

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2012

УДК 622.276.05+622.279.05(075.8)
ББК 33.36-5я73
3-38

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 12.12.2011 г.)*

Рецензенты: зав. отд. исслед. нефти и нефтепродуктов БелНИПИнефть
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*;
зав. лаб. проблем охраны труда БелНИПИнефть
канд. техн. наук *Е. Е. Кученева*

Захаров, А. В.

3-38 Оборудование для добычи нефти и газа : лаборатор. практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 75 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-067-6.

Представлены расчеты фонтанного подъемника, методики подбора оборудования для ствола скважины и ее освоения, подбор электроцентробежных насосов для работы в скважинах при определенных условиях, оборудование установки штангового глубинного насоса.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.276.05+622.279.05(075.8)
ББК 33.36-5я73

ISBN 978-985-535-067-6

© Захаров А. В., Козырева С. В.,
Атвиновская Т. В., 2012
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель настоящего издания – дать расширенные теоретические знания студентам, овладеть методиками технологических и технических расчетов оборудования для добычи нефти.

В лабораторный практикум включены задачи по основным темам курса. В начале каждого лабораторного занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Лабораторный практикум поможет студентам закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы.
2. Изучает условия и исходные данные индивидуального задания.
3. Расчеты проводит в тетради, которые должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок.
4. Решенное индивидуальное задание предоставляет к защите.

ВВЕДЕНИЕ

Классификация оборудования, применяемого при эксплуатации месторождения, включает следующие группы и подгруппы:

1. Универсальное оборудование, применяемое при различных эксплуатационных работах:

- Оборудование ствола и устья скважины, законченной бурением.
- Трубы.
- Приводы.
- Скважинные уплотнители (пакеры).

2. Оборудование для освоения скважин и очистки призабойной зоны пласта:

- Насосные агрегаты для подачи жидкости в скважины в процессе освоения.
- Компрессорные агрегаты для подачи газа или воздуха в процессе освоения.
- Оборудование для свабирования и желонирования скважин.
- Оборудование для проведения операции по очистке призабойной зоны пласта.

3. Оборудование для подъема продукции пластов из скважин:

- Для фонтанной эксплуатации скважин.
- Для газлифтной эксплуатации скважин.
- Для насосной эксплуатации скважин установками бесштанговых насосов.
- Для насосной эксплуатации установками штанговых насосов.
- Для насосной эксплуатации скважин при одновременной и раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

4. Оборудование для воздействия на пласт:

- Для повышения пластового давления и вытеснения нефти водой, газом и реагентами.
- Для термического, термохимического и химического воздействия на пласт.
- Для волнового и механического воздействия на коллектор пласта
- Для одновременной и раздельной обработки нескольких пластов через одну скважину.

5. Оборудование для ремонтных работ в скважине:

- Вышки и мачты.
- Подъемники и самоходные агрегаты.

- Механизмы для свинчивания и развинчивания труб и штанг и для прочих работ при ремонте на скважине.

- Инструмент.

- Оборудование для проведения работ с использованием колонн непрерывных наматываемых труб и штанг.

- Агрегаты для обслуживания и ремонта поверхностного оборудования скважин.

6. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа к транспортированию:

- Для сбора продукции скважин.

- Для подготовки нефти и газа к транспортированию.

- Для обработки и использования пластовых и сточных вод.

- Для замера дебита и основных показателей работы месторождения.

- Оборудование для диагностики состояния нефтепромыслового оборудования.

Лабораторная работа № 1

ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Цель работы: изучить оборудование ствола скважины, уметь рассчитать обсадную колонну и НКТ.

1. Теоретическая часть

Конструкция скважины

Конструкция скважины характеризуется диаметром ствола скважины, глубиной бурения, диаметрами, толщиной стенок и глубиной спуска секций обсадных колонн, высотой поднятия цементного раствора, глубиной расположения зон перфорации и инклинограммой.

Конструкции скважин разрабатываются с учетом следующих основных факторов:

- геологических особенностей залегания горных пород, их физико-механических характеристик, наличия флюидосодержащих горизонтов, величины пластовых давлений и температур, а также давления гидроразрыва проходимых пород;
- назначения и цели бурения скважины;
- уровня организации техники, технологии бурения и геологической изученности района буровых работ;
- предполагаемого метода заканчивания скважины;
- уровня квалификации буровой бригады и организации материально-технического обеспечения;
- способа бурения скважины;
- способов и техники освоения, эксплуатации и ремонта скважин.

Основой выбора конструкции скважины является диаметр эксплуатационной колонны, выбираемый в зависимости от ожидаемого дебита нефти или газа и возможности выполнения геофизических, ремонтных, ловильных работ, а также монтажа и технического обслуживания скважинного оборудования для механизированной добычи нефти. В разведочных скважинах диаметр эксплуатационной колонны определяется по числу промежуточных обсадных колонн и с учетом требований, обеспечивающих извлечение качественного кернового материала и испытание вскрытых объектов на приток.

Инклинограмма определяет оптимальные интервалы установки оборудования и возможность проведения спускоподъемных операций в скважине.

При проведении термического воздействия на пласт необходимо знать размеры цементного кольца, качество цементного раствора и камня.

В зависимости от геологических условий и условий бурения скважина может иметь две, три или больше обсадных колонн, которые собираются из последовательно свинченных обсадных труб.

Обсадные колонны предназначены для изоляции стенок скважин от рабочего пространства ствола в процессе бурения и эксплуатации и обеспечивают требуемую прочность и герметичность при воздействии на них внутренних и внешних воздействий, в первую очередь давления. Для создания необходимой изоляции кольцевого пространства, остающегося между обсадными колоннами, оно заливается жидким цементным раствором, твердеющим через определенное время.

Цементное кольцо предназначено для надежной изоляции друг от друга интервалов геологического разреза (в том числе и продуктивных) на весь период строительства, эксплуатации и обеспечения жесткой связи обсадных колонн со стенками скважины с целью формирования прочной и герметичной постоянной крепи.

В конструкции скважин используются следующие типы обсадных колонн:

- Направление – первая колонна труб, предназначенная для закрепления устья скважин от обрушения и размыва промывочным раствором, поступающим в процессе бурения под кондуктор из скважины в систему циркуляции, для крепления верхнего интервала разреза, сложенного, в основном, наносами, имеющими водопроявляющие пласты, подпитываемые грунтовыми водами.

Различают шахтное (или шахтовое) направление и удлиненное направление. Шахтное устанавливается, как правило, во всех случаях и его длина составляет 3–10 м. В зависимости от конкретных условий может устанавливаться удлиненное направление или от одного до нескольких направлений и в этом случае длина может достигать 100 м. Направление спускается по возможности в глинистый пласт. Диаметр колонны колеблется от 245 до 1250 мм. Трубы, используемые в качестве направления, на прочность не рассчитываются и не опрессовываются.

- Кондуктор – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза и изоляции водоносных или вечномерзлых пластов, а также установки устьевого оборудования: колонной головки, предназначенной для подвески последующих обсадных колонн и установки противобросового оборудования на период бурения.

Кондуктор в зависимости от геологических условий устанавливается на глубину в среднем до 100 м, а максимальная глубина до 600 м. Диаметр кондуктора, как правило, колеблется в диапазоне 177–508 мм. Он опрессовывается, как и цементное кольцо.

Шахтное направление и кондуктор являются обязательными элементами конструкции скважины.

- Промежуточная обсадная колонна – для крепления и изоляции зон геологического разреза, не совместимых по условиям бурения с нижележащими, а также для предотвращения осложнений и аварий в скважине в процессе бурения.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

- сплошные, перекрывавшие весь ствол скважины от забоя до ее устья, независимо от крепления предыдущего интервала;

- потайные (хвостовик) – для крепления только не обсаженного ствола скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны не менее чем на 100 м, потайная колонна (хвостовик) – может наращиваться до устья скважины или при благоприятных условиях служить в качестве эксплуатационной колонны;

- летучки – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для ликвидации осложнения и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами. Летучки до устья скважины не наращиваются. В настоящее время для летучек используются профильные трубы, которые расширяются до вдавливания в стенки скважины. Таким образом, изолируются участки скважины с поглощающими, водо и газопроявляющими пластами. Цементирование таких участков не производится. Это позволяет ускорить проведение работ, удешевляет их и не уменьшает диаметр последующих спускаемых колонн.

Когда износ, вызванный взаимодействием с бурильной колонной последней промежуточной колонны незначительный, эксплуатационная колонна может быть спущена в виде потайной колонны.

- Эксплуатационная колонна – последняя колонна труб, предназначенная для разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины, а также для извлечения нефти, газа и газоконденсата на поверхность известными способами или для закачивания агента в пласт.

Эксплуатационная колонна может быть одноразмерной (состоящей из обсадных труб одного диаметра) или комбинированной (состоящей из труб разных диаметров) в случае предполагаемого в

ней большого объема работ по освоению, испытанию и ремонту и строительства скважины большой глубины (как правило, более 5500 м). Продуктивный пласт, как правило, обсаживается трубами такого же диаметра, как вся эксплуатационная колонна или меньшим диаметром и цементируется, с последующей перфорацией. В то же время продуктивный пласт может после вскрытия и не обсаживаться. В пласт колонна может входить вертикально и горизонтально, в последнем случае ствол может быть один, а может разветвляться для повышения нефтеотдачи скважины.

При бурении в скважину последовательно спускается определенная конструкция, состоящая из обсадных труб. Каждая последующая колонна вставляется в предыдущую, и поэтому имеет все меньший диаметр.

Дно скважины называется забоем. После проведения цементирования скважины образуется новый забой, который называется «искусственный забой». В процессе эксплуатации на забой осаждаются примеси, части изношенного оборудования или упущенный при проведении подземного ремонта инструмент и т. п., что при замерах изменяет глубину скважины и новая точка называется «текущий забой».

Если продуктивный пласт обсаживается, то низ или башмак эксплуатационной колонны устанавливается всегда (после прохождения через пористый продуктивный пласт) в непроницаемую породу. Это позволяет вскрыть продуктивный пласт, предотвратив его обводнение, что само по себе является серьезной проблемой, и может сделать скважину непродуктивной, т. е. не давшей нефти.

После создания герметичной конструкции скважины в эксплуатационную колонну, напротив продуктивного пласта, спускается на забой устройство (перфоратор), которое проделывает отверстия в обсадных трубах и цементном кольце и соединяет продуктивный пласт и скважину. Эти отверстия заполняются газом и пластовой жидкостью (нефтью), поступающей из пласта под избыточным давлением и заполняют скважину.

Проектирование диаметров обсадных колонн и долот начинают с эксплуатационной колонны и далее методом снизу–вверх. Расчет диаметров обсадных труб ведется «изнутри» с диаметра эксплуатационной колонны. Исходя из предполагаемого дебита скважины и экономического обоснования выбирается диаметр эксплуатационной колонны. Диаметр эксплуатационной колонны определяет диаметры бурения под обсадные колонны для всей скважины, а количество промежуточных колонн определяет конструкцию колонной головки. Уве-

личение диаметра эксплуатационной колонны позволяет использовать более производительное скважинное оборудование, позволяет эксплуатировать в скважине одновременно несколько пластов и облегчает проведение подземного ремонта. С другой стороны, увеличение диаметра эксплуатационной колонны ведет к увеличению металлоемкости обсадных колонн, объему бурения и цементирования. Возрастают нагрузки на колонную головку и ее металлоемкость. Все это ведет к увеличению затрат на строительство скважины. Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны снижает стоимость ее строительства, но увеличивает затраты, связанные с эксплуатацией скважины. Так, применение малогабаритного оборудования ведет к увеличению затрат на приобретение до 2–3-х раз. Усложняется поведение подземного ремонта, что ведет, как правило, к увеличению затрат времени, и, следовательно, и материалов, а в некоторых случаях не позволяет произвести необходимый ремонт.

Нефтепромысловые трубы

Типы применяемых труб весьма разнообразны, но можно выделить четыре основные группы:

1. Бурильные (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Основные геометрические показатели бурильных труб

Показатели	Значения					
Условный диаметр, мм	60	73	89	102	114	127
Толщина стенки, мм	7, 9	7, 9, 11	7, 9, 11	7, 8, 9, 11	7, 8, 9, 10, 11	7, 8, 9, 10

Бурильные трубы изготавливаются из углеродистых и низколегированных сталей, объединенных в семь групп прочности (Д, К, Е, Л, М, Р, Т).

Трубы бурильные поставляются следующих длин:

а) при условном диаметре от 60 до 102 мм – 6,8 и 11,5 м;

б) при условном диаметре от 114 до 168 мм – 11,5 м.

2. Обсадные трубы служат для крепления ствола скважины.

Обсадные трубы изготавливают из стальных бесшовных труб, на концах которых нарезают коническую соединительную резьбу. Наиболее часто при добыче нефти применяют обсадные трубы диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм и более (толщина стенки до 8 мм) и 168 мм с внутренним диаметром 148 мм (толщина стенки до 10 мм). Для газовых скважин используются обсадные колонны диаметром 168, 178, 219 и 273 мм.

Обсадные трубы изготавливаются по ГОСТ 632 в двух исполнениях А и Б, отличающиеся точностью и качеством изготовления, по ТУ 14-3-71–72 и более поздних годов выпуска.

Обсадные трубы различаются по типу соединения, диаметру и толщине стенки трубы, группе прочности стали и виду муфт.

По типу соединения предусмотрены пять разновидностей обсадных труб:

- трубы с короткой треугольной резьбой и муфты к ним;
- трубы с удлиненной треугольной резьбой и муфты к ним – У;
- трубы с трапециидальной резьбой и муфты к ним – ОТТМ;
- трубы с высокогерметичными соединениями и муфты к ним – ОТТГ;
- трубы безмуфтовые раструбные – ТБО.

На обсадную колонну действуют различные по величине и характеру нагрузки:

- растягивающие нагрузки от собственного веса;
- сжимающие и изгибающие нагрузки, возникающие при упоре колонны о забой;
- динамические нагрузки, возникающие в период спуска колонны;
- нагрузки от трения колонны о стенки скважины;
- нагрузки от избыточного внутреннего и наружного давления и температуры.

Опыт показывает, что обсадные колонны разрушаются под действием избыточных внутренних и наружных давлений, а также собственного веса.

Прочность обсадных колонн рассчитывается по следующим условиям:

$$\text{на внутреннее давление: } n = \frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{в}}} > [n];$$

$$\text{на наружное давление } S = \frac{P_{\text{кр}}}{P_{\text{н}}} > [S];$$

$$\text{на растяжение } k = \frac{P_{\text{ст}}}{G} > [k],$$

где $P_{\text{т}}$, $P_{\text{кр}}$, $P_{\text{ст}}$ – предельные внутренне и наружное давления и растягивающая нагрузка обсадной колонны; $P_{\text{в}}$, $P_{\text{н}}$, G – избыточные внутреннее и наружное давления, растягивающая нагрузка; n , S , k – запасы прочности по внутреннему, наружному давлению и растягивающей нагрузке; $[n]$, $[S]$, $[k]$ – допускаемые запасы прочности обсадных колонн по внутреннему, наружному давлению и растяжению.

3. Из насосно-компрессорных труб (НКТ) составляются колонны, спускаемые в скважину. Колонны НКТ могут служить в основном для следующих целей:

- подъема на поверхность отбираемой из пласта жидкости, смеси жидкости и газа или одного газа;
- подачи в скважину жидкости или газа (осуществления технологических процессов, интенсификации добычи или подземного ремонта);
- подвески в скважине оборудования;
- проведения в скважине ремонтных, в том числе бурильных, работ.

Насосно-компрессорные трубы в нашей стране изготавливаются согласно ГОСТ 633, предусматривающему изготовление НКТ в исполнениях А и Б (А – повышенной точности) четырех конструкций:

- гладких труб и муфт к ним;
- труб с высаженными наружу концами (В) и муфт к ним;
- гладких высокогерметичных труб (НКМ) и муфт к ним;
- безмуфтовых труб (НКБ) с высаженными наружу концами.

Примеры условных обозначений насосно-компрессорных труб приведены ниже: трубы из стали группы прочности Е с условным диаметром 60 мм, толщиной стенки 5 мм (табл. 1.2):

- 60×5-Е ГОСТ 633–80 – для гладких труб;
- В-60×5 ГОСТ 633–80 – для труб с высаженными наружу концами;
- НКМ-60×5 ГОСТ 633–80 – для высокогерметичных труб;
- НКБ-60×5 ГОСТ 633–80 – для высокогерметичных безмуфтовых труб.

Таблица 1.2

Основные геометрические показатели НКТ

Показатели	Значения								
	27	33	42	48	60	73	89	102	114
Условный диаметр, мм	27	33	42	48	60	73	89	102	114
Толщина стенки, мм	3	3,5	3,5	4	5	6,5–7	8	6,5	7

Расчеты НКТ можно разделить на технологические и прочностные. К технологическим относятся: расчеты гидравлического сопротивления потоку, движущемуся по трубам; определение работы газа по подъему жидкости в колонне труб; проверка удлинения труб.

Расчеты на прочность определяют допустимость использования данных труб по следующим параметрам: нагрузке, вызывающей страгивание резьбового соединения; эквивалентному напряжению, возник-

кающему в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки; циклической переменной нагрузке; усилиям, вызывающим продольный изгиб трубы. Необходимость учитывать все или часть этих факторов при расчете НКТ определяется условиями их работы. Насосно-компрессорные трубы могут растягиваться под действием веса колонны труб, присоединенного оборудования, давления откачиваемой жидкости. При подаче к забою жидкости в верхней части колонны могут возникать напряжения от избыточного внутреннего давления, при опоре колонны НКТ в скважине на якорь может возникать продольный изгиб.

4. Для нефтепромысловых коммуникаций.

В качестве таких труб используются электросварные горячекатаные стальные трубы. Сортамент этих труб по диаметру весьма разнообразен. По ГОСТ 3262 трубы поставляются по диаметру условного прохода от 6 до 150 мм.

Скважинные уплотнители – пакеры

Пакеры служат для разобщения частей ствола скважины по вертикали и герметизации нарушенных участков обсадной колонны, для разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакеров. Применяют в обсадной (эксплуатационной) колонне нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах при их эксплуатации, ремонте.

По восприятию перепада давления пакеры подразделяются:

ПВ – усилие направлено от перепада давления вверх;

ПН – усилие направлено от перепада давления вниз;

ПД – двустороннего действия (усилие от перепада давления направлено как вверх, так и вниз).

По способности фиксироваться на месте установки пакеры подразделяют:

Я – фиксирующиеся якорем;

без обозначения – самостоятельно фиксирующиеся.

По способу посадки пакеры подразделяют:

Г – гидравлические;

М – механические;

ГМ – гидромеханические;

без обозначения – не требующие посадки.

По способу съема пакеры подразделяют:

В – вращением;

Р – разбуhrиванием;

И – специальным инструментом;
без обозначения – натягом.

По исполнению:

без обозначения – нормальное.

Коррозионностойкое:

К1 – углекислотостойкое (CO₂ не более 10 % объема);

К2 – сероводородостойкое (H₂S и CO₂ не более 10 % объема каждого компонента);

К3 – сероводородостойкое (H₂S и CO₂ свыше 10 %, но не более 25 % объема каждого компонента);

Т – термостойкое (для рабочих сред с температурой более 150 °С).

Расчет пакеров

В задании на конструирование пакера обычно даются его главные параметры, условия эксплуатации и описание технологических процессов, для которых необходим пакер, к которым относятся: диапазон внутренних диаметров обсадной колонны, в которую спускают пакер; перепад давления, воспринимаемый им; особенности технологического процесса, для которого предназначен пакер.

При расчете пакера определяют необходимое для герметизации контактное давление, осевую силу, обеспечивающую это давление, оптимальные высоту уплотняющего элемента, длину хода штока пакера, параметры корда уплотняющего элемента.

Для определения наименьшей величины осевой силы Q , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используют следующее уравнение:

$$Q \geq \frac{0,111\Delta p F + GF \left[(R_c^2 - r_{\text{ш}}^2)^3 - (R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2)^3 \right]}{(R_c^2 - r_{\text{ш}}^2)^2 (R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2)}, \quad (1.1)$$

где F – площадь поперечного (диаметрального) сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии, м²; $G = 5,1\text{--}10$ МПа – модуль сдвига резины; $R_{\text{п}}$ и R_c – наружный радиус резины до деформации и после нее (последний равен внутреннему радиусу обсадной колонны); $r_{\text{ш}}$ – внутренний радиус резины; Δp – перепад давления у пакера.

Высота уплотнительного элемента пакера в свободном состоянии может быть определена из условия равенства площади его поверхности до и после деформирования:

$$h_{\min} = \frac{[2 \cdot h_c (R_c - r_{\text{ш}}) + R_c^2 - R_{\text{п}}^2]}{2(R_{\text{п}} + r_{\text{ш}})}, \quad (1.2)$$

где h_c – высота элемента в сжатом состоянии.

Наибольшая высота уплотнительного элемента может быть найдена по условию самозакрепления пакера при действии осевого усилия:

$$h_{\max} = \frac{(R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2)R_c^3}{[0,45f(R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2)(3R_c + 2R_c^2r_{\text{ш}} - r_{\text{ш}}^2)]}, \quad (1.3)$$

где f – коэффициент трения (принимается 0,2).

Оптимальную длину хода штока рекомендуют определить по следующей формуле:

$$S = \frac{h(k_{\text{оп}}^2 - 1)R_{\text{п}}^2}{k_{\text{оп}}^2 \cdot R_{\text{п}}^2 - r_{\text{ш}}^2}, \quad (1.4)$$

где h – высота свободного, не нагруженного уплотняющего элемента ($h = 0,9h_{\max}$):

$$k_{\text{оп}} = \frac{R_c}{R_{\text{п}}}. \quad (1.5)$$

Для пакеров под обсадные колонны с диаметрами 146 и 168 мм коэффициент $k_{\text{оп}} = 1,13$; с диаметрами 178 и 299 мм – $k_{\text{оп}} = 1,09-1,07$.

При расчете пакера необходимо проверять влияние плашечного захвата на прочность обсадной колонны.

В конструкциях пакеров, где плашки полностью перекрывают кольцевой зазор, нагрузка на обсадную колонну распределена равномерно по всему периметру. В этом случае предельная осевая нагрузка на плашечный захват, при которой обсадная колонна не разрушается, равна:

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{\sigma_{\text{т}} n \operatorname{tg} \alpha (D^2 - d^2) l_{\text{пл}} (L_{\text{пл}} + \frac{16}{3} f_{\text{пл}}^2)^{1/2}}{D^2 + d^2}. \quad (1.6)$$

При ограниченном контакте плашек по периметру обсадной колонны участки труб между ними работают на изгиб.

Тогда

$$Q_{\text{пред}} \leq \frac{2 \cdot \sigma_{\text{т}} \cdot n \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot h^2 \cdot l_{\text{пл}}}{d}, \quad (1.7)$$

где σ_T – предел текучести материала труб обсадной колонны; n – число плашек (по радиусу); α – угол конуса плашки; D, d, h – наружный и внутренний диаметры и толщина стенки трубы обсадной колонны, м; $l_{пл}$ – высота плашек (длина по вертикали), м; $L_{пл}$ – длина хорды плашки, м; $f_{пл}$ – стрела дуги поверхности плашки, м.

Запасы прочности при расчетах принимают равными 1,15 для обсадных труб диаметрами 114–219 мм и 1,52 – для труб диаметром более 219 мм. При расчетах на изгиб запас прочности берут примерно в 2 раза больше, учитывая, что предел касательного напряжения $\tau_T \approx 0,58\sigma_T$.

При разработке конструкции пакера предельная нагрузка сравнивается с нагрузкой, необходимой для создания уплотнения. Если $Q_{пред} < Q$, то в конструкцию пакера вносят необходимые изменения (угла α , геометрических размеров уплотнения).

2. Практическая часть

В скважину с определенным диаметром обсадной колонны $D_{обс}$ спускается и устанавливается механический пакер, рассчитанный на перепад давления ΔP и имеющий определенные конструктивные размеры (рис. 1.1).

1. Определить наименьшую величину осевой силы Q , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины.

2. Определить наибольшую высоту уплотнительного элемента пакера.

3. Определить оптимальную длину хода штока пакера.

4. Проверить влияние плашечного захвата на прочность обсадной колонны. В конструкциях пакеров, где плашки перекрывают кольцевой зазор полностью (или больше 70 %), нагрузка на обсадную колонну распределена равномерно по всему периметру.

5. Проверить, если $Q_{пред} < Q$, то в конструкцию пакера внести необходимые изменения (угла α , геометрических размеров уплотнений и плашек) и произвести расчет модернизированного пакера.

6. Представить конструкции пакеров различных типов и объяснить принципы их действия.

7. Исходные данные к домашнему заданию приведены в табл. 1.3.

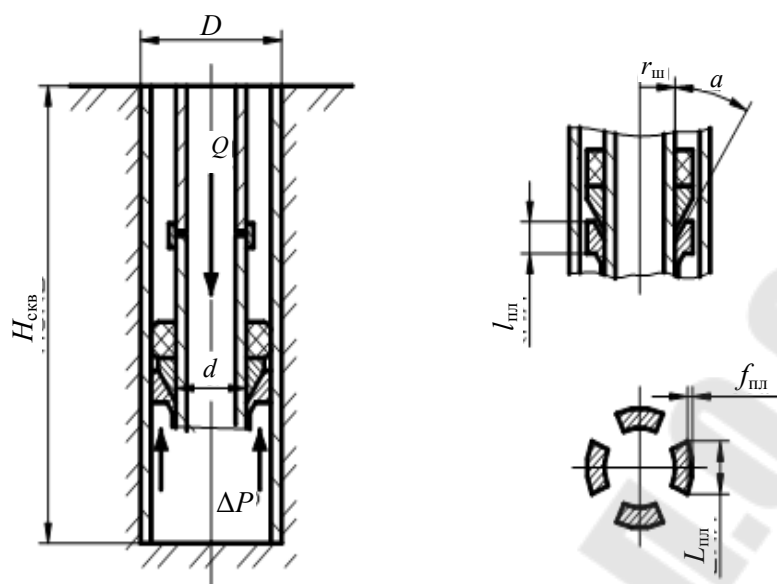


Рис. 1.1. Расчетная схема к практической части

Таблица 1.3

Исходные данные

Номер варианта	Наименование параметра	1–5	6–10	11–15	16–20	21–25	26–30
1	Номер скважины	15	20	30	40	50	60
2	Глубина скважины $H_{скв}$, м	2500	3000	4500	2600	2800	3200
3	Обсадная колонна $D \times S$, мм	146×8	146×9	168×8	168×9	168×10	146×8
4	Группа прочности обсадной колонны	D	K	K	E	D	D
5	Диаметр хвостовика d , мм	60	60	73	73	73	60
6	Модуль сдвига резины G , МПа	6	10	8	9	7	8
7	Перепад давления на пакере Δp , МПа	25	45	35	55	40	50
8	Угол конуса плашки α , °	11	15	21	13	18	15
9	Число плашек по радиусу n , шт.	4	3	5	3	4	5
10	Внутренний радиус резины $r_{ш}$, мм	30	30	36,5	36,5	36,5	30
11	Наружный радиус резины после деформации (равен внутреннему радиусу обсадной колонны) R_c , мм	65	63,5	76	75	74	63,5
12	Высота плашек (длина по вертикали) $l_{пл}$, мм	150	140	150	140	145	145
13	Длина хода плашки $L_{пл}$, мм	30	35	35	40	30	40
14	Стрела дуги поверхности плашки $f_{пл}$, мм	6	7	7	8	6	8

Лабораторная работа № 2 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Цель работы: изучить оборудование устья скважины, уметь расшифровать фонтанную арматуру и рассчитать элементы фонтанной арматуры.

1. Теоретическая часть

Принципиально оборудование устья скважин состоит из следующих элементов:

- колонная головка;
- фонтанная арматура;
- манифольда.

Устье скважин после окончания бурения оборудуется колонной головкой, на которую устанавливается фонтанная арматура. В зависимости от условий бурения скважина может иметь одну или несколько обсадных колонн. Соответственно этому меняется и конструкция колонной головки.

- Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин.

Колонная головка при эксплуатации скважины должна не только герметизировать межтрубное пространство, но и позволять замерять в них давление, отводить из них газ или заполнять их тяжелой жидкостью при газопроявлении. Для этого в колонных головках имеются отверстия, закрытые пробками. Вместо пробок можно подсоединять трубки манометров или технологические трубопроводы. В некоторых случаях должно быть обеспечено передвижение колонн относительно друг друга без потери герметичности затрубного пространства (например, в случае подачи в скважину теплоносителя). Тогда колонная головка оснащается сальником, который позволяет эксплуатационной колонне перемещаться в вертикальном направлении без нарушения герметичности затрубного пространства.

При бурении скважин на колонных головках размещают преентор, в процессе эксплуатации – фонтанную арматуру.

Фонтанная арматура, ее схемы и назначение

Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин (эксплуатационных и нагнетательных) (табл. 2.1). Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки (рис. 2.1).

Трубная головка монтируется непосредственно на колонной головке и предназначена для подвески одной или нескольких колонн НКТ и герметизации на устье межтрубных пространств. Трубная головка должна обеспечивать проход жидкости или газа в межтрубные пространства, а также позволяет контролировать давления в них и выполнять необходимые исследования скважины. Колонны подъемных труб подвешивают к трубной головке на резьбе либо на муфте. В первом случае при однорядной конструкции лифта трубы подвешивают на стволовой катушке; при двухрядной внутренний ряд труб – на стволовой катушке, а наружный – на тройнике трубной головки.

Таблица 2.1

Основные параметры, характеризующие фонтанную арматуру

Рабочее давление, МПа	Условный проход, мм		Пробное давление, МПа	
	ствол	боковые отводы	на прочность	на герметичность
7	65	50; 65	14	7
14	65	50; 65	28	14
21	65	50; 65	42	21
21	80	50; 65	42	21
21	10	65; 100	42	21
21	150	100	42	21
35	50	50	70	35
35	65	50; 65	70	35
35	80	50; 65	70	35
35	100	65; 80; 100	70	35
70	52	52	105	70
70	65	50; 65	105	70
70	80	50; 65; 80	105	70
105	50	50	150	105

Фонтанная елка монтируется на трубной головке и предназначена для направления отбираемых из скважины жидкости и газа в манифольд, регулирования и контроля за работой фонтанной скважины.

Основными деталями и узлами фонтанной арматуры являются крестовина 1, имеющая два боковых отвода, тройник 2, имеющий один боковой отвод, катушка или переводник 3, запорное устройство 4, фланец под манометр или буфер 5, кран 6, манометр 7, дроссель 8, ответный фланец 9.

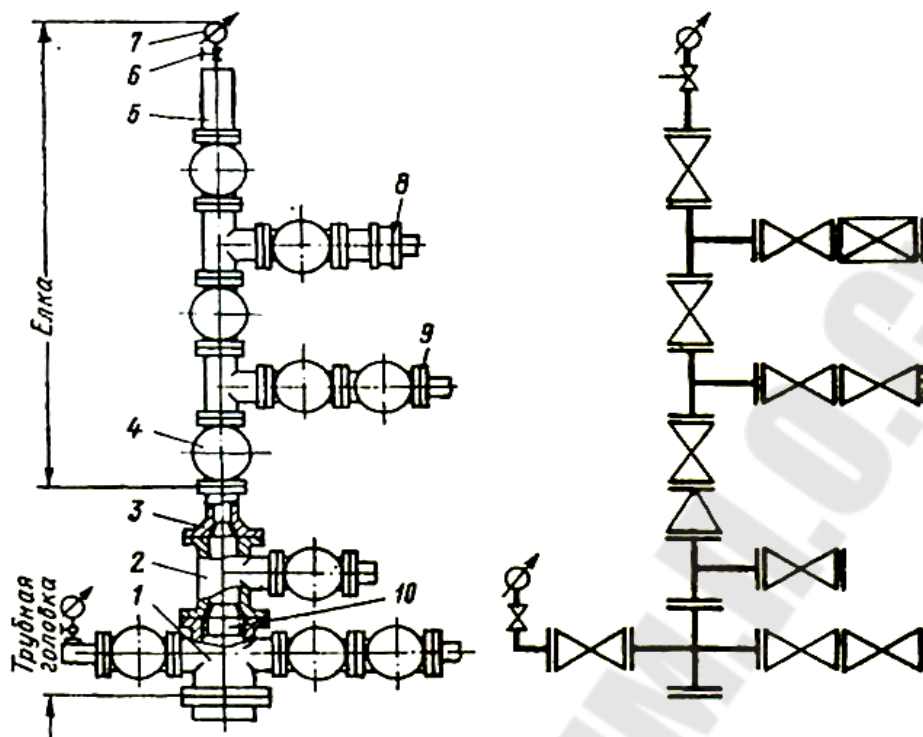


Рис. 2.1. Схема фланцевой фонтанной арматуры

Крестовина и тройник позволяют отводить добываемую смесь к манифольдам или иметь сообщение с одним из межтрубных пространств. На этих же деталях можно повесить колонну НКТ. Колонна подвешивается непосредственно на этой резьбе или через переводный патрубок 10. Катушка или переводник служат для подвески НКТ или для перехода с одного размера деталей арматуры на другой.

Детали и узлы арматуры соединяются между собой резьбой, фланцами с уплотнениями или хомутами. По этому признаку арматура делится на резьбовую, фланцевую и хомутовую (бугельную).

Вертикальная, стволовая часть елки выполняется тройниковой – одно- или двухструнной либо крестовой – двухструнной. По этому признаку арматура делится на тройниковую и крестовую. Схемы фонтанной арматуры по данному признаку регламентированы ГОСТ 13846–84, по которому установлено шесть типовых схем арматуры (рис. 2.2): схемы 1–4 – тройниковые, схемы 5, 6 – крестовые.

Тройниковую арматуру рекомендуется использовать при низких и средних давлениях. Тройниковую арматуру с двухструнной елкой рекомендуют для скважин, в продукции которых содержатся механические примеси.

Крестовая и тройниковая однострунные арматуры предназначены для скважин, в продукции которых нет механических примесей.

Для средних и высоких давлений рекомендуют применять крестовую арматуру. Крестовая арматура значительно ниже тройниковой, что облегчает ее обслуживание. К недостаткам крестовой арматуры относится то, что при выходе из строя одного из отводов необходимо закрывать нижнее стволовое запорное устройство, а следовательно, останавливать скважину. У тройниковой арматуры с верхним рабочим отводом при выходе его из строя можно закрыть среднюю стволовую задвижку и включить в работу нижний отвод.

При исследовании скважин часто необходимо устанавливать над фонтанной елкой лубрикатор для спуска того или иного прибора. Для этой цели в тройниковой и крестовой арматуре предусмотрено верхнее стволовое запорное устройство.

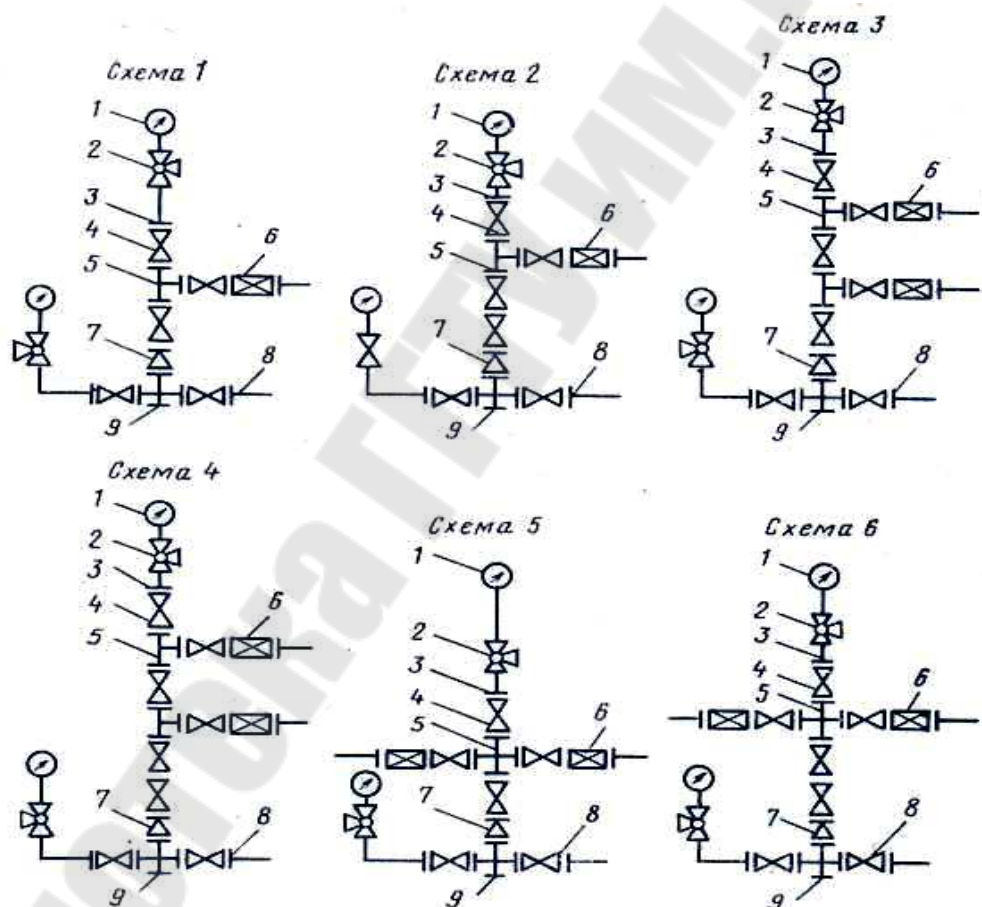


Рис. 2.2. Типовые схемы фонтанной арматуры:

- 1 – манометр; 2 – запорное устройство к манометру;
- 3 – фланец под манометр; 4 – запорное устройство; 5 – тройник, крестовина;
- 6 – дроссель; 7 – переводник трубной головки; 8 – ответный фланец;
- 9 – трубная головка

Шифр фонтанной арматуры в зависимости от ее схемы, конструкции, способа управления задвижками, условного прохода, давления, климатического исполнения и коррозионностойкости может включать от девяти и более буквенных и цифровых обозначений.

Полный шифр фонтанной арматуры (ГОСТ 13846–84) условно представляется в виде:

$$АФХ_1Х_2Х_3 - Х_4 \times Х_5Х_6Х_7,$$

где А – арматура; Ф – фонтанная; X_1 – конструктивное исполнение: с фланцевыми соединениями – без обозначения (наиболее распространенное); подвеска подъемной колонны на резьбе переводника трубной головки – К; подвеска колонны на муфте в трубной головке – без обозначения; для эксплуатации скважин УЭЦН – Э; X_2 – номер схемы арматуры: при двухрядной концентричной подвески к номеру схемы добавляется буква «а»; X_3 – способ управления задвижками: вручную – без обозначения; дистанционно и автоматически – В; автоматически – А; X_4 – условный проход в мм по ГОСТ 13846–74.

Когда условные проходы ствола елки и ее боковых труб отличаются, цифровое обозначение указывают через дробь; X_5 – рабочее давление в МПа; X_6 – климатическое исполнение по ГОСТ 15150–69: для умеренной климатической зоны – без обозначения; для умеренной и холодной климатических зон – ХЛ; X_7 – исполнение по коррозионностойкости: для обычных сред – без обозначения; для сред, содержащих: до 6 % CO_2 – К₁; до 6 % H_2S и CO_2 – К₂; до 25 % H_2S и CO_2 – К₃.

Пример: Фонтанная арматура с подвеской НКТ на резьбе переводника трубной головки, изготовленная по схеме б с дистанционным управлением задвижек, с условным проходом по стволу 80 мм на рабочее давление 35 МПа для коррозионной среды с содержанием H_2S и CO_2 до 6 %, имеет следующее обозначение: АФК6В-80×35К₂.

- Манифольд предназначен для обвязки фонтанной арматуры с трубопроводом, подающим продукцию скважины на замерную установку. Применяются различные схемы таких обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации.

Манифольды предусматривают установку на них штуцеров, вентиля для отбора проб продукции скважины, запорных устройств и предохранительных клапанов. Основные узлы манифольдов унифицированы с узлами и деталями фонтанной арматуры и на концах имеют фланцы под трубы диаметром 80 мм.

Важным элементом фонтанной елки являются штуцерные колодки, устанавливаемые на выкидах и предназначенные для размещения в

них штуцеров. Штуцеры предназначены для регулирования режима работы фонтанной скважины и ее дебита. Штуцеры устанавливаются на обеих выкидных линиях арматуры и подразделяются на нерегулируемые и регулируемые. Более просты и надежны нерегулируемые штуцеры. Они незаменимы в случаях, когда из скважины поступает песок или другой абразивный материал. Существует много конструкций нерегулируемых штуцеров, которые часто выполняются в виде коротких конических втулок из легированной стали или из металлокерамического материала с центральным каналом заданного диаметра. По мере износа штуцера установленный режим работы скважины нарушается и штуцер необходимо менять. Для этого работу скважины переводят временно на запасной отвод, на котором установлен штуцер заданного диаметра, и одновременно меняют изношенный штуцер в основном рабочем отводе.

2. Практическая часть

Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры

Диаметр отверстия устьевого штуцера для фонтанных скважин с большим газовым фактором, определяется по эмпирической формуле Г. Н. Газиева:

$$d = 0,27 \cdot \varphi \sqrt{\frac{Q_{\Gamma} \cdot \rho_{\Gamma} \cdot P_{\text{ш}}}{P_{\text{у}}}}, \quad (2.1)$$

где φ – опытный коэффициент, зависящий от величины газового фактора (принимается $\varphi = 1,0-1,2$); Q_{Γ} – дебит газа, м³/сут; ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³; $P_{\text{у}}$ – давление на устье скважины перед штуцером, кгс/см² (МПа); $P_{\text{ш}}$ – давление за штуцером, кгс/см² (МПа).

Диаметр штуцера можно определить по формуле расхода жидкости через насадку, если газовый фактор невелик или отсутствует:

$$Q = \mu \cdot f \sqrt{2 \cdot g \cdot H}, \quad (2.2)$$

откуда

$$d = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \mu \sqrt{2gH}}}, \quad (2.3)$$

где Q – расход жидкости, м³/с; $\mu = 0,7-0,9$ – коэффициент расхода, зависящий от плотности жидкости; f – площадь насадки, м²; g – ускорение свободного падения; H – напор, м вод. ст.

Напор определяем по формуле

$$H = (P_y - P_{ш}) \cdot 100, \text{ м вод. ст.} \quad (2.4)$$

Таблица 2.2

Исходные данные

Номер варианта	P_y , МПа	Q_r , т/сут	ρ_r , кг/м ³	$P_{ш}$, МПа
1	10	100	1,16	2
2	11	90	1,1	2,5
3	12,5	92	1,15	3,0
4	13	95	1,14	1,8
5	18	98	1,13	1,9
6	14,6	50	1,12	2,1
7	15,8	35	1,11	2,2
8	12,6	110	1,05	2,3
9	13,7	45	1,07	2,4
10	17,5	48	1,08	2,5
11	16,8	60	1,09	2,6
12	14,2	65	1,1	2,7
13	16,1	67	1,16	2,8
14	15,6	70	1,1	2,9
15	14,8	75	1,15	2
16	13,9	80	1,14	2,5
17	12,8	85	1,13	3,0
18	12,2	90	1,12	1,8
19	13,4	95	1,11	1,9
20	11,9	92	1,05	2,1
21	10,6	72	1,07	2,2
22	10,8	74	1,08	2,3
23	16,3	66	1,09	2,4
24	15,5	58	1,1	2,5
25	16,5	51	1,18	2,6
26	13,5	71	1,17	2,7
27	12,5	83	1,16	2,8
28	11,5	88	1,14	2,9
29	10,5	94	1,13	2,2
30	10,7	98	1,15	2,6

Лабораторная работа № 3

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Цель работы: изучить оборудование для освоения скважины, произвести расчет освоения скважины сваби́рованием.

1. Теоретическая часть

Освоение скважины – комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности или приемистости, соответствующей локальным возможностям пласта.

Цель освоения – восстановление естественной проницаемости коллектора на всем протяжении вплоть до обнаженной поверхности пласта перфорационных каналов и получения продукции скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т. е. давления ниже пластового. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот, – небольшой и плавной.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока: тартание, сваби́рование (поршневание), замену скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачку газожидкостной смеси, откачку глубинными насосами.

Тартание – это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (до 16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре штока на уровень жидкости или забой.

Тартание – малопроизводительный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьевая задвижка при фонтанных проявлениях не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната. Однако возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине дают этому способу некоторые преимущества.

Поршневание. При сваби́ровании (поршневании) поршень или сваб спускается на канате или стальной ленте в НКТ. Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25,0–37,5 мм) с приемным клапаном в нижней части. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3–4 шт.), армированные проволочной сеткой. При спуске поршня под уровень жидкость пере-

текает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме клапан закрывается, а манжеты, распираемые давлением столба жидкости над ними, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются. За один подъем поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью тартального каната и обычно не превышает 75–150 м.

Свабирование (поршневание) в 10–15 раз производительнее тартания. Устье при свабировании часто также остается открытым, что связано с опасностями неожиданного выброса.

Замена скважинной жидкости. Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. Выходящая из бурения скважина обычно заполнена глинистым раствором. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления. Так как разница в плотностях заменяемых жидкостях не превышает 25–30 %, то это обстоятельство является ограничением возможности метода.

Компрессорный способ освоения. Этот способ нашел наиболее широкое распространение при освоении фонтанных, полуфонтанных и частично механизированных скважин. В скважину спускается колонна НКТ, а устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве отесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного заранее на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах.

Необходимо отметить, что по решению Госгортехнадзора освоение нефтяных и газовых скважин с закачкой воздуха запрещено в связи с возможностью образования в скважинах взрывоопасных смесей. Однако использование инертных или взрывобезопасных газов (азот, выхлопные газы с минимальным содержанием кислорода и т. д.) позволяет применять компрессорный способ освоения скважин.

Освоение скважин закачкой газированной жидкости. Освоение скважин путем закачки газированной жидкости заключается в том, что вместо чистого газа или воздуха в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачи-

ваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Поскольку плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, то это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Освоение скважинными насосами. На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами, спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемыми дебитом и динамическим уровнем. При откачке из скважины жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины, при которой устанавливается приток из пласта. Такой метод эффективен в тех случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки призабойной зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью, что вызывает необходимость подвоза к скважине промывочной жидкости – нефти и размещения насосного агрегата и емкости. При промывке водой в зимних условиях возникает проблема подогрева жидкости для предотвращения замерзания.

Освоение нагнетательных скважин производится с целью получения возможно большего коэффициента поглощения или приемистости, который можно определить как отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания.

Освоение нагнетательных скважин обеспечивает закачку в пласт расчетных количеств воды при относительно низких давлениях нагнетания. Это приводит к сокращению энергетических затрат на поддержание пластового давления и к некоторому сокращению необходимого числа нагнетательных скважин.

Оборудование для освоения эксплуатационных и нагнетательных скважин

Для освоения скважин с помощью метода тартания и свабирования применяется комплекс оборудования для свабирования скважин КСС-1, обеспечивающий безопасный вызов притока жидкости при освоении с давлением на устье до 14 МПа в умеренной и умеренно-холодной климатической зоне. Комплекс оборудования КСС-1 включает передвижной агрегат, рабочую площадку, комплекты устьевого и иного оборудования.

Устьевое оборудование включает аварийный и рабочий превенторы, спайдер, лубрикатор и сальник для ленты или каната служит для герметизации скважины как при свабировании, так и извлечении скважинного оборудования после окончания процесса. В том числе спайдер обеспечивает удержание грузов при спуске в скважину и извлечении из нее, рабочий превентор герметизирует устье скважины, лубрикатор в сочетании с превентором обеспечивает извлечение свабов из скважины без разгерметизации устья, сальник, уплотняя тяговый орган, герметизирует скважину в процессе парования и при подъеме сваба из скважины.

Аварийный превентор позволяет герметизировать скважину при выходе из строя устьевого оборудования как при наличии ленты или каната, так и без нее. Комплект устьевого оборудования комплекса КСС-1 показан на рис. 3.1.

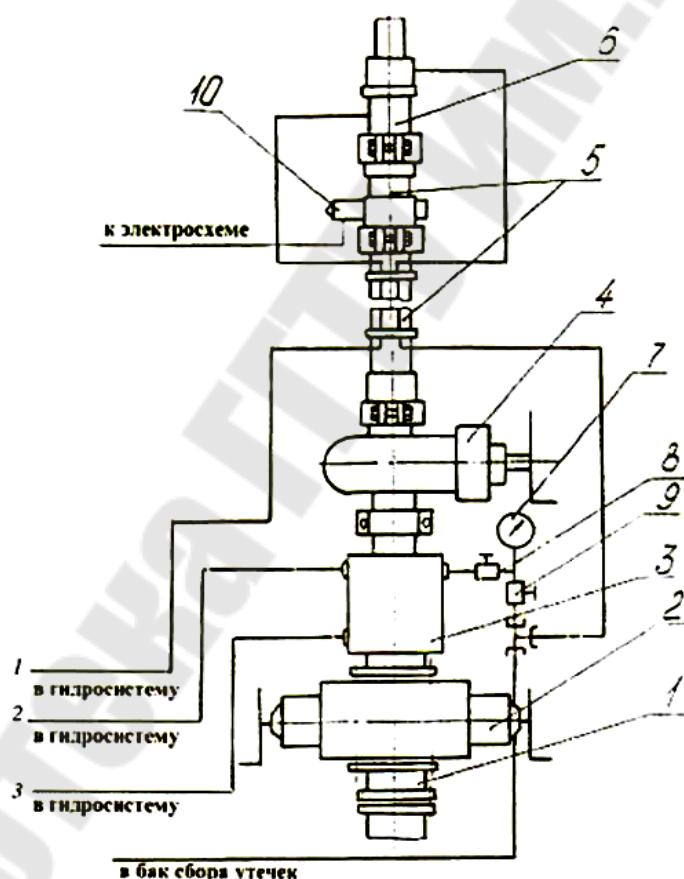


Рис. 3.1. Комплект устьевого оборудования КСС-1:

- 1 – переходная катушка; 2 – аварийный превентор; 3 – рабочий превентор;
 4 – спайдер; 5 – секции лубрикатора; 6 – сальник для ленты; 7 – манометр;
 8, 9 – запорные вентили; 10 – концевой выключатель

Скважинное оборудование включает свабы (плащечный и манжетный), грузы, вертлюги, якорь, клапаны и служит для подъема из

скважины жидкости. Грузы обеспечивают движение свабов вниз. Клапаны – всасывающий, обеспечивает работу сваба в насосном режиме, т. е. без выхода из-под уровня жидкости, и перепускные – позволяют расширить технологические возможности комплекса, в частности обеспечивают возможность освоения скважин со спущенным эксплуатационным оборудованием.

Конструкция свабов представлена на рис. 3.2.

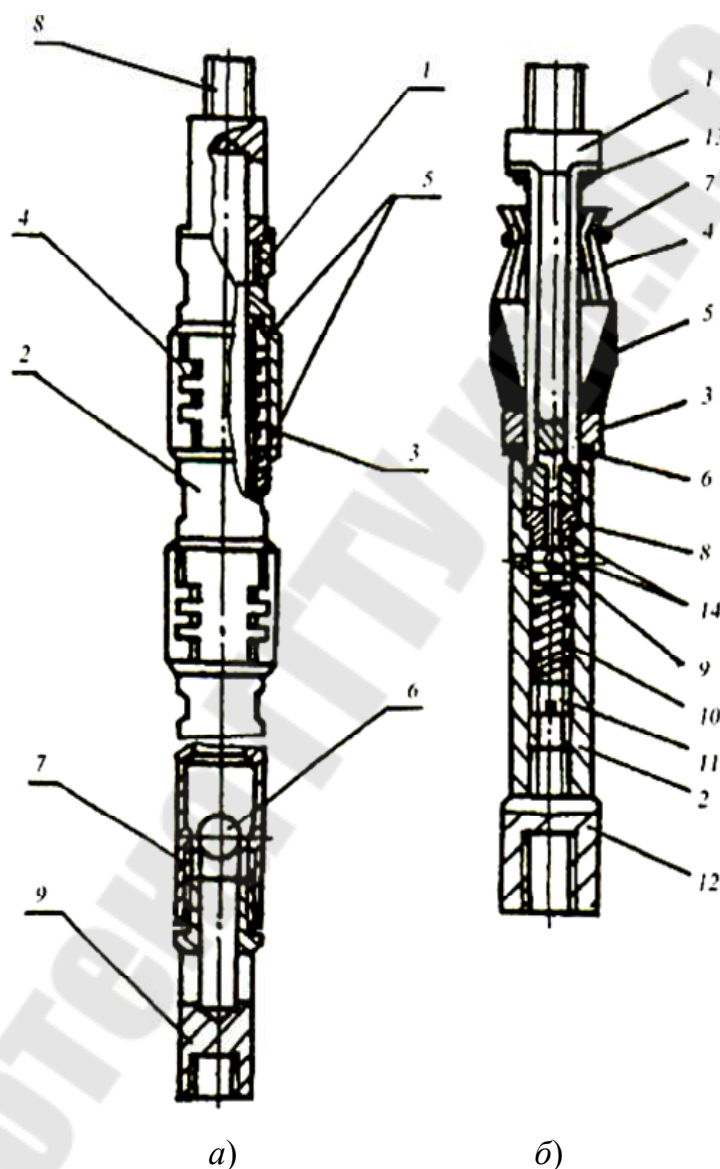


Рис. 3.2. Свабы:

- а – плащечный: 1 – корпус; 2 – муфта; 3 – перегородки; 4 – плашки; 5 – пружины; 6 – шарик клапана; 7 – седло клапана; 8, 9 – переводники;
 б – манжетный: 1 – мандрель; 2 – корпус перепускного клапана; 3 – основание манжеты; 4 – армирующие элементы; 5 – манжета; 6 – седло; 7 – кольцо; 8 – седло перепускного клапана; 9 – шарик; 10 – пружина; 11 – пробка; 12 – переводник; 13 – упорное кольцо; 14 – перепускной канал

Плашечный сваб: длина – 1385 мм; диаметр корпуса – 59 мм; максимальный диаметр при полном выходе плашек – 63,5 мм; масса – 25 кг.

Манжетный сваб: длина – 935 мм; диаметр манжеты – 61,5 или 15 мм; диаметр корпуса – 56 мм; максимальное давление настройки перепускного клапана – 2,0 МПа; масса – 9,6 кг.

Якорь предназначен для предотвращения выброса сваба при освоении скважин, в которых может возникнуть фонтанирование или выбросы нефти и газа. Якорь содержит корпус в виде стакана с окнами в боковой стенке, в которых размещены плашки, фиксируемые в исходном положении заподлицо с наружной поверхностью корпуса пружинами. В нижней части корпуса выполнены каналы, сообщающие внутреннюю полость якоря с полостью НКТ. При резком возрастании давления под внутренней стенкой НКТ в результате начала фонтанирования плашки якоря выдвигаются и прижимаются к стенке труб под действием перепада давления. Так обеспечивается торможение сваба и предотвращение его выброса потоком жидкости и газа.

В связи с тем, что в эксплуатации на нефтяных и газовых промыслах находится большое число подъемных агрегатов для подземного и капитального ремонта скважин (АзИНМАШ-37, Аз2-32, А-50 и др.) и благодаря наличию на них лебедок с характеристиками – все это позволяет проводить свабирование со стальным канатом в качестве тягового органа сваба. Основные составные части устьевого и скважинного оборудования этих агрегатов унифицированы по конструкции с оборудованием комплекса КСС-1 (за исключением узла герметизации каната на устье скважины и крепления тягового органа сваба).

Разработана также модификация комплекса в безмачтовом варианте для случаев совместного применения с агрегатом для подземного и капитального ремонта скважин (когда свабирование проводится в процессе ремонта скважин и демонтаж подъемного агрегата на время свабирования нецелесообразен).

В процессе освоения скважин компрессорным способом наиболее часто применяют передвижные компрессорные установки поршневого типа с дизельным приводом КПУ-16/100 и КПУ-16/250 с рабочим давлением 9,81 и 24,5 МПа соответственно и подачей по условиям всасывания 16 м³/мин.

Используется также станция АК-7/200 – передвижной компрессорный агрегат автономного действия, который состоит из двух дизель-компрессоров ДК-10, установленных на раме-санях.

Станция ДКС-7/200А – передвижная, автономного действия установка на базе двух дизель-компрессоров ДК-10. Дизель-компрессоры и системы станции (охлаждения, всасывания, предпускового подогрева, выхлопа, воздухопровода высокого давления, дистанционного контроля и электрооборудования) смонтированы на платформе автомобиля повышенной проходимости и укрыты съемным металлическим кузовом с дверью и окнами.

Станция ДКС-3,5/200Тп – самоходная компрессорная станция, предназначенная для работы в районах с тяжелыми дорожными и суровыми климатическими условиями. Смонтирована она на плавающем гусеничном транспортере ГТ-Т. Вдоль продольной оси установлен один дизель-компрессор ДК-10. Все оборудование изолировано от воздействия атмосферных осадков кузовом с металлической крышей и откидными бортами. Щит с приборами контроля и управления установлен в кабине водителя. Станция укомплектована необходимой арматурой и устройствами для подсоединения к скважине.

Станция ДКС-3,5/400Б – передвижная компрессорная станция в блочном исполнении, предназначена для освоения глубоких разведочных скважин в различных природно-климатических зонах. Оборудование ее смонтировано на транспортировочной раме и укрыто цельнометаллическим кузовом. Блоки могут работать параллельно. Число блоков определяется объемами потребляемого газа при технологических процессах. Станция может перевозиться различными транспортными средствами, имеющими грузоподъемность не ниже 3,5 т.

При освоении скважин путем замещения технологических жидкостей применяются многочисленные передвижные или стационарные насосные установки. Среди них наиболее часто применяются промывочно-продавочные агрегаты типа ППА-200; агрегаты для депарафинизации скважин типа АДПМ-12/150-У1; цементировочные агрегаты типа ЦА-320, ЦА-400, ЦА-32, ЦА-32У; агрегаты для кислотной обработки скважин типа АНЦ-32/50, АЗК-32, АКОС-32 или АКОС-1.

Агрегат промывочно-продавочный ППА-200 предназначен для нагнетания в скважины различных неагрессивных жидких сред в процессе ремонта скважин, а также при проведении других продавочно-промывочных работ. В состав агрегата входят: насос поршневой двухцилиндровый двухстороннего действия горизонтальный; коробка отбора мощности; емкость для технологической жидкости; трубопровод с шарнирными коленами и запорной арматурой высокого давления для обвязки агрегата с устьем скважины.

Агрегат для депарафинизации нефтяных скважин АДПМ-12/150-У1 предназначен для депарафинизации скважин горячей нефтью при температуре воздуха от -45 до $+45$ °С. Наличие технологических и вспомогательных трубопроводов дает возможность быстро подключать агрегат к скважине и емкости с нефтью. Агрегат легко запускается в работу, нефть нагревается до установленной температуры за 20 минут с момента пуска.

Агрегат цементирувочный АЦ-32 предназначен для нагнетания различных жидких компонентов при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Агрегат для кислотной обработки скважин АНЦ-32 предназначен для транспортирования ингибированной соляной кислоты и нагнетания в скважины жидких сред при солянокислотной обработке призабойных зон скважин.

Установка насосно-бустерная азотная УНБА-9/160 предназначена для проведения технологических операций с использованием взрывобезопасных газовых и газожидкостных смесей в нефтегазовой промышленности при вскрытии продуктивных пластов при бурении с промывкой пеной; проведение внутрискважинных работ с промывкой пеной при ремонте скважин, цементировании обсадных колонн с применением пеноцемента, вызове притока с применением пены; проведение пневмоиспытаний трубопроводов. Установка состоит из компрессорно-мембранного агрегата АКМ-9/15, обеспечивающего получение из атмосферного воздуха воздушной смеси, обогащенной азотом, и насосно-бустерного агрегата НБА-9/160, обеспечивающего компримирование воздушной смеси, обогащенной азотом, для закачки в скважину под высоким давлением, а также перекачки газожидкостных смесей. Агрегаты смонтированы на автомобилях.

2. Практическая часть

Освоение скважины свабированием (рис. 3.3).

1. Определение нагрузки, действующей на канат в точке А (точке подвеса каната над устьем скважины).

Максимальная нагрузка в точке А определяется как

$$P_{\max} = P_{\text{ж}} + P_{\text{кан}} + P'_{\text{кан}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ж}}$ – вес столба жидкости над свабом, Н; $P_{\text{кан}}$ – вес каната, находящегося над жидкостью, Н; $P'_{\text{кан}}$ – вес каната, находящегося в жидкости, Н.

2. Напряжения в канате в точке А определяются как сумма растягивающих и изгибных напряжений:

$$\sigma_{\Sigma} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}}; \quad (3.2)$$

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot P_{\text{max}}}{\pi \cdot d_{\text{к}}^2 \cdot k_{\text{кан}}}; \quad (3.3)$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot \delta_{\text{пр}}}{D_{\text{б}} + d_{\text{к}}}, \quad (3.4)$$

где $d_{\text{к}}$ – диаметр каната, м; $k_{\text{кан}}$ – коэффициент наполнения каната проволоками; $E_{\text{пр}}$ – модуль упругости материала проволок каната, МПа; $\delta_{\text{пр}}$ – диаметр проволоки каната, м; $D_{\text{б}}$ – диаметр бочки барабана или блока(минимальный), м.

Условие прочности для каната:

$$\sigma_{\Sigma} < \frac{[\sigma_{\text{пр}}]}{n_{\text{зап}}}. \quad (3.5)$$

Необходимо произвести освоение скважины, в которую спущена колонна НКТ диаметром $d_{\text{НКТ}}$. Скважина заполнена жидкостью плотностью $\rho_{\text{ж}}$ до статического уровня $H_{\text{ст}}$. Освоение скважины производится с помощью сваба, который посредством каната диаметром $d_{\text{к}}$, свитым из проволок диаметром $\delta_{\text{пр}}$ с коэффициентом наполнения $k_{\text{кан}}$, прикреплен к подъемному барабану диаметром $D_{\text{б}}$.

Исходные данные приведены в табл. 3.1.

1. Определить, за какое количество циклов свабирования уровень жидкости в скважине достигнет $H_{\text{дин}}$, если при этом

$$P_{\text{заб}} = 0,6 \cdot P_{\text{пл}};$$

$$P_{\text{пл}} = 1,1 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{скв}}.$$

2. Определить прочность каната в точке А при последнем цикле подъема сваба.

3. Если канат не выдерживает нагрузку, произвести необходимые конструктивные изменения ($D_{\text{б}}$, $d_{\text{к}}$, $\delta_{\text{пр}}$, $[\sigma_{\text{пр}}]$) и произвести перерасчет с целью выполнения задачи по освоению скважины.

4. Назвать другие способы освоения скважин и области их применения.

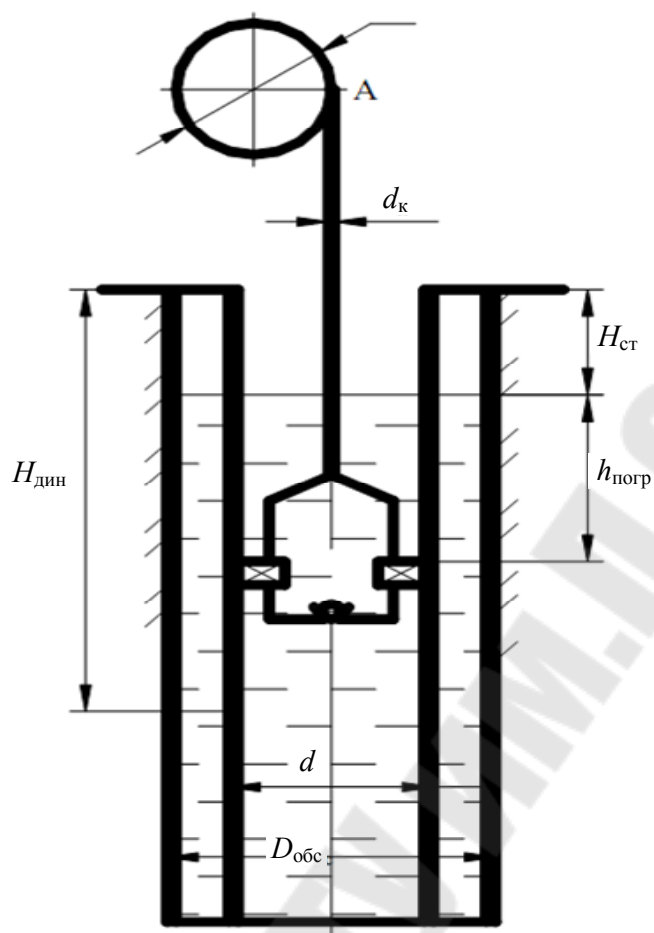


Рис. 3.3. Схема скважины при освоении свабом

Таблица 3.1

Исходные данные

Номер варианта	Наименование параметра	1–5	6–10	11–15	16–20	21–25	26–30
1	Глубина скважины $H_{\text{скв}}$, м	2800	3200	4100	3900	2800	3400
2	D обсадной колонны, мм	146 × 8	146 × 9	168 × 8	146 × 8	146 × 9	146 × 8
3	$d_{\text{НКТ}}$, мм	73	73	73	73	73	73
4	Диаметр барабана $D_{\text{б}}$, мм	500	420	450	475	350	420
5	Диаметр каната $d_{\text{к}}$, мм	15	15	15	15	15	15
6	Диаметр проволоки $\delta_{\text{пр}}$, мм	1,5	1,0	1,2	1,3	0,8	1,0
7	Коэффициент наполнения каната $K_{\text{кан}}$, мм	0,7	0,9	0,8	0,75	0,85	0,8
8	Плотность жидкости $\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³	1200	1180	1100	1150	1130	1120
9	Статический уровень $H_{\text{ст}}$, м	200	170	150	250	220	225
10	Модуль упругости $E_{\text{пр}}$, 10 ⁵ МПа	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
11	Предел прочности материала каната $[\sigma_{\text{пр}}]$, МПа	1100	1200	1600	1500	1400	1300
12	Глубина погружения сваба под жидкость $h_{\text{погр}}$, м	170	160	200	150	180	190
13	Коэффициент запаса прочности $n_{\text{зап}}$	3,5	5	4	4,5	3,9	4,8

Лабораторная работа № 4 АНАЛИТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА

Цель работы: расчет диаметра фонтанного подъемника.

1. Теоретическая часть

Под фонтанной эксплуатацией понимается такой способ подъема продукции скважины от забоя на дневную поверхность, при котором располагаемая энергия на забое $W_{\text{заб}}$ больше или равна энергии, расходуемой на преодоление различных сопротивлений W_c на всей длине скважины в процессе подъема, т. е. $W_{\text{заб}} \geq W_c$.

В процессе фонтанной эксплуатации скважины ее дебит может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения пластового или увеличения забойного давления, увеличения обводненности продукции и других причин. Так как рационально подобранный подъемник должен обеспечивать работу в течение определенного временного интервала при изменении дебита скважины, необходимо уметь рассчитывать, в частности, его диаметр исходя из следующих условий: в начале подъемник работает на максимальном режиме, а по мере снижения дебита переходит на работу на оптимальном режиме, т. е. в течение определенного времени эксплуатации скважины подъемник работает в рациональной области.

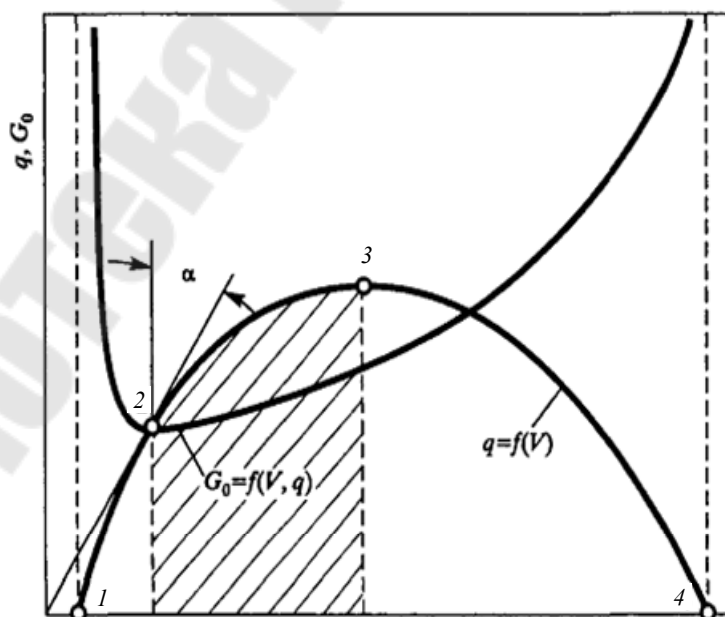


Рис. 4.1. Характеристика подъемника

На рис. 4.1 отмечены следующие точки: точка 1 называется точкой начала выброса; точка 2 – точка оптимальной работы подъемника; точка 3 – максимальная точка – указывает ту максимальную производительность, которую можно получить на данном подъемнике; точка 4 называется конечной точкой; область между точками 2 и 3 – рациональной областью работы подъемника

При работе на оптимальном режиме диаметр подъемника вычисляется по следующей зависимости, в основе которых лежат формулы А. П. Крылова:

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}}{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}} \sqrt[3]{\frac{Q'_{\text{опт}} \cdot H_{\text{б}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}} - P_{\text{б}} + P_{\text{у}}}}, \text{ мм}, \quad (4.1)$$

где $Q'_{\text{опт}}$ – подача подъемника на оптимальном режиме работы, равная дебиту скважины, т/сут; $d_{\text{опт}}$ – внутренний диаметр подъемника при работе на оптимальном режиме, мм.

Если расчетный диаметр $d_{\text{опт}}$ не соответствует стандартному диаметру труб, то принимают ближайший больший стандартный диаметр $d'_{\text{опт}}$.

Возможность работы подъемника с диаметром $d'_{\text{опт}}$ на максимальном режиме (в начале фонтанирования) проверяется с использованием следующей зависимости:

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_{\text{б}}}{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}} \sqrt[3]{Q'_{\text{max}} \cdot \rho_{\text{ж}}^{0,5}}, \text{ мм}, \quad (4.2)$$

где Q'_{max} – максимальная подача подъемника в начале фонтанирования, т/сут; d_{max} – диаметр подъемника при работе на максимальном режиме, мм.

Следует особо отметить, что зависимости $d_{\text{опт}}$ и d_{max} определяют только пропускную способность подъемника при заданных условиях ($\rho_{\text{ж}}$, $P_{\text{б}}$, $P_{\text{у}}$ и $H_{\text{б}}$).

Расчет дебита фонтанной скважины базируется на уравнении притока жидкости из пласта в скважину. При согласованной работе пласта и фонтанного подъемника приток жидкости из пласта должен равняться пропускной способности (подаче) подъемника при работе на оптимальном и максимальном режимах.

Таким образом, одной из основных задач при фонтанной эксплуатации скважин является задача расчета проектных дебитов скважины, соответствующих режимам максимальной и оптимальной по-

дачам подъемника, что предопределяет устойчивую работу системы (пласт + подъемник) и высокий КПД подъемника.

Рассматривая совместную работу пласта и подъемника, следует установить основные параметры, которые определяют работу каждого из этих элементов.

Уравнение притока продукции в скважину таково:

$$Q = k(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n. \quad (4.3)$$

Для условий справедливости закона Дарси уравнение притока запишется в виде:

$$Q = k_{\text{пр}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}). \quad (4.4)$$

Параметром, связывающим работу пласта и подъемника, является забойное давление $P_{\text{заб}}$, которое может быть записано в следующем виде (для случая $H_{\text{б}} < L_{\text{с}}$):

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{б}} + (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g. \quad (4.5)$$

Таким образом, уравнения притока переписутся так:

$$Q = k(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - [(L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g]^n); \quad (4.6)$$

$$Q = k_{\text{пр}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g). \quad (4.7)$$

Уравнения подачи подъемника на оптимальном и максимальном режимах работы могут быть переписаны в следующем виде:

– оптимальный режим:

$$Q = Q_{\text{max}} \frac{H_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g - P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}}}, \quad (4.8)$$

– максимальный режим:

$$Q_{\text{max}} = 1,8 \cdot d^3 \left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}} \right)^{1,5}. \quad (4.9)$$

Условия согласованной совместной работы пласта и подъемника следующие:

– на оптимальном режиме:

$$k(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g)^n = 1,8 \cdot d^3 \left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}} \right)^{1,5} \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}} - P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}}};$$

$$k_{\text{пр}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g) = 1,8 \cdot d^3 \left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}} \right)^{1,5} \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}} - P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}}},$$

– на максимальном режиме:

$$k(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g)^n = 1,8 \cdot d^3 \left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}} \right)^{1,5};$$

$$k_{\text{пр}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho_{\text{ж}} \cdot g) = 1,8 \cdot d^3 \left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}} \right)^{1,5}.$$

2. Практическая часть

Рассчитать диаметр фонтанного подъемника для следующих условий эксплуатации: глубина скважины $L_{\text{с}}$, м; коэффициент продуктивности $k_{\text{пр}}$, т/(сут · МПа); пластовое давление начальное $P_{\text{пл.нач}}$, МПа; пластовое давление текущее $P_{\text{пл.тек}}$, МПа; давление насыщения $P_{\text{нас}}$, МПа; минимально возможное забойное давление $P_{\text{заб}} = P_{\text{нас}}$; средняя плотность нефти при движении ее в подъемнике $\rho_{\text{н}}$, кг/м³; давление на устье скважины $P_{\text{у}} = 1,2$ МПа.

Решение

Так как в процессе эксплуатации скважины забойное давление не должно снижаться ниже давления насыщения, то $P_{\text{заб}} = P_{\text{нас}}$.

Для данного случая глубина спуска башмака подъемника принимается равной глубине скважины $H_{\text{б}} = L_{\text{с}}$.

Рассчитаем дебит скважины для начала фонтанирования:

$$Q'_{\text{мах}} = k_{\text{пр}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \text{ т/сут.} \quad (4.10)$$

А также для случая фонтанирования при работе подъемника на оптимальном режиме:

$$Q'_{\text{опт}} = k_{\text{пр}}(P_{\text{пл.тек}} - P_{\text{заб}}), \text{ т/сут.} \quad (4.11)$$

Рассчитаем диаметр подъемника $d_{\text{опт}}$:

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{б}}}{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}} \sqrt[3]{\frac{Q'_{\text{опт}} \cdot H_{\text{б}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{б}} - P_{\text{б}} + P_{\text{у}}}}, \text{ мм.} \quad (4.12)$$

По номинальному ряду выбираем трубы.

Наружный диаметр, мм (толщина стенки, мм): 60 (8; 10); 73(7; 9); 89 (8; 9; 11); 114 (8; 9; 10; 11); 141 (8; 9; 10; 11); 168 (8; 9; 120; 11).

Вычисляем диаметр труб при работе на максимальном режиме:

$$d_{\max} = 186 \sqrt{\frac{H_6}{P_6 - P_y}} \sqrt[3]{Q'_{\max} \cdot \rho_{\text{ж}}^{0,5}}, \text{ мм.} \quad (4.13)$$

По номинальному ряду выбираем трубы. Исходные данные приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные

Номер варианта	L_c , м	$k_{\text{пр}}$, т/(сут · МПа)	$P_{\text{пл.нач}}$, МПа	$P_{\text{пл.тек}}$, МПа	$P_{\text{нас}}$, МПа	$\rho_{\text{п}}$, кг/м ³
1	1300	52	15,2	12,7	10	792
2	2100	80	17	14	11	800
3	2200	55	16,8	12,8	12	805
4	1400	60	16,7	12,9	13	810
5	1500	65	16,6	13,0	14	815
6	1600	70	16,5	13,1	15	820
7	1700	75	16,4	13,2	10,5	830
8	1800	77	16,3	13,3	11,5	840
9	1900	75	16,2	13,4	12,5	850
10	2000	71	16,1	13,5	13,5	860
11	1350	69	16,0	13,6	14,5	855
12	1450	66	15,3	13,7	14,2	845
13	1550	63	15,4	13,8	13,8	835
14	1650	61	15,5	13,9	14,7	825
15	1750	59	15,6	14	11,6	815
16	1850	57	15,7	12,7	12,3	795
17	1950	55	15,8	14	11,8	868
19	2050	53	15,9	12,8	10,9	849
20	2150	51	16,1	12,9	10,7	854
21	2220	62	16,5	13,0	11,4	831
22	2180	64	16,4	13,1	12,6	826
23	1460	66	16,3	13,2	13,1	814
24	1590	68	16,2	13,3	13,3	833
25	1620	72	16,1	13,4	13,9	837
26	1840	72	16,0	13,5	12,4	844
27	1770	74	15,3	13,6	12,6	846
28	1930	76	15,4	13,7	12,8	851
29	1310	78	16,2	13,8	11,2	878
30	1370	56	16,8	13,9	11,6	899

Лабораторная работа № 5 РАСЧЕТ ГАЗЛИФТНОГО ПОДЪЕМНИКА И ПУСКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Цель работы: определение режимных параметров работы компрессорного подъемника (метод А. П. Крылова, который рекомендуется для уточненных расчетов оборудования и его режимных параметров).

1. Теоретическая часть

Два канала, необходимых для работы газлифтной скважины в реальных условиях, создаются двумя рядами концентрично расположенных труб, т. е. спуском в скважину первого (внешнего) и второго (внутреннего) рядов труб. Внешний ряд труб большего диаметра (обычно 73–102 мм) спускается первым. Внутренний, меньшего диаметра (обычно 48, 60, 73 мм) спускается вторым внутрь первого ряда. Образуется так называемый двухрядный подъемник, в котором, как правило, сжатый газ подается в межтрубное пространство между первым и вторым рядами труб, а ГЖС поднимается по внутреннему, второму ряду труб (рис. 5.1, а). Первый ряд труб обычно спускается до интервала перфорации, а второй – под динамический уровень на глубину, соответствующую рабочему давлению газа, так как погружение башмака НКТ под динамический уровень, выраженное в единицах давления, всегда равно рабочему давлению газа. В газлифтной скважине, оборудованной двухрядным подъемником, реальный динамический уровень устанавливается во внешнем межтрубном пространстве – между обсадной колонной и первым рядом труб.

Разновидностью двухрядного подъемника является полутора-рядный (рис. 5.1, б), в котором для экономии металла трубы первого ряда имеют хвостовую часть (ниже башмака второго ряда) из труб меньшего диаметра. Это существенно уменьшает металлоемкость конструкции, позволяет увеличить скорость восходящего потока, но осложняет операцию по увеличению погружения, т. е. по допуску второго ряда, так как для этого необходимо предварительно изменить подвеску первого ряда труб. Схема однорядного наименее металлоемкого подъемника приведена на рис. 5.1, в. Существует разновидность однорядного подъемника – подъемник с рабочим отверстием (рис. 5.1, г). Один ряд труб необходимого диаметра спускается до забоя (или до верхних дыр перфорации), но на расчетной глубине, т. е. на глубине, где должен быть башмак (глубина места ввода газа в

НКТ), устанавливается рабочая муфта с двумя-четырьмя отверстиями диаметром 5–8 мм. Сечение отверстий должно обеспечить пропуск расчетного количества газа при перепаде давлений у отверстий, не превышающем 0,1–0,15 МПа. Перепад давления у отверстий удерживает уровень жидкости ниже отверстия на 10–15 м и обеспечивает более равномерное поступление газа в трубы. Однорядный подъемник с рабочим отверстием (или муфтой) создает наибольшие скорости восходящего потока, является наименее металлоемким, однако требует подъема колонны труб при необходимости изменения погружения.

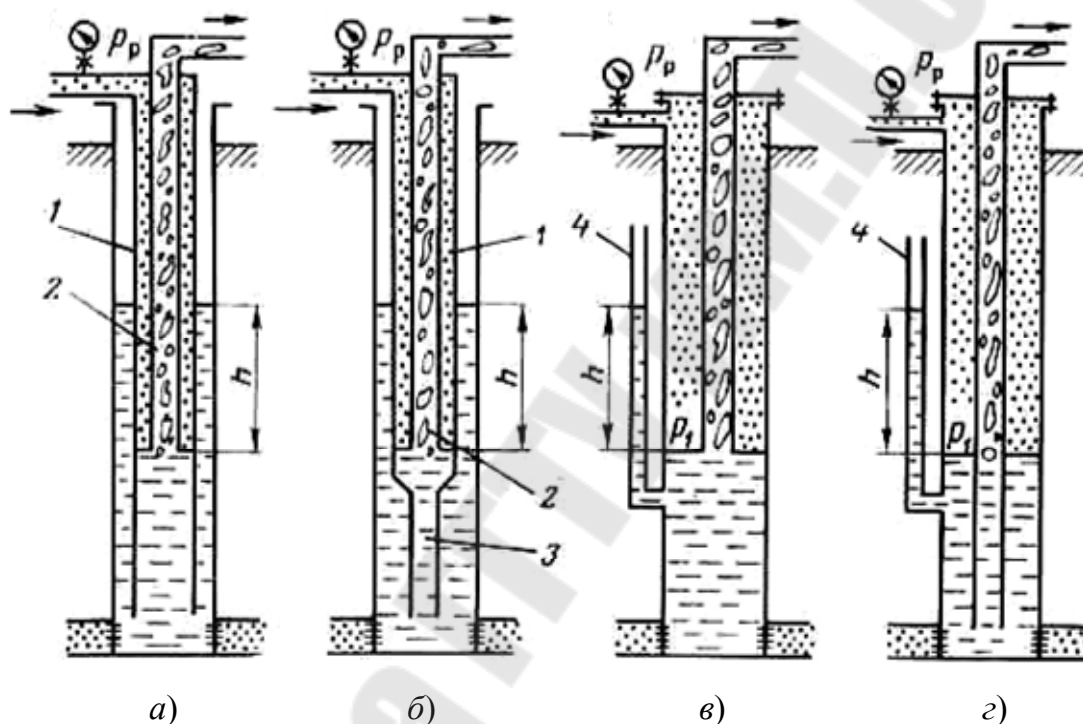


Рис. 5.1. Схема конструкций газлифтных подъемников:

а – двухрядный подъемник; *б* – полуторарядный подъемник; *в* – однорядный подъемник; *г* – однорядный подъемник с рабочим отверстием

Расчет газлифтного подъемника при условиях ограниченного отбора по методике А. П. Крылова включает определение длины и диаметра насосно-компрессорных труб; расхода закачиваемого газа и давлений.

Для максимального отбора жидкости необходимо создать возможно меньшее давление на забой. Исходя из этого глубина спуска компрессорных труб должна быть максимальной, т. е. $L = H$.

Однако спускать трубы до забоя, т. е. до нижних отверстия фильтра и ниже в зумпф нельзя, так как газ, нагнетаемый в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ, будет препятствовать

притоку жидкости из пласта в скважину. Поэтому рекомендуется спускать трубу до верхних отверстий фильтра.

Предположим, что из скважины можно отбирать жидкость при удельном расходе рабочего агента. В этом случае максимальную производительность подъемника можно определить по формуле

$$Q_{\max} = 1,8 \cdot d^3 \left[\frac{P_1 - P_2}{\rho(H - \alpha)g} \right]^{1,5}, \quad (5.1)$$

где H – глубина скважины; α – длина фильтра плюс 20–30 м; g – ускорение свободного падения, м²/с.

Для обеспечения максимального дебита необходимо выбрать наибольший для данной скважины диаметр компрессорных труб и минимально возможное противодавление на устье. Максимальный диаметр компрессорных труб зависит от диаметра эксплуатационной колонны:

$$d_{\text{экв}} = D - \left(\frac{d_{\text{в}}}{2} + \frac{1}{2} \right), \quad (5.2)$$

где $d_{\text{экв}}$ – эквивалентный диаметр круглой трубы; D – номинальный диаметр наружной трубы; $d_{\text{в}}$ – диаметр внутренней трубы.

После вычисления дебита по кольцевой и центральной системам выбирают наибольший из них. Затем подсчитывают удельный расход газа по формуле

$$R_{\max} = \frac{1,2 \cdot 10^{-4} \rho \cdot L}{d_{\text{экв}}^{0,5} (P_1 - P_2) \lg \frac{P_1}{P_2}}. \quad (5.3)$$

Рабочий агент подается в скважину через газораспределительную сеть.

Расчет заканчивается определением удельного расхода нагнетаемого рабочего агента с учетом поступления газа из пласта:

$$R_{\text{нmax}} = R_{\max} - G, \quad (5.4)$$

где G – газовый фактор скважины.

Зная $R_{\text{нmax}}$, можно определить суточный расход нагнетаемого рабочего агента:

$$V_{\text{н}} = Q_{\max} \cdot R_{\text{нmax}}. \quad (5.5)$$

Эксплуатация скважин не протекает бесперебойно. По различным причинам их приходится останавливать для ремонта и вновь пускать в эксплуатацию. Пуск газлифтных скважин имеет некоторые особенности, связанные с принципом их работы. Рассмотрим пуск газлифтной скважины, оборудованной однорядным подъемником, работающим по кольцевой системе. Процесс пуска состоит в доведении закачиваемого газа до башмака подъемных труб, т. е. в отжатию газом уровня жидкости до башмака. Это означает, что объем жидкости в межтрубном пространстве должен быть вытеснен нагнетаемым газом. Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, в результате чего уровень в них становится выше статического. Возникает репрессия на пласт, определяемая превышением столба жидкости над статическим уровнем, под действием которой должно произойти частичное поглощение жидкости пластом. При плохой проницаемости пласта или наличии на забое илистых осадков, которые могут играть роль обратного клапана, т. е. пропускать жидкость из пласта и препятствовать ее поглощению, вся вытесняемая жидкость перетечет в подъемные трубы, так что объем V_1 будет равен объему жидкости V_2 , перемещенной в трубы. При частичном поглощении жидкости пластом $V_2 < V_1$. Обозначим в общем случае

$$V_2 = \alpha \cdot V_1, \quad (5.6)$$

где $\alpha < 1$ при поглощении и $\alpha = 1$ без поглощения.

В момент пуска газлифтной скважины, т. е. когда уровень жидкости в межтрубном пространстве будет оттеснен до башмака, давление газа, действующее на этот уровень, будет уравниваться гидростатическим давлением столба жидкости высотой $h + \Delta h$ в подъемных трубах. Это и будет то максимальное давление газа, которое называется пусковым, необходимое для пуска газлифтной скважины. Таким образом,

$$P_{\text{пуск}} = (h + \Delta h)\rho \cdot g \quad (5.7)$$

или

$$P_{\text{пуск}} = h \cdot \rho \cdot g \left(1 + \alpha \frac{f_{\Gamma}}{f_{\text{ж}}} \right). \quad (5.8)$$

Это и будет формула для определения пускового давления.

2. Расчетная часть

Задание 1. Рассчитать компрессорный подъемник по А. П. Крылову для скважины, работающей с ограниченным отбором жидкости.

Исходные данные:

Пластовое давление $P_{пл} = 5$ МПа.

Средняя плотность смеси нефти и газа между забоем и башмаком труб $\rho_c = 871$ кг/м³.

Максимально допустимая депрессия $\Delta p = 1,2$ МПа.

Коэффициент продуктивности $K = 80$ т/МПа · сут.

Коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha = 5$ 1/МПа.

Абсолютное давление на устье $P_y = 0,12$ МПа.

Располагаемое абсолютное рабочее давление $P_p = 2,85$ МПа.

1. Допускаемый отбор нефти:

$$Q_{доп} = K \cdot \Delta p, \text{ т/сут.} \quad (5.9)$$

2. Забойное давление при данном дебите:

$$P_z = P_{пл} - \Delta p, \text{ Па.} \quad (5.10)$$

3. Длина подъемника:

$$L = H - \frac{P_z - P_{баш}}{\rho_c \cdot g}, \text{ м,} \quad (5.11)$$

где H – глубина скважины, м; g – ускорение свободного падения, м²/с.

Принимая потери напора при движении газа от компрессора до башмака труб равным 0,4 МПа, получим давление у башмака:

$$P_{баш} = P_p - 0,4, \text{ Па.} \quad (5.12)$$

4. Диаметр подъемника при работе на режиме $Q_{опт}$ определяем по формуле А. П. Крылова:

$$d_{опт} = 188 \sqrt{\frac{\rho_n \cdot L}{P_{баш} - P_y}} \sqrt[3]{\frac{Q_{доп} \cdot g \cdot L}{\rho_n \cdot g \cdot L - (P_{баш} - P_y)}}, \text{ мм,} \quad (5.13)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м²/с.

5. Оптимальный полный удельный расход газа:

$$R_{пол} = \frac{9 \cdot 10^{-3} \cdot L(1 - \xi)}{d_{опт}^{0,5} \cdot \xi \cdot \lg \frac{P_{баш}}{P_y}}, \text{ м}^3/\text{т,} \quad (5.14)$$

где ξ – относительное погружение подъемных труб:

$$\xi = \frac{P_{\text{баш}} - P_y}{\rho_n \cdot g \cdot L}. \quad (5.15)$$

6. Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа составит:

$$R_{\text{наг}} = R_{\text{пол}} - (G - \alpha \frac{P_{\text{баш}} + P_y}{2}), \text{ м}^3/\text{т}, \quad (5.16)$$

где G – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$.

7. Суточный расход газа:

$$R_{\text{н.сут}} = R_{\text{наг}} \cdot Q_{\text{доп}}, \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (5.17)$$

Задание 2. Рассчитать пусковые давления компрессорного подъемника.

Определить пусковое давление для подъемника двух- и одно-рядной конструкции кольцевой системы и для подъемника центральной системы в условиях отсутствия и наличия поглощения жидкости пластом и различной высоты статического уровня в скважине.

Исходные данные:

Внутренний диаметр наружного ряда подъемных труб $d_n = 100,3$ мм.

Внутренний диаметр внутреннего ряда $d_b = 62$ мм.

Статический уровень $h_{\text{ст}} = 600$ м.

1. Находим пусковое давление:

$$P_{\text{пуск}} = h_{\text{ст}}^1 \cdot \rho \cdot g \frac{D^2}{D^2 - d_n^2 + d_b^2}, \text{ Па}, \quad (5.18)$$

где $h_{\text{ст}}^1$ – глубина погружения подъемных труб под статический уровень, м; D – внутренний диаметр колонны, м.

$$h_{\text{ст}}^1 = L - h_{\text{ст}}, \text{ м}, \quad (5.19)$$

где L – длина подъемника, м.

2. В случае однорядной конструкции подъемника при диаметре $d_b = 62$ мм и отсутствии поглощения жидкости пластом

$$P_{\text{пуск}} = h_{\text{ст}}^1 \cdot \rho \cdot g \frac{D^2}{d_b^2}, \text{ Па}. \quad (5.20)$$

3. В случае работы подъемника $d_b = 62$ мм при центральной системе

$$P_{\text{пуск}} = h_{\text{ст}}^1 \cdot \rho \cdot g \frac{D^2}{D^2 - d_b^2}, \text{ Па.} \quad (5.21)$$

4. При полном поглощении пластом всей жидкости, вытесняемой из кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и подъемными трубами, пусковое давление зависит только от глубины погружения подъемных труб под статический уровень:

$$P_{\text{пуск}} = h_{\text{ст}}^1 \cdot \rho_n \cdot g, \text{ Па,} \quad (5.22)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, $\text{м}^2/\text{с}$.

Максимально возможное пусковое давление:

$$P_{\text{max}} = L \cdot \rho_n \cdot g, \text{ Па.} \quad (5.23)$$

Исходные данные приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные

Номер варианта	H , м	D , м	G , $\text{м}^3/\text{т}$	L , м	ρ_n , кг/м^3
1	1320	0,15	30	1000	900
2	1400	0,15	60	1100	950
3	1500	0,15	20	1200	930
4	1200	0,128	25	950	920
5	1100	0,128	35	1050	910
6	1350	0,15	45	1150	940
7	1150	0,128	55	1250	870
8	1450	0,15	60	1170	800
9	1250	0,15	30	1070	830
10	1110	0,128	40	1080	850
11	1170	0,128	50	1090	750
12	1260	0,15	36	1010	810
13	1230	0,128	39	1030	760
14	1350	0,15	42	1060	820
15	1380	0,15	44	1080	780
16	1360	0,15	46	1100	790
17	1410	0,15	51	1120	710
18	1420	0,15	58	1140	740
19	1600	0,15	70	1160	910
20	1510	0,15	75	1180	940

Окончание табл. 5.1

Номер варианта	H , м	D , м	G , м ³ /т	L , м	ρ_n , кг/м ³
21	1560	0,15	72	1130	880
22	1440	0,15	65	1150	805
23	1340	0,15	63	1170	705
24	1240	0,128	40	1190	730
25	1140	0,128	45	1030	750
26	1280	0,128	35	1050	760
27	1380	0,15	29	1080	770
28	1480	0,15	36	960	805
29	1580	0,15	41	990	905
30	1320	0,15	58	1000	940

Лабораторная работа № 6

УСТАНОВКА ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

Цель работы: изучить оборудование и методику подбора УШГН.

Штанговые скважинные насосы (ШСН) обеспечивают откачку из скважин углеводородной жидкости обводненностью до 99 %, абсолютной вязкостью до 100 мПа·с, содержанием твердых механических примесей до 0,5 %, свободного газа на приеме до 25 %, объемным содержанием сероводорода до 0,1 %, минерализацией воды до 10 г/л и температурой до 130 °С.

Две трети фонда (66 %) действующих скважин стран СНГ (примерно 16,3 % всего объема добычи нефти) эксплуатируются ШСНУ. Дебит скважин составляет от десятков килограммов в сутки до нескольких тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200–3400 м. ШСНУ включает:

1. Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.

2. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Отличительная особенность штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг.

Оборудование ШСНУ включает (рис. 6.1): штанговый глубинный насос 19, систему насосно-компрессорных труб 17 и штанг 18, на которых насос подвешивается в скважине, приводную часть индивидуальной штанговой установки балансирующего типа, состоящую из станка-качалки и электродвигателя 3, устьевое оборудование скважины 15, предназначенное для подвески насосных труб и герметизации устья, приспособления 13 и 14 для подвески насосных штанг к головке балансира станка-качалки.

В скважину на колонне НКТ под уровень жидкости спускают цилиндр насоса 24, в нижней части которого установлен приемный клапан 27, открывающийся только вверх. Затем на насосных штангах внутрь НКТ спускают поршень 25, называемый плунжером, который устанавливают в цилиндр насоса. Плунжер имеет один или два клапана, открывающиеся только вверх, называемые выкидными 26 или

нагнетательными. Верхний конец штанг прикрепляют к головке переднего плеча балансира станка-качалки. Для направления жидкости из НКТ в выкидную линию и предотвращения ее разлива на устье скважины устанавливают тройник и выше него сальник 21, через который пропускается сальниковый шток 14.

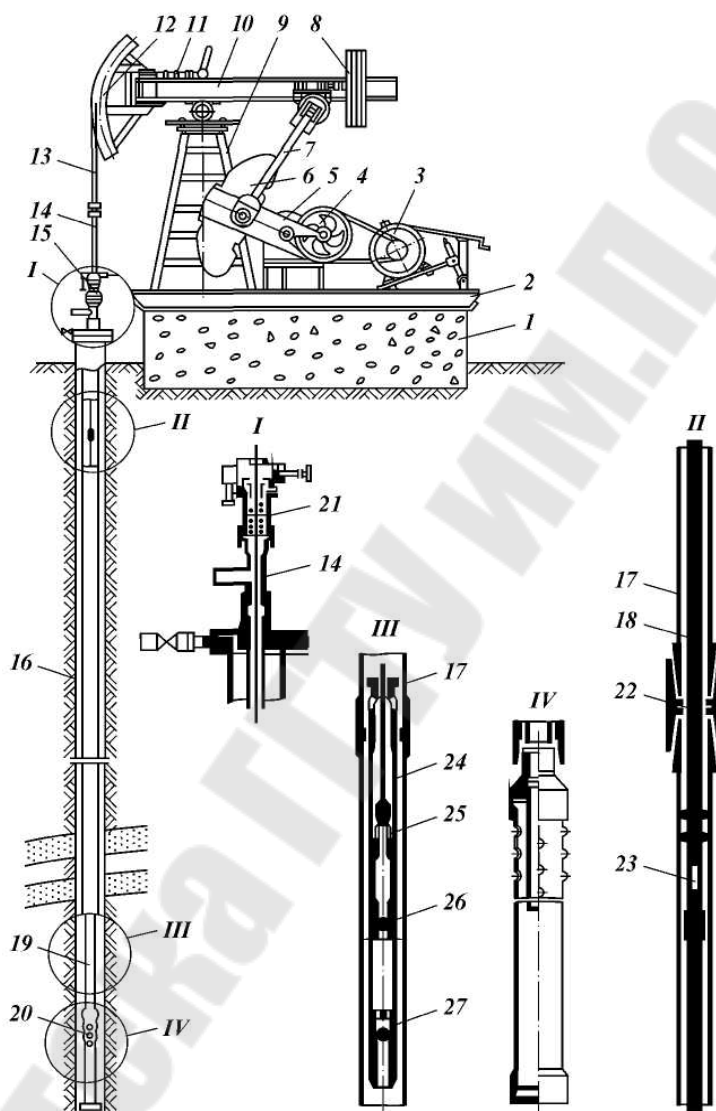


Рис. 6.1. Штанговая глубинно-насосная установка:

I – устьевое оборудование; *II* – подвеска труб и штанг; *III* – глубинный насос;
IV – газовый или песочный якорь

Скважинный насос приводится в действие от станка-качалки, в котором вращательное движение, получаемое от двигателя при помощи редуктора 4, кривошипно-шатунного механизма и балансира 10, преобразуется в возвратно-поступательное движение, передаваемое плунжеру скважинного насоса.

При ходе плунжера вверх под ним падает давление и всасывающий клапан под давлением столба жидкости в затрубном пространстве открывается, жидкость из скважины поступает в цилиндр насоса. В это время нагнетательный клапан плунжера закрыт под давлением столба находящейся под ним жидкости. При ходе плунжера вниз приемный клапан под давлением столба жидкости в насосных трубах закрывается, а клапан, расположенный на плунжере, открывается, и жидкость поступает в насосно-компрессорные трубы. При непрерывной работе плунжера всасывание и нагнетание чередуются, в результате чего при каждом ходе некоторое количество жидкости поступает в НКТ. Уровень жидкости в них постепенно повышается и достигает устья скважины: жидкость начинает переливаться в выкидную линию через тройник с сальниковым устройством.

Простота обслуживания и надежность скважинных насосов, высокий КПД, гибкость в отношении регулирования, отборов жидкости с различных глубин, возможность их применения в осложненных горно-геологических условиях эксплуатации и ряд других преимуществ вывели этот способ на ведущее место в нефтедобывающей отрасли.

Станки-качалки. Основные узлы станка-качалки – рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансиры с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноповешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

Монтируется станок-качалка (рис. 6.2) на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска 17. Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса или выход плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Амплитуду движения головки балансира (длина хода устьевого штока) регулируют путем изменения места сочленения кривошипа с шатуном относительно оси вращения (перестановка пальца кривошипа в другое отверстие).

За один двойной ход балансира нагрузка на СК неравномерная. Для уравнивания работы станка-качалки помещают грузы (противовесы) на балансир, кривошип или на балансир и кривошип. Тогда уравнивание называют соответственно балансирным, кривошипным (роторным) или комбинированным.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и т. д.), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.

Выпускают СК с грузоподъемностью на головке балансира от 2 до 20 т.

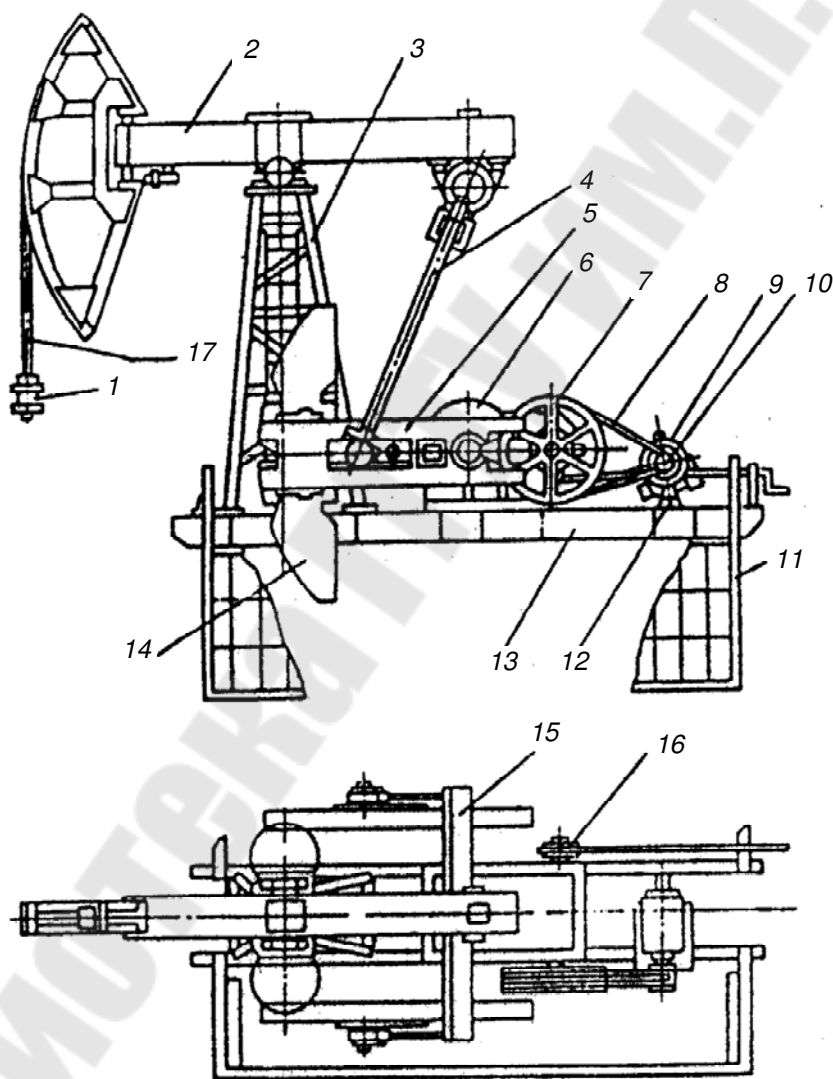


Рис. 6.2. Станок-качалка типа СКД:

- 1 – подвеска устьевого штока; 2 – балансир с опорой; 3 – стойка; 4 – шатун;
 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведомый шкив; 8 – ремень; 9 – электродвигатель;
 10 – ведущий шкив; 11 – ограждение; 12 – поворотная плита; 13 – рама;
 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз; 17 – канатная подвеска

Штанги насосные. Предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжер насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах (рис. 6.3). Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации.

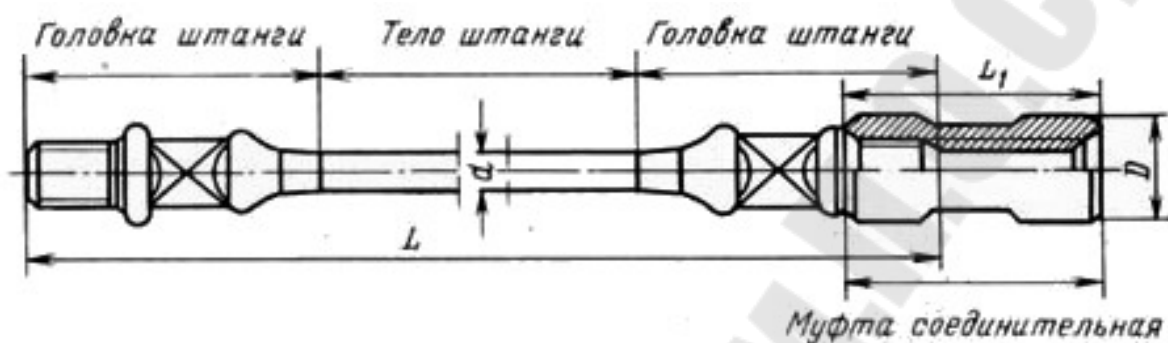


Рис. 6.3. Насосная штанга и соединительная муфта

Для регулирования длины колонн штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги (футовки) длиной 1; 1,2; 1,5; 2 и 3 м.

Штанги соединяются муфтами. Имеются также трубчатые (наружный диаметр 42 мм, толщина 3,5 мм).

Начали выпускать насосные штанги из стеклопластика, отличающиеся большей коррозионной стойкостью и позволяющие снизить энергопотребление до 20 %.

Полые штанги предназначены для передачи движения от головки балансира станка-качалки плунжеру скважинного насоса при непрерывной или периодической подаче в полость насосных труб ингибиторов коррозии, ингибиторов против отложения парафина, растворителей парафина, теплоносителей, деэмульгаторов, жидкости гидрозащиты насоса. Продукция скважины при этом может отбираться как по центральному каналу полых штанг, так и по кольцевому пространству между полыми штангами и НКТ.

При применении полых штанг изменяется конструкция оборудования устья скважин, в состав которого входят устьевой сальник для полых штанг, устьевой полый шток, трубопровод шарнирный, рукав высокого давления и др.

Штанговая колонна работает в тяжелых условиях, на нее действуют агрессивная скважинная среда и переменные нагрузки, приво-

дящие к накоплению усталостных явлений в штанговой колонне. Кроме этого, колонна штанг изнашивается вследствие трения об НКТ при эксплуатации в наклонно направленных скважинах.

Устьевое оборудование. Предназначено для герметизации за-трубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ (рис. 6.4).

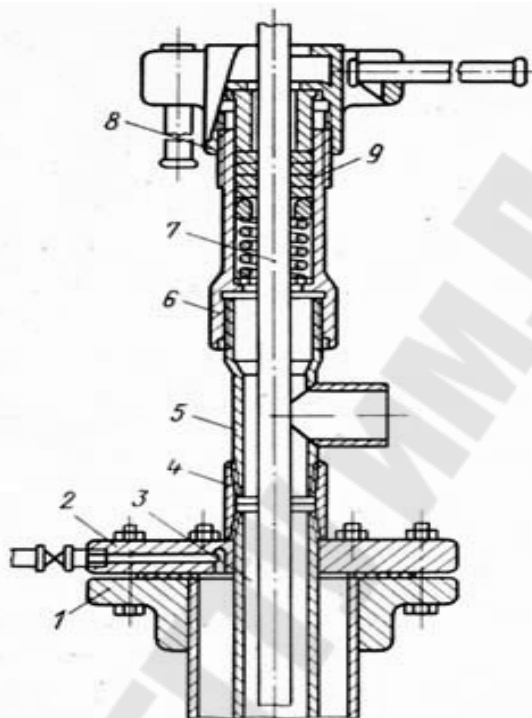


Рис. 6.4. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки:

- 1 – колонный фланец; 2 – планшайба; 3 – НКТ; 4 – опорная муфта;
- 5 – тройник; 6 – корпус сальника; 7 – полированный шток;
- 8 – головка сальника; 9 – сальниковая набивка

Устьевое оборудование типа ОУ включает устьевой сальник, тройник, крестовину, запорные краны и обратные клапаны.

Устьевой сальник используется для уплотнения сальникового штока скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами. Отличительная особенность сальника – наличие пространственного шарового шарнира между головкой сальника (несущей внутри себя уплотнительную набивку) и тройником. Шарнирное соединение, обеспечивая самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью ствола скважины, исключает односторонний износ набивки, увеличивает срок службы сальника, одновременно облегчает смену набивки.

Сальник рассчитан на повышение давления на устье скважины и обеспечивает надежное уплотнение штока при однострубных системах сбора нефти и газа.

Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с, минерализацией воды до 10 г/л, содержанием механических примесей до 3,5 г/л, свободного газа на приеме не более 25 %, сероводорода не более 50 мг/л и концентрацией ионов водорода рН 4,2–8,0 [6].

Стандарт предусматривает выпуск двух схем штанговых насосов: вставных и невставных. Основное принципиальное их отличие в том, что цилиндр невставного насоса встроен в колонну НКТ и для замены насоса необходим подъем колонны НКТ. Вставной насос опускается в трубы НКТ на штангах и крепится в нужном месте колонны с помощью специального фиксирующего устройства, называемого замковой опорой. Применение вставных насосов значительно ускоряет ремонт скважины, так как для его смены требуется подъем лишь штанговой колонны. В то же время невставной насос значительно проще по конструкции и не требует применения замковой опоры. Невставные насосы получили широкое распространение для подъема больших объемов жидкостей из относительно небольших глубин, вставные же насосы более удобны в глубоких скважинах.

Скважинные насосы выпускают следующих типов (рис. 6.5):

- НВ1 вставной с замком наверху;
- НВ2 вставной с замком внизу;
- НН невставной без ловителя;
- НН1 невставной с захватным штоком;
- НН2 невставной с ловителем.

Принципиальное отличие насосов НВ1 от НВ2 в том, что в первом случае крепление осуществляется в верхней части насоса, а во втором – в нижней. Нижнее крепление насоса более предпочтительно при эксплуатации глубоких скважин, однако их применение нежелательно при откачке жидкостей с большим содержанием механических примесей. Верхнее крепление более надежно при добыче нефтей с большим содержанием механических примесей, однако условие нагружения цилиндра насоса не позволяет их использовать на больших подвесках.

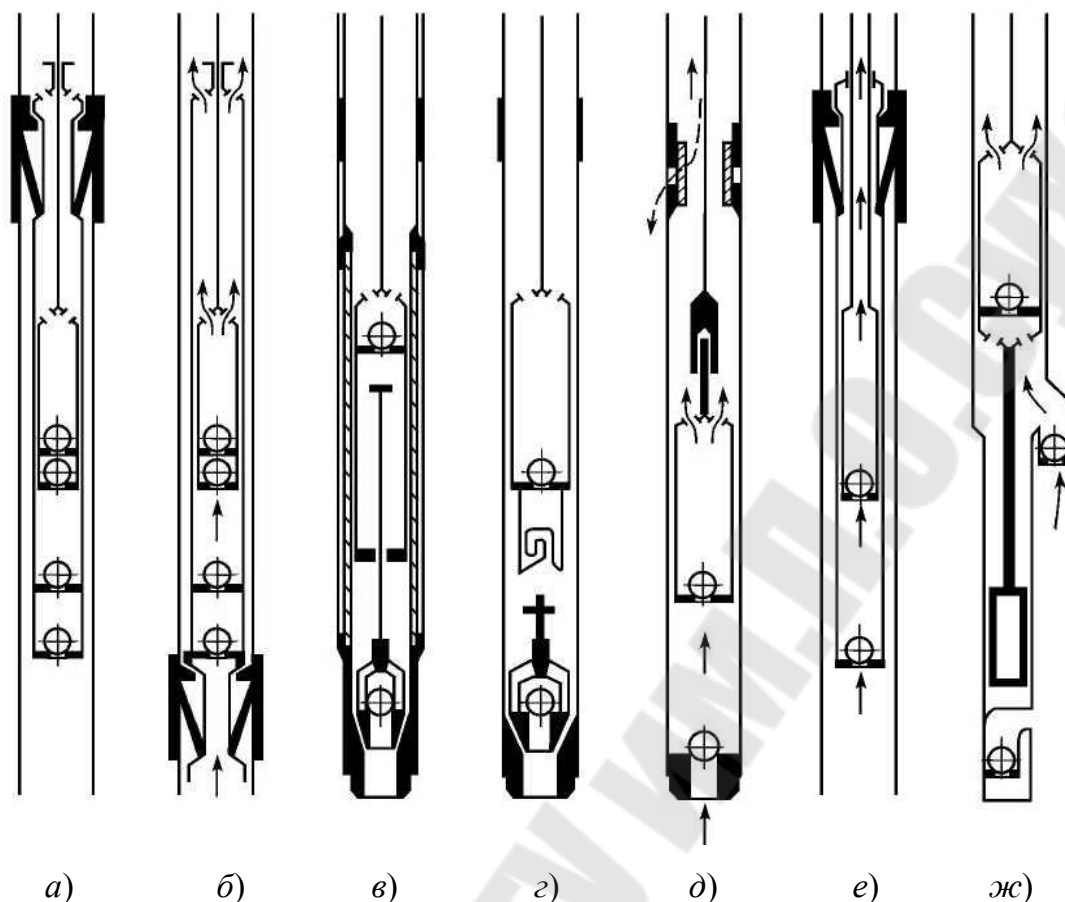


Рис. 6.5. Штанговые насосы обычного (а, б, в, г) и специального (д, е, ж) выполнения, по ОСТ 26-16-06-86

Невставные насосы НН1 отличаются от насосов НН2 механизмом опорожнения колонны НКТ перед подъемом. Узел всасывающего клапана у невставных насосов выполняется съемным для того, чтобы при подъеме НКТ с цилиндром насоса избежать излива жидкости, находящейся в насосных трубах на устье скважины. Наибольшее распространение получили насосы НН2 вследствие большей надежности и простоты конструкции механизма опорожнения.

Узел всасывающего клапана (конус) крепится к цилиндру посредством седла конуса за счет силы трения, в верхней части конуса выполнена крестовина (шток ловителя). В нижней части плунжера выполняется сам ловитель, как правило байонетного типа, позволяющий осуществлять захват и освобождение узла всасывающего клапана. Для извлечения узла всасывающего клапана и последующего опорожнения колонны плунжер опускается в крайнее нижнее положение и затем поворачивается по часовой стрелке с помощью штанговой колонны. При этом происходит захват байонета с крестовиной, и при

последующем подъеме плунжера узел всасывающего клапана срывается с седла и извлекается на поверхность.

У насосов НН1 нагнетательный клапан выполнен в верхней части плунжера, во внутренней полости плунжера свободно размещен захватный шток, жестко закрепленный к узлу всасывающего клапана. При движении плунжера шток остается неподвижным. Во время подземного ремонта штанговой колонны с плунжером насоса головка штока упирается в упорную поверхность плунжера, и узел всасывающего клапана срывается с седла конуса.

Подобное выполнение узла всасывающего клапана позволяет производить его замену без подъема цилиндра насоса и обеспечивать слив жидкости в скважину из НКТ.

В настоящее время наибольшее распространение получила технология сборки насосов НН1 и НН2, при которой осуществляется отдельный спуск цилиндра и плунжера. При этом цилиндр опускают на трубах НКТ, а плунжер – на штангах. Это крайне отрицательно сказывается на качестве сборки насоса и последующем межремонтном периоде его работы, так как плунжер при прохождении внутри колонны НКТ до места установки насоса получает повреждения в виде царапин и рисок на полированной поверхности. Кроме того, механические частицы в виде песка, отложений, окалина срываются со стенок НКТ, попадают на внутреннюю поверхность зеркала цилиндра и забивают клапанные узлы, существенно снижая ресурс работы насоса. Поэтому ОСТ 26-16-06–86 предусматривает выпуск насосов ННБА, которые собирают на поверхности и спускают в скважину на трубах НКТ. Низ штанговой колонны оборудуется специальным сцепляющим устройством, и после спуска колонны штанг происходит сцепление его со штоком плунжера. Такие насосы, как правило, имеют сливное устройство, позволяющее опорожнять колонну НКТ перед ее подъемом. Это устройство размещено выше цилиндра. Узел всасывающего клапана выполняют несъемным.

Задача подбора оборудования УШГН и установления режима его работы формулируется следующим образом: выбрать компоновку основного оборудования и режим его работы для конкретной скважины или группы скважин таким образом, чтобы обеспечивался заданный отбор жидкости при оптимальных технологических и технико-экономических показателях эксплуатации.

Эта задача решается как при проектировании разработки нового нефтяного месторождения, так и в процессе его эксплуатации.

При проектировании эксплуатации скважины штанговым насосом выбирают типоразмеры станка-качалки и электродвигателя, тип и диаметр скважинного насоса, конструкцию колонны подъемных труб и рассчитывают следующие параметры: глубину спуска насоса, режим откачки, т. е. длину хода и число качаний, конструкцию штанговой колонны.

Существует множество методик подбора УШГН к нефтяным скважинам, успешно применяемым в разных нефтяных регионах.

Для решения поставленных задач при подборе УШГН необходимо знать или задавать такие параметры, которые характеризуют работу нефтяного пласта (табл. 6.1).

К таким параметрам относится коэффициент продуктивности скважины, характеризующий интенсивность притока жидкости в скважину и численно равный дебиту ее, приходящемуся на единицу перепада давления между пластом и скважиной.

При линейном законе фильтрации коэффициент продуктивности скважины, т/(сут · МПа):

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{p_{c1} - p_{c2}}, \quad (6.1)$$

где Q_1 , Q_2 и p_{c1} , p_{c2} – соответственно дебиты скважин и забойные давления на первом и втором режимах работ.

При нелинейном законе фильтрации определяются постоянные, входящие в уравнение притока. При выборе режима работ руководствуются следующими положениями: при первом выбирается минимально возможный дебит, втором – дебит увеличивают в 1,5–2 раза. Динамограммы снимают при установившихся режимах работы скважины. При каждом режиме записывают следующие линии: нулевую, веса штанг в жидкости, статической нагрузки в крайнем верхнем и нижнем положениях балансира станка-качалки.

Забойное давление заменяют максимальной статической нагрузкой $G_{ст\ max}$, которую можно определить по динамограмме или формуле

$$G_{ст\ max} = G_{шт} + G_{ж} + G_{тр} - G_{пог}, \quad (6.2)$$

где $G_{шт}$ – нагрузка от веса колонны штанг в жидкости, Н; $G_{ж}$ – нагрузка от веса столба жидкости, действующей на плунжер, Н; $G_{тр}$ – силы трения, Н; $G_{пог}$ – сила, действующая на плунжер насоса снизу, или уменьшение нагрузки на головку балансира из-за погружения насоса под динамический уровень жидкости, Н.

С учетом этого коэффициент продуктивности скважин:

$$K = \frac{(Q_2 - Q_1)F_{\text{пл}}}{G_{\text{ст max}_2} - G_{\text{ст max}_1}}, \quad (6.3)$$

где $F_{\text{пл}}$ – площадь сечения плунжера насоса, м²; $G_{\text{ст max}_1}$ и $G_{\text{ст max}_2}$ – статические нагрузки в точке подвеса штанг при работе соответственно на первом и втором режимах.

Таблица 6.1

Исходные данные для подбора УШГН

Параметр	Обозначение	Единица измерения
Глубина скважины	H	м
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	$D_{\text{эк}}$	мм
Пластовое давление	$P_{\text{пл}}$	МПа
Коэффициент продуктивности скважины	$K_{\text{пр}}$	м ³ /(сут · МПа)
Планируемый дебит жидкости	$Q_{\text{ж}}$	м ³
Объемная обводненность продукции	$n_{\text{в}}$	–
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{\text{нд}}$	кг/м ³
Плотность пластовой воды	$\rho_{\text{в}}$	кг/м ³
Плотность газа (при стандартных условиях)	$\rho_{\text{г.ст}}$	кг/м ³
Кинематическая вязкость воды	$\nu_{\text{в}}$	м ² /с
Кинематическая вязкость нефти	$\nu_{\text{н}}$	м ² /с
Газовый фактор	Γ_0	м ³ /м ³
Давление насыщения нефти газом	$P_{\text{нас}}$	МПа
Устьевое давление	$P_{\text{у}}$	МПа
Средняя температура скважины	$T_{\text{ск}}$	К
Объемный коэффициент нефти	$b_{\text{н}}$	доля ед.

Для расчета физических свойств продукции используют следующие приближенные зависимости.

Количество растворенного в нефти газа $\Gamma_0(p)$ при заданном давлении:

$$\Gamma_0(p) = \Gamma_0(p_{\text{нас}}) \left[\frac{(p - p_0)}{(p_{\text{нас}} - p_0)} \right]^c, \quad (6.4)$$

где $\Gamma_0(p_{\text{нас}})$ – количество газа, растворенного в 1 м³ нефти при давлении насыщения $p_{\text{нас}}$, приведенное к нормальным условиям, м³/м³;

p, p_0 – соответственно текущее и атмосферное давление, МПа; c – эмпирический коэффициент, значение которого для технических расчетов составляет 0,5.

Объемные коэффициенты нефти $b_n(p)$ и жидкости $b_{ж}(p)$ рассчитывают по формулам:

$$b_n(p) = 1 + (b_n - 1) \left[\frac{(p - p_0)}{(p_{нас} - p_0)} \right]^{0,25}; \quad (6.5)$$

$$b_{ж}(p) = b_n(p)(1 - n_B) + b_B(p)n_B,$$

где $b_n(p), b_B(p)$ – объемные коэффициенты соответственно нефти при $p = p_{нас}$ и воды.

Для технических расчетов $b_B(p) = 1$.

Расчетный вариант компоновки УШГН выбирается следующим образом:

По одной из методик [2], [3] рассчитывают давление в стволе скважины, начиная от забоя и до глубины, где $p = 0,2-0,5$ МПа, т. е. на некоторое значение принятого давления на приеме насоса для скважин данного объекта разработки.

Определяют глубину спуска насоса. Глубина спуска насоса L_n и, следовательно, давление на его приеме p_n должны быть, с одной стороны, достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения, а с другой – по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на приеме насоса зависит в первую очередь от содержания свободного газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси. Если свободного газа в откачиваемой смеси мало, что наблюдается, например, при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то необходимое давление на приеме насоса обусловлено гидравлическими потерями во всасывающем клапане. Согласно практическим рекомендациям А. Н. Адонина, для таких условий при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости жидкости не более $10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ШГН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20–60 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,15–0,5 МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой смеси оказывается весьма сложно заранее обосновать оптимальное давление на приеме насоса. На основании опыта эксплуатации УШГН

в различных условиях оптимальное давление на приеме насоса составляет 2,0–2,5 МПа. В среднем оно должно составлять примерно 30 % от давления насыщения нефти газом, т. е.

$$p_{\text{п}} = 0,3 \cdot p_{\text{нас}}. \quad (6.6)$$

При выборе оптимального типоразмера установки и режима ее работы необходимо задаваться несколькими вариантами возможных глубин спуска насоса и для каждого варианта проводить расчеты.

Следует учитывать, что на конкретном месторождении возможный диапазон глубин спуска насосов может быть ограничен по тем или иным причинам технологического и технического характера, например из-за отложения солей или парафина, степени кривизны ствола скважины и т. д.

Определяют расход газожидкостной смеси при давлении на приеме насоса $p_{\text{п}}$ по формуле

$$Q_{\text{см}}(p_{\text{п}}) = Q_{\text{ж}}(p_{\text{п}}) + V_{\text{гсв}}(p_{\text{п}}). \quad (6.7)$$

Видоизменяют и ранее приведенные расчетные формулы для $Q_{\text{см}}(p_{\text{п}})$ с учетом давления на приеме насоса.

При выборе типа и размера насоса учитывают состав откачиваемой жидкости (наличие песка, газа и воды) и ее свойства, дебит скважины и высоту подъема жидкости.

Если по условиям эксплуатации возможно применение как вставных, так и невставных насосов, то следует иметь в виду, что первые предпочтительно использовать при больших глубинах спуска и необходимости часто извлекать насосы из скважины. Однако вставные насосы спускают на колонне труб большего диаметра, чем невставные, что требует больших капитальных затрат и амортизационных отчислений.

Группу посадки насоса, определяемую по значению зазора между плунжером и цилиндром, выбирают в зависимости от вязкости, обводненности, температуры откачиваемой жидкости и глубины спуска насоса. Насосы с более плотной посадкой (0 и 1) рекомендуются для откачки легкой маловязкой нефти при глубине спуска более 1200 м в скважинах с повышенными устьевыми давлениями. Насосы второй группы посадки следует применять для откачки жидкостей малой и средней вязкости с глубины до 1200 м при температуре до 30–40 °С. Насосы третьей группы посадки рекомендуется использовать для откачки высоковязкой нефти, а также жидкости с высокой температурой или повышенным содержанием песка и парафина.

При скорости откачки $S_{II} < 34$ м/мин рекомендуется применять клапанные узлы с одним или двумя шариками, причем последние неприемлемы для скважин с малым погружением насоса под динамический уровень. Клапанные узлы с увеличенным проходным сечением следует использовать при повышенных скоростях откачки $S_{II} > 34$ м/мин или повышенной вязкости жидкости.

Лабораторная работа № 7

ПОДБОР УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ

Цель работы: изучить методику подбора погружных центробежных насосов к нефтяным скважинам.

1. Теоретическая часть

Под подбором УЭЦН к нефтяным скважинам, в узком, конкретном значении, понимается определение типоразмера или типоразмеров установок, обеспечивающих заданную добычу пластовой жидкости из скважины при оптимальных или близких к оптимальным рабочих показателях (подаче, напоре, мощности, наработке на отказ и пр.). В более широком смысле под подбором понимается определение основных рабочих показателей взаимосвязанной системы «нефтяной пласт – скважина – насосная установка» и выбор оптимальных сочетаний этих показателей. Оптимизация может вестись по различным критериям, но в конечном итоге все они должны быть направлены на один конечный результат – минимизацию себестоимости единицы продукции – тонны нефти.

Основные положения методики подбора УЭЦН к нефтяной скважине

Методика подбора УЭЦН к скважинам основывается на знаниях законов фильтрации пластового флюида в пласте и призабойной зоне пласта, на законах движения водо-газо-нефтяной смеси по обсадной колонне скважины и по колонне НКТ, на зависимостях гидродинамики центробежного погружного насоса. Кроме того, часто необходимо знать точные значения температуры как перекачиваемой жидкости, так и элементов насосной установки, поэтому в методике подбора важное место занимают термодинамические процессы взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и токонесущего кабеля с откачиваемым многокомпонентным пластовым флюидом, термодинамические характеристики которого меняются в зависимости от окружающих условий.

Необходимо отметить, что при любом способе подбора УЭЦН есть необходимость в некоторых допущениях и упрощениях, позволяющих создавать более или менее адекватные модели работы системы «пласт – скважина – насосная установка».

В общем случае к таким вынужденным допущениям, не ведущим к значительным отклонениям расчетных результатов от реальных промысловых данных, относятся следующие положения:

1. Процесс фильтрации пластовой жидкости в призабойной зоне пласта во время процесса подбора оборудования является стационарным, с постоянными значениями давления, обводненности, газового фактора, коэффициента продуктивности и т. д.

2. Инклинограмма скважины является неизменным во времени параметром.

Общая методика подбора УЭЦН при выбранных допущениях выглядит следующим образом:

1. По геофизическим, гидродинамическим и термодинамическим данным пласта и призабойной зоны, а также по планируемому (оптимальному или предельному в зависимости от задачи подбора) дебиту скважины определяются забойные величины – давление, температура, обводненность и газосодержание пластового флюида.

2. По законам разгазирования (изменения текущего давления и давления насыщения, температуры, коэффициентов сжимаемости газа, нефти и воды) потока пластовой жидкости, а также по законам относительного движения отдельных составляющих этого потока по колонне обсадных труб на участке «забой скважины – прием насоса» определяется необходимая глубина спуска насоса, или, что практически то же самое – давление на приеме насоса, обеспечивающие нормальную работу насосного агрегата. В качестве одного из критериев определения глубины подвески насоса может быть выбрано давление, при котором свободное газосодержание на приеме насоса не превышает определенную величину. Другим критерием может являться максимально допустимая температура откачиваемой жидкости на приеме насоса.

В случае реального и удовлетворяющего потребителя результата расчета необходимой глубины спуска насоса осуществляется переход к п. 3 настоящего издания.

Если же результат расчета оказывается нереальным (например – глубина спуска насоса оказывается больше глубины самой скважины), расчет повторяется с п. 1 при измененных исходных данных, например, при уменьшении планируемого дебита, при увеличенном коэффициенте продуктивности скважины (после планируемой обработки призабойной зоны пласта), при использовании специальных предвключенных устройств (газосепараторов, деэмульгаторов) и т. д.

Расчетная глубина подвески насоса проверяется на возможный изгиб насосной установки, на угол отклонения оси скважины от вер-

тикали, на темп набора кривизны, после чего выбирается уточненная глубина подвески.

3. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса.

4. По планируемому дебиту и потребному напору выбираются насосные установки, чьи рабочие характеристики лежат в непосредственной близости от расчетных величин дебита и напора. Для выбранных типоразмеров насосных установок проводится пересчет их «водяных» рабочих характеристик на реальные данные пластовой жидкости – вязкость, плотность, газосодержание.

5. По новой «нефтяной» характеристике насоса выбирается количество рабочих ступеней, удовлетворяющих заданным параметрам – подаче и напору. По пересчитанным характеристикам определяется мощность насоса и выбирается приводной электродвигатель, токнесущий кабель и наземное оборудование (трансформатор и станция управления).

6. По температуре пластовой жидкости на приеме насоса, по мощности, КПД и теплоотдаче насоса и погружного электродвигателя определяется температура основных элементов насосной установки – обмотки электродвигателя, масла в гидрозащите, токоввода, токоведущего кабеля и т. д. После расчета температур в характерных точках уточняется исполнение кабеля по теплостойкости (строительной длины и удлинителя), а также исполнение ПЭД, его обмоточного провода, изоляции и масла гидрозащиты.

Если расчетная температура оказывается выше, чем предельно допустимая для применяемых в данном конкретном регионе элементов насосных установок или заказ высокотемпературных дорогих узлов УЭЦН невозможен, расчет необходимо провести для других насосных установок (с измененными характеристиками насоса и двигателя, например с более высокими КПД, с большим внешним диаметром двигателя и т. д.).

7. После окончательного подбора УЭЦН по величинам подачи, напора, температуры и габаритным размерам проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения нефтяной скважины после бурения или подземного ремонта. При этом в качестве откачиваемой жидкости для расчета принимается тяжелая жидкость глушения или иная жидкость (пена), используемая на данной скважине. Расчет ведется для измененных плотности и вязкости, а также для дру-

гих зависимостей теплоотода от насоса и погружного электродвигателя к откачиваемой жидкости. Во многих случаях при указанном расчете определяется максимально возможное время безостановочной работы погружного агрегата при освоении скважины до достижения критической температуры на обмотках статора погружного двигателя.

8. После окончания подбора УЭЦН установка при необходимости проверяется на возможность работы на пластовой жидкости, содержащей механические примеси или коррозионно-активные элементы. При невозможности заказа для данной конкретной скважины специального исполнения износо- или коррозионностойкого насоса определяются необходимые геолого-технические и инженерные мероприятия, позволяющие снизить влияние нежелательных факторов.

2. Практическая часть

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие исходные данные:

1. Плотности, кг/м³: воды; сепарированной нефти; газа в нормальных условиях.
2. Вязкости, м²/с: воды; нефти.
3. Планируемый дебит скважины, м³/сут.
4. Обводненность продукции пласта, доли единицы.
5. Газовый фактор, м³/м³.
6. Объемный коэффициент нефти, ед.
7. Глубина расположения пласта (отверстий перфорации), м.
8. Пластовое давление и давление насыщения, МПа.
9. Пластовая температура и температурный градиент, С, С/м.
10. Коэффициент продуктивности, м³/ МПа · сут.
11. Буферное давление, МПа.
12. Геометрические размеры обсадной колонны (наружный диаметр и толщина стенки), колонны НКТ (наружный диаметр и толщина стенки), насоса и погружного двигателя (наружный диаметр), мм.

Подбор установки ЭЦН ведется в следующей последовательности:

1. Определяем плотность смеси на участке «забой скважины – прием насоса» с учетом упрощений:

$$\rho_{см} = [\rho_{в} \cdot b + \rho_{н} (1 - b)](1 - \Gamma) + \rho_{г} \cdot \Gamma, \quad (7.1)$$

где $\rho_{н}$ – плотность сепарированной нефти, кг/м³; $\rho_{в}$ – плотность пластовой воды; $\rho_{г}$ – плотность газа в стандартных условиях; Γ – текущее объемное газосодержание; b – обводненность пластовой жидкости.

2. Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{\text{заб}} = \frac{P_{\text{пл}} - Q}{K_{\text{прод}}}, \quad (7.2)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; Q – заданный дебит скважины; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины.

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

$$H_{\text{дин}} = \frac{L_{\text{скв}} - P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g}. \quad (7.3)$$

4. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона (например – $\Gamma = 0,15$):

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma)P_{\text{нас}} \quad (7.4)$$

(при показателе степени в зависимости разгазирования пластовой жидкости $m = 1,0$), где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения.

5. Определяем глубину подвески насоса:

$$L = \frac{H_{\text{дин}} + P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}} \cdot g}. \quad (7.5)$$

6. Определяем температуру пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{скв}} - L)G_{\text{T}}, \quad (7.6)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура; G_{T} – температурный градиент.

7. Определяем объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^{\text{ж}} = b + (1 - b)(1 + (B - 1)\sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}}), \quad (7.7)$$

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

8. Вычисляем дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q \cdot B^{\text{ж}}. \quad (7.8)$$

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

$$G_{\text{пр}} = G \left(1 - \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}\right), \quad (7.9)$$

где G – газовый фактор.

10. Определяем газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{\text{пр}})B^{\text{жк}}}{G_{\text{пр}}} + 1}. \quad (7.10)$$

11. Вычисляем расход газа на входе в насос:

$$Q_{\text{г.пр.с}} = \frac{Q_{\text{пр}} \cdot \beta_{\text{вх}}}{1 - \beta_{\text{вх}}}. \quad (7.11)$$

12. Вычисляем приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = \frac{Q_{\text{г.пр.с}}}{f_{\text{скв}}}, \quad (7.12)$$

где $f_{\text{скв}}$ – площадь сечения скважины на приеме насоса.

13. Определяем истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + (C_{\text{п}}/C)\beta_{\text{пр}}}, \quad (7.13)$$

где $C_{\text{п}}$ – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ($C_{\text{п}} = 0,02$ см/с при $b < 0,5$ или $C_{\text{п}} = 0,16$ см/с при $b > 0,5$).

14. Определяем работу газа на участке «забой – прием насоса»:

$$P_{\text{г1}} = P_{\text{нас}} \left[\left(\frac{1}{1 - 0,4\varphi} \right) - 1 \right]. \quad (7.14)$$

15. Определяем работу газа на участке «нагнетание насоса – устье скважины»:

$$P_{\text{г2}} = P_{\text{нас}} \left[\left(\frac{1}{1 - 0,4\varphi} \right) \right], \quad (7.15)$$

где

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\frac{(1 + P_{\text{буф}})B_{\text{буф}}^*}{G_{\text{буф}}} + 1};$$
$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + (C_{\text{п}}/C)\beta_{\text{буф}}}.$$

Величины с индексом «буф» относятся к сечению устья скважины и являются «буферными» давлением, газосодержанием и т. д.

16. Определяем потребное давление насоса:

$$P = \rho \cdot gL_{\text{дин}} + P_{\text{буф}} - P_{\text{г1}} - P_{\text{г2}}, \quad (7.16)$$

где $L_{\text{дин}}$ – глубина расположения динамического уровня; $P_{\text{буф}}$ – буферное давление; $P_{\text{г1}}$ – давление работы газа на участке «забой – прием насоса»; $P_{\text{г2}}$ – давление работы газа на участке «нагнетание насоса – устье скважины».

17. По величине подачи насоса на входе, потребному давлению (напору насоса) и внутреннему диаметру обсадной колонны выбираем типоразмер погружного центробежного насоса и определяем величины, характеризующие работу этого насоса в оптимальном режиме (подача, напор, КПД, мощность) и в режиме подачи, равной «0» (напор, мощность).

18. Определяем коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95v^{0,85} \cdot Q_{0,v}^{-0,57}, \quad (7.17)$$

где v – эффективная вязкость смеси; $Q_{0,v}$ – оптимальная подача насоса на воде.

19. Вычисляем коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = \frac{1 - 1,95v^{0,4}}{Q_{0,v}^{0,27}}, \quad (7.18)$$

где $Q_{0,v}$ – подача в м³/с.

20. Вычисляем коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + \frac{6,02Q_{\text{пр}}}{f_{\text{скв}}}}, \quad (7.19)$$

где $f_{\text{СКВ}}$ – площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса.

21. Определяем относительную подачу жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{о.в}}}, \quad (7.20)$$

где $Q_{\text{о.в}}$ – подача в оптимальном режиме по «водяной» характеристике насоса.

22. Определяем относительную подачу на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{о.в}} \cdot K_{QV}}. \quad (7.21)$$

23. Вычисляем газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{\text{пр}} = \beta_{\text{вх}} (1 - K_c). \quad (7.22)$$

24. Определяем коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07v^{0,6} \cdot q_{\text{пр}}}{Q_{\text{о.в}}^{0,57}}. \quad (7.23)$$

25. Определяем коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta}{(0,85 - 0,31q_{\text{пр}})^A}, \quad (7.24)$$

где $A = \frac{1}{15,4 - 19,2q_{\text{пр}} + (6,8q_{\text{пр}})^2}$.

26. Определяем напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{Hv}}, \quad (7.25)$$

27. Вычисляем необходимое число ступеней насоса:

$$Z = \frac{H}{h_{\text{ст}}}, \quad (7.26)$$

где $h_{\text{ст}}$ – напор одной ступени выбранного насоса.

Число Z округляется до большего целочисленного значения и сравнивается со стандартным числом ступеней выбранного типоразмера насоса. Если расчетное число ступеней оказывается больше, чем указанное в технической документации на выбранный типоразмер насоса, то необходимо выбрать следующий стандартный типоразмер с большим числом ступеней и повторить расчет, начиная с п. 17.

Если расчетное число ступеней оказывается меньше, чем указанное в технической характеристике, но их разность составляет не более 5 %, выбранный типоразмер насоса оставляется для дальнейшего расчета. Если стандартное число ступеней превышает расчетное на 10 %, то необходимо решение о разборке насоса и изъятии лишних ступеней. Дальнейший расчет ведется с п. 18 для новых значений рабочей характеристики.

28. Определяем КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta = 0,8K_{\eta v} \cdot K_{\eta q} \cdot \eta_{o.v}, \quad (7.27)$$

где $\eta_{o.v}$ – максимальный КПД насоса на водяной характеристике.

29. Определяем мощность насоса:

$$N = \frac{P \cdot Q}{\eta}. \quad (7.28)$$

30. Определяем мощность погружного двигателя:

$$N_{\text{ПЭД}} = \frac{N}{\eta_{\text{ПЭД}}}. \quad (7.29)$$

31. Проверяем насос и погружной двигатель на возможность откачки тяжелой жидкости (жидкости глушения) при освоении скважины:

$$P_{\text{гл}} = \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L + P_{\text{буф}} + P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}, \quad (7.30)$$

где $\rho_{\text{гл}}$ – плотность жидкости глушения.

Вычисляем напор насоса при освоении скважины:

$$H_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}} \cdot g}. \quad (7.31)$$

Величина $H_{\text{гл}}$ сравнивается с H паспортной водяной характеристики.

Определяем мощность насоса при освоении скважины:

$$N_{\text{гл}} = \frac{P_{\text{гл}} \cdot Q}{\eta}. \quad (7.32)$$

Мощность, потребляемая погружным электродвигателем при освоении скважины:

$$N_{\text{ПЭД гл}} = \frac{N_{\text{гл}}}{\eta_{\text{ПЭД}}}. \quad (7.33)$$

32. Проверяем установку на максимально-допустимую температуру на приеме насоса:

$$T > [T], \quad (7.34)$$

где $[T]$ – максимально-допустимая температура откачиваемой жидкости на приеме погружного насоса.

33. Проверяем установку на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованном внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитываем скорость потока откачиваемой жидкости:

$$W = \frac{Q}{F}, \quad (7.35)$$

где $F = 0,785(D^2 - d^2)$ – площадь кольцевого сечения; D – внутренний диаметр обсадной колонны; d – внешний диаметр ПЭД.

Если скорость потока откачиваемой жидкости W оказывается больше $[W]$ (где $[W]$ – минимально допустимая скорость откачиваемой жидкости), тепловой режим погружного двигателя считается нормальным.

Если выбранный насосный агрегат не в состоянии отобрать требуемое количество жидкости глушения при выбранной глубине подвески, она (глубина подвески) увеличивается на $\Delta L = 10-100$ м, после чего расчет повторяется, начиная с п. 5. Величина ΔL зависит от наличия времени и возможностей вычислительной техники потребителя.

Исходные данные приведены в табл. 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1

Исходные данные

Номер варианта	Плотность воды/нефти/газа, кг/м ³	Коэффициент вязкости нефти, м ² /с · 10 ⁻⁵	Планируемый дебит скважины, м ³ /сут	Обводненность	Газовый фактор, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти	Глубина расположения пласта, м	Пластовое давление, МПа
1, 16	1015 / 830 / 1	4,8	24	0,25	192	1,82	2694	22,7
2, 17	1010 / 850 / 1	8,4	18	0,25	22	1,15	1256	7,5
3, 18	1020 / 830 / 1	4,7	260	0,2	195	1,85	2645	23,6
4, 19	1025 / 825 / 1	1,4	25	0,53	114	1,34	1305	10,1
5, 20	1035 / 830 / 1	0,9	67	0,95	42	1,22	1757	11,5
6, 21	1015 / 830 / 1	0,5	340	0,22	45	1,23	2527	21
7, 22	1015 / 830 / 1	1,8	45	0,1	57	1,29	2080	13
8, 23	1015 / 850 / 1	3,8	15	0,63	31	1,2	5198	45
9, 24	1015 / 830 / 1	1,5	430	0,92	94	1,35	2525	23,5
10, 25	1015 / 825 / 1	5,3	83	0,38	289	1,9	2894	21
11, 26	1015 / 850 / 1	0,4	200	0,37	19	1,15	1067	11,1
12, 27	1015 / 870 / 1	11,2	100	0,21	15	1,13	1075	11,5
13, 28	1015 / 850 / 1	0,4	50	0,6	29	1,16	1626	13
14, 29	1015 / 830 / 1	0,9	58	0,82	41	1,21	2591	27
15, 30	1015 / 820 / 1	8,1	244	0,99	220	2,1	3142	28,2

Таблица 7.2

Исходные данные

Номер варианта	Давление насыщения, МПа	Пластовая температура, °С	Температурный градиент, °С/1 м	Коэффициент продуктивности	Давление затрубное/буферное	Содержание механических примесей, мг/л	Содержание сероводорода и углекислого газа	Размеры обсадной колонны, мм
1, 16	17,5	92	0,02	4,5	1,4 / 1,6	120	0	130
2, 17	7,7	23	0,02	2,3	1,1 / 1,1	260	0	130
3, 18	17,5	90	0,02	56	1,1 / 1,3	170	0	150

Окончание табл. 7.2

Номер варианта	Давление насыщения, МПа	Пластовая температура, °С	Температурный градиент, °С/1 м	Коэффициент продуктивности	Давление заглубное/буферное	Содержание механических примесей, мг/л	Содержание сероводорода и углекислого газа	Размеры обсадной колонны, мм
4, 19	11,5	56	0,04	5,3	1,1 / 1,4	130	0	130
5, 20	7,6	37	0,02	13	1,1 / 1,2	500	0,01	130
6, 21	6,5	63	0,01	44	1,1 / 1,0	320	0	150
7, 22	8,2	54	0,03	7	1,1 / 1,3	230	0,02	130
8, 23	21	100	0,02	2	1,1 / 1,2	130	0	130
9, 24	15,5	78	0,02	49	1,1 / 1,1	120	0	150
10, 25	18,1	77	0,01	9	1,1 / 1,0	320	0,02	130
11, 26	2,5	52	0,03	35	1,1 / 1,1	640	0	130
12, 27	3,1	50	0,03	16	1,1 / 1,2	840	0	130
13, 28	3,2	36	0,02	6,4	1,1 / 1,1	120	0	130
14, 29	10,3	85	0,02	8,6	1,2 / 1,1	270	0	130
15, 30	24	89	0,03	29	0,9 / 0,8	130	0	130

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 633–80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. – М., 1980.
2. ГОСТ 21425–75. Соединения зубчатые (шлицевые) прямоблочные.
3. Ивановский, Н. Ф. Определение моментов сопротивления и динамического нагружения при запуске погружных центробежных насосов / Н. Ф. Ивановский // Нефтяное хоз-во. – 1965. – № 11.
4. Казак, А. С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А. С. Казак, И. И. Росин, Л. Г. Чичеров. – М. : Недра, 1973.
5. Молчанов, Г. В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г. В. Молчанов, А. Г. Молчанов. – М. : Недра, 1984. – 464 с.
6. Молчанов, А. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / А. Г. Молчанов, В. Л. Чичеров. – М. : Недра, 1983. – 308 с.
7. Нагула, В. Д. Влияние свободного газосодержания у приема ЭЦН на его работу в промысловых условиях / В. Д. Нагула, О. В. Быков // Нефтепромысловое дело. – 1984. – № 10.
8. Нефтепромысловое оборудование : справочник / под ред. Е. И. Бухаленко. – М. : Недра, 1990. – 559 с.
9. Расчет погружных центробежных электронасосов на прочность : метод. указания к выполнению курсовых и диплом. проектов / Куйбыш. политехн. ин-т ; сост. А. И. Снарев, И. М. Седова. – Куйбышев, 1990. – 36 с.
10. Оркин, К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – М. : Недра, 1967. – 380 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Введение.....	4
<i>Лабораторная работа № 1. Оборудование ствола скважины</i>	<i>6</i>
<i>Лабораторная работа № 2. Оборудование устья скважины</i>	<i>18</i>
<i>Лабораторная работа № 3. Оборудование для освоения скважины.....</i>	<i>25</i>
<i>Лабораторная работа № 4. Аналитический расчет фонтанного подъемника</i>	<i>35</i>
<i>Лабораторная работа № 5. Расчет газлифтного подъемника и пусковых давлений.....</i>	<i>40</i>
<i>Лабораторная работа № 6. Установка штангового глубинного насоса.....</i>	<i>48</i>
<i>Лабораторная работа № 7. Подбор установок погружных центробежных насосов к нефтяным скважинам.....</i>	<i>62</i>
Литература	74

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Захаров Андрей Викторович
Козырева Светлана Владимировна
Атвиновская Татьяна Владимировна**

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. В. Гладкова*
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 27.07.12.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 4,42. Уч.-изд. л. 4,39.

Изд. № 5.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр Учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48