

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт

Скважинная добыча нефти

методические указания к выполнению практических работ и
организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине
«Скважинная добыча нефти»

Составитель к.э.н. *А.П. Янусян*

Нефтеюганск, 2024

Скважинная добыча нефти: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «разработка нефтяных месторождений» для слушателей дополнительной профессиональной программа профессиональной переподготовки/ сост. А.П. Янусян.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Цель и задачи дисциплины	4
Организация самостоятельной работы	5
1 Практическое занятие № 1 Вскрытие продуктивного пласта	7
2 Практическое занятие № 2 Вызов притока жидкости из пласта	8
3 Практическое занятие № 3 Фонтанный способ добычи нефти	10
4 Практическое занятие № 4 Газлифтный способ добычи нефти	17
5 Практическое занятие № 5 Добыча нефти при помощи УЭЦН	19
6 Практическое занятие № 6 Добыча нефти при помощи ШСНУ	27
7 Практическое занятие № 7 Расчет ожидаемых дебитов многозабойных скважин	29
Список литературы	32

Введение

Дисциплина «Скважинная добыча нефти» охватывает широкий перечень тем в области освоения скважин, механизированной и фонтанной эксплуатации скважин, технологических расчетов по подбору внутрискважинного

оборудования, ожидаемых дебитов скважин.

Обучающимся в рамках данного курса будет предложено ознакомиться с основными расчетными методиками подбора насосного оборудования к скважинам, расчета ожидаемых дебитов, с методиками выбора оптимального режима работы скважин и др.

Также в рамках данного курса слушатели ознакомятся с техникой и оборудованием применяемым при эксплуатации скважин, осложняющими условиями эксплуатации скважин и некоторыми другими вопросами в данной области.

Цель и задачи дисциплины

Целью дисциплины «Скважинная добыча нефти» является формирование навыков и умений в понимании и изучении способов эксплуатации нефтяных скважин, методов воздействия на их призабойную зону.

Основной задачей преподавания дисциплины является последовательное изложение базовых теоретических и практических понятий производственных процессов, связанных с объектами добычи скважинной продукции, осложнения при их эксплуатации с учетом регионального компонента.

Задачи:

- изучить методы вызова притока жидкости из пласта;
- изучить способы добычи нефти;
- изучить методы увеличения дебита скважин;
- изучить оборудование применяемое при добыч нефти из скважин.

Организация самостоятельной работы

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Общие рекомендации по организации самостоятельной работы

Основной формой самостоятельной работы обучающихся является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на практических занятиях. Но для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

Наличие умений, навыков умственного труда.

Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.

Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у себя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой, настрой, мешающие намеченной работе.

Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо

для семинаров, экзаменов).

Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все под-ряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)

Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему).

Творческая (создает готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно обучающемуся рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз

внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удастся, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Практическое занятие № 1 Вскрытие продуктивного пласта

Общие положения

При эксплуатации скважины важнейшее значение имеет перепад давления на забое, который является определяющим при работе скважины. Он представляет собой разницу между пластовым давлением и забойным давлением и называется депрессией.

Движение нефти начинается с какого-то расстояния, по мере движения к стволу

скважины пластовой жидкости поток ее увеличивается, вследствие чего растет гидродинамическое давление. Наибольшего значения оно достигает в призабойной зоне пласта, равной 0,8 – 1,5 метра. Решающую роль играет забойное давление, чем ниже забойное давление, тем скважина может работать более продуктивно. Наибольший перепад давления в призабойной зоне пласта приводит к различным явлениям, например, выпадение в осадок в этой зоне солей, твердых частиц, смол, асфальтенов, может возникнуть турбулентное движение жидкости. Все эти явления уменьшают течение жидкости из пласта и называются скин – эффектом.

Задача

Определите дебит гидродинамически совершенной вертикальной скважины в поверхностных условиях при установившемся притоке, оцените величину коэффициента продуктивности. Исходные данные представлены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные для расчета

Наименование исходных данных	Варианты									
	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	10	11	12	13	14	9	10	11	12	13
Толщина пласта h , м	8	9	10	8	9	10	8	9	10	8
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	850	900	800	850	900	900	800	850	900
Вязкость нефти μ_n , МПа*с	1,5	2,0	2,5	3,0	1,5	2,0	2,5	3,0	1,5	2,0
Объемный коэффициент b	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2
Проницаемость пласта k , мкм ²	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2
Расстояние между скважинами S , м	1200	1100	1000	900	800	700	600	1200	1100	1000
Диаметр скважины по долоту $D_{дол}$, мм	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины φ_c	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Решение:

1. При установившемся притоке однородной жидкости в скважину дебит скважины можно определить по формуле:

$$Q = \frac{0,236 \cdot k \cdot \rho \cdot h (P_{пл} - P_{заб}) \cdot \varphi}{b \cdot \mu \cdot \lg \frac{R_k}{r_c}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1)$$

где b – объемный коэффициент;

φ_c – коэффициент гидродинамического несовершенства скважины;

R_k – радиус контура питания (зоны дренирования), принимается равным половине

расстояния между скважинами: $R_x = \frac{S}{2}$, м

r_c – радиус скважины по долоту: $r_c = \frac{D_{дол}}{2}$, м

2. Так как дебит скважины главным образом регулируется изменением депрессии на пласт, то можно использовать формулу притока:

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2)$$

где n – показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 1...0,5, принимаем $n = 1$

K – коэффициент продуктивности, м³/сут МПа

Из формулы (2) выводим коэффициент продуктивности K :

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}}, \text{ м}^3/\text{сут МПа}$$

3. Сравнивая уравнения 1 и 2, определяем величину коэффициента продуктивности:

$$K = \frac{0,236 \cdot k \cdot h \cdot \rho_n \cdot \varphi_c}{b \cdot \mu \lg \frac{R_x}{r_c}}, \text{ м}^3/\text{сут МПа}$$

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Каким образом учитывается несовершенство при расчете дебита скважины?
2. Что называют скин-эффектом?
3. Что такое депрессия?

Практическая работа № 2 Вызов притока жидкости из пласта

Общие положения

Перед освоением скважину оборудуют в соответствии с её назначением, способом эксплуатации и методом вызова притока. Выбор метода вызова притока зависит от назначения скважины, её способа эксплуатации, пластового давления, глубины и расположения скважины на структуре, степени устойчивости коллектора и др.

В промышленной практике нашли применение следующие три основных метода вызова притока (пуска в работу): замена жидкости, аэрация и продавка.

Метод замены жидкости

Последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью осуществляется промывкой скважины обычно по схеме: буровой раствор с большой плотностью – буровой раствор с меньшей плотностью – вода – нефть – газоконденсат. Для этого в скважину спускают НКТ, обвязывают наземное оборудование и насосный агрегат, опрессовывают нагнетательную линию и закачивают жидкость в НКТ (прямая промывка) или в затрубное пространство (обратная промывка); из скважины жидкость выходит в сборную ёмкость. Жидкость закачивают посредством либо цементировочного агрегата типа ЦА-320 М, либо насосной установки типа УН 1=630x700А.

Задача

Рассчитать основные параметры процесса освоения скважины, методом замены жидкости, выбрать промывочную жидкость и необходимое оборудование. Дать схему размещения оборудования при освоении скважины. Скважина заполнена буровым раствором

плотностью 1150 кг/м³.

Таблица 2.1

Исходные данные

Наименование	Варианты									
	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Глубина скважины Н, м	1500	1600	1700	1880	1900	2000	2100	1670	1820	1750
Пластовое давление Р _{пл} , МПа	18	17	16	19	20	18	19	16	19	17
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Н _ф , м	1480	1570	1680	1800	1770	1970	2080	1550	1600	1550
Минимально-допустимая депрессия на забое скважины Р _{мин} , МПа	2	1,5	1	1,2	1,4	1,6	1,8	1,7	1,3	1,1
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Условный диаметр НКТ d, мм	73	60	73	60	73	60	73	60	73	60

Решение:

1. Определяем плотность промывочной жидкости из условия вызова притока:

$$\rho_n = \frac{(P_{пл} - P_{мин}) \cdot 10^6}{L \cdot g} \quad (2.1)$$

где L — глубина спуска промывочных труб, м, принимаем L = Н_ф.

2. Выбираем промывочную жидкость;

- если полученная плотность больше или равна плотности пресной воды $\rho_n \geq \rho_v$, то выбираем пресную или соленую воду;

- если полученная плотность меньше плотности пресной воды $\rho_n < \rho_v$ выбираем нефть.

3. Определяем количество промывочной жидкости:

$$V_n = \varphi \cdot \left(\frac{\pi \cdot D_в^2}{4} \right) \cdot L, \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

где φ — коэффициент запаса промывочной жидкости, $\varphi = 1,1$;

D_в — внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), м, толщина стенки эксплуатационной колонны – 10 мм.

4. Определяем количество автоцистерн для доставки промывочной жидкости:

$$n_{ц} = V_n / V_{ц}, \quad (2.3)$$

где V_ц – вместимость выбранного типа автоцистерн, принимаем 10 м³.

5. Определяем максимальное давление в процессе промывки, в момент оттеснения бурового раствора к башмаку промывочных труб:

$$P_{\max} = L \cdot (\rho_{б.р} - \rho_n) \cdot g \cdot 10^{-6} + P_{тр} + P_y, \text{ МПа} \quad (4)$$

где P_{тр} – потери давления на преодоление сил трения, МПа. Принимаем условно P_{тр} = 0,5...1 МПа

P_y – противодействие на устье, МПа; при промывке в амбар $P_y = 0$.

6. Выбираем тип промывочного агрегата и передачу работ агрегата по характеристике его насоса. Для промывки обычно достаточно одного агрегата.

7. Составляем схему оборудования скважины и расположения наземного оборудования. Например:



Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. В чем заключается определение основных параметров процесса освоения скважины после бурения?
2. Перечислить методы освоения скважин.
3. По какой схеме осуществляется последовательная замена жидкости с большей плотностью на жидкость с меньшей плотностью?
4. Какие типы промывочных агрегатов, используются при освоении скважин?

Практическое занятие № 3 Фонтанный способ добычи нефти

Общие положения

Фонтанная арматура предназначена:

- для подвески одной или двух колонн фонтанных труб;
- для герметизации и контроля пространства между фонтанными трубами и обсадной колонной;
- для проведения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважины;
- для направления продукции скважины в выкидную линию на замерную установку;
- для регулирования режима работы скважины и осуществления глубинных исследований.

Фонтанная арматура состоит из двух элементов: **трубной головки** и **фонтанной ёлки**. Фонтанная ёлка соединена с трубной головкой с помощью **переводника**.

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб. Обычно она представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и запорными устройствами. Один из боковых отводов соединяется с обвязкой скважины, а к другому крепится патрубок для проведения исследовательских работ, который закрывается заглушкой. На крестовину устанавливается переходная катушка (переводник к трубной головке), в которую вворачивается верхний резьбовой конец фонтанных труб. На верхнем фланце переводной катушки укрепляется фонтанная ёлка.

Фонтанная ёлка предназначена для направления и регулирования потока жидкости из фонтанных труб.

Фонтанные ёлки по конструкции делятся на **крестовые** и **тройниковые**.



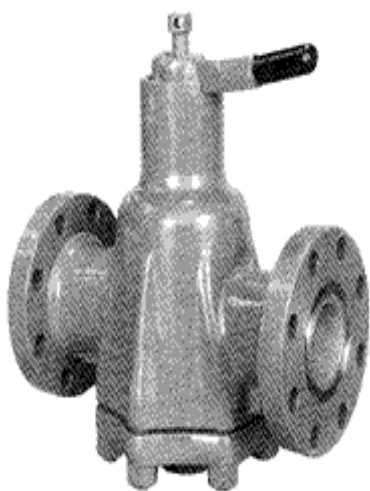
Фонтанная ёлка

Трубная головка

Характерным узлом крестовой арматуры является крестовина с боковым отводом. Для тройниковой фонтанной ёлки характерным узлом является тройник, к которому присоединяется выкидная линия. Таким образом, фонтанная ёлка состоит из тройника или крестовины, трёх запорных устройств и штуцера (дресселя).



Шибберная задвижка



Кран пробковый



Угловой вентиль



Крестовина

Фонтанная арматура с крестовой ёлкой



Тройник

Фонтанная арматура с тройниковой ёлкой

Тройниковые арматуры, как правило, применяются в скважинах, дающих вместе с нефтью абразивный материал - песок, ил.

Запорные устройства, устанавливаемые на фонтанной арматуре, применяются трёх типов:

- прямоточные (шиберные) задвижки,
- краны,
- угловые вентили.



Трубная головка

Колонна
я
голова

Трубная головка устанавливается на колонную головку.

Фонтанная арматура обычно комплектуется задвижками типа ЗМС или кранами типа КППС.

Штуцер или дроссель, предназначен для поддержания заданного режима работы скважин (регулирования потока среды).

Простейший штуцер выполняется в виде диафрагмы с отверстием заданного диаметра, зажимаемой между двумя фланцами выкидной линии. Применяются регулируемые штуцеры, в которых проходное сечение плавно изменяют перемещением

конусного штока в седле из твердого материала. Перемещение осуществляется вращением маховика, на штоке которого имеется указатель, показывающий эквивалентный диаметр проходного кольцевого сечения регулируемого штуцера.

Штуцер создаёт дополнительные гидравлические сопротивления при движении жидкости, поскольку он уменьшает проходное сечение в трубной линии. Вследствие этого возникает перепад давления в линиях до штуцера ($P_{буф}$) и после него ($P_{лин}$). Давление в линии до штуцера больше, чем после него; причем, чем меньше диаметр проходного сечения штуцера, тем больше будет перепад давления.

Рабочий манифольд (обвязка устья скважины) 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. Поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из элементов заводского изготовления (катушек, клапанов, отводов, фланцев и т.д.).



На обвязке устья скважины установлены вентиль, пробоотборник, штуцер, патрубок с заглушкой и обратный клапан.



Вентиль предназначен для установки манометра (прибора для контроля давления). Монтируется в верхней части обвязки устья скважины.



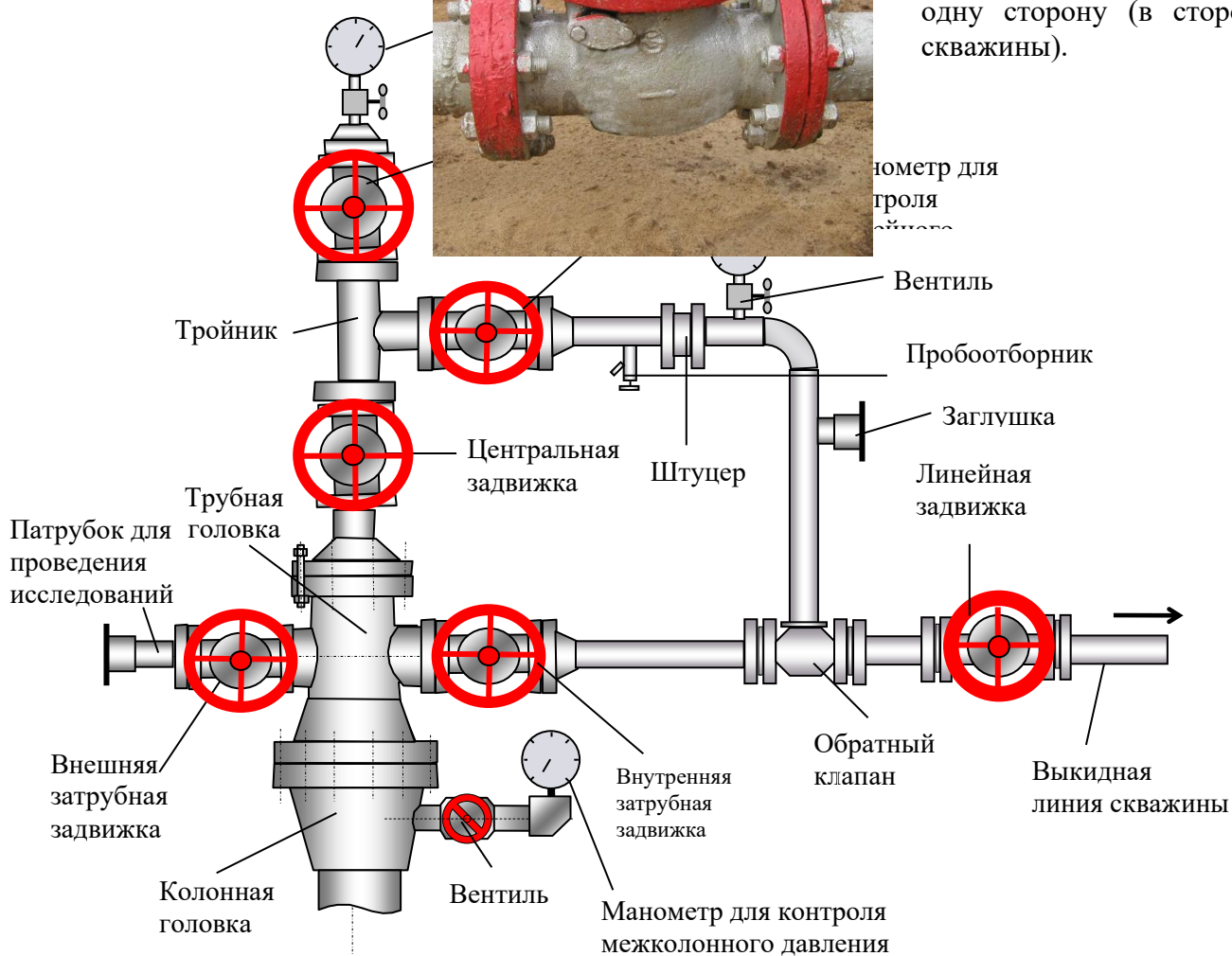
Пробоотборник предназначен для отбора проб жидкости, поступающей из скважины.



Патрубок предназначен для проведения промывок скважины и выкидной линии, обработок внутренней полости оборудования. Патрубок герметизируется заглушкой.



Обратный клапан предотвращает направления движения жидкости в одну сторону (в сторону выкидной линии скважины).



Задание

1. Законспектировать общие положения.
2. Графически изобразить схему фонтанной арматуры. Необходимо воспользоваться раздаточным материалом, предложенным преподавателем.
3. Письменно ответить на вопросы №№ 6-10.

Вопросы для самопроверки:

5. Назначение фонтанной арматуры?
6. Перечислить элементы фонтанной арматуры
7. Какие бывают фонтанные елки по конструкции?
8. Перечислить запорные устройства, сказать их назначение.
9. Для чего предназначен манифольд?
10. Перечислить задвижки фонтанной арматуры, сказать их назначение.
11. Какие задвижки необходимо закрыть на тройниковой фонтанной арматуре при пропусках жидкости во фланцевом соединении возле затрубной задвижки?
12. Какие действия необходимо произвести с фонтанной арматурой, чтобы отобрать пробу жидкости?
13. Какие действия необходимо произвести с фонтанной арматурой, чтобы измерить буферное давление?
14. Какие действия необходимо произвести с фонтанной арматурой, чтобы измерить динамический уровень жидкости в скважине?

Задача 1

Общие положения

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии, поступающей к забою скважины жидкости и газа, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм.

Задача

Произвести расчет фонтанного подъемника.

Расчет фонтанного подъемника сводится к определению длины, диаметра и группы прочности стали колонны фонтанных труб. Исходные данные в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные

Наименование исходных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Нф, м	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17	17,8	18,5	19	19,8	20	21	22	18	18,7	19,3	20,5	21	22	22
Забойное давление $P_{заб}$	11	11,8	12,3	13	12,8	13	13	15	11	12	13,3	14	15	16	15,5
Давление насыщения $P_{нас}$, МПа	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Устьевое давление P_y	1,2	1,0	1,3	1,4	1,0	1,2	1,3	1,4	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,0	0,8
Диаметр экс. колонны, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	168	146	168
Коэффициент продуктивности K , $\frac{m^3/сут}{МПа}$	8,3	10,5	13,0	15,2	18,0	21,4	25,0	30,4	33,0	28,0	26,8	32,5	23,4	35,0	16,8
Плотность нефти ρ_n	800	820	810	840	850	800	810	820	830	840	850	800	810	820	840

Плотность воды ρ_w ,	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Обводненность n_w , %	0	10	20	30	0	50	20	10	20	30	40	50	0	10	20

Методические рекомендации по решению:

1. Определяем глубину спуска труб в зависимости от типа скважины. При $P_{заб} > P_{нас}$ начинает выделяться газ из нефти в стволе скважины, выше забоя. В этом случае трубы достаточно опустить на глубину:

$$L = H\phi - \frac{(P_{заб} - P_{нас})10^6}{\rho_{см}g} \quad (3.1)$$

где $\rho_{см}$ — плотность смеси, определяется по формуле: $\rho_{см} = \rho_w n_w + \rho_n (1 - n_w)$.

При $P_{заб} < P_{нас}$ движение газожидкостной смеси происходит по всему стволу скважины и трубы спускают до верхних отверстий фильтра: $L = H\phi$.

На практике, исходя из технологических соображений (промывка, освоение скважин) трубы обычно опускают до верхних отверстий фильтра.

2. Диаметр фонтанных труб можно определить по формуле А. П. Крылова из условия минимальных потерь давления в колонне, при оптимальном режиме для конца фонтанирования.

$$d = 188 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{см} \cdot L}{(P_1 - P_y) \cdot 10^6}} \sqrt[3]{\frac{Q \cdot g \cdot L}{\rho_{см} \cdot g \cdot L - (P_1 - P_y) \cdot 10^6}}, \text{ мм} \quad (3.2)$$

где $P_1 = P_{нас}$, если $P_{заб} > P_{нас}$;

$P_1 = P_{заб}$, если $P_{заб} \leq P_{нас}$;

Q — определяют по формуле притока: $Q = K (P_{пл} - P_{заб})^n$, т/сут,

где n — показатель степени, зависящий от условий фильтрации и составляющий 1..0,5, принимаем $n=1$;

K — коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{сут МПа}$

3. По найденному расчетному значению, по внутреннему диаметру выбираем ближайший меньший стандартный диаметр по таблице характеристик труб 3.2.

Таблица 3.2

Характеристика насосно-компрессорных труб (ГОСТ 3845-75)

Условный диаметр труб, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр	Высадка, мм			Наружный диаметр муфты, мм	Длина муфты, мм	Масса, кг		
				Наружный диаметр	Длина до переходной части	Длина переходной части			1 м гладкой трубы	муфты	1 м трубы с муфтой при длине трубы 8 м
Трубы гладкие											
48	48,3	4,0	40,3	-	-	-	56,0	96,0	4,39	0,5	4,46
60	60,3	5,0	50,3	-	-	-	73,0	110,0	8,84	1,3	7,0
73	73,0	5,5; 7,0	62,0; 59,0	-	-	-	89,0	132,0	9,16; 11,39	2,4	9,46 11,69
89	88,9	6,5	76,0	-	-	-	107,0	146,0	13,22	3,6	13,67
102	101,6	6,5	88,6	-	-	-	121,0	150,0	15,22	4,5	15,78
114	114,3	7,0	100,3	-	-	-	132,5	156,0	18,47	5,1	19,09
Трубы с высаженными наружу концами											
33	33,2	3,5	26,4	37,3	45	25	48,3	89	2,58	0,5	2,67
42	42,2	3,5	35,2	46,0	51	25	56,0	95	3,34	0,7	3,48
48	48,3	4,0	40,3	53,2	57	25	63,5	100	4,39	0,8	4,59
60	60,3	5,0	50,3	65,9	89	25	78,0	126	6,84	1,5	7,2
73	73,0	5,5; 7,0	62,0; 59,0	78,6	95	25	93,0	134	9,16; 11,39	2,8	9,73; 11,69

									11,39		1,96
89	88,9	6,5; 8,0	76,0; 73,0	95,25	102	25	114,3	146	13,22; 15,98	4,2	14,07; 16,83
102	101,6	6,5	88,6	107,9 5	102	25	127,0	154	15,22	5,0	16,14
114	114,3	7,0	100,3	120,6 5	108	25	141,3	160	18,47	6,3	19,66

4. Выбираем тип труб: гладкие или с высаженными концами. Предпочтение отдают гладким трубам.

5. Выясняем возможность спуска труб в эксплуатационную колонну. Максимальный диаметр спускаемых в скважину труб не должен превосходить:

Диаметр эксплуатационной колонны, мм 146 168

Диаметр фонтанных труб, мм 73 89

6. Материал труб подбираем, исходя из расчета на растяжение собственной силы тяжести. Для этого задаются группой прочности стали, например, D , и выписываем значения страгивающей нагрузки для труб ($P_{стр}$).

7. Определяем предельную глубину спуска труб по формуле:

- для гладких труб:

$$L_{доп} = \frac{P_{стр}^D}{K \cdot q} \text{ м} \quad (3.3)$$

где K – коэффициент запаса прочности, принимаемый равным 1,5;

q – вес одного погонного метра труб, $K_n, q = m \cdot g \cdot 10^{-3}$, где m – масса 1 п.м. труб, кг;

g – ускорение свободного падения, м/с^2 .

Если $L_{доп} < L$, то для оставшейся секции колонны труб, длиной $l = L - L_{доп}$ берем более прочную сталь, например K . Допускается длина секции из стали K :

- для гладких труб:

$$l = \frac{P_{стр}^K - P_{стр}^D}{K \cdot q}, \text{ м} \quad (3.4)$$

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Каким образом подбирают диаметр НКТ на практике?
2. Перечислить стандартные диаметры НКТ.
3. Для чего предназначены НКТ?

Практическое занятие № 4 Газлифтный способ добычи нефти

Общие положения

В зависимости от числа рядов труб подъемники бывают: однорядные, полторорядные, двухрядные.

При применении однорядного подъемника в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины. Поэтому однорядный подъемник применяется на скважинах, эксплуатируемых без воды и

выноса песка. В двухрядном подъемнике вынос газожидкостной смеси происходит по внутренней трубе меньшего диаметра. За счет этого возрастают скорости подъемника газожидкостной смеси и улучшаются условия для выноса из скважины воды и песка. Кроме того, двухрядный подъемник работает с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, а это, в свою очередь, снижает расход рабочего агента - газа.

Задача

Для однорядного газлифтного подъемника кольцевой системы определить глубину ввода газа (длину подъемных труб), диаметр труб, расход, газа, выяснить необходимость применения пусковых клапанов. Данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные

Наименование исходных данных	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра Нф, м	1600	1650	1670	1680	1700	1710	1720	1670	1805	1390	1330	1730	1820	1850	1880
Диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление Рпл, МПа	14,0	14,2	14,4	14,8	15,3	15,8	16,2	17	17,5	14,5	15,0	15,5	16,0	16,5	17,2
Забойное давление Рзаб, МПа	8,0	8,2	8,4	8,6	8,8	9,2	9,6	8,0	7,8	8,4	9,5	8,4	9,8	9,3	8,8
Устьевое давление Ру, МПа	1,0	1,1	1,5	1,2	1,3	1,0	1,2	1,4	1,3	1,5	1,0	1,1	1,3	1,2	1,4
Рабочее давление Рр, МПа	8	8,4	8,5	8,7	8,9	9,3	9,7	8,2	7,9	8,6	9,6	8,6	9,9	0,4	8,9
Газовый фактор G, м ³ /т	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Коэффициент растворимости газа в нефти α, 1/МПа	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Коэффициент продуктивности К, м ³ /сут МПа	12	14	16	12	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
Плотность смеси нефти и газа ρсм, кг/м ³	850	860	870	880	890	900	850	860	870	880	900	850	860	870	880
Статический уровень жидкости Нст, м	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300	400	300
Обводненность, пв, %	50														

Методические рекомендации по решению:

При расчете показателей газлифтной эксплуатации скважин воспользуемся аналитической методикой А. П. Крылова.

1. Определяем дебит скважины по уравнению притока, при $n = 1$.

$$Q = K \cdot (P_{пл} - P_{заб})^n \quad (4.1)$$

2. Длина подъемных труб (глубина ввода газа при использовании рабочего газлифтного клапана) при $P_{заб} > P_1$:

$$L = H - \frac{(P_{заб} - P_1) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \quad (4.2)$$

где P_1 — давление у башмака труб, принимают обычно на 0,3..0,4 МПа меньше рабочего давления.

$$P_1 = P_p - 0,4 \text{ МПа} \quad (4.3)$$

$$\text{При } P_{заб} < P_1: L = H_{ф} - \Delta h, \quad (4.4)$$

где Δh — расстояние от верхних отверстий фильтра до башмака труб, м

Принимается условно ($\Delta h - 30 \dots 50$ м) из технологических соображений установка пакера, для того, чтобы закачиваемый газ не мешал нормальному притоку нефти и др.

3. Диаметр для газлифтного подъемника определяем так же, как и для фонтанного (см. формулу Крылова).

4. Определяем оптимальный полный удельный расход газа (включая собственный газ скважины) по формуле:

$$R_{o.опт} = \frac{0,388 \cdot L(1-e)}{d^{0.5} \cdot e \cdot \lg \frac{P_1}{P_y}}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (4.5)$$

где e - относительное погружение труб под уровень жидкости.

$$e = \frac{(P_1 - P_y) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g \cdot L} \quad (4.6)$$

5. Удельный расход нагнетаемого газа с учетом растворимости газа:

$$R_{o.нагн} = R_{o.опт} - G_{эф}, \text{ м}^3/\text{т} \quad (4.7)$$

где $G_{эф}$ - эффективный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$

$$G_{эф} = \left[G - \alpha_p \left(\frac{P_1 + P_y}{2} - P_0 \right) \right] \cdot (1 - n_g), \quad (4.8)$$

где P_0 - атмосферное давление, $P_0 = 0,1$ МПа.

6. Суточный расход газа:

$$V_{o.зак} = R_{o.нагн} \cdot Q, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.9)$$

7. Выясняем необходимость применения пусковых клапанов, для этого определяем пусковое давление для однорядного подъемника кольцевой системы по формулам:

При $H_{ст} = 0$: $P_{пуск} = L \cdot \rho_{см} \cdot 10^{-6}$, МПа

При $H_{ст} > 0$ - вначале определяют превышение уровня жидкости в НКТ над статическим уровнем при продавливании по формуле:

$$\Delta H_{ст} = \frac{(P_p - P_y) 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \cdot \frac{D^2 - d^2}{D^2}, \text{ м} \quad (4.10)$$

8. Пусковое давление определяем по формуле:

$$P_{пуск} = (L - H_{ст}) \rho_{см} \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (4.11)$$

Если $P_{пуск} > P_p$ - необходимо применять газлифтные клапаны.

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Область применения газлифтного способа добычи нефти. Преимущества и недостатки.
2. Перечислить системы и конструкции газлифтных подъемников

Практическое занятие № 5 Добыча нефти при помощи УЭЦН

Общие положения

Расчет и подбор УЭЦН к скважине осуществляется при вводе из бурения, переводе на механизированную добычу и оптимизации по принятой в НГДУ методике.

Расчеты и подбор базируются на имеющейся в НГДУ информации: о фактическом коэффициенте продуктивности данной скважины; инклинограммы обсаженного ствола скважины; газовом факторе; давлениях - пластовом, насыщения и в системе нефтесбора. В процессе подбора необходимо руководствоваться положениями «Универсальной методики

подбора УЭЦН - ОКБ БН», при этом в большинстве случаев глубина спуска УЭЦН должна на 300-400 м превышать развиваемый установкой напор (кроме обводненных более чем на 90 % скважин). Давление на приеме насоса в скважинах с газовым фактором более 50 м³/м³ не должно быть ниже, чем 0,7-0,8 давления насыщения. Установки производительностью менее 50 м³/сут (особенно по фонду скважин, тяжело выходящему на режим и с расчетным притоком менее 60 % от номинальной производительности насоса) должны быть спущены как можно ближе к интервалу перфорации. В случае, если по скважине ожидается значительный вынос механических примесей или отложение солей в насосе допускается спускать УЭЦН без обратного клапана - для возможности последующей промывки/обработки насоса через НКТ; при этом обязательно должны быть предварительно проверены работоспособность обратного клапана ЗУ «Спутник» и функционирование защиты от турбинного вращения на станции управления УЭЦН.

Результаты подбора (в которых указывается расчетный суточный дебит и напор насоса; максимальный наружный диаметр установки и глубина спуска; расчетный динамический уровень; максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН; а также особые условия эксплуатации - высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса, мех.примеси, соли, наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости; и кроме того лицо, несущее персональную ответственность за правильность подбора) согласуются руководителями технологической и геологической служб НГДУ.

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

Установки имеют два исполнения – обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки при заказе: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 26-06-1486 - 87, при переписке и в технической документации: УЭЦНМ5-125-1200 ТУ 26-06-1486 - 87,

где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации по ТУ.

Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Задача 5.1

Подобрать расчетным путем оборудования для эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и определить удельный расход электроэнергии при ее работе.

Исходные данные для расчета выбрать из план-задания на ремонт скважины (раздаточный материал выдает преподаватель). Условно принять: устьевое давление $P_y = 0,8$ МПа; давление насыщения $P_{нас} = 9$ МПа. Недостающие данные выписать из таблицы 6.

Методические рекомендации по решению:

1. Определить дебит скважины по уравнению притока при $n = 1$ по формуле:

$$Q = K \times (P_{nl} - P_{заб})^n \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (5.1)$$

2. Выбрать оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности:
 $P_{opt} = 3,0$ МПа при $n_g > 50\%$

3. Глубину спуска насоса определить из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

$$L_H = H - \frac{(P_{заб} - P_{онм}) \times 10^6}{\rho_{см} \times g} \text{ м} \quad (5.2)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси, определяется:

$$\rho_{см} = \rho_g n_g + \rho_n (1 - n_g) \text{ кг/м}^3$$

4. Выбрать диаметр труб по графику (стр. 138 А.М. Юрчук «Расчеты в добыче нефти», в зависимости от их пропускной способности и КПД.
5. Вычислить потребный напор:

$$H_c = L_H + \frac{P_y}{\rho_{см} \times g} + h_{тр} - h_z, \quad (5.3)$$

где $h_{тр}$ - потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приблизительно можно принять $h_{тр} = 20 \dots 40$ м.

$$h_z = 0,1575 \times d_{эн} \times G \times \left\langle 1 - \sqrt[3]{\frac{P_y}{P_{нас}}} \right\rangle \times (1 - n_g) \text{ м} \quad (5.4)$$

6. Определить группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, руководствуясь следующими соотношениями:
Диаметр колонны 140 мм - группа насоса 5, диаметр насоса 92 мм.
Диаметр колонны 146 мм - группа насоса 5А, диаметр насоса 103 мм.
Диаметр колонны 168 мм - группа насоса 6, диаметр насоса 123 мм.
7. Подобрать оборудование, пользуясь справочной литературой и таблицей. Выписать типоразмеры оборудования в таблицу 3.1, согласно комплектности поставки: двигатель, гидрозащита, станция управления, трансформатор, кабель и др.

Таблица 3.1

Типоразмер насоса	Двигатель	Кабель		Гидрозащита	Трансформатор	Станция управления
		плоский	круглый			

8. Проверить соответствие мощности двигателя условиям откачки, для чего определяют необходимую мощность и сравнивают с мощностью выбранного двигателя $N_{дв} \geq N$.

$$N = \frac{Q \times H_c \times \rho_{см} \times g \times 10^{-3}}{86400 \times \eta_n} \text{ кВт} \quad (5.5)$$

где η_n - КПД насоса, определяется по рабочей характеристике насоса при заданном дебите Q .

9. Определить необходимую длину кабеля:

$$L_k = L_H + \ell \text{ м} \quad (5.6)$$

где ℓ - расстояние до станции управления ≈ 100 м

10. Проверить возможность спуска агрегата в скважину. Для сохранности кабеля и устранения опасности прихвата агрегата в эксплуатационной колонне диаметральный зазор между агрегатом и эксплуатационной колонной принимают равным $5 \dots 10$ мм.

10.1 Основной диаметр агрегата с учетом плоского кабеля:

$$D_{\max} = \frac{D_{дв}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S \text{ мм} \quad (5.7)$$

где $D_{дв}$ - диаметр электродвигателя, мм;

D_n - наружный диаметр насоса, мм;

h_k - толщина плоского кабеля, мм;

S - толщина металлического пояса, принимаем $S=1$ мм.

10.2 Основной размер агрегата с учетом насосных труб круглого кабеля:

$$A_{\max} = \frac{D_{\text{об}}}{2} + \frac{d_m}{2} + d_k, \text{ мм} \quad (5.8)$$

где d_m - диаметр муфты НКТ, мм;

d_k - диаметр круглого кабеля, мм.

Таблица 5.2

Показатели технической и энергетической эффективности

Установки	Номинальная подача м ³ /сут	Номинальный напор м	Мощность, кВт	К. п. д., %	К. п. д. насоса, %	Максимальная плотность водонефтяной смеси, кг/м ³	Рабочая часть характеристики	
							подача, м ³ /сут	напор, м
УЭЦНМ5-50-1300	50	1360	23	33,5	43	1400	25 - 70	1400 - 1005
УЭЦНМК5-50-1300		1360	23	33,5		1400		1400 - 1005
УЭЦНМ5-50-1700		1725	28,8	34		1340		1780 - 1275
УЭЦНМК5-50-1700		1725	28,8	34		1340		1780 - 1275
УЭЦНМ5-80-1200	80	1235	26,7	42	51,5	1400	60 - 115	1290 - 675
УЭЦНМК5-80-1200		1235	26,7	42		1400		1290 - 675
УЭЦНМ5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400		1490 - 1155
УЭЦНМК5-80-1400		1425	30,4	42,5		1400		1490 - 1155
УЭЦНМ5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 - 855
УЭЦНМК5-80-1550		1575	33,1	42,5		1400		1640 - 855
УЭЦНМ5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 - 980
УЭЦНМК5-80-1800		1800	38,4	42,5		1360		1880 - 980
УЭЦНМ5-125-1000	125	1025	29,1	50	58,5	1240	105 - 165	1135 - 455
УЭЦН МК5-125-1000		1025	29,1	50		1240		1135 - 455
УЭЦНМ5-125-1200		1175	34,7	48		1400		1305 - 525
УЭЦН МК5-125-1200		1175	34,7	48		1400		1305 - 525
УЭЦНМ5-125-1300		1290	38,1	48		1390		1440 - 575
УЭЦН МК5-125-1300		1290	38,1	48		1390		1440 - 575
УЭЦН М5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 - 785
УЭЦНМК5-125-1800		1770	51,7	48,5		1400		1960 - 785
УЭЦНМ5-200-800	200	810	46	40	50	1180	150 - 265	970 - 455
УЭЦНМ5-200-1000		1010	54,5	42		1320		1205 - 565
УЭЦНМ5-200-1400		1410	76,2	42		1350		1670 - 785
УЭЦНМ5А-160-1450	160	1440	51,3	51	61	1400	125 - 205	1535 - 805
УЭЦНМК5А-160-1450		1440	51,3	51		1400		1535 - 905
УЭЦНМ5А-160-1600		1580	56,2	51		1300		1760 - 1040
УЭЦНМК5А-160-1600		1580	56,2	51		1300		1760 - 1040
УЭЦНМ5А-160-1750		1750	62,3	51		1300		1905 - 1125

УЭЦНМК5А-160-1750		1750	62,3	51		1400		1905 - 1125
УЭЦНМ5А-250-1000	250	1000	55,1	51,5	61,5	1320	195 - 340	1140 - 600
УЭЦНМК5А-250-1000		1000	55,1	51,5		1320		1140 - 600
УЭЦНМ5А-250-1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650
УЭЦНМК5А-250-1100		1090	60,1	51,5		1210		1240 - 650
УЭЦНМ5А-250-1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 - 825
УЭЦНМК5А-250-1400		1385	76,3	51,5		1360		1575 - 825
УЭЦНМ5А-250-1700		1685	92,8	51,5		1120		1920 - 1010
УЭЦНМК5А-250-1700		1685	92,8	51,5		1120		1920 - 1010
УЭЦНМ5А-400-950	400	965	84,2	52	59,5	1180	300 - 440	1180 - 826
УЭЦНМК5А-400-950		965	84,2	52		1180		1180 - 826
УЭЦН М5А-400-1250		1255	113,9	50		1260		1540 - 1080
УЭЦНМК5А-400-1250		1255	113,9	50		1260		1540 - 1080
УЭЦНМ5А-500-800	500	815	100,5	46	54,5	1400	430 - 570	845 - 765
УЭЦНМК5А-500-800		815	100,5	46		1400		845 - 765
УЭЦНМ5А-500-1000		1000	123,3	46		1160		1035 - 935
УЭЦНМК5А-500-1000		1000	123,3	46		1160		1035 - 935
УЭЦНМ6-250-1400	250	1470	78,7	53	63	1320	200 - 340	1540 - 935
УЭЦН МК6-250-1400		1470	78,7	53		1320		1540 - 935
УЭЦНМ6-250-1600		1635	87,5	53		1180		1705 - 1035
УЭЦНМК6-250-1600		1635	87,5	53		1180		1705 - 1035
УЭЦНМ6-500-1150	500	1150	127,9	51	60	1400	380 - 650	1325 - 650
УЭЦНМК6-500-1150		1150	127,9	51		1400		1325 - 650
УЭЦНМ6-800-1000	800	970	172,7	51	60	1180	550 - 925	1185 - 720
УЭЦНМК6-800-1000		970	172,7	51		1180		1185 - 720
УЭЦНМ6-1000-900	1000	900	202,2	50,5	60	1400	850 - 1200	1040 - 625
УЭЦНМК6-1000-900		900	202,2	50,5		1400		1040 - 625

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислить наземное и подземное оборудование установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН).
2. Классификация УЭЦН по напору, подаче, габариту и исполнению.
3. Какие методики подбора УЭЦН для скважин применяются на практике?

Задача 5.2 Построение алгоритма отказов УЭЦН

Общие положения

Преждевременными отказами УЭЦН называются отказы, произошедшие на скважинах с наработкой до 180 суток включительно с момента кнопочного запуска и подразделяются на:

- затянувшийся ремонт - включает отказы, при которых отказ погружного оборудования произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до запуска в работу;
- повторный ремонт – включает отказы, при которых УЭЦН, УЭЦП отработал 2 и менее суток с момента первого запуска;
- преждевременный отказ (делится на отказы, при которых с момента запуска, УЭЦН отработал от 3 до 30 суток, а также от 31 до 180 суток включительно.)

Основные причины преждевременных отказов УЭЦН с разделением на субъективные и технические учитываются согласно классификации.

Отказы УЭЦН разносятся по месяцам текущего года, по дате отказа (но не по дате разбора установки). Это означает, что данные последних месяцев постоянно корректируются в большую сторону. Корректировка данных последних месяцев объясняется запозданием комиссионных разборов УЭЦН с удаленных и автономных месторождений (по причинам схем завоза/вывоза оборудования по воздуху, речным транспортом и т.п.).

Отказы УЭЦН классифицируются:

1. По длительности работы УЭЦН в скважине:

- Затянувшиеся ремонты – отказ погружного оборудования произошел с момента окончания монтажа до момента «кнопочного» пуска УЭЦН;
- Повторные ремонты – отказы, при которых УЭЦН отработал 2 и менее суток с момента первого запуска;
- Преждевременные отказы – отказ погружного оборудования с наработкой от 2 до 180 суток включительно (для УЭЦП до 100 суток включительно).

По причине остановки УЭЦН:

- R-0 – остановка погружного оборудования по снижению сопротивления изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже 30 кОм;
- Клин – остановка погружного оборудования по причине невозможности запустить погружное оборудование из-за не разворота рабочих органов;
- Нет подачи – остановка погружного оборудования из-за отсутствия подачи жидкости на устье скважины;
- Снижение производительности (ГТМ ППР) – остановка погружного оборудования из-за снижения дебита жидкости на устье по вине погружного оборудования ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочего диапазона) или нецелесообразна (неэффективное использование данного оборудования);
- Отсутствие звезды – остановка погружного оборудования из-за обрыва в цепи питающей ПЭД («отсутствие звезды»);

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Расследование и определение причин отказа УЭЦН производится поэтапно.

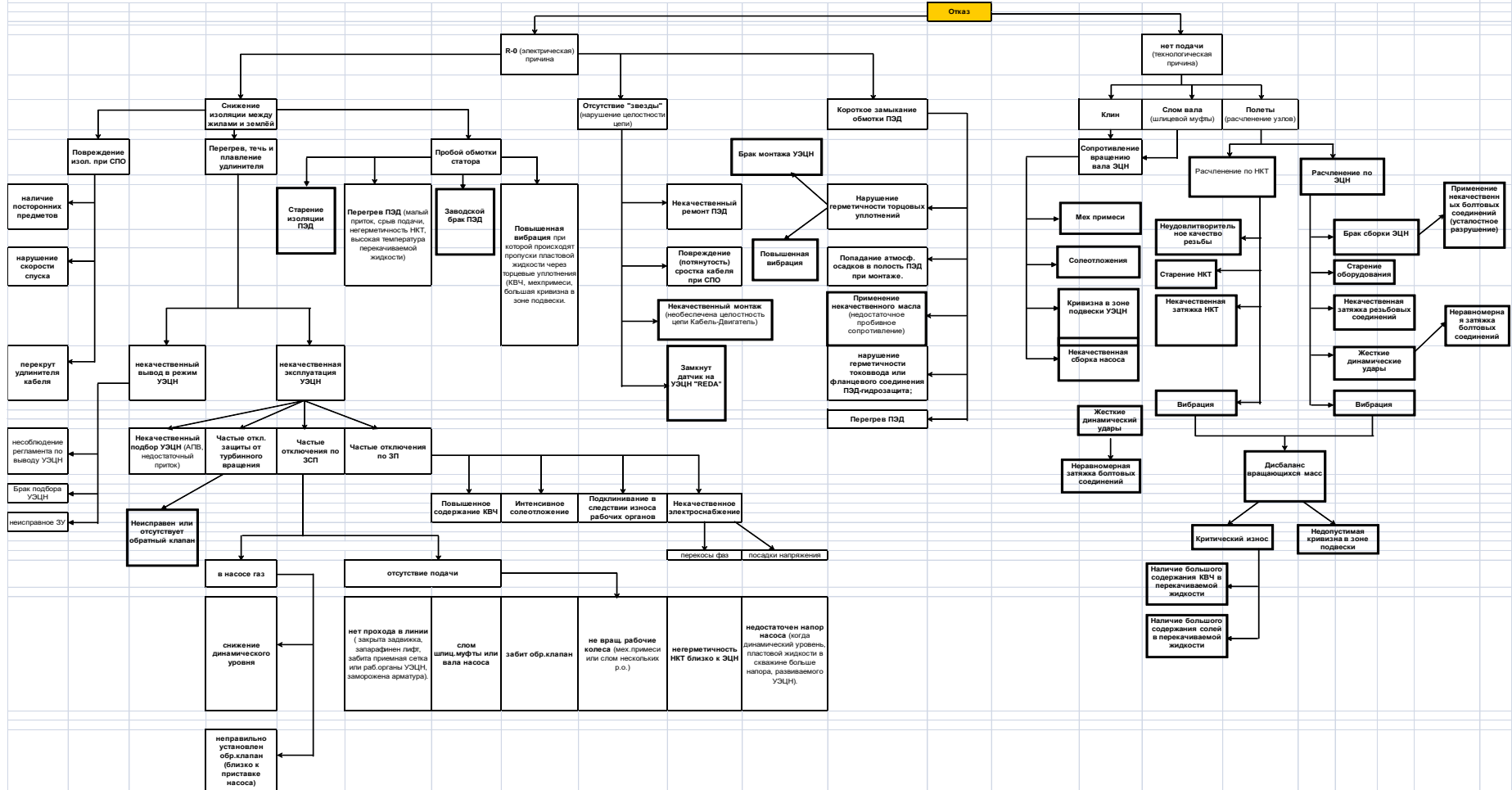
Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт установки.

Задание

1. Законспектировать общие положения.
2. Графически изобразить алгоритм отказов УЭЦН. Необходимо воспользоваться раздаточным материалом, предложенным преподавателем.
3. Устно ответить на вопросы для самопроверки:
 - 1) Как классифицируются отказы УЭЦН?

- 2) Что показывает отказ по «R-0»?
- 3) Что называют преждевременным отказом УЭЦН?
4. Письменно ответить на следующие вопросы:
 - 1) К каким видам отказов приводит большое количество механических примесей в продукции и почему?
 - 2) Как вы думаете, почему остановок по электрической причине больше, чем по технологической?
 - 3) К чему приводит вибрация установки, почему она возникает?

Алгоритм отказа УЭЦН



Примечание: При обнаружении неточностей или отсутствии необходимой информации, просьба исправить или добавить данный файл в графическом виде.

Практическое занятие № 6 Добыча нефти при помощи ШСНУ

Общие положения

Наземное и подземное оборудование ШСНУ включает:

1. фонтанную арматуру,
2. обвязку устья скважины,
3. станок-качалку,
4. насосно-компрессорные трубы,
5. насосные штанги,
6. штанговый скважинный насос,
7. различные защитные устройства (газовый или песочный якорь, фильтр и т.д.).

В скважине, оборудованной ШСНУ, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки) посредством колонны штанг. Станок-качалка преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг.

Примеры условных обозначений насоса:

НВ1БП - 44-18-12-2-И - насос **вставной**, исполнением по цилиндру Б (толстостенный, безвулочный, цельный), для эксплуатации с повышенным содержанием песка (более 1,3 г/л), условным размером (диаметром) 44 мм, ходом плунжера 1800 мм, напором 1200 м, 2 группы посадки и износостойкий к агрессивной среде - И.

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

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

В **шифре станка** - качалки типа СКД, например СКД8-3-4000, указано: буквы - станок качалка дезаксиальный, 8 - наибольшая допускаемая нагрузка P_{max} на головку балансира в точке подвеса штанг в тоннах ($1т = 10 кН$); 3 - наибольшая длина хода устьевого штока в м; 4000 - наибольший допускаемый крутящий момент $M_{кр max}$ на ведомом валу редуктора в кгс/м ($1 кгс/м = 10-2кН·м$).

Электродвигателями к СК служат короткозамкнутые асинхронные во влагоморозостойком исполнении трехфазные электродвигатели серии АО и электродвигатели АО2 и их модификации АОП2.

Задача

Выбрать оборудование и установить параметры работы штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) для конкретной скважины.

Исходные данные для расчета выбрать из план-задания на ремонт скважины (раздаточный материал у преподавателя). Недостающие данные выписать из таблицы 6.1.

Таблица 6.1

Исходные данные

Вариант	1/11	2/12	3/13	4/14	5/15	6/16	7/17	8/18	9/19	10/20
Расстояние от устья до верхних отверстий фильтра H_f , м	1850	1900	1845	1890	1899	1860	1870	1880	2000	1850
Диаметр эксплуатационной колоны D , мм	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	14,4	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Забойное давление	8,4	12	13	14	15	16	17	18	19	20

$P_{заб}$, МПа										
Газовый фактор G, M^3/T	60	44	40	50	53	48	60	66	59	51
Плотность нефти ρ_n , $кг/м^3$	860	845	855	846	821	860	859	830	821	835
Плотность воды ρ_v , $кг/м^3$	1100	1090	1088	1100	1095	1085	1100	1090	1100	1001
Плотность газа ρ_g , $кг/м^3$	1,2	1,1	1,1	1,2	1	1,2	1	1	1,2	1,1
Коэффициент продуктивности K, т/сут МПа	2,8	4,5	6,4	10,1	4,1	3	2,9	5,5	5	6
Обводненность продукции скважины, %	40	20	30	10	15	25	35	41	16	28

Решение:

1. Определяем планируемый отбор жидкости по уравнению притока при $n = 1$:

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n \text{ м}^3/\text{сут} \quad (6.1)$$

2. Глубина спуска насоса:

$$L_H = H_\phi - \frac{(P_{заб} - P_{пр.опт}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \text{ м} \quad (6.2)$$

где $P_{пр.опт}$ – оптимальное давление на приеме насоса, принимаем 2,5 МПа.

Плотность смеси ниже приема насоса при малом газосодержании и обводненности менее 80% определяем по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_n n_g + \rho_v (1 - n_g) \text{ кг/м}^3 \quad (6.3)$$

3. Определяем объемную производительность установки, задавшись предварительно коэффициентом подачи насоса $\alpha_n = 0,6$:

$$Q_{об} = \frac{Q \cdot 10^3}{\rho_{см} \cdot \alpha_n} \text{ м}^3/\text{сут} \quad (6.4)$$

4. По диаграмме А.Н. Адонина для базовых станков-качалок выбираем по найденному дебиту и глубине спуска насоса диаметр насоса и тип станка качалки (раздаточный материал у преподавателя).

5. Выбираем тип насоса – НСВ или НСН и диаметр НКТ (раздаточный материал у преподавателя).

6. В зависимости от диаметра и глубины спуска насоса выбираем конструкцию колонны штанг (двухступенчатая конструкция, диаметры штанг 22 мм и 19 мм).

7. Число качаний вычисляется по формуле:

$$n = \frac{Q \cdot 10^3}{1440 \cdot F_{пл} \cdot S \cdot \alpha_n \cdot \rho_{см}} \text{ кач/мин}, \quad (6.5)$$

где $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера, определяют по справочным таблицам или по формуле:

$$F_{пл} = \frac{\pi \cdot d_n^2}{4}, \text{ м}^2 \quad (6.6)$$

8. Определяют необходимую мощность по формуле Д.В. Ефремова:

$$N = 0.000401 \cdot \pi \cdot d_H^2 \cdot S \cdot n \cdot \rho_{см} \cdot L_H \left(\frac{1 - \eta_n \eta_{ск}}{\eta_n \eta_{ск}} + \alpha_n \right) \cdot K, \text{ кВт} \quad (6.7)$$

где η_n и $\eta_{ск}$ – соответственно КПД насоса и КПД станка-качалки

$$\eta_n=0,9, \eta_{ск}=0,82$$

α_n – коэффициент подачи насоса

K – коэффициент степени уравновешенности СК, для уравновешенной системы $K=1,2$

9. Выбираем тип электродвигателя (раздаточный материал у преподавателя).

Ответ (вывод) по расчету.

Вопросы для самопроверки:

1. Перечислить наземное оборудование ШСНУ.
2. Перечислить подземное оборудование ШСНУ.
3. Расшифровать выбранный тип станка-качалки.
4. Для чего предназначены насосные штанги?

Практическое занятие № 7 Расчет ожидаемых дебитов многозабойных скважин

У горизонтальной скважины больше площадь контакта с пластом, поэтому и дебит выше. Также за счет бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием вовлекаются в разработку слабодренлируемые и гидродинамически изолированные участки пласта, что повышает нефтеотдачу.

Если вопрос выбора между горизонтальным и вертикальным забоем не вызывает особых сомнений, то выбор количества боковых стволов это достаточно спорный момент.

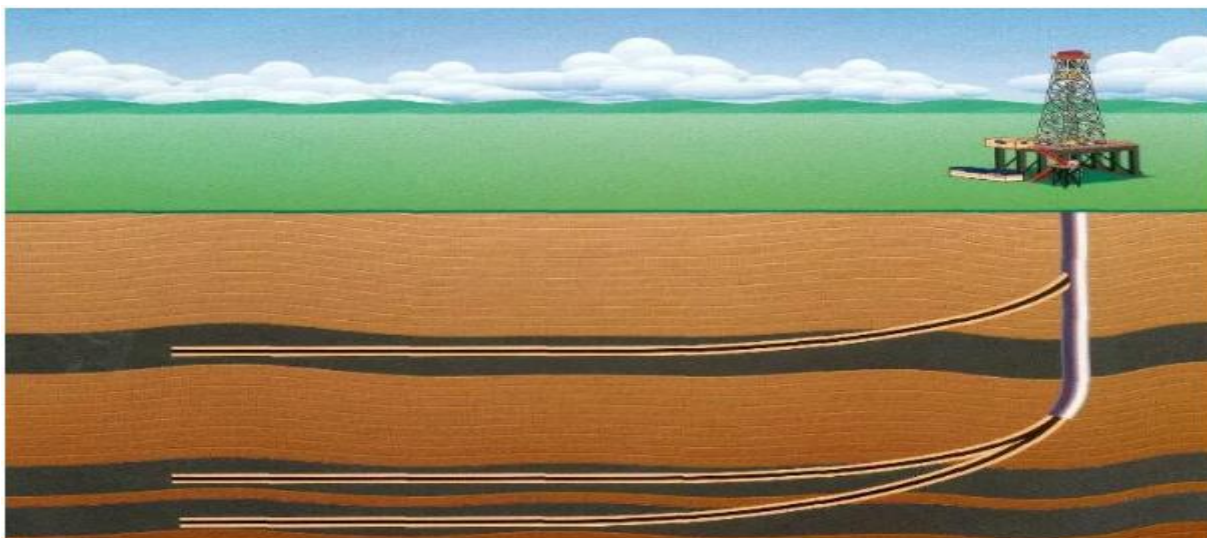


Рисунок 7.1 – Схематичное изображение многоствольной горизонтальной скважины

В качестве исходных данных для расчета примем параметры реальной скважины объекта ЮС₂ месторождения X: $k=5$ мД; $h=5,3$ м; $\mu=1,12$ мПа·с; $P_{пл} = 28$ МПа; $P_3 = 23$ МПа; $R_k=700$ м; $b_n=1,100$; $l=500$ м, $\rho = 100$ м; $r_c=0,1$ м; угол наклона ствола от вертикали $\alpha=85^\circ$; параметр анизотропии проницаемости пласта $\beta=1$.

Далее выполним расчеты дебитов многоствольной горизонтальной скважин по

различным методикам и сопоставим полученные результаты.

Расчитываем приток жидкости к многоствольной горизонтальной скважине по уравнению Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П.:

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln R_k - \ln \frac{l \sin \alpha}{x(n)} + \frac{h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{h \sin \alpha}{2\pi r_w} \right)} \quad (7.1)$$

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} \quad (7.2)$$

$$\varepsilon = \frac{5 \cdot 10^{-15} \cdot 5,3}{1,12 \cdot 10^{-3}} = 23,66 \cdot 10^{-12}$$

Дебит скважины с двумя горизонтальными стволами по 500м каждый составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 23,66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln 700 - \ln \frac{500 \cdot \sin 85}{4} + \frac{5,3}{500 \cdot 2} \cdot \ln \left(\frac{5,3 \cdot \sin 85}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1} \right)} = 35,1 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Дебит скважины с тремя горизонтальными стволами по 500м каждый составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 23,66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln 700 - \ln \frac{500 \cdot \sin 85}{4} + \frac{5,3}{500 \cdot 3} \cdot \ln \left(\frac{5,3 \cdot \sin 85}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1} \right)} = 37,2 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Дебит скважины с четырьмя горизонтальными стволами по 500м каждый составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 23,66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln 700 - \ln \frac{500 \cdot \sin 85}{4} + \frac{5,3}{500 \cdot 4} \cdot \ln \left(\frac{5,3 \cdot \sin 85}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1} \right)} = 37,4 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Для получения более объективных результатов сопоставления выполним аналогичные расчеты по методике Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. Для этого воспользуемся формулой 5.3

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{x(n)R_k}{l} + \frac{\beta h}{l \cdot n} \ln \left(\frac{\beta h}{2\pi r_w} \right)} \quad (7.3)$$

Исходные данные останутся прежними: $k=5$ мД; $h=5,3$ м; $\mu=1,12$ мПа·с; $R_{пл} = 28$ МПа; $R_3 = 23$ МПа; $R_k=700$ м; $b_n=1,100$; $l=500$ м, $\rho = 100$ м; $r_c=0,1$ м; угол наклона ствола от вертикали $\alpha=85^0$; параметр анизотропии проницаемости пласта $\beta=1$.

Дебит скважины с двумя горизонтальными стволами по 500м каждый рассчитанный по методике Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln \frac{2 \cdot 700}{500} + \frac{1.5,3}{500 \cdot 2} \cdot \ln \frac{1.5,3}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1}} = 37,2 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Дебит скважины с тремя горизонтальными стволами по 500м каждый рассчитанный по методике Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln \frac{3 \cdot 700}{500} + \frac{1.5,3}{500 \cdot 3} \cdot \ln \frac{1.5,3}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1}} = 41,9 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Дебит скважины с четырьмя горизонтальными стволами по 500м каждый рассчитанный по методике Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. составит:

$$Q = \frac{2 \cdot 3.14 \cdot 2.66 \cdot 10^{-12} \cdot (28 - 23) \cdot 10^6 \cdot 86400}{\ln \frac{4 \cdot 700}{500} + \frac{1.5,3}{500 \cdot 4} \cdot \ln \frac{1.5,3}{2 \cdot 3.14 \cdot 0.1}} = 42,6 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Таблица 7.1 – Расчетные дебиты многоствольных горизонтальных скважин по различным методикам м³/сут.

Число горизонтальных стволов (n)	Методика	
	Борисова Ю.П., Пилатовского В.П., Табакова В.П. [8]	Григулецкого В.Г. и Никитина Б.А. [16]
1 (рассчитано по методике Joshi)	33,42	33,42
2	35,1	37,2
3	37,2	41,9
4	37,4	42,6

Список литературы

1. Ваганов, Л.А. Основы проектирования разработки месторождений нефти : учебное пособие / Л.А. Ваганов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. – 80 с. – ISBN 978-5-9961-1226-5. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система «Лань» : [сайт]. – URL: <https://e.lanbook.com/book/88574>. – Режим доступа.
2. Галикеев, И. А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях : учебное пособие / И. А. Галикеев, В. А. Насыров, А. М. Насыров. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 356 с. – ISBN 978-5-9729-0288-0. – Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/86666.html>.
3. Интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов на примере месторождений Сургутского свода : монография / А. П. Янукян ; ТИУ. - Тюмень : ТИУ, 2022. - 160 с. - Электронная библиотека ТИУ. - Библиогр.: с. 157. - ISBN 978-5-9961-2843-3 : 205.00 р. - Текст : непосредственный.. – Режим доступа: http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=УДК%20622%2E276%2FЯ%20656-855773864%3C.%3E&USES21ALL=1
4. Кабиров М. М. Скважинная добыча нефти : учебник /М. М. Кабиров, Ш. А. Гафаров. – Санкт-Петербург: Недра, 2010. –416 с. – Текст : непосредственный.
5. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти : учебник /И. Т. Мищенко. – Москва : Изд-во РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015 – 447 с. – Текст : непосредственный.
6. Паникаровский, В.В. Вскрытие и освоение сложно построенных залежей : обзорная информация / В. В. Паникаровский ; ООО ИРЦ Газпром. - М. : ИРЦ Газпром, 2004. - 47 с.[Электронный ресурс] / В.В. Паникаровский, И.П. Попов, Е.В. Паникаровский. – Электрон. дан. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 100 с.http://webirbis.tsogu.ru/cgi-bin/irbis64r_plus/cgiirbis_64_ft.exe?S21COLORTERMS=0&LNG=&Z21ID=GUEST&I21DBN=READB_FULLTEXT&P21DBN=READB&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=briefHTML_ft&S21CNR=5&C21COM=S&S21ALL=%3C.%3EИ=%D0%A3%D0%94%D0%9A%20622%2E24%2F%D0%9F%20162%2D718545%3C.%3E&USES21ALL=1
7. Рубин Р. Программно-информационное обеспечение расчетов показателей разработки нефтегазовых месторождений с горизонтальными скважинами / Р. Рубин, Р. Я.Кучумов. – Тюмень :ТюмГНГУ, 2019.– 252 с. – Текст : непосредственный.
8. Рубин Р. Программно-информационное обеспечение расчетов показателей разработки нефтегазовых месторождений с горизонтальными скважинами / Р. Рубин, Р. Я.Кучумов. – Тюмень :ТюмГНГУ, 2019.– 252 с. – Текст : непосредственный.
9. Снарев А.И. Выбор и расчет оборудования для добычи нефти [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Снарев А.И.– Электрон. текстовые

данные. – Москва, Вологда: ИнфраИнженерия, 2019.-216 с.-Режим доступа:
[http ://www.iprbookshop.ru/86582. html](http://www.iprbookshop.ru/86582.html). – ЭБС «IPRbooks»

10. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 344 с.