДБТ-117В5 предназначен для работы в составе регулируемого безредукторного привода:

УЭВН для добычи высоковязкой нефти, в том числе при осложненных условиях добычи;

УЭВН и УЭЦН малодебитных скважин, в том числе с нестабильной подачей, скважин, осваиваемых после гидроразрыва пласта, в осложненных условиях эксплуатации, а также взамен ШГН при определенных условиях эксплуатации.

В таблице 1 приведены преимущества вентильных электродвигателей, которые позволяют считать, что нефтяники получили не только новый тип погружного электродвига-

теля с высокими энергетическими показателями, но и новый вид техники добычи нефти, который позволяет решать целый ряд проблем, возникающих при эксплуатации скважин серийными УЭЦН.

Таблица 1

№ п/п	Преимущества приводов ЭЦН на основе вентильных эл. двигателей КП ЭЦН ВД	Параметры вентильных электродвигателей								
		Возможность регулирования частоты вращения	Высокий КПД	Высокий COSφ	Незначительное изм. КПД и COSφ при снижении нагрузки	Низкие значения токов			Низкий нагрев обмоток статора	Низкие значения min скорости охл. жидкости
						рабочих	пусковых	Холост. хода		
1	Функциональные характеристики									
1.1	Регулирование подачи насоса	X							X	X
1.2	Возможность работать в скважинах с малыми дебитами и нестабильной подачей	X							X	X
1.3	Возможности плавного запуска УЭЦН	X					X	X		
1.4	Возможность освоения скважин после ремонта без остановки УЭЦН для охлаждения двигателя	X							X	X
1.5	Возможность эксплуатации скважин в периодическом режиме с высоким ресурсом электрооборудования	X					X		X	X
2	Ресурсные характеристики									
2.1	Повышение ресурса электродвигателя и гидрозащиты	X				X	X	X	X	
2.2	Повышение ресурса кабеля					X	X			
2.3	Повышение ресурса насоса	X								
3	Снижение электропотребления	X	X	X	X	X				

Станции управления серии «Борец–ВД40» и «Борец–ВД80»

Станции управления серии «Борец–ВД40» и «Борец–ВД80» предназначены для обеспечения эффективной эксплуатации погружной насосной установки за счет регулирования частоты вращения вентильных электродвигателей.



Кроме функций управления и защиты станции управления «Борец–ВД40» и «Борец–ВД80» обеспечивают:

- плавный разгон и торможение двигателя;
- возможность оптимизации режима работы установки по сигналам подземной телеметрии и без нее по специальной программе;
- автоматическое удаление газовых пробок в насосной установке;

- работу в скважинах с нестабильной подачей;
- эксплуатацию скважин при работе погружной установки в периодическом режиме с высоким ресурсом электрооборудования;
- освоение скважин без остановки УЭЦН для охлаждения двигателя.

Технические характеристики. Таблица 2

Параметры	Параметры	
	Борец ВД40	Борец ВД80
Номинальное напряжение питания, В (Гц)	380 (50)	
Мощность подключаемого оборудования, кВт	8 - 32	8 - 72
Температурный диапазон, °С	от - 60 до + 60	
Степень защиты	IP 54	
Диапазон регулирования частоты вращения, об/мин	от 250 до 6000	

Типоразмерный ряд приводов винтовых насосов на основе вентильных электродвигателей

Выпускаемые в настоящее время установки погружных винтовых насосов имеют довольно низкий межремонтный период и срок службы. Основной причиной отказа УЭВН является износ насоса. Определяющими факторами низкой износостойкости ЭВН являются характеристика перекачиваемой среды (температура, вязкость, наличие мехпримесей и др. агрессивных факторов), качество применяемых для винтовой пары материалов, технология их изготовления, а также технический уровень эксплуатации установок.

Насосы ЭВН эксплуатируются в комплекте с погружными асинхронными двигателями (ТУ 3381-029-21945400-97) с числом 1500 об/мин. (4-полюсные) и 1000 об/мин. (6-полюсные).

Шестиполюсные двигатели не нашли широкого применения из-за малой мощности (до 16 кВт). Создание более мощных асинхронных двигателей приводит к значительному увеличению их длины. Так, двигатель ПЭД 16-117/6В5 имеет длину 5517,5 мм. Однако даже двигатель на 1000 об/мин не решает ресурсных проблем насосов ЭВН.

Большинство зарубежных фирм, выпускающих винтовые насосы с поверхностным приводом, ограничивает частоту вращения 800 об/мин. Однако подчеркивается, что возможность работы насоса в конкретной скважине с частотой выше 500 об/мин требует специального анализа. Для решения проблемы резкого увеличения межремонтного периода погружной установки с винтовыми насосами специалистами ООО «Борец» разработан ряд высокомоментных регулируемых приводов на скорости вращения 250 – 2000 об/мин. на базе вентильных электродвигателей.

При создании вентильных электроприводов для винтовых насосов заложен ряд мощностей 8, 12, 18, 24, 30, 36, 42, 48 кВт при номинальной частоте вращения 1000 об/мин. В одноконструктивном варианте в таком же максимальном габарите = 7 м длины вентильный электродвигатель будет в 2,2 раза мощнее асинхронного, что позволит работать погружным насосам производительностью от 12 до 100 м³/сут. с напором 2000 м и более, а производительностью 200 м³/сут. - с напором до 1500 м.

В таблице 3 приведены сравнительные характеристики при частоте вращения 1000 м³/сут. асинхронного электро-

Таблица 3

№ п/п	наименование	длина, м	мощность, кВт	момент		КПД	COS φ
				номин.	пусков.		
1	ПЭД221176В5	7	22	21,4	38	0,7	0,7
2	2ВЭДБТ48-117В5	7	48	48	96	0,9	0,99

двигателя ПЭД221176В5 и вентильного электродвигателя 2ВЭДБТ48-117В5.

Из таблицы следует, что при равных габаритах мощность вентильного электродвигателя в 2,2 раза больше, пусковой момент в 2,5 раза больше, чем у асинхронного двигателя, при этом потери у вентильного двигателя 4,8 кВт, а у асинхронного двигателя 6,6 кВт, т.е. нагрев вентильного двигателя будет на 40 % меньше.

Повышенные мощности при малых скоростях вращения, меньший нагрев позволяют выставить на рынок низкооборотные погружные установки с насосами большей производительности и напора. Потребность в таких насосах возрастает для скважин с определенным процентом обводнения, при котором образуется вязкая водоземлюсодержащая смесь.

Увеличение ресурса работы обеспечивается созданием низкооборотных, высокомоментных электродвигателей с хорошей перегрузочной способностью, что лежит в основе принципиальных возможностей вентильных электродвигателей, за счет создания многополюсных конструкций. Высокая надежность, низкий уровень вибрации, плавное изменение вращающегося момента, сравнительно малый нагрев в процессе работы при высоком КПД - все это обеспечивает длительный срок службы установок с вентильными электродвигателями.

Создание и внедрение нового поколения электротехнического оборудования на базе вентильных электродвигателей позволит выпускаемой ООО «Борец» продукции конкурировать на мировом рынке в таких областях, как приводы для погружных винтовых нефтяных насосов.

В таблице 4 приведена номенклатура вентильных односекционных электроприводов с диаметром корпуса 117 мм, частотой вращения вала 250 - 2000 об./мин., температурой окружающей среды 120 °С.

Таблица 4

№ п/п	Мощность электродвигателя, кВт	Длина, м	При n=1000 об/мин		Мощность станции управления, кВт
			Подача насоса, м ³ /сут	Напор, м	
1	8	1,6	15	2000	40
2	12	2,3	20	2000	40
3	18	3,2	30	2000	40
4	24	4,0	40	2000	40
5	30	4,7	52	2000	40
6	36	5,5	63	2000	40
7	42	6,2	74	2000	80
8	48	7,0	85	2000	80

Типоразмерный ряд приводов центробежных насосов на основе вентильных электродвигателей

В настоящее время в качестве привода установок погружных центробежных насосов используются в основном асинхронные двигатели. Как указывалось ранее, возможности дальнейшего улучшения показателей энергетической эффективности асинхронных электродвигателей ПЭД практически исчерпаны.

Создаваемый ряд вентильных приводов должен, в первую очередь, благодаря своим преимуществам, занять определенные области фактического парка, используемого оборудования на настоящее время, а также обеспечить возможность разработки УЭЦН с большей производительностью и напором, с высоким межремонтным периодом и сроком службы.

В таблице 5 приведены характеристики основных типоразмеров насосов, которые выпускает ООО «Борец». Там также приведены требуемые мощности электродвигателей для привода насосов. Принято, что для устойчивой работы насоса электродвигатель должен быть рассчитан на мощность на 20 % больше, чем номинальная мощность насоса.

Таблица 5

№ п/п	Тип насоса	Подача, Q м³/сут	Напор Н, м		КПД, %	Мощность эл. двигателя с 20 % запасом, кВт
			max	min		
1	ЭЦНД	30	2800	1000	33	353 / 12,6
		125	2800	750	52	95,5 / 25,6
		200	2000	850	48,5	114,5 / 48,7
		400	2000	850	61	182 / 77,4
		700	1600	800	64	243 / 121,5
2	10ЭЦНД	35	3000		35	41,6
		100	3000		54	77
		250	2500		59	147
		400	2400		57	234
		500	2000		54,5	254
		700	1900		66	280 (233)
3	ЭЦНМ-5	30	3050	750	35	36 / 8,9
		125	2950	750	58	88 / 22,4
		160	2600	850	61	94,7 / 31
		400	2000	550	56	198 / 54
		500	1900	500	54,5	244 / 64
4	10ЭЦНМ 10ЭЦН- МИК	30	3000		35	35,7
		80	3000		52	64
		125	3000		58,5	89
		320	2400		55	193
		500	2000		54,5	255
		700	1900		66	280

Из таблицы 5 следует, что в габарите 117 мм наибольший из выпускаемых в односекционном исполнении асинхронный электродвигатель мощностью 140 кВт может обеспечить работу насоса с напором $H = 2000$ м и производительностью не более $300 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вентильный односекционный электродвигатель на частоту вращения 3000 об/мин мощностью 180 кВт обеспечит работу насоса с напором 2000 м и производительностью до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, в односекционном исполнении только вентильный электродвигатель может обеспечить подачу на-

соса более $300 \text{ м}^3/\text{сут}$. с напором 2000 м и более при диаметре корпуса 117 мм.

Высокие КПД и COS ϕ вентильного электродвигателя по сравнению с асинхронным электродвигателем это не только экономия электроэнергии, но и снижение тепловыделения в двигателе.

Выделяемое тепло должно отбираться потоком откачиваемой пластовой жидкости, следовательно, минимальная скорость охлаждения вентильного электродвигателя значительно меньше минимальной скорости охлаждения асинхронного электродвигателя.

Низкий перегрев двигателя в процессе работы позволяет расширить область применения центробежных насосов. Стал возможным перевод на эксплуатацию УЭЦН скважин с нестабильной подачей, которые серийными установками эксплуатировать не удается.

Возможность работы на пониженных скоростях вращения с большими перегрузочными моментами позволяет вентильным электродвигателям удовлетворительно работать в сложных условиях эксплуатации и в скважинах после воздействия гидроразрывов и других способов увеличения подачи. Так, повышенные моменты и наличие различных примесей после гидроразрыва приводят к перегрузке насоса и перегревам асинхронного электродвигателя, в результате чего установки выходят из строя в течение месяца работы. Установка с вентильным электродвигателем проработала в этих условиях более полугода, т.к. работая на пониженных скоростях вращения и фиксируя по величине тока реальную нагрузку на электродвигатель, удалось избежать возникновения перегрузочных режимов.

При работе в скважинах с глубиной погружения более 2000-3000 м вентильные электродвигатели за счет малых перегревов имеют значительно больший межремонтный период, чем приводы с асинхронными электродвигателями.

Эти преимущества особенно важны при работе погружных установок в зоне перфорации или ниже зоны перфорации, где условия охлаждения наиболее затруднены.

Внедрение вентильных приводов позволяет пересмотреть технологический регламент освоения скважин после ремонта. В связи с тем, что при пуске скважин первоначально идет откачка жидкости глушения и пласт не работает, то нет соответственно движения пластовой жидкости вокруг электродвигателя, что ведет к его перегреву. Поэтому технологическими регламентами по выводу на режим предусматривается через каждый час работы двигателя на два часа его останавливать. Для каждого региона эти соотношения могут меняться. Все пуски установок с вентильными двигателями показали возможность освоения скважин без остановки для охлаждения ВД.

Работа обычных скважин наиболее эффективна с погружными установками, которые обеспечивают оптимальную отдачу пласта, т.е. поддержание требуемого динамического уровня. Вентильный электродвигатель, как электродвигатель постоянного тока, имеет наилучшие регулировочные характеристики, что обеспечивает ему существенные преимущества перед регулируемым асинхронными приводами. Следует отметить, что вентильный электродвигатель на повышенные скорости вращения будет существенно дешевле регулируемого асинхронного электродвигателя. Эти преимущества обеспечат широкое внедрение вентильных приводов в установках, предназначенных для работы в скважинах, обеспечивающих оптимальный отбор пластовой жидкости.

В настоящее время наметилась тенденция максимальной интенсификации добычи нефти. Требуются погружные установки с напором 2000-3000 м и подачей до 1000 м³/сут. Только односекционный вентильный электродвигатель может обеспечить требуемые характеристики погружной установки, в

связи с чем он займет область применения с напором до 2000 м и более и подачей до 1000 м³/сут.

**Филиал компании ЦРНО.
Отдел инженерной поддержки внедрения
нефтепромыслового оборудования ООО «Борец»
т. (095) 363-97-57 доб. 487.**

Приложение 2

Рекомендуемая методика расчетов при планировании добычи нефти на месяц

1. Добыча нефти за месяц по той скважине, где планируется выполнение ГТМ, рассчитывается по формуле:

$$Q_M = Q_1 \cdot t_1 + Q_2 \cdot t_2 + 0,7 \cdot Q_2 \cdot t_0$$

Недобор нефти за время проведения ГТМ (ремонта скважины) составляет:

$$Q_H = Q_1 \cdot \frac{3 \cdot T_p}{24 \cdot k_{CM} \cdot k_{PP}}$$

где Q_1, Q_2 – дебит скважины до и после проведения ГТМ, т/сут;

t_1 и t_2 – время работы скважины до и после проведения ГТМ, сут;

T_p – нормативное (расчетное) время ремонта скважины,

где t_0 – время освоения скважины, сут. (до получения стабильного дебита, берется по опыту освоения идентичных скважин);

k_{PP} – коэффициент производительного времени;

k_{CM} – коэффициент сменности:

$k_{CM} = 3$ – при 4-х вахтах;

$k_{CM} = 2,25$ – при 3-х вахтах;

$k_{CM} = 1,5$ при 2-х вахтах;

$k_{CM} = 0,75$ при 1-ой вахте.

коэффициент 0,7 – эмпирический коэффициент.

Например:

$$Q_1 = 4 \text{ т/сут } k_{PP} = 0,94$$

$$Q_2 = 6 \text{ т/сут } t_0 = 2,5 \text{ сут}$$

$$T_p = 96 \text{ часов } t_1 = 15 \text{ сут}$$

$$k_{CM} = 2,25$$

t_2 находится расчетным путем:

$$t_2 = 31 - t_1 - \frac{3 \cdot T_p}{24 \cdot k_{CM} \cdot k_{PP}} - t_0 =$$

$$= 31 - 15 - \frac{3 \cdot 96}{24 \cdot 2,25 \cdot 0,94} - 2,5 = 16 - 5,7 - 2,5 = 7,8 \text{ суток}$$

Рассчитываем месячную добычу нефти по выбранной скважине:

$$Q_M = 4 \cdot 15 + 6 \cdot 7,8 + 0,7 \cdot 6 \cdot 2,5 = 60 + 46,8 + 10,5 = 117,3 \text{ тонн}$$

Недобор за время подземного ремонта:

$$Q_H = 4 \cdot \frac{3 \cdot 96}{24 \cdot 2,25 \cdot 0,94} = 22,7 \text{ тонн}$$

Среднесуточное количество выхода скважин на текущий ремонт рассчитывается по формуле:

$$n_{СКВ.РЕМ} = \frac{1,1 \cdot n_{УЭЦН} \cdot k_{ЭЭ}}{T_{от.Э}} + \frac{1,2 \cdot n_{УШГН} \cdot k_{ЭШ}}{T_{от.Ш}}$$

где

$n_{УЭЦН}, n_{УШГН}$ – фонд УЭЦН и УШГН соответственно;

$k_{ЭЭ}, k_{ЭШ}$ – коэффициент эксплуатации УЭЦН и УШГН соответственно;

$T_{\text{от.э}}, T_{\text{от.ш}}$ – наработка на отказ УЭЦН и УШГН соответственно.

Если требуется определить требуемые мощности по ТРС, то количество ремонтов на одну вахту в месяц рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{РЕМ} / \text{ВАХТУ}} = \frac{180 \cdot k_{\text{ПР}}}{T_{\text{РЕМ}}},$$

где

$k_{\text{ПР}}$ – коэффициент производительного времени

$T_{\text{РЕМ}}$ – среднее нормативное время ремонта одной скважины, час.

Приложение 3

Перечень технологий, имеющих энергосберегающий эффект

№ п/п	Наименование	Ориентировочное сокращение расхода
1	Применение частотных регуляторов и вентильных двигателей	На 10 %-20 % по сравнению с асинхронными двигателями
2	Своевременная очистка от АСПО НКТ и выкидных линий	05-10 % от потребляемой мощности.
3	Применение роторно-вихревых насосов для дебитов 30-100 м ³ /с	До 10 % от установленной мощности УЭЦН
4	Применение НКТ -3" вместо НКТ 2,5" на высоковязких нефтях и частопарафинящихся скважинах	До 20-30 % по сравнению с НКТ 2,5"
5	Постоянная дозировка дезмульгатора в затруб	До 20 % потребляемой мощности
6	Глубокий ввод высокого напряжения по ЛЭП до объектов	По расчету на потери
7	Компенсация реактивной составляющей энергии путем применения конденсаторов и синхронных двигателей	По расчету на потери
8	Снижение давления закачки в пласт путем ОПЗ скважин	Пропорционально снижению давления
9	Периодическая очистка трубопроводов очистными устройствами	05-15 % затрат электроэнергии
10	Применение циклической закачки воды	До 5 % по применяемому элементу разработки
11	Ограничение добычи воды путем применения двухпакерных установок	До 70 % по скважине
12	Ограничение добычи воды применением РИР	До 50 % в среднем по скважине
13	Зарезка вторых стволов, в т.ч. БГС	До 90%
14	Применение ингибиторов АСПО и солей путем дозировки в затруб в осложненных скважинах	До 15 % по объекту
15	Оптимизация системы сбора путем применения штуцерной модели	До 15 % по объекту
16	Систематический замер уравновешенности станков качалок с последующим уравновешиванием.	10-30 % от потребляемой мощности
17	Применение штуцерной модели в системе закачки	По расчету
18	В скважинах суточной приемистости 150 м ³ /с и более, НКТ диаметром 60 мм заменить на НКТ диаметром 73 мм	По расчету
19	Организация предварительного сброса на ДНС	По расчету
20	Совершенствование системы предварительного сброса воды на УПН	По расчету

Использованная литература

1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – Москва: Недра, 1970. – 183 с.
2. Абдуллин Р.А. Борьба с отложениями парафина. – Казань: Таткнигоиздат, 1961.
3. Амиров А.Р. Депарафинизация нефтяных скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1953.
4. Насыров А.М., Абдреева Р.Ш., Люшин С.В. Способы борьбы с отложениями парафина. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.
5. Салимгареев Т.Ф., Насыров А.М. Повышение надежности работы УЭЦН. Тезисы докладов республиканской научно-технической конф. БашНИПИнефть. - Уфа, 1996 г. - С. 43.
6. Насыров А.М., Иорданский О.Ю. Парфенов Б.В. Эксплуатация глубиннонасосного оборудования в наклонно-направленных и искривленных скважинах. Экспресс-информация. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - Вып. 3, с. 1-6.
7. Насыров А.М., Иконников В.В. Совершенствование технологии добычи нефти с помощью УЭЦН в осложненных условиях. Ижевск., издат. УДГУ, 1998 г.
8. Насыров А.М., Орлов И.А., Насыров В.А. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования. Нефтепромысловое дело. 2006. №3. С. 40-42.
9. Насыров А.М. Концептуальные вопросы при разработке оборудования для добычи нефти. Сборник докладов. Сопровождение руководителей предприятий ВПК и ТЭК 19-20 октября 1998г. - Воткинск, 1998.
10. Каплан Л.С., Разгоняев Н.Ф., Семенов А.В. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. - М: Недра, 1994. - 190 с.
11. Патент на полезную модель. № 38835 от 10.07.2004. Узел технологического контроля скважины. В.А.Насыров.
12. Насыров А.М., Даутов Р.Ф. Проблемы отказов глубиннонасосного оборудования из-за засорения и пути их решения. Нефтепромысловое дело. 2008. №8. С. 35-37
13. Насыров В. А., Борисов А.П., Насыров А.М. Разработка месторождений путем регулирования отборов из добывающих скважин. Геология, геофизика и разработка неф. и газовых м.р. 2002. №4 С. 87-88.
14. Насыров А.М., Каменщиков Ф.А. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Научно-технический вестник НК « Роснефть». 2008. №3. С 27-29.
15. Каплан Л.С.Э, Разгоняев Н.Ф. Семенов А.В. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. - М.: Недра,1994. - 190 с.
16. Вахитов М.В. О выборе интервала установки УЭЦН в наклонно-направленных и искривленных скважинах. Нефтепромысловое дело. НТИ сб. 1983. Вып. 3. С. 24-26.

Сведения об авторах.

Насыров Амдах Мустафаевич, КТН, доцент кафедры РЭНГМ.

Телефон сотовый 56-43-79, дом. 42-68-36.

Насыров Вадим Амдахович, начальник отдела мониторинга

разработки ИННЦ, тел. раб. 48-72-02.

ООО «Медиа Группа «Парацельс»
426068 Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Барышникова, 21а
Подписано в печать 20.01.2011.
Тел. (3412) 646-460, 612-225.

Формат 84*100/16, бумага офсетная,
Тираж 500 экземпляров.
Отпечатано в типографии ООО «Парацельс Принт»
426068 Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Барышникова, 21а
Подписано в печать 20.01.2011. Заказ № 119