

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**



ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «ЮГУ»

**НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ**

**МДК 02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность

21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Краткий курс лекций к теме 5
«Оборудование УЭЦН. Эксплуатация оборудования скважин с ЭЦН»
для обучающихся 3 курса всех (очной, заочной) форм обучения
образовательных учреждений
среднего профессионального образования**

Нижневартовск, 2023

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 09 от 15.11.2023
Председатель Скобелева И.Е.

УТВЕРЖДЕНО

Председателем методического совета
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«22» ноября 2023

Краткий курс лекций к теме 5 «Оборудование УЭЦН. Эксплуатация оборудования скважин с ЭЦН» для обучающихся 3 курса всех (очной, заочной) форм обучения образовательных учреждений среднего профессионального образования по МДК 02.01 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработан в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом среднего профессионального образования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденным МИНОБРНАУКИ России 12.05.2014 № 482.

2. Программой профессионального модуля ПМ.02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протоколом № 4 от 15.06.2023.

Разработчик:

Скобелева Ирина Ефимовна, преподаватель Нефтяного института (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Пилипчук А.Д., преподаватель высшей квалификационной категории НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Коннов С.В., региональный менеджер ООО «Нефтесервис Инжиниринг».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нефтяной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

ВВЕДЕНИЕ

Для современного периода развития нефтяной промышленности Западной Сибири характерно снижение коэффициента нефтеотдачи пластов в результате ухудшения геолого – технологической структуры запасов нефти. Многие крупнейшие месторождения в результате интенсивной эксплуатации значительно истощены и требуют применения более новых методов повышения нефтеотдачи пластов, новых разработок в технологии добычи нефти и более совершенного оборудования.

Практически на каждом месторождении добыча нефти ведётся в осложнённых условиях, т.е. с большим выносом механических примесей, отложениями парафина, солей и гидратов. Осложняющими факторами являются также и возросшая коррозионная активность среды, высокая температура пластовых жидкостей, большие значения газовых факторов и давления насыщения, вязкость нефтей, обусловленная прогрессирующим обводнением продуктивных пластов.

В таких условиях соответственно возрастают требования к конструкции добывающих скважин и, как правило, к основным узлам и деталям установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), которыми в настоящее время оборудовано более 50% добывающих скважин.

Погружные центробежные насосы для добычи нефти (ЭЦН) откачивают из скважин вместе с нефтью пластовую воду и газ. Известно, что эффективность центробежного насоса при работе на газожидкостной смеси (ГЖС) резко снижается по сравнению с работой на однородной среде, а при определенных условиях происходит срыв подачи жидкости.

В ходе изучения темы обучающийся **должен**

уметь:

подбирать комплекты машин, механизмов, другого оборудования и инструмента, применяемого при добыче, сборе и транспорте нефти и газа, обслуживании и ремонте скважин;

знать:

методы расчета по выбору оборудования и установлению оптимальных режимов его работы;

Профессиональные компетенции, формируемые в ходе изучения темы:

ПК 2.1. Выполнять основные технологические расчеты по выбору наземного и скважинного оборудования.

ПК 2.3. Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации.

Курс лекций составлен согласно рабочей программе профессионального модуля ПМ. 02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования для специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Целью работы является использование данного материала лекций не

только в изучении соответствующего раздела профессионального модуля, но и при выполнении содержательной части курсовых и дипломных проектов.

ТЕМА 5 «ОБОРУДОВАНИЕ УЭЦН. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЭЦН»

ТЕМА 5.1. КОНСТРУКЦИЯ УЭЦН. НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. КЛАССИФИКАЦИЯ

Принципиальная схема работы УЭЦН

Установки погружных центробежных насосов в модульном исполнении УЭЦНМ и УЭЦНМК предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ, механические примеси.

Область применения УЭЦН:

- среда - пластовая жидкость (смесь нефти, воды и нефтяного газа);
- максимальная кинематическая вязкость - $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- водородный показатель попутной воды рН - 6,0 - 8,5;
- максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01 % (0,1 г/л);
- микротвердость частиц - не более 5 баллов по шкале Мооса;
- максимальное содержание попутной воды - 99%;
- максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 25%, для установок с насосными модулями-газосепараторами - 55 %;
- максимальная концентрация сероводорода:
 - для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л);
 - для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
- температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С.

Установки погружных электроцентробежных насосов имеют три исполнения:

1. обычное - УЭЦНМ
2. коррозионностойкое – УЭЦНМК
3. износостойкое - УЭЦНМИ

Пример условного обозначения установки: **УЭЦНМК5-125-1200**,

- где
- | | | |
|-------------|---|---|
| М | - | модульный; |
| 5 | - | группа насоса в зависимости от поперечного размера погружного агрегата (5 – 92мм; 5А-103мм; 6-114мм); |
| 125 | - | подача, $\text{м}^3/\text{сут}$; |
| 1200 | - | развиваемый напор, м; |
| К | - | коррозионностойкое исполнение. |

УЭЦН состоит (рис.1) из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и НКТ.

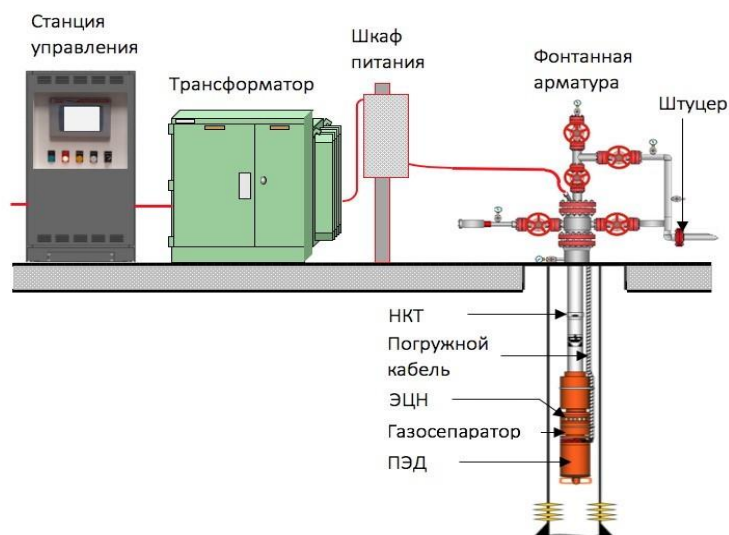


Рисунок 1 – Схема установки погружного центробежного электронасоса

Установки ЭЦН оснащаются набором устьевых датчиков, а также могут содержать систему погружной телеметрии. Информация с датчиков поступает на скважинный контроллер, устанавливаемый в СУ, там обрабатывается, используется для управления режимами эксплуатации и передается на диспетчерский пункт.

ТЕМА 5.2. ТИПЫ И КОНСТРУКЦИЯ ЭЦН

Электроцентробежный насос (ЭЦН) является основным узлом установки. В центробежном насосе перекачиваемая жидкость получает напор на лопатках быстровращающегося рабочего колеса. При этом происходит превращение кинетической энергии движущейся жидкости в потенциальную энергию давления.

Поскольку ЭЦН - центробежный насос, созданный для эксплуатации нефтяных скважин, это повлекло за собой ряд конструктивных особенностей, присущих только этому классу насосов, а именно:

- а) насос должен иметь минимальные габариты, ограничиваемые диаметром скважин;
- б) насос должен иметь широкий диапазон производительностей и напоров;
- в) насос подвешивается в вертикальном положении и недоступен осмотру и обслуживанию.

Основными конструктивными элементами ЭЦН являются:

рабочее колесо, направляющий аппарат, вал, корпус, гидравлическая пята, уплотнения, подшипники.

Основными параметрами, определяющими характеристики работы насоса, являются: номинальный дебит или производительность ($\text{м}^3/\text{сут}$), развиваемый напор при номинальном дебите (м), частота вращения насоса (об/мин).

В зависимости от размера выделяют следующие габариты насосов:

Габарит 5, внешний диаметр 92 мм (для обсадной колонны 123,7 мм)

Габарит 5А, внешний диаметр 103 мм (для обсадной колонны 130 мм)

Габарит 6, внешний диаметр 114 мм (для обсадной колонны 148,3 мм)

Шифр: **ЭЦН-5А-360-600** - электроцентробежный насос для обсадной колонны 5" (диаметром 146 мм) подача 360 м³/сут, напор - 600 м водяного столба ($\rho=1000$ кг/м³). Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

5 - обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;

5А - обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

6 и 6А - обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

Таблица 1 – Характеристики погружных центробежных насосов

Шифр насоса	Номинальные		Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	подача, м ³ /сут	напор, м	подача, м ³ /сут	напор, м			
ЭЦН5 - 40 - 850	40	940	25- 70	960 - 690	37,8	191	185
ЭЦН5 - 40 - 1400		1475		1510 - 1100	38,0	229	313
ЭЦН5 - 40 - 950		860		890 - 650	38,0	174	170
ЭЦН5 - 80 - 850	80	850	60 - 115	910 - 490	49,8	195	205
ЭЦН5 - 80 - 1200		1195		1280 - 695		273	286
ЭЦН5 - 80 - 1550		1500		1520 - 1100	48,0	332	312
ЭЦН5 - 130 - 600	130	675	85 - 160	765 - 500		164	190
ЭЦН5 - 130 - 1200		1160		1320 - 860		282	318
ЭЦН5 - 130 - 1200		1165		1300 - 830	40,0	260	280
ЭЦН5А-100 - 1350	100	1300	80 - 180	1360 - 800	49,0	248	288

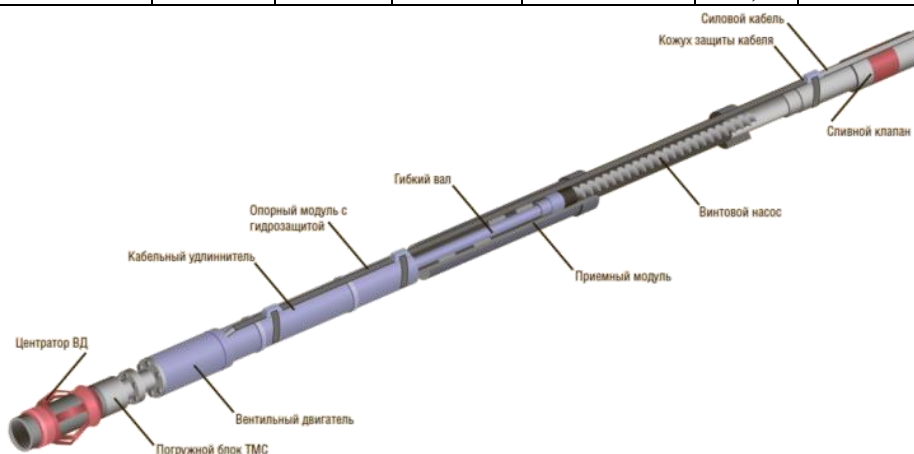


Рисунок 2 – Электроцентробежный насос

Насос работает следующим образом.

Скважинная жидкость через сетку фильтра поступает в полость направляющего аппарата, а затем - в рабочее колесо. Далее движение

жидкости следует по такой же схеме: «аппарат - колесо».

На выходе из последнего рабочего колеса жидкость приобретает необходимый напор и выбрасывается в корпус модуля, а затем в головку и присоединенные к ней НКТ.

НАЗНАЧЕНИЕ И ВИДЫ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ

Газосепараторы предназначены для уменьшения объемного содержания свободного газа в откачиваемой пластовой жидкости на входе в погружные центробежные насосы (УЭЦН) и обеспечения стабильной работы погружного насоса при откачке высокогазированной жидкости. Все применяемые виды газосепараторов и диспергаторов устанавливаются на входе в первую рабочую ступень насоса, т.е. жидкость до входа в насос проходит через дополнительное устройство.

Применение газосепараторов или диспергаторов позволяет:

- предотвратить кавитацию, запыление рабочих органов насоса;
- обеспечить необходимую производительность насоса;
- повысить коэффициент полезного действия.

Мировыми производителями выпускается три типа газосепараторов (табл.2):

1. гравитационные;
2. вихревые;
3. центробежные.

Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный — наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

Применение центробежных газосепараторов является самым надежным средством защиты ЭЦН от вредного влияния свободного газа. От эффективности их работы во многом зависят параметры эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил.

Таблица 2 – Газосепараторы для ЭЦН

Производители газосепараторов		Центробежные	Вихревые	Гравитационные
страна	фирма			
1	2	3	4	5
Россия	ОАО «Борец»	МНГБ5	-	-
	ОАО «ЛЕМАЗ»	МНГ, МНГК, МН - ГСЛ	-	-
США	REDA	ARS, 62GS, DRS - ES	VGS 80-150	RF - ARZ
	ODI	-	RGV, KGV	-
	Centrilift	FRS	-	-
	ESP	®	-	-
Словакия	ZTS	Фирма выпускает газосепараторы по лицензии фирмы REDA		
Китай	TEMPEX	®	-	-

Примечание:

® - устройства изготавливаются, но обозначение устройства фирмой не приводится;

- - устройства не изготавливаются.

ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОСЕПАРИРУЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

К газосепарирующим устройствам предъявляются следующие требования:

1 – *ликвидация вредного влияния свободного газа*, которая обеспечивается за счет уменьшения диаметра пузырьков (для диспергаторов) или выброса газа в затрубное пространство (для газосепараторов);

2 – *обеспечение минимального диаметрального размера устройства*, соответствующего диаметральным размерам насоса определенной габаритной группы;

3 – *необходимую подачу жидкости через рабочие органы устройства* для обеспечения устойчивой работы насоса;

4 – *обеспечение прохождения удлиненного погружного агрегата* (за счет применения устройства) по всей глубине скважины, особенно - в наклонно-направленных скважинах.

Сепарационная характеристика газосепараторов оценивается по следующим показателям:

1. Газосодержание у приёма (входа) газосепаратора:

$$V_{\text{вх}} = Q_{\text{г}} / (Q_{\text{г}} + Q_{\text{ж}}), \quad (1)$$

где $Q_{\text{г}}$ - объёмный расход подаваемого газа, приведённый к давлению у входа в газосепаратор, л/с;

$Q_{\text{ж}}$ - расход жидкости, л/с.

2. Коэффициент сепарации газосепаратора:

$$K_{\text{с}} = Q_{\text{сеп}} / Q_{\text{г}} \quad (2)$$

где $Q_{\text{сеп}}$ - объёмный расход отсепарированного газа, приведённый к давлению у входа в газосепаратор, л/с

3. *Остаточное газосодержание потока газожидкостной смеси*, поступающей из газосепаратора на вход в погружной центробежный насос:

$$V_{\text{ост}} = V_{\text{вх}} \cdot (1 - K_{\text{с}}) \quad (3)$$

где $V_{\text{вх}}$ - газосодержание на входе газосепаратора;

$K_{\text{с}}$ - коэффициент сепарации газосепаратора.

Существующие конструкции и область применения газосепараторов.

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные - газосепараторы МНГ и МНГК.

ТУ 313-019-92. Модули насосные - газосепараторы Ляпкова МН-ГСЛ.

ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные - газосепараторы МНГБ5.

Область применения газосепараторов российских заводов – изготовителей приведена на рис. 3.

По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

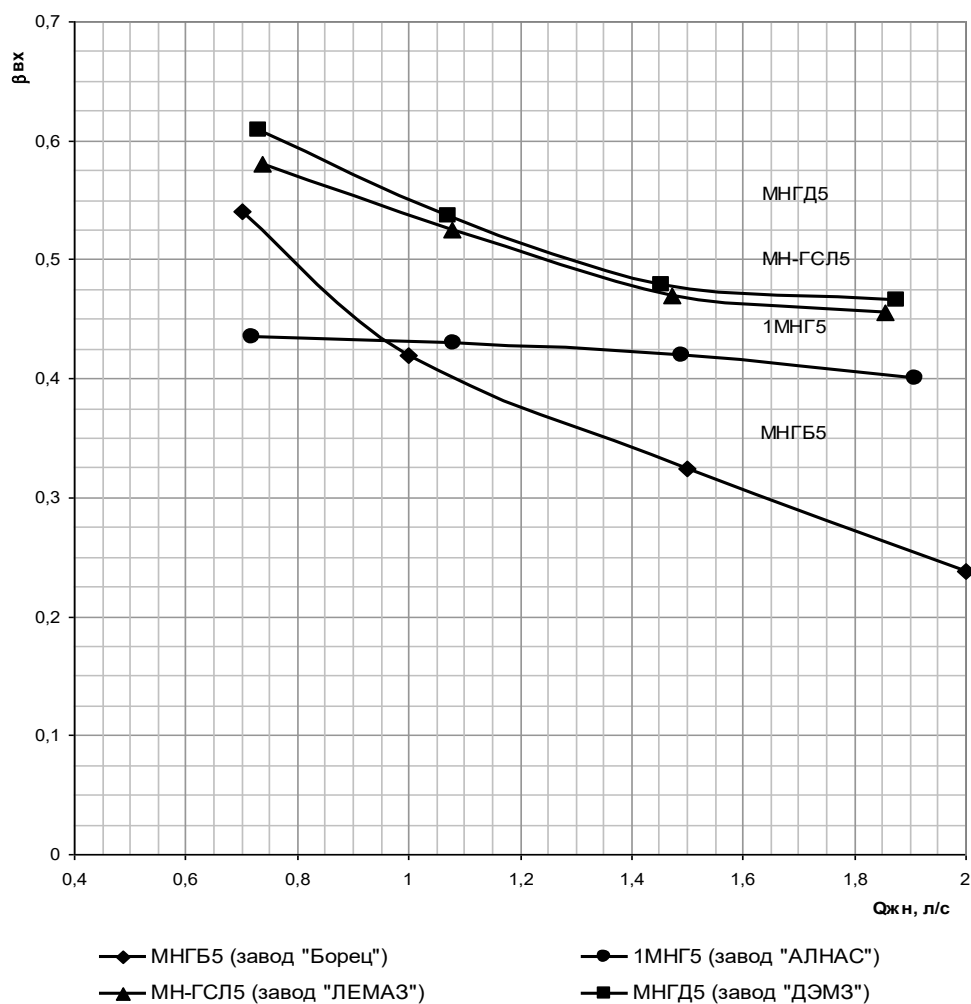


Рисунок 3 – Область применения газосепараторов

Техническая характеристика и параметры работы российских газосепараторов представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Техническая характеристика газосепараторов типа МНГ(К), МН-ГСЛ, МНГБ5

Обозначение газосепаратора	Размеры, мм		Максимальная мощность, передаваемая валом, N, кВт	Масса, кг
	длина, L	диаметр, d		
1МНГ5 1МНГК5	945	65	90	26,1 26,6
МНГ5А МНГК5А	1134	65	125	34,2 34,7
МНГБ5	714	65	90	27,5
МН-ГСЛ5 МНК-ГСЛ5	590	92	90	17,0 17,1
МНГБ5	717	92	90	27,5

Таблица 3 - Параметры работы газосепараторов типа МНГ, МН-ГСЛ и МНГБ.

Показатели	1МНГ5 (1МНГК5)	МНГ5А (МНГК5А)	МН-ГСЛ5 (МНК-ГСЛ5)	МНГБ5
Подача, Q, м ³ /сут.	250	360	250	250
Напор, Н, м	4,0	4,6	2,2	0,5*
Потребляемая мощность, N, кВт	1,2	1,55	1,1	0,6*
КПД, %	20	25	20	
Максимальное газосодержание на приеме, В, %	55	55	65	55

Примечание:

1. Значения напора и мощности соответствуют работе на воде плотностью 1000 кг/м³.

2. Измерения напора и мощности проведены при закрытых отверстиях для выхода газа, кроме случаев отмеченных звездочкой.

3. Частота вращения (синхронная) — 3000 мин⁻¹.

Условное обозначение газосепараторов российского производства:

Пример: МН – ГСЛ (К) 5; 1 МНГ 5; МНГ Б 5

- 1 порядковый номер модификации газосепаратора;
- МН, МНГ модуль насосный; модуль насосный газосепаратор;
- ГСЛ газосепаратор Ляпкина;
- Б изготовитель «Борец»;
- К исполнение повышенной коррозионной стойкости;
- 5 группа насоса, с которым используется газосепаратор.

Газосепараторы МН – ГСЛ АО «ЛЕМАЗ» (Лебедянский машиностроительный завод)

Одним из первых устройств, запатентованных в нашей стране (заявка на авторское свидетельство от 1 октября 1954 г.), был газосепаратор П.Д.

Ляпкина - известного российского ученого. Принцип действия данного газосепаратора заключается в том, что ротор, вращаясь с валом насоса, создает интенсивное вращательное движение смеси в сепараторе, благодаря чему происходит разделение смеси на жидкость и газ. Газ под действием возникающего при вращении смеси градиента давления выжимается из вращающегося кольца смеси в сторону наименьшего давления, т.е. к центру, а жидкость под действием центробежных сил отбрасывается к периферии внутренней камеры газосепаратора.

Более 10 лет назад запущены в серийное производство отечественный сепаратор 1МНГ5 к ЭЦН 5 группы. Он успешно работал в широком диапазоне изменения условий эксплуатации. Однако сепаратор имел следующие недостатки:

1. сложную конструкцию;
2. большую массу;
3. был подвержен абразивному износу и обрыву по корпусу сепаратора;
4. кроме того, в условиях высоких газосодержаний на многих режимах наблюдалось существенное влияние газа на работу ЭЦН, оборудованных 1МНГ5.

Поэтому возникла необходимость создания нового типа сепаратора. Учеными ГАНГ им. И. М. Губкина был предложен новый тип сепарации, на основе которого специалисты АО «ЛЕМАЗ» разработали конструкцию модуля насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 (рис.5.2) к погружным насосам группы 5. Новая конструкция газосепаратора имеет следующие достоинства:

1. масса нового сепаратора за счет упрощения конструкции примерно в 2 раза меньше, чем у 1МНГ5;
2. в МН-ГСЛ5 предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа (в шифре обозначено –К);
3. новый газосепаратор позволяет стабильно работать насосу до 80% содержания газа.

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пяты 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора.

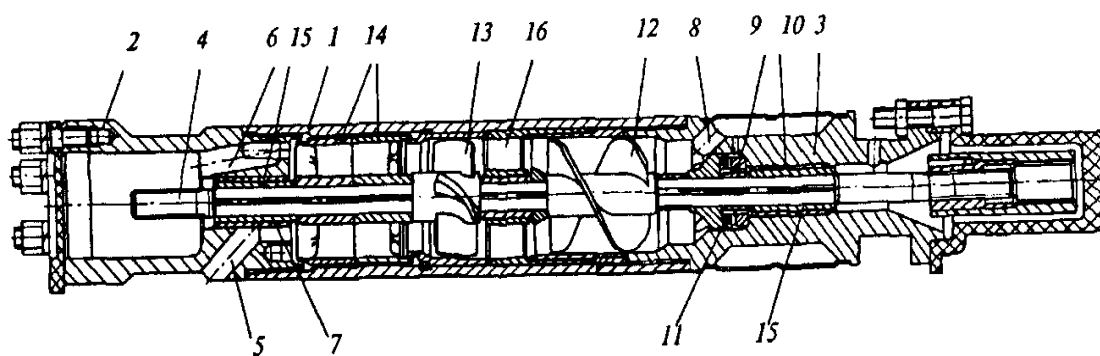


Рисунок 4 – Газосепаратор типа МН(К) – ГСЛ

1- трубный корпус; 2-головка; 3-основание с приёмной сеткой; 4-вал;
 5,6- перекрёстные каналы для газа и жидкости; 7,10,15-штулки радиальных подшипников; 8-каналы для приёма ГЖС; 9-подпятник; 11- пята; 12-шнек;
 13-осевое рабочее колесо; 14-сепараторы.

За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

Рабочая характеристика газосепаратора типа МН(К)-ГСЛ представлена на рис.5.

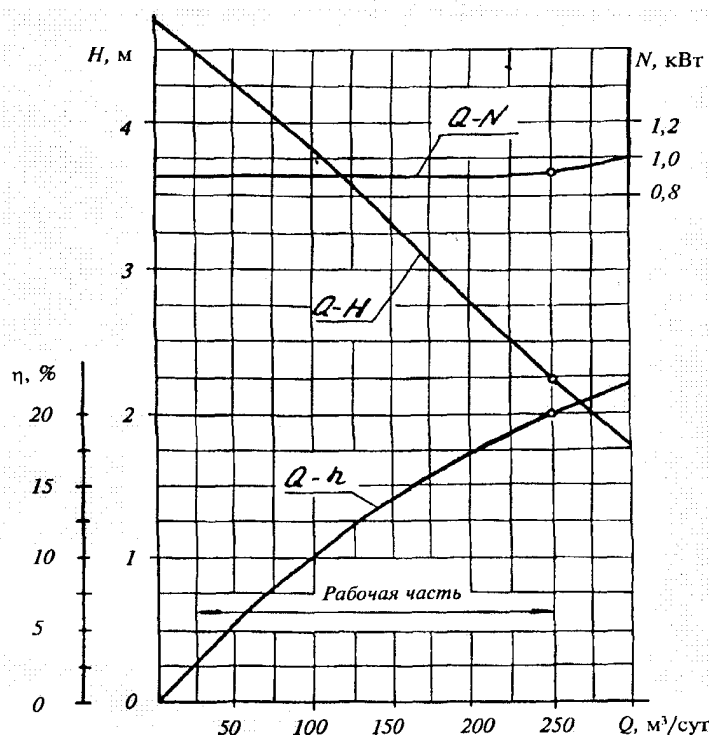


Рисунок 5 – Характеристика модулей насосных газосепараторов Ляпкова МНК – ГСЛ5 на воде плотностью $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ при частоте вращения 3000 оборотов в минуту.

Газосепараторы ОАО «Борец»

ОАО «Борец» предлагает газосепараторы двух типов:

- модульные (модели МНГБ5, МНГБ5А, 1МНГБ5, 1МНГБ52);
- встроенные в нижнюю секцию насоса.

Газосепараторы ОАО «Борец» имеют следующие особенности конструкции (рис.6):

1. головку оригинальной конструкции, которая разделяет потоки газа и жидкости и повышает эффективность работы газосепаратора;

2. все типы газосепараторов снабжены защитной гильзой, предохраняющей корпус газосепаратора от гидроабразивного износа. Благодаря этому повышается ресурс работы, оборудования, уменьшается вероятность аварий;

3. газосепараторы типов 1МНГБ5 и 1МНГБ52 не имеют осевой опоры вала, что упрощает их конструкцию и снижает стоимость ЗИП;

4. газосепаратор модели 1МНГБ52 имеет сдвоенную конструкцию, что позволяет уменьшить общую длину насосной установки по сравнению с установкой, укомплектованной двумя газосепараторами и предназначена для использования на скважинах с повышенным газовым фактором;

5. осевые опоры валов моделей МНГБ5 и МНГБ5А могут быть выполнены из следующих материалов:

- «бельтинг - сталь» - для обычных условий эксплуатации;
- «керамика - керамика» - для осложненных условий эксплуатации.

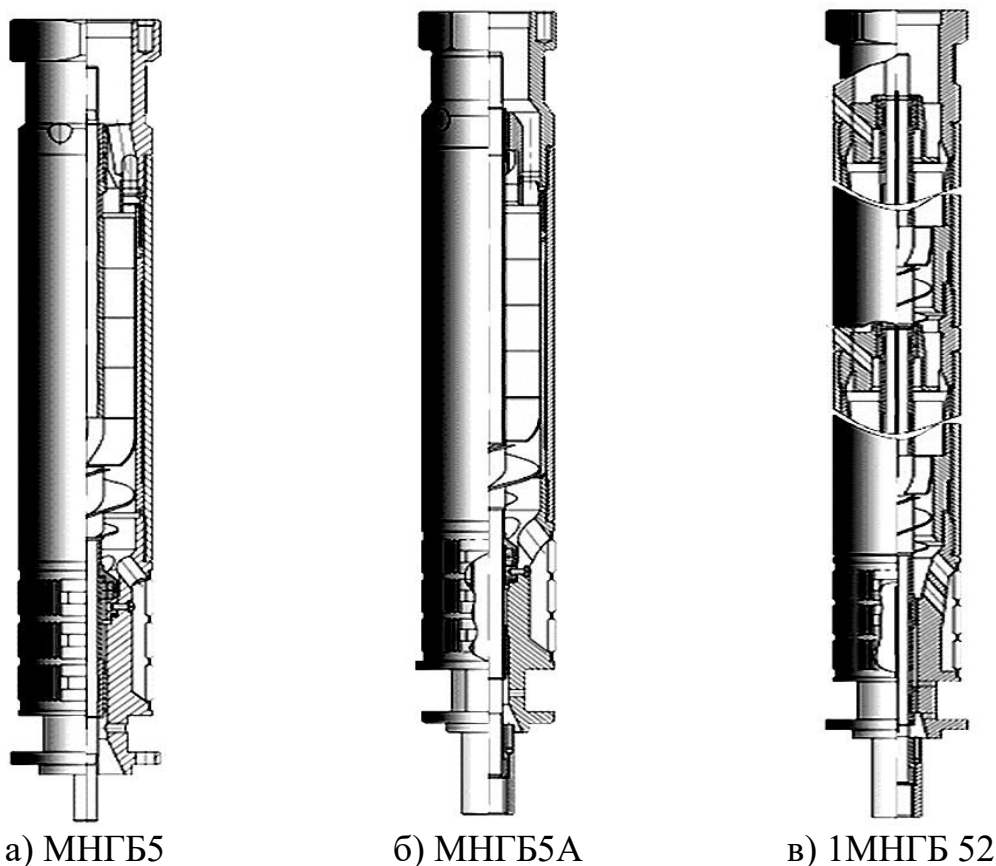


Рисунок 6 – Газосепараторы производства ОАО «Борец»

Расширенная номенклатура газосепараторов позволяет подобрать наиболее эффективный из них в зависимости от условий эксплуатации.

В месте подвески насоса в сборе с диспергатором, протектором, электродвигателем и компенсатором кривизна ствола скважины должна быть не более 3° на 10 м и угол отклонения скважины от вертикали не более 40°.

Кроме модулей газосепараторов предлагаются газосепараторы, встроенные в нижнюю секцию насоса. Все типы газосепараторов снабжены защитной гильзой, предохраняющей корпус газосепаратора от гидроабразивного износа. Благодаря этому повышается ресурс работы оборудования, уменьшается вероятность аварий.

Кроме указанных выше, ОАО «Борец» выпускает модули газосепараторы - диспергаторы МНГДБ5, предназначенные для снижения содержания газа в пластовой жидкости и ее преобразования в однородную газожидкостную смесь перед подачей в насос.

Газосепаратор - диспергатор МНГДБ5 устанавливается на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газосепаратор - диспергатор при максимальной подаче — 68 % по объему.

Газосепаратор-диспергатор разделяет пластовую жидкость на две фазы: жидкостную и газовую. Газ удаляется в затрубье, а пластовая жидкость преобразуется в однородную газожидкостную смесь и подается на вход насоса.

ТЕМА 5.3. ПРИНЦИП РАБОТЫ УЭЦН

Погружной агрегат включает: ЭЦН (электроцентробежный насос) 5, гидрозащиту (протектор 2 и компенсатор 4) и ПЭД (погружной электродвигатель) 3. Он спускается в скважину на колонне НКТ 7, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования 11, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны 1.

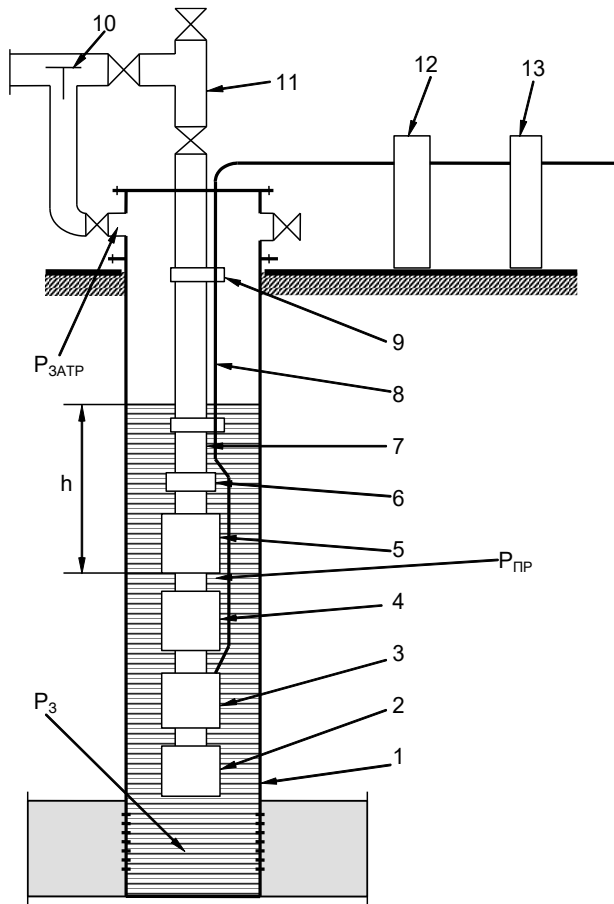
Электроэнергия от промышленной сети через трансформатор 14 и станцию управления 13 по кабелю 8, прикрепленному к наружной поверхности НКТ крепёжными поясами 9 (хомутами), подается на ПЭД 3, с ротором которого связан вал ЭЦН 5. ЭЦН подает жидкость по НКТ на поверхность.

Выше насоса установлен обратный шаровой клапан 6, облегчающий пуск установки после ее простоя, а над обратным клапаном – спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме. Гидрозащита включает в себя компенсатор 2 и протектор 4, защищающие ПЭД от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости.

Погружной насос (ЭЦН), ПЭД и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и гидрозащиты

имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа на глубину до 250-300 м, а иногда и до 600 м.



- 1 – эксплуатационная колонна;
- 2 – компенсатор;
- 3 – электродвигатель;
- 4 – протектор;
- 5 – центробежный электронасос;
- 6 – обратный и спускной клапаны;
- 7 – НКТ;
- 8 – электрический кабель;
- 9 – крепежный пояс;
- 10 – обратный перепускной клапан;
- 11 – оборудование устья;
- 12 – станция управления;
- 13 – трансформатор;
- h – глубина погружения насоса под динамический уровень;
- $P_{пр}$ – давление на приеме ЭЦН;
- P_z – забойное давление;
- $P_{затр}$ – затрубное давление.

Рисунок 7 – Схема работы установки погружного центробежного электронасоса

На рисунке 8 представлена схема комплекса скважинной нефтедобывающей электроцентробежной насосной установки. Комплекс электроцентробежной насосной установки может быть рассмотрен как совокупность гидравлической и электрической подсистем.

Гидравлическая подсистема состоит из скважины, центробежного насоса, колонны НКТ, устьевой арматуры. В скважину из пласта попадают нефть, вода, газ и механические примеси, далее газожидкостная смесь попадает в насос, поднимается по колонне НКТ и через устьевую арматуру поступает в систему сбора и подготовки.

Электрическая подсистема включает в себя преобразователь частоты, синусный фильтр, трансформатор, кабельную линию и погружной ЭД.

Погружной ЭД подвергается воздействию высокой температуры от забоя скважины.

Связь между гидравлической и электрической подсистемами выражается в передаче момента и скорости вращения от ПЭД центробежному насосу, а также момента сопротивления от насоса к двигателю.

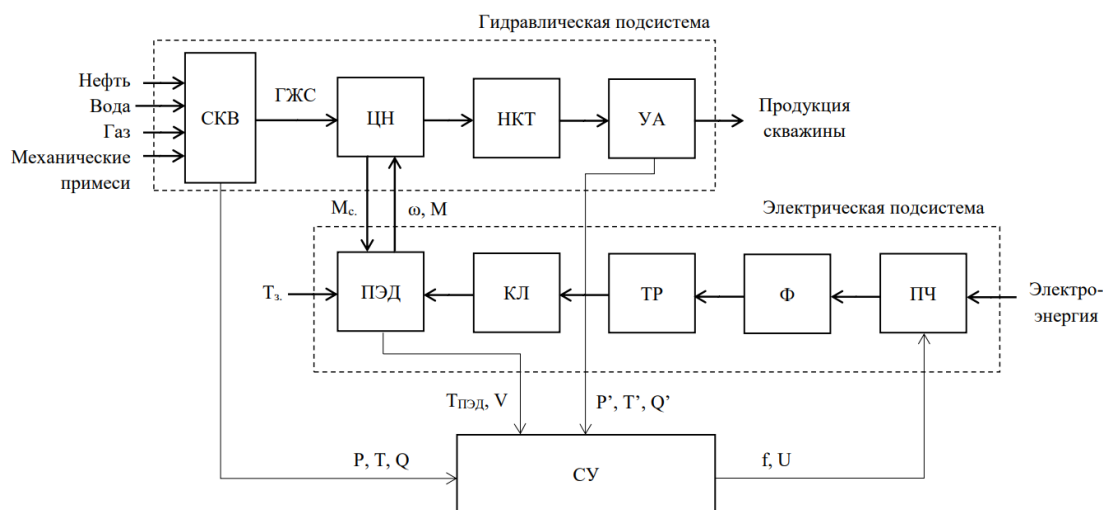


Рисунок 8 – Схема комплекса скважинной нефтедобывающей электроцентробежной насосной установки

СКВ – скважина; ЦН – центробежный насос; ГЖС – газожидкостная смесь; НКТ – насосно-компрессорные трубы; УА – устье скважины; ПЭД – погружной электродвигатель; КЛ – кабельная линия; ТР – трансформатор; Ф – фильтр; ПЧ – преобразователь частоты; СУ – система управления; M_c – момент сопротивления; M – момент, передаваемый от ПЭД; ω – скорость вращения; T_z – температура на забое; P, T, Q – давление, температура и расход на забое; P', T', Q' – давление, температура и расход на устье; $T_{пэд}$ – температура обмоток ПЭД; V – виброскорость; f – частота; U – напряжение.

ТЕМА 5.4. КОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ

В качестве привода электроцентробежного насоса используется асинхронный маслонаполненный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. В соответствии со спецификой эксплуатации ПЭД выполнен цилиндрическим и сильно развит в длину.

Отечественная промышленность освоила выпуск 18 типов ПЭД мощностью от 12 до 300 кВт, с диаметрами корпусов 96,103,117, 123, 130 мм для колонн диаметром 112; 121,7; 123,7; 144,3; 148,3 мм.

Основными узлами ПЭД являются статор, ротор, опорная пята, вал. Назначение статора и ротора и принцип их работы аналогичны электродвигателю обычной (наземной) конструкции.

Положение ПЭД в скважине - вертикальное, поэтому нормальная его работа обеспечивается опорной пятой и подшипниками скольжения, расположенными на валу и фиксируемыми в статоре ПЭД. Вал имеет сквозное отверстие, через которое циркулирует масло, принудительно перекачиваемое турбинкой. Масло смазывает подшипники и охлаждает ПЭД.

Напряжение на обмотку статора подается через специальный герметичный кабельный ввод.

Погружной двигатель имеет следующую маркировку:

ПЭДС90-117МВ5

что означает: П - погружной, Э - электрический, Д - двигатель, С - секционный, 90 - мощность в кВт, 117-диаметр корпуса в мм, М - модульное исполнение, В - климатическое исполнение, 5-диаметр обсадной колонны (дюймы).

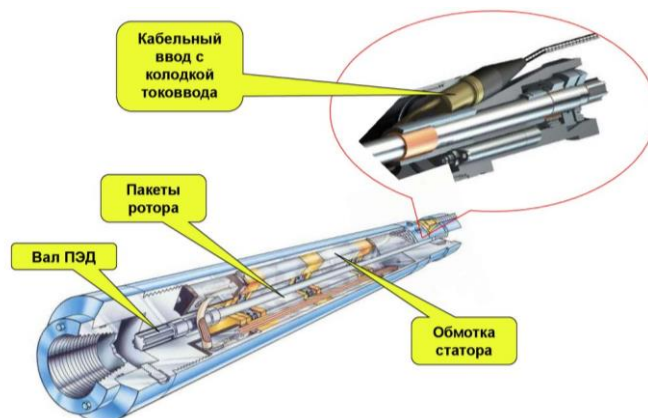


Рисунок 9 – Схема погружного электродвигателя

ПЭД питается электроэнергией по трехжильному кабелю, спускаемому в скважину параллельно с НКТ. Кабель крепится к внешней поверхности НКТ металлическими поясками по два на каждую трубу. Кабель работает в тяжелых условиях. Верхняя его часть находится в газовой среде, иногда под значительным давлением, нижняя - в нефти и подвергается еще большему давлению. При спуске и подъеме насоса, особенно в искривленных скважинах, кабель подвергается сильным механическим воздействиям (прижимы, трение, заклинивание между колонной и НКТ и т. д.). По кабелю передается электроэнергия при высоких напряжениях. Использование высоковольтных двигателей позволяет уменьшить ток и, следовательно, диаметр кабеля. Однако кабель для питания высоковольтного ПЭДа должен обладать и более надежной, а иногда и более толстой изоляцией. Все кабели, применяемые для УПЦЭН, сверху покрыты эластичной стальной оцинкованной лентой для защиты от механических повреждений. Необходимость размещения кабеля по наружной поверхности ПЦЭН уменьшает габариты последнего. Поэтому вдоль насоса укладывается плоский кабель, имеющий толщину примерно в 2 раза меньше, чем диаметр круглого, при одинаковых сечениях токопроводящих жил.

Все кабели, применяемые для УПЦЭН, делятся на круглые и плоские.

Круглые кабели имеют резиновую (нефтестойкая резина) или полиэтиленовую изоляцию, что отображено в шифре: КРБК означает кабель резиновый бронированный круглый или КРБП - кабель резиновый бронированный плоский. При использовании полиэтиленовой изоляции в шифре вместо буквы Р пишется П:

КПБК - для круглого кабеля и КПБП - для плоского.

Круглый кабель крепится к НКТ, а плоский - только к нижним трубам колонны НКТ и к насосу. Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается методом горячей вулканизации в специальных прессформах и при недоброкачественном выполнении такой сродки может служить источником нарушения изоляции и отказов. В последнее время переходят только к плоским кабелям, идущим от ПЭДа вдоль колонны НКТ до станции управления. Однако изготовление таких кабелей сложнее, чем круглых (табл. 4)

Таблица 4 – Характеристика кабелей, применяемых для ушцэн

Кабель	Число жил и площадь сечения, мм ²	Наружный диаметр, мм	Наружные размеры плоской части, мм	Масса, кг/км
НРБ К	3 x 10	27,5	-	1280
	3 x 16	29,3	-	1650
	3 x 25	32,1	-	2140
	3 x 35	34,7	-	2680
КРБП	3 x 10	-	12,6 x 30,7	1050
	3 x 16	-	13,6 x 33,8	1250
	3 x 25	-	14,9 x 37,7	1600
КПБК	3 x 10	27,0	-	1016
	3 x 16	29,6	-	1269
	3 x 25	32,4	-	1622
	3 x 35	34,8	-	1961
КПБП	3 x 4	-	8,8 x 17,3	380
	3 x 6	-	9,5 x 18,4	466
	3 x 10	-	12,4 x 26,0	738
	3 x 16	-	13,6 x 29,6	958
	3 x 25	-	14,9 x 33,6	1282

ТЕМА 5.5. КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОЗАЩИТЫ

Для увеличения работоспособности погружного электродвигателя большое значение имеет надежная работа его гидрозащиты, предохраняющей электродвигатель от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости и компенсирующей изменение объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также при утечке масла через негерметичные элементы конструкции. Пластовая жидкость, попадая в электродвигатель, снижает изоляционные свойства масла, проникает через изоляцию обмоточных проводов и приводит к короткому замыканию обмотки. Кроме того, ухудшается смазка подшипников вала двигателя.

В настоящее время на промыслах широко распространена гидрозащита типа Г.

Гидрозащита типа Г состоит из двух основных сборочных единиц: протектора и компенсатора.

Основной объем узла гидрозащиты, формируемый эластичным мешком, заполнен жидким маслом. Через обратный клапан наружная поверхность мешка

воспринимает давление продукции скважины на глубине спуска погружного агрегата. Таким образом, внутри эластичного мешка, заполненного жидким маслом, давление равно давлению погружения. Для создания избыточного давления внутри этого мешка на валу протектора имеется турбинка. Жидкое масло через систему каналов под избыточным давлением поступает во внутреннюю полость электродвигателя, что предотвращает попадание скважинной продукции внутрь электродвигателя.

Компенсатор предназначен для компенсации объема масла внутри двигателя при изменении температурного режима электродвигателя (нагревание и охлаждение) и представляет собой эластичный мешок, заполненный жидким маслом и расположенный в корпусе. Корпус компенсатора имеет отверстия, сообщающие наружную поверхность мешка со скважиной. Внутренняя полость мешка связана с электродвигателем, а внешняя— со скважиной.

При охлаждении масла объем его уменьшается, и скважинная жидкость через отверстия в корпусе компенсатора входит в зазор между наружной поверхностью мешка и внутренней стенкой корпуса компенсатора, создавая тем самым условия полного заполнения внутренней полости погружного электродвигателя маслом. При нагревании масла в электродвигателе объем его увеличивается, и масло перетекает во внутреннюю полость мешка компенсатора; при этом скважинная жидкость из зазора между наружной поверхностью мешка и внутренней поверхностью корпуса выдавливается через отверстия в скважину.

Все корпуса элементов погружного агрегата соединяются между собой фланцами со шпильками. Валы погружного насоса, узла гидрозащиты и погружного электродвигателя соединяются между собой шлицевыми муфтами. Таким образом, погружной агрегат УЭЦН представляет собой комплекс сложных электрических, механических и гидравлических устройств высокой надежности, что требует от персонала высокой квалификации.

Эксплуатация УЭЦН в осложненных условиях

В условиях коррозионной активности пластовой жидкости, большого выноса механических примесей, отложений парафина и солей возрастает число отказов основных узлов и деталей установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Известны следующие основные методы борьбы с осложнениями в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН (табл.1).

Таблица 6 – Методы борьбы с осложнениями

Предупреждающие	Удаляющие
<i>АСПО</i>	
1. Защитные покрытия НКТ (эпоксидная смола). 2. Добавка в поток жидкости химических реагентов (ПАВ) с помощью скважинного дозатора.	1. Тепловые методы: • Агрегаты депарафинизации (АДП)- путем обратной промывки с температурой нагрева жидкости 70-80 °С 2. Механические методы: • Скребки различных конструкций: раздвижные и «летающие» скребки

<i>Вынос механических примесей</i>	
1. Применение фильтров ЭЦН повышенной надежности (рис.10.2) 2. Крепление призабойной зоны пласта смоло – песчаными смесями (СПС)	1. Использование насосов повышенной коррозионно - и износостойкости (УЭЦНМК, УЭЦНМИ) 2. Использование измельчающего устройства (рис.10.3)
<i>Отложения солей</i>	
1. Применение ингибиторов солеотложений – более 13 видов (ПАФ-13А, ДПФ-1, СНПХ-5301А, др.) 2. Воздействие магнитными полями и ультразвуком (гидроакустические преобразователи) 3. Защитные покрытия НКТ	1. Химические методы: <ul style="list-style-type: none"> • Непрерывное дозирование в скважину различных химических реагентов – ингибиторов с помощью дозаторов. • Солянокислотные обработки
<i>Повышенное содержание свободного газа на приёме насоса</i>	
1. Увеличение погружения насоса под динамический уровень (в условиях Самотлорского месторождения - 400-600м) 2. Монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств 3. Принудительный сброс газа из затрубного пространства	1. Применение газовых сепараторов на приёме насоса (рис.10.4): гравитационные - имеют наименьший коэффициент сепарации газа; центробежные – наибольший коэффициент сепарации газа; вихревые – промежуточное значение 2. Применение комбинированных, так называемых «конусных» или «ступенчатых», насосов

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК.01.02): учеб. пособие -Ростов н/Д: Феникс, 2020. - 605 с.
2. Серeda Н. Г. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. - М.: Альянс, 2019 - 326 с.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК 01.02) учеб пособие. – изд. 2-е; /Б.В.Покрепин – Ростов н/Д: Феникс, 2020. – 605с.: ил. (Среднее профессиональное образование).

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ТЕМА 5.1. КОНСТРУКЦИЯ УЭЦН. НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. КЛАССИФИКАЦИЯ.....	4
ТЕМА 5.2. ТИПЫ И КОНСТРУКЦИЯ ЭЦН.....	5
ТЕМА 5.3. ПРИНЦИП РАБОТЫ УЭЦН.....	14
ТЕМА 5.4. КОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ.....	16
ТЕМА 5.5. КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОЗАЩИТЫ.....	18
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	20

**МДК 02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность

21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Краткий курс лекций к теме 5
«Оборудование УЭЦН. Эксплуатация оборудования скважин с ЭЦН»
для обучающихся 3 курса всех (очной, заочной) форм обучения
образовательных учреждений
среднего профессионального образования**

Краткий курс лекций
разработал преподаватель: Скобелева Ирина Ефимовна

Подписано к печати 22.11.2023 г.

Формат 60x84/16

Тираж

Объем 1,3 п.л.

Заказ

1 экз.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)

НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ

**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**

«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,

г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.