

Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидронефтематика»

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

ПОСОБИЕ

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2023

УДК 622.276.5(075.8)
ББК 33.36я73
С42

*Рекомендовано советом Института повышения квалификации
и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 2 от 23.06.2023 г.)*

Составители: *Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев*

Рецензент: декан машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *Г. В. Петришин*

Скважинная добыча нефти и газа : пособие для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2023. – 295 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://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Представлены основные положения скважинной добычи нефти, начиная от подготовки скважины к эксплуатации и заканчивая исследованиями притока жидкости в скважины. Изложены теоретические основы подъема жидкости из скважин, способы добычи нефти и газа, гидродинамических исследований скважин и пластов, вопросы вызова притока и освоения скважин. Рассмотрены технические средства и технологии скважинной добычи нефти, основы выбора способа эксплуатации скважин.

Для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276.5(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ.....	8
1.1. Способы добычи углеводородов.....	8
1.2. Конструкция скважины.....	9
1.3. Виды и классификация скважин для добычи нефти и газа.....	15
Глава 2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	19
2.1. Условия притока пластовых флюидов к забоям скважин.....	19
2.2. Призабойная зона скважины. Требования к конструкции забоев скважин.....	22
2.3. Гидродинамическое совершенство скважин.....	25
2.4. Физические процессы, протекающие в призабойной зоне пласта (ПЗП) при вскрытии.....	30
2.5. Основы вторичного вскрытия пластов.....	32
2.6. Основы процесса вызова притока из пласта.....	50
2.7. Методы освоения скважин.....	55
Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН.....	71
3.1. Основы теории подъема жидкости в скважине.....	71
3.2. Коэффициент полезного действия в процессе движения газо-жидкостной смеси по вертикальной трубке.....	76
3.3. Основные формы движения пластового флюида в подъемнике.....	78
3.4. Физическая сущность процесса подъема жидкости в скважине.....	82
3.5. Баланс энергии в скважине.....	87
3.6. Основные способы эксплуатации скважин.....	90
Глава 4. ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН.....	94
4.1. Артезианское фонтанирование.....	94
4.2. Фонтанирование за счет энергии газа.....	99
4.3. Условия фонтанирования скважин.....	103
4.4. Расчет фонтанного подъемника.....	107
4.5. Оборудование фонтанных скважин.....	112
4.6. Регулирование работы фонтанных скважин.....	120

4.7. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение.....	123
ГЛАВА 5. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН...	131
5.1. Общие принципы газлифтной эксплуатации скважин.....	131
5.2. Конструкции газлифтных подъемников.....	134
5.3. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию, пусковое давление.....	138
5.4. Методы снижения пусковых давлений.....	143
5.5. Газлифтные клапаны.....	148
5.6. Оборудование газлифтных скважин.....	152
5.7. Периодический газлифт.....	160
5.8. Исследование газлифтных скважин.....	167
Глава 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ (ШГН).....	170
6.1. Основные виды глубиннонасосных установок.....	170
6.2. Схема и принцип действия штанговых глубиннонасосных установок.....	173
6.3. Подача ШГН и коэффициент подачи.....	178
6.4. Оборудование штанговых глубиннонасосных установок.....	180
6.5. Исследование скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками.....	191
6.6. Эксплуатация скважин с ШГН в осложненных условиях..	199
Глава 7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (ЭЦН).....	206
7.1. Схема и принцип действия ЭЦН.....	206
7.2. Наземное и подземное оборудование ЭЦН.....	210
7.3. Определение глубины подвески ЭЦН.....	225
7.4. Осложнения при эксплуатации ЭЦН и методы борьбы с ними.....	231
Глава 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ГИДРОПОРШНЕВЫХ, СТРУЙНЫХ, ВИНТОВЫХ И ДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ.....	235
8.1. Установки гидропоршневых насосов (ГПН).....	235
8.2. Установки струйных насосов (УСН).....	240
8.3. Установки винтовых насосов.....	244
8.4. Установки диафрагменных насосов.....	250
Глава 9. ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ	

ЭКСПЛУАТАЦИЯ (ОРЭ) ПЛАСТОВ.....	255
9.1. Общие принципы организации ОРЭ.....	255
9.2. Схемы оборудования скважин для ОРЭ.....	257
9.3. Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину.....	266
Глава 10. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН.....	269
10.1. Назначение и методы исследования скважин.....	269
10.2. Гидродинамические исследования скважин.....	270
10.3. Термодинамические исследования скважин.....	281
10.4. Скважинные дебитометрические исследования.....	287
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	293
Литература.....	294

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ являются одними из основных видов топлива, потребляемого человечеством. Нефть добывают и используют с древних времен, однако начало интенсивной промышленной разработки нефтяных и газовых месторождений и добычи углеводородов приходится на конец XIX – начало XX веков.

Увеличение объемов добычи нефти все в большей степени обеспечивается за счет ввода в разработку месторождений, расположенных в отдаленных малозаселенных районах Севера, в зонах залегающих многолетнемерзлых пород, в континентальных шельфах океанов и морей. При этом возрастает удельный вес добычи тяжелых высоковязких нефтей в общем объеме добычи нефти. Увеличивается ввод в разработку малопродуктивных месторождений.

С другой стороны, существует тенденция снижения начальных дебитов пробуренных скважин, что меняет отношение к эксплуатации старых, обустроенных месторождений. Суммарный объем добычи воды на старых месторождениях возрастает по отношению к добыче на новых. Пластовые давления снижаются. Поэтому усиливается значение механизированных способов добычи нефти, которые являются основными на старых месторождениях. В связи с этим существенное влияние на процесс добычи оказывает обводнение залежей и добываемой продукции скважин. Это связано с тем, что для поддержания заданных дебитов нефти необходимо откачивать большие объемы жидкости из скважин (нефти и воды), которые могут быть выше, чем дебиты скважин на новых месторождениях.

В этих условиях важнейшим аспектом разработки является установление и обоснование технологического режима эксплуатации скважин. Недостаточно обоснованные технологические режимы эксплуатации скважин, приводящие к снижению их дебитов по сравнению с проектными значениями, обуславливают завышение капитальных вложений и эксплуатационных расходов в процессе разработки.

Важное значение имеют прогнозирование и своевременное изменение установленного технологического режима работы скважин. Поэтому знание современных методов получения информации и научных основ установления оптимального технологического режима эксплуатации скважин необходимо для рационального освоения месторождений углеводородов.

При оценке эффективности применения способов добычи нефти – при помощи штанговых глубинно-насосных установок, погружных

центробежных насосов, газлифта или других способов подъема скважинной продукции – можно выделить в качестве основных технологические, экономические и эксплуатационные показатели. Первые характеризуют добывные возможности способа эксплуатации, способность обеспечить извлечение заданного объема жидкости из скважин принятого диаметра. Добывные возможности каждого сравниваемого способа оцениваются не только в зависимости от обеспечения заданного среднего отбора жидкости по скважинам, но и от максимального дебита в соответствии с геолого-промысловыми условиями пласта.

При окончательном выборе способа эксплуатации скважины необходимо учитывать также условия автоматизации, дистанционного контроля и регулирования технологических параметров работы оборудования скважин.

Дисциплина «Скважинная добыча нефти и газа» является одной из основных специальных дисциплин, освещающая вопросы техники и технологии добычи нефти, а также их перспективные направления развития на современном этапе функционирования нефтедобывающей отрасли. Сложность технологических объектов нефтедобычи, обусловленная большим количеством определяющих взаимосвязанных факторов, делает необходимым рассмотрение техники и технологии добычи нефти с позиций теории больших систем, что позволяет методологически правильно определять подходы к решению конкретных проблем.

Исходя из этого, изложение материала в лекциях построено таким образом, чтобы наряду с получением сведений о технике и технологических процессах добычи нефти, выбора способа эксплуатации скважин, слушатель одновременно учился планировать проведение технологических мероприятий, оценивать их предполагаемую эффективность, а также реализованный эффект, анализировать получаемые результаты на основе применения соответствующих методов обработки промысловой информации и затем оптимизировать работу скважинного оборудования.

Глава 1. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

1.1. Способы добычи углеводородов

В настоящее время основной способ добычи углеводородов – скважинный. Под скважиной понимают цилиндрическую горную выработку с пространственной ориентацией, диаметр которой существенно меньше ее длины, предназначенную для сообщения продуктивного горизонта с земной поверхностью.

Различают следующие виды скважинной добычи:

- фонтанный – за счет использования пластовой энергии (пластового давления и энергии расширяющегося газа);
- газлифтный – при искусственном разгазировании нефти или подаче рабочего газа с дневной поверхности;
- насосный – с использованием глубинных насосов различного типа (электроцентробежных, штанговых, винтовых, струйных, диафрагменных и др.), производительность которых изменяется в широких пределах. Ограниченное значение имеет шахтный и карьерный способы добычи нефти (шахтный, например, на Ярегском месторождении в Республике Коми; карьерный в Канаде – добыча из карьеров битуминозных песков с последующей их переработкой).

Выбор способов добычи нефти и оптимального режима работы скважин после прекращения их фонтанирования – одна из основных задач проектирования разработки и промыслового обустройства месторождений. Для решения этой задачи необходимо знать дебиты скважин и динамику их обводненности, темп изменения пластового давления в течение всего периода разработки месторождения. Исходными данными для расчетов являются результаты опробования и кратковременной эксплуатации небольшого числа скважин. Выбор способов добычи нефти осуществляют по таким основным показателям как геологические, технологические, экономические и эксплуатационные.

Геологические показатели характеризуют добывные возможности скважин в соответствии с геолого-промысловыми условиями пласта, способностью обеспечить извлечение заданного объема жидкости из скважин принятого диаметра эксплуатационной колонны.

Экономические показатели включают производительность труда, удельные капитальные вложения в добычу тонны нефти и ее себе-

стоимость, осложняющие факторы, условия автоматизации, дистанционного контроля и регулирования технологических параметров оборудования скважин, металлоемкость оборудования.

Затраты на добычу нефти подразделяют на условно-постоянные, зависящие от фонда скважин (амортизация скважин, заработная плата, текущий ремонт наземного оборудования, цеховые расходы), и условно-переменные, зависящие от количества извлекаемой жидкости (увеличение нефтеотдачи пластов, промысловая подготовка) и способа эксплуатации (энергетические, амортизация оборудования скважин, подземный ремонт).

На эксплуатационные затраты на всех этапах разработки месторождения оказывает большое влияние обводненность добываемой продукции. На поздней стадии разработки залежей обводненность является решающим фактором в формировании себестоимости.

В формировании переменных затрат одними из основных являются энергетические. Их изменение при насосной эксплуатации скважин составляет значительную величину. На поздней стадии разработки месторождений энергетические затраты увеличиваются почти в 20 раз по сравнению с безводным периодом эксплуатации. В связи с этим удельный вес их в структуре себестоимости нефти достигает 30-40%, что определяется объемом извлекаемой из скважины жидкости, содержанием в ней воды, повышением доли механизированной добычи нефти.

1.2. Конструкция скважины

Конструкция скважины – это совокупность информации о количестве, длине и диаметре обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементировании по интервалам бурения, интервалах перфорации. Конструкция нефтяной скважины имеет три части: верхнюю – устье; нижнюю – забой; среднюю – ствол, образованный уходящими вниз стенками.

Скважины бурят со ступенчатым уменьшением диаметра от устья до забоя. Начальный диаметр скважины не превышает обычно 900 мм, конечный редко бывает меньше 75 мм.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна. Основные элементы конструкции скважины представлены на рис. 1.2.1.

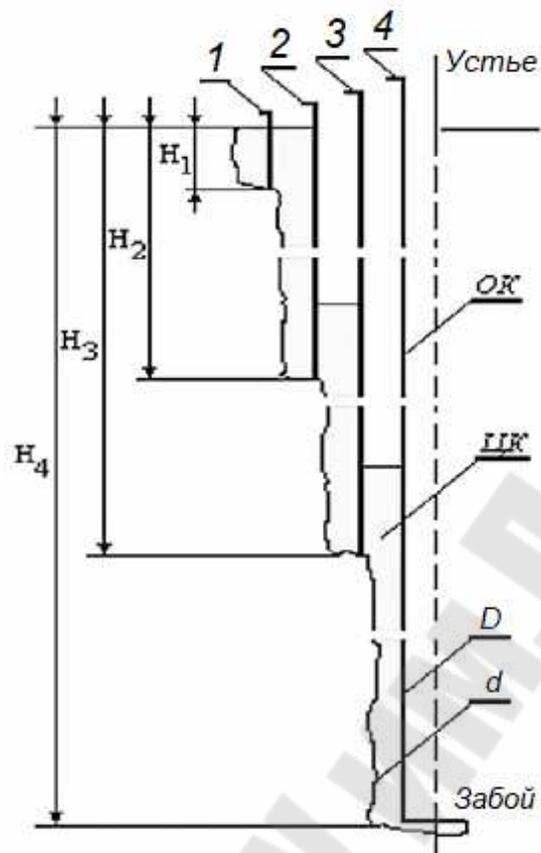


Рис. 1.2.1. Основные элементы конструкции скважины: 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – промежуточная колонна; 4 – обсадная колонна (ОК) или эксплуатационная колонна (ЭК); ЦК – цементный камень за колонной; D – диаметр обсадной колонны; d – диаметр пробуренной скважины

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного ра-

зобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Промежуточные (технические) колонны (их может быть несколько) необходимо спускать, если скважину невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, поглощений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения из пластов нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также обустройство ЭК устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150-300 м и 500 м.

Нефтегазовая скважина – это дорогое капитальное сооружение, предназначенное для многолетней безаварийной эксплуатации.

В зависимости от назначения скважин и геологических условий региона конструкция скважин может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

1. Надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов.

2. Получение максимального количества горно-геологической и геолого-геофизической информации по вскрываемому скважиной разрезу.

3. Возможность оперативного контроля за вероятными межколонными или заколонными перетоками флюидов.

4. Длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины.

5. Конструкция скважины должна иметь определенный диаметр обсадных труб, чтобы получать необходимые объемы добычи пластового флюида, которые может обеспечить продуктивный пласт, что особо относится к эксплуатационной колонне.

6. Быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций).

7. Эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины.

8. Возможность аварийного глушения скважины.

9. Возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

1. Хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений при подъеме пластового флюида).

2. Максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя.

3. Возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами.

4. Проведение всех видов технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт.

5. Применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны).

Подвешивание обсадных колонн и разобщение межколонных пространств осуществляют с помощью устьевого колонной обвязки (колонной головки). В процессе бурения скважины на колонную головку устанавливают превенторы, а при эксплуатации – фонтанную или нагнетательную арматуру.

Колонная головка предназначена для разобщения межколонных пространств и контроля за давлением в них. Ее устанавливают на резьбе или посредством сварки на кондукторе. Промежуточные и эксплуатационные колонны подвешивают на колонную головку на клиньях или муфте.

При конструировании колонной головки предусматривают возможность:

- восстановления герметичности межколонных пространств подачей в межпакерную полость консистентного смазочного материала;
- опрессовки фланцевых соединений;

- контроля и разрядки давления среды в межколонных пространствах;
- проведения цементирования скважины.

Колонная головка жестко соединяет в единую систему все обсадные колонны скважины, воспринимает усилия от их веса и передает всю нагрузку верхнему концу обсадной колонны (кондуктору). Она обеспечивает изоляцию и герметизацию межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций. Колонная головка служит пьедесталом для монтажа эксплуатационного оборудования, спущенного в скважину.

Конструктивно колонная головка – это сочетание нескольких связанных между собой элементов, катушек или крестовин, несущих обсадные колонны (рис. 1.2.2, 1.2.3). Число этих элементов зависит от числа обсадных колонн скважины.

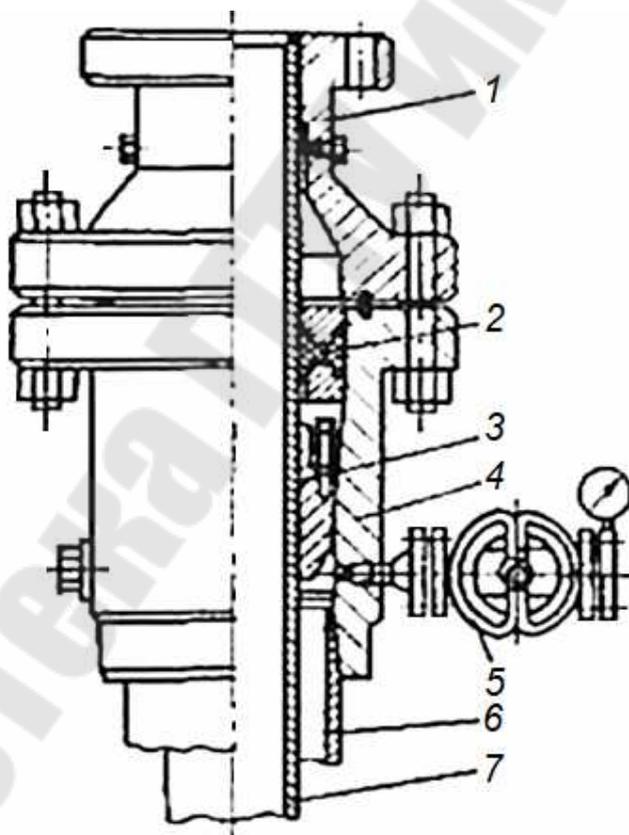


Рис. 1.2.2. Колонная головка для обвязки двух колонн: 1 – катушка; 2 – уплотнения для разобщения межтрубного пространства; 3 – клинья; 4 – корпус колонной головки; 5 – задвижка; 6 – внешняя обсадная колонна; 7 – внутренняя обсадная колонна

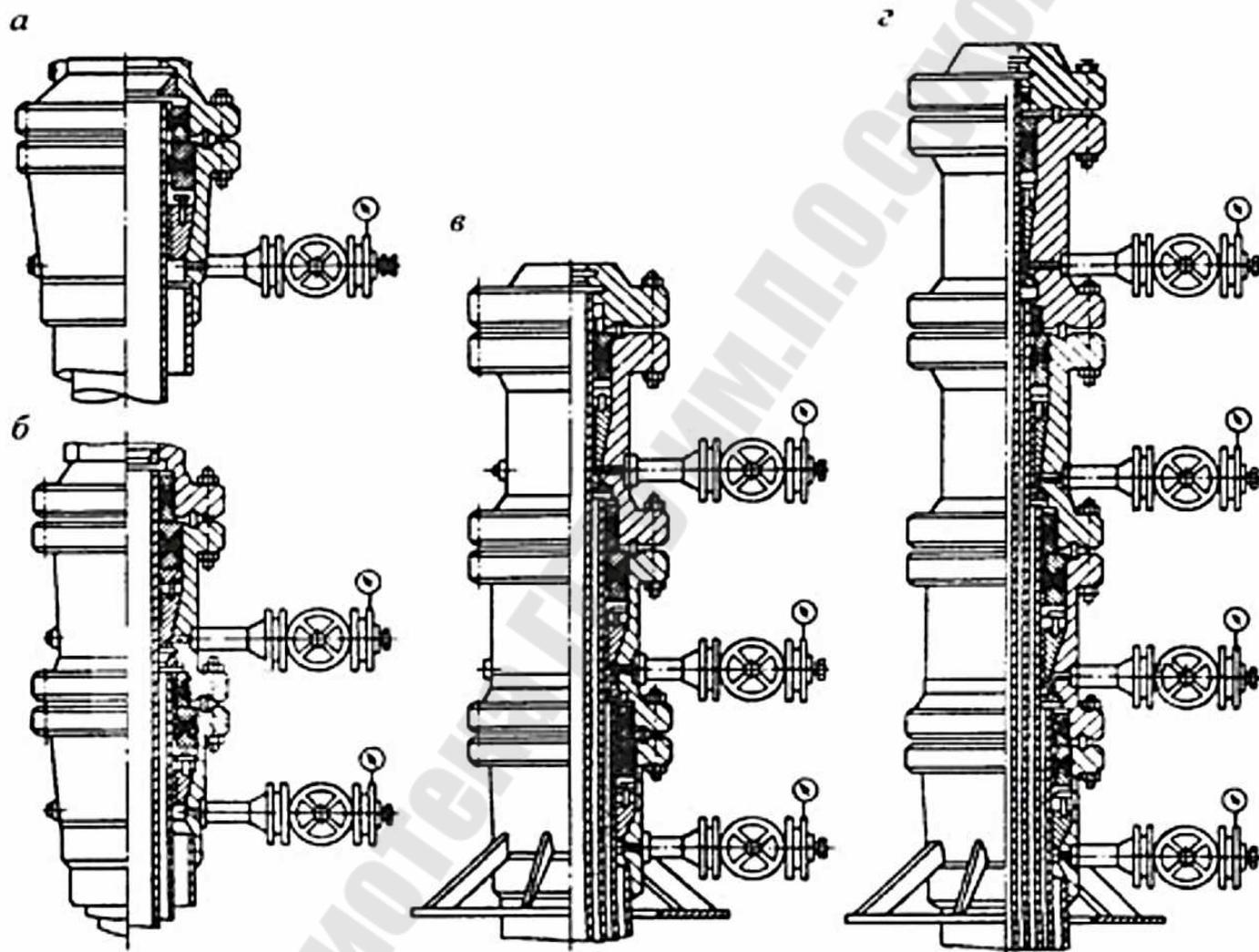


Рис. 1.2.3. Устьевые колонные головки: а, б – двухколонная головка; в – трехколонная головка; г – пятиколонная головка

Условия работы колонной головки достаточно сложны: нагрузка от веса обсадных колонн может превышать в глубоких скважинах несколько сот тонн. Элементы колонной головки воспринимают также давление от среды, контактирующей с ними. При наличии в пластовой жидкости или газе сероводорода, углекислого газа или при сильной минерализации пластовых вод колонная головка подвергается коррозии. При закачке теплоносителей стволы глубоких скважин и колонные головки нагреваются до 150-250°C, в условиях Севера они могут охлаждаться до температур ниже минус 60°C.

Нарушение надежности колонной головки неизбежно приводит к серьезным авариям, нанесению ущерба окружающей среде, а в отдельных случаях может быть причиной возникновения пожаров, взрывов, несчастных случаев.

Колонные головки, особенно многоколонных скважин, имеют большие массы и вертикальные габариты, поэтому на их изготовление требуется большое количество легированной стали. С увеличением вертикальных габаритов колонной головки усложняется обслуживание скважины.

1.3. Виды и классификация скважин для добычи нефти и газа

На выбор вида скважины, в первую очередь, влияют геологические условия, в которых расположен продуктивный пласт. Так, для разработки нефтяных месторождений используются типы выработок, различаемые по углу отклонения ствола (зенитному углу) от его вертикальной оси (рис. 1.3.1):

- вертикальные нефтяные скважины – угол не более 5 градусов;
- наклонно-направленные нефтяные скважины – зенитный угол более 5 градусов;
- горизонтальные нефтяные скважины – зенитный угол в пределах продуктивного пласта около 90 градусов;
- многоствольные (многозабойные) нефтяные скважины.

Горизонтальные нефтяные скважины имеют свои особенности. Строго горизонтального положения у подобных выработок не существует, т.к. пробурить прямую в пластах, залегающих под разными углами, просто невозможно. Горизонтальная нефтяная скважина – это конструкция в виде протяженного ствола, бурение которого проводится по определенному азимуту. Последний рассчитывается исходя

из направления целевого пласта, учитывая максимальное приближение к его залеганию.

К многоствольным и многозабойным нефтяным скважинам относят выработки, имеющие два и более стволов, т.е. ответвления от основного. В случае, когда один или несколько из боковых стволов располагаются выше продуктивного пласта, тип выработки носит название многоствольного (имеет несколько точек входа в пласт). Если же ответвления расположены в самом пласте, скважина считается многозабойной (имеет несколько входов в пласт в пределах его эффективной толщины).

Скважины, которые бурят с целью извлечения нефти (газа) – называются эксплуатационными скважинами. Они делятся на следующие категории:

- добывающие нефтяные (газовые) скважины – предназначены для добычи нефти, попутного нефтяного газа или газового конденсата;

- нагнетательные скважины – предназначены для закачки (нагнетания) в пласты воды (сжатого газа, воздуха и пр. компонентов).

Кроме основной классификации скважин (добывающие и нагнетательные), основа которых – прямое назначение выработки запасов углеводородов, существует дополнительная. Так, для поиска, разведки и добычи используют скважины:

- опорные – служат для изучения геологического строения и гидрогеологических условий залегания толщи пород, их возраста, состава, выявления закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления в пределах региона;

- параметрические – предназначены для детального изучения геологического строения разреза, особенно на больших глубинах, для выявления наиболее перспективных площадей в пределах региона с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ;

- структурные – служат для детального изучения структур, выявленных при бурении опорных и параметрических скважин и подготовки проекта поисково-разведочного бурения;

- поисковые – сооружают на подготовленных предыдущим бурением и геолого-геофизическими исследованиями площадях с целью открытия новых месторождений нефти и газа или на ранее открытых месторождениях для поиска новых залежей;



Рис. 1.3.1. Типы скважин по профилю проводки и заканчивания

– разведочные – бурят на площадях с установленной промышленной нефтеносностью с целью оконтуривания месторождений, изучения размеров и строения продуктивных пластов, оценки запасов углеводородов, получения исходных данных для составления проекта разработки;

– наблюдательные – позволяют контролировать проведение разработки залежей углеводородов;

– дублирующие – их бурение начинается при прекращении работы основного фонда скважин (износ, авария, обводнение продукции и прочее);

– специальные (водозаборные, поглощающие и прочие) – необходимы для сброса промышленных вод или добычи технических, ликвидации открытых фонтанов и прочего.

Глава 2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1. Условия притока пластовых флюидов к забоям скважин

Каждая нефтяная и газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, количество которой определяется величиной пластового давления и общим объемом всей системы, включая нефтяную, газонасыщенную и водяную зону.

До вскрытия пласта скважинами жидкость и газ находятся в статическом состоянии и располагаются по вертикали соответственно своим плотностям. После начала эксплуатации равновесие в пласте нарушается: жидкости и газ перемещаются к зонам пониженного давления, ближе к забоям скважин. Это движение происходит вследствие разности (перепада) пластового (начального) давления ($P_{пл}$) и давления у забоев скважин ($P_{заб.}$). В околоствольной зоне скважины возникает разность давлений ($P_{пл} - P_{заб.}$) (рис. 2.1.1). Накопленная пластовая энергия расходуется на перемещение жидкости и газа по пласту к скважинам и подъем их по скважинам на поверхность, а также на преодоление сопротивлений, возникающих при этом перемещении. Разность давлений между пластом и забоем скважины называется депрессией на пласт.



Рис. 2.1.1. Схема притока пластового флюида к скважине: $P_1 = P_{пл}$; $P_2 = P_{заб.}$

В зависимости от геологических условий и условий эксплуатации, пластовая энергия проявляется в виде сил, способствующих движению флюидов. На устье скважины всегда имеется какое-то давление P_y называемое устьевым. Чем выше депрессия, тем больше приток нефти на забой скважины.

Вокруг ствола скважины образуется воронка депрессии (рис. 2.1.1.). Воронка депрессии – это поверхность, образованная логарифмической кривой распределения давления вокруг оси скважины в пласте. В пределах воронки депрессии градиенты давления, а значит и расходы энергии на единицу длины пути резко возрастают по мере приближения к скважине. Значительная доля перепада давления в пласте расходуется в непосредственной близости от скважины. По мере удаления от скважины кривые градиентов давления значительно выравниваются, что указывает на резкое уменьшение скорости фильтрации с удалением от скважины.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \quad (2.1.1)$$

где k – проницаемость пласта; μ – динамическая вязкость жидкости; dp/dr – градиент давления вдоль радиуса (линий тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда:

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \quad (2.1.2)$$

Обозначим $\frac{kh}{\mu} = \varepsilon$. Этот параметр называется гидропроводностью пласта. В общем случае при радиальном движении жидкости ε – гидропроводность – изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины

вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности, если ε задано в виде известной функции от радиуса, т.е.

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r) , \quad (2.1.3)$$

Вводя (2.1.3) в (2.1.2) и разделяя переменные, получим:

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp . \quad (2.1.4)$$

Дифференциальное уравнение (2.1.4) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от радиуса и постоянна, то (2.1.4) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением $P_{заб}$ до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление $P_{пл}$. Таким образом,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp . \quad (2.1.5)$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь:

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) . \quad (2.1.6)$$

Решая (2.1.6) относительно q , получим классическую формулу радиального притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} . \quad (2.1.7)$$

В выражении (2.1.7) $P_k = P_{пл}$, $P_c = P_{заб}$. Уравнение (2.1.7) называется уравнением Дюпюи. Уравнение Дюпюи является интегральной формой закона Дарси для случая плоскорадиального установившегося потока несжимаемой жидкости к вертикальной скважине. Уравнение Дюпюи связывает продуктивные характеристики скважины (дебит, продуктивность) и фильтрационные свойств пласта (гидропроводность, проницаемость).

2.2. Призабойная зона скважины. Требования к конструкции забоев скважин

Призабойной (околоствольной) зоной скважины (ПЗС) называют область пласта в интервале фильтра (интервала перфорации), примыкающую к стволу. Эта область подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки. Через ПЗС проходит весь объем жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за все время его разработки. Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии.

От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию ее забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС.

Конфигурация ПЗС – зоны с измененными гидродинамическими характеристиками пласта в приствольной части скважины не имеет какой-то строгой геометрической формы. Её морфология, особенно в трещиноватых и трещиновато-поровых коллекторах, сложна и многообразна. Качественную и количественную оценку физико-геологических свойств пласта и гидравлического сопротивления призабойной зоны дают гидродинамические исследования скважин. В результате получают не фактические размеры зоны, а размер эквивалентной по гидравлическим свойствам круговой зоны. Размеры призабойной зоны измеряются от долей до десятков метров.

В ряде случаев, при глубокой кольматации пласта в ПЗС, наблюдается полное разобщение скважины и пласта как в период её строительства, так и при ремонте и эксплуатации, в результате чего при опробовании продуктивные объекты не дают продукции. Для предупреждения снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны проводят комплекс мероприятий, как правило, снижающих давление на пласт при бурении, креплении и ремонте

скважин, а также используют технологические жидкости и композиционные составы, совместимые с породой пласта и флюидами, его насыщающими. Воздействуя на призабойную зону различными способами (кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.), восстанавливают или повышают её фильтрационные характеристики.

Конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;

- эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;

- возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;

- возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;

- возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.

Геологические и технологические условия разработки месторождений различны, поэтому существует несколько типовых конструкций забоев скважин (рис. 2.2.1).

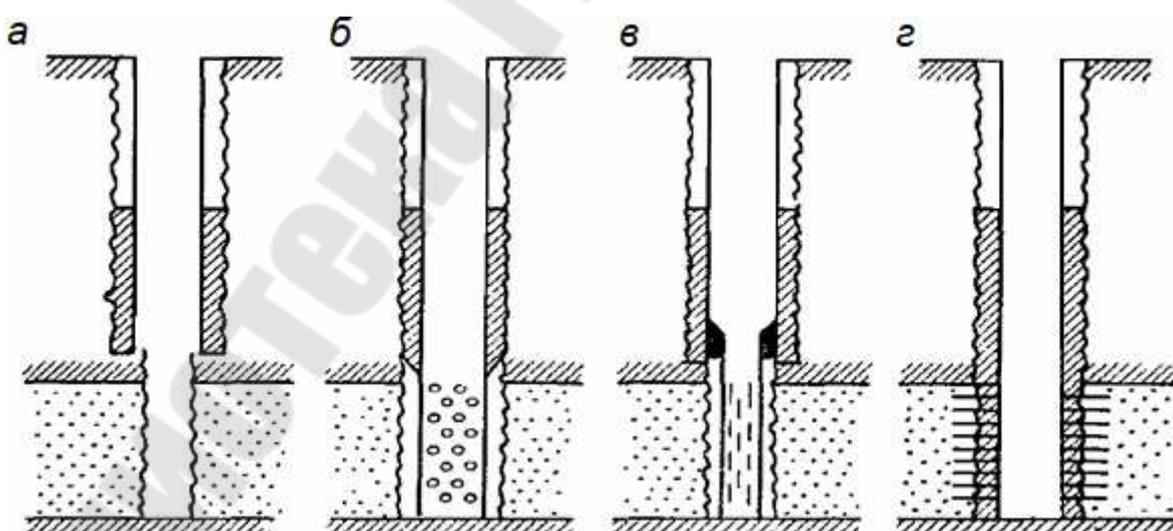


Рис. 2.2.1. Типовые конструкции забоев скважин: а – открытый забой; б – забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; в – забой с фильтром; г – перфорированный забой

Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице. Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя.

Условия применения конструкции, при которой пласт перекрыт перфорированным хвостовиком (рис. 2.2.1, б), по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части скважины.

Основное назначение фильтров (конструкция рис. 2.2.1, в) – предотвращение поступления песка в скважину. Такая конструкция забоя применяется редко и только как средство борьбы с образованием песчаных пробок в скважинах, вскрывающих нецементированные нефтенасыщенные песчаные пласты, склонные к пескопроявлению.

Скважины с перфорированным забоем (конструкция рис. 2.2.1, г) нашли самое широкое распространение (более 90 % фонда скважин). В этом случае ствол скважины бурится до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, проходящая через продуктивные пласты, исследуется геофизическими средствами. Результаты таких исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах.

Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;
- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;

– возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная закачка или отбор);

– устойчивость забоя скважины и сохранение ее полнопроходного сечения в процессе длительной эксплуатации.

2.3. Гидродинамическое совершенство скважин

Качество гидродинамической связи ствола скважины с продуктивным пластом характеризует коэффициент гидродинамического совершенства. Под гидродинамически совершенной понимают такую скважину, которая вскрыла продуктивный горизонт на всю его толщину h и в которой отсутствуют любые элементы крепи (обсадная колонна, цементный камень, забойные устройства), т.е. скважина с открытым забоем (рис. 2.3.1, а). При течении продукции в такую скважину фильтрационные сопротивления обусловлены только характеристикой продуктивного горизонта и являются минимально возможными.

Большинство реальных скважин относятся к гидродинамически несовершенным. Среди гидродинамически несовершенных скважин выделяют по степени совершенства вскрытия пласта следующие конструкции забоев скважин (рис. 2.3.1, б–г):

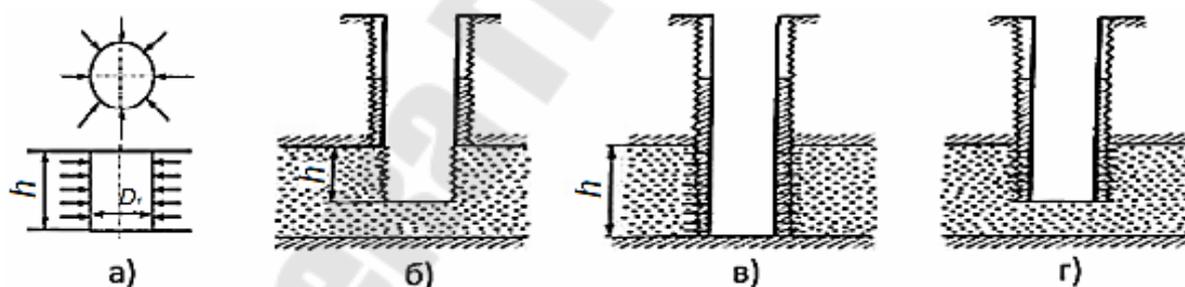


Рис. 2.3.1. Конструкции забоев скважин по степени совершенства вскрытия пласта

1. Совершенная по степени и характеру вскрытия (рис. 2.3.1, а)
2. Несовершенная по степени вскрытия – НСВ (рис. 2.3.1, б);
3. Несовершенная по характеру вскрытия – НХВ (рис. 2.3.1, в);
4. Несовершенная по степени и характеру вскрытия – НСХВ (рис. 2.3.1, г).

Для последних трех типов конструкции забоев скважин в призабойной зоне возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, определяемые видом несовершенства.

На рис. 2.3.2 представлены схемы притока пластового флюида к гидродинамически совершенной и несовершенным скважинам. Из рис. 2.3.2, *a* видно, что к гидродинамически совершенной скважине движение пластового флюида происходит радиально. Линии тока не меняют направление своего движения. В этом случае гидродинамические сопротивления минимальны и обусловлены только свойствами фильтрационной среды пласта.

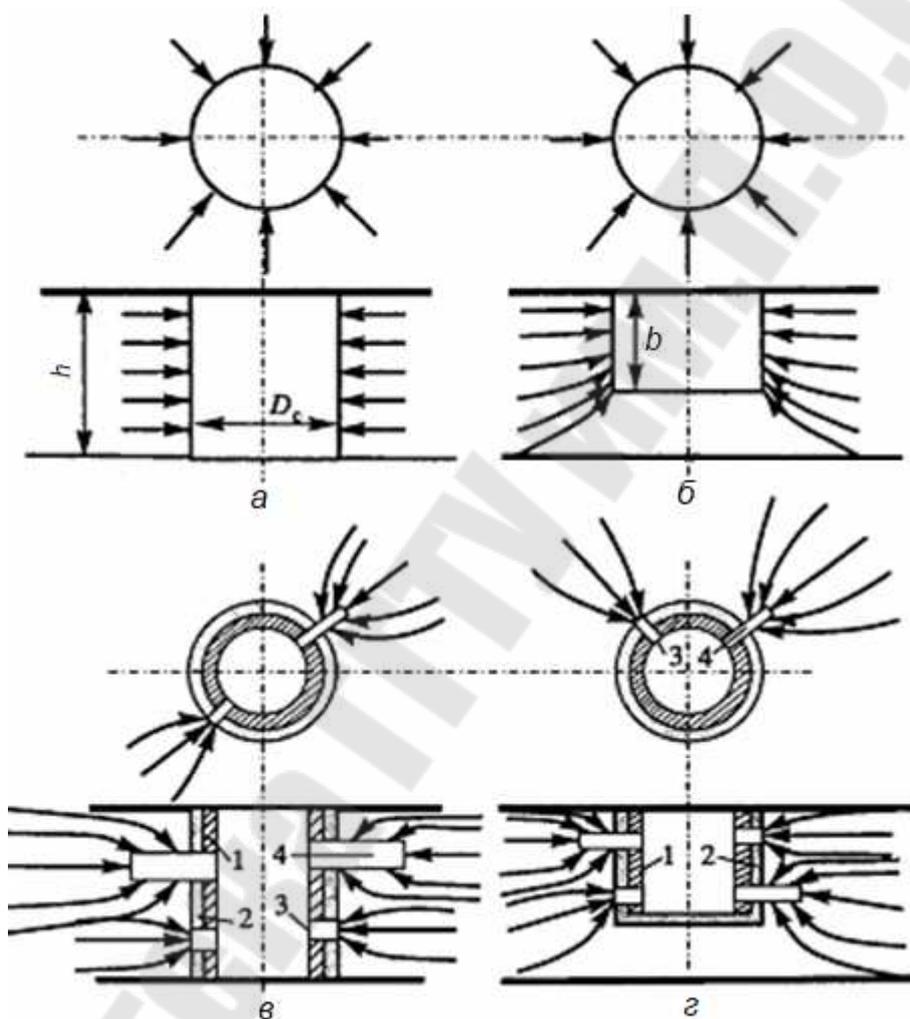


Рис. 2.3.2. Схемы притока пластового флюида к гидродинамически совершенной (*a*) и гидродинамически несовершенным скважинам: *б* – по степени вскрытия; *в* – по характеру вскрытия; *г* – по степени и характеру вскрытия; 1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – перфорационное отверстие; 4 – перфорационный канал; D_c – диаметр ствола скважины по долоту; h – мощность пласта; b – мощность пласта, вскрытая скважиной

При фильтрации пластового флюида к гидродинамически несовершенной скважине происходит значительное изменение направлений линий тока, что вызывает возникновение дополнительных

фильтрационных сопротивлений, определяемых видом несовершенства.

Гидродинамическое совершенство скважины, как правило, в гидродинамике обозначается символом C . Для скважины с двойным несовершенством величина C может быть найдена следующим образом. Представим приток пластового флюида в скважину с двойным несовершенством, состоящим из двух последовательных притоков (рис. 2.3.3) – притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации n . Приток флюида по пути от контура питания R_k до стенки скважины r_c будет преодолевать несколько фильтрационных сопротивлений:

– R_1 – фильтрационное сопротивление от R_k до стенки фиктивной скважины R ;

– R_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия и равное:

$$R_2 = (\mu/2\pi kh) \cdot C_1,$$

где C_1 – коэффициент, учитывающий несовершенство по степени вскрытия фиктивной скважины радиусом R ;

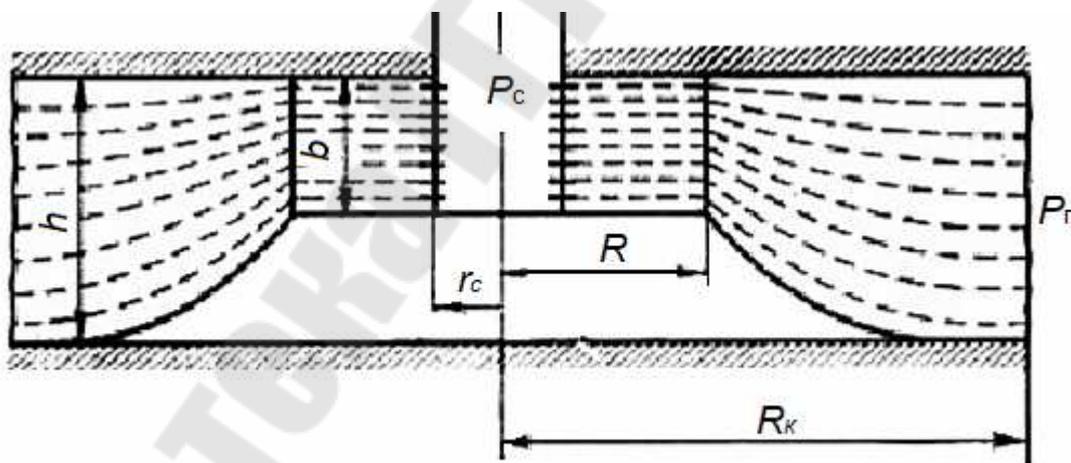


Рис. 2.3.3. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства:
 P_c – давление на забое скважины; $P_п$ – пластовое давление

Кроме того в потоке еще имеются фильтрационные сопротивления:

R_3 – фильтрационное сопротивление от R до стенки скважины r_c при толщине пласта $b = \delta \cdot h$, где δ – степень вскрытия пласта;

R_4 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством по характеру вскрытия при толщине пласта также $b = \delta \cdot h$ и учитываемое коэффициентом C_2 .

Приток в такую сложную систему определится следующим образом:

$$q = (P_{\text{п}} - P_{\text{с}}) / (R_1 + R_2 + R_3 + R_4).$$

Фильтрацию жидкости к скважине, подчиняющуюся линейному закону можно выразить следующим образом:

$$q = 2\pi kh (P_{\text{п}} - P_{\text{с}}) / \mu \ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}) = (P_{\text{п}} - P_{\text{с}}) / R_{\text{ф}},$$

где $R_{\text{ф}}$ – фильтрационное сопротивление.

Приток жидкости к перфорированной скважине можно выразить следующим образом:

$$q_{\text{п}} = (P_{\text{п}} - P_{\text{с}}) / (R_{\text{ф}} + R_{\text{доп}}).$$

Это выражение отличается от выше приведенного тем, что вследствие сгущения линий тока у перфорационных отверстий возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$:

$$R_{\text{доп}} = (\mu / 2kh) C,$$

где C – некоторая геометрическая характеристика интервала перфорации и околоствольной зоны пласта.

В общем случае дебит перфорированной скважины можно представить следующим образом:

$$q_{\text{п}} = \frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + C \right]}.$$

Из этого выражения видно, что возможно наличие двух крайних случаев геометрической характеристики околоствольной зоны пласта:

1. Нет ни одного отверстия в обсадной колонне. Тогда, очевидно $q_{\text{п}} = 0$, $C = \infty$.

2. Вся поверхность ствола скважины в пределах толщины пласта открыта. В этом случае сгущения линий тока не происходит и геометрия потока не будет изменяться. Очевидно, в этом случае $C = 0$.

Величина C (гидродинамического совершенства скважины) может изменяться от 0 до ∞ . С увеличением числа перфорационных отверстий n , их диаметра d , а также глубины L перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное

сопротивление $R_{\text{доп}}$ должно уменьшаться, а следовательно, должно уменьшаться C . Таким образом:

$$C = f(n, d, L).$$

Отношение дебита перфорированной скважины $q_{\text{п}}$ к дебиту скважины с открытым забоем q , принято за эталон. Его называют коэффициентом гидродинамического совершенства.

$$\eta = q_{\text{п}}/q.$$

Для расчетов притока жидкости к системе взаимодействующих гидродинамически несовершенных, т. е. перфорированных, скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса $r_{\text{пр}}$. Приведенным радиусом скважин называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины. Из определения следует:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \left[\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_{\text{п}} - P_{\text{с}})}{\mu \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}.$$

Путем ряда преобразований последнего выражения получаем:

$$r_{\text{пр}} = \frac{r_{\text{с}}}{e^C}$$

Таким образом, зная $r_{\text{пр}}$ для перфорированной скважины и подставляя его значение вместо действительного радиуса скважины $r_{\text{с}}$ в любые формулы радиального притока или притока группы взаимодействующих скважин, получим приток для перфорированной скважины или их системы. Подставляя вместо $r_{\text{с}}$ значение $r_{\text{пр}}$, мы как бы заменяем одну скважину или систему реальных перфорированных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами $r_{\text{пр}}$.

Введение понятия приведенного радиуса позволяет распространить сложные расчетно-аналитические формулы по определению дебитов системы взаимодействующих идеальных совершенных скважин с плоской фильтрацией на такую же систему реальных перфорированных скважин с пространственной фильтрацией в околоствольной зоне.

2.4. Физические процессы, протекающие в призабойной зоне пласта (ПЗП) при вскрытии

Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Под первичным вскрытием понимают процесс разбуривания продуктивного горизонта долотом. Вторичное вскрытие – процесс связи внутренней полости скважины, после крепления эксплуатационной колонны, с продуктивным горизонтом (перфорация скважины).

Так как процессы первичного, и вторичного вскрытия являются процессами временными, то за время вскрытия в призабойной зоне скважины (ПЗС) могут происходить различные физические и химические превращения.

К основным факторам, определяющим коэффициент проницаемости (α , следовательно, и коэффициент подвижности пластового флюида) ПЗС во времени в процессе вскрытия пласта, относятся:

1. Кольматация – процесс загрязнения ПЗС механическими частицами, содержащимися в жидкостях с возможным последующим их набуханием. Если же в ПЗС попадают только фильтраты различных растворов, то в этом случае возможно набухание частиц цементирующего материала терригенной горной породы или самих частиц скелета породы, а также блокирование флюидов водной фазой растворов в тонкопоровом коллекторе за счет капиллярных давлений.

2. Проникновение в ПЗС фильтратов различных растворов и жидкостей, используемых в период первичного, вторичного вскрытия, вызова притока и освоения.

3. Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и призабойной зоны (нарушение термодинамического равновесия в пласте).

4. Оплавляемость поверхностей перфорационных каналов в процессе перфорации.

В процессе вскрытия продуктивного горизонта, вызова притока, освоения и эксплуатации в ПЗС происходят существенные изменения, влияющие на продуктивность скважины.

К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин можно отнести следующие.

1. Для добывающих скважин:
 - проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе подземного ремонта;

- проникновение пластовой воды в ПЗС (в обводненных скважинах) при остановках скважин;
- набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;
- образование водонефтяной эмульсии;
- выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно добываемой воды при изменении термобарических условий;
- проникновение в ПЗС механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

2. Для нагнетательных скважин:

- набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;
- смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную с образованием и отложением солей;
- кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при ремонтных и других работах в скважине;
- повышенная остаточная нефтенасыщенность в призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание воды работали как добывающие.

На рис. 2.4.1 показана схема околоствольной зоны скважины после вскрытия ее бурением.

Из рис. 2.4.1 видно, что вокруг ствола скважины имеется ряд зон с измененными фильтрационными характеристиками. Так, внутри скважины после вскрытия ее бурением за счет фильтрации в пласт фильтрата бурового раствора формируется внешняя глинистая корка из частиц твердой фазы, не проникших в каналы фильтрации. Часть наиболее тонких частиц твердой фазы проникает в каналы фильтрации и формирует вокруг ствола зону кольматации. За зоной кольматации образуется зона проникновения фильтрата бурового раствора.

Аналогичные зоны могут образовываться и вокруг каналов перфорации при вторичном вскрытии пласта или глушении скважины после перфорации некачественными жидкостями глушения.

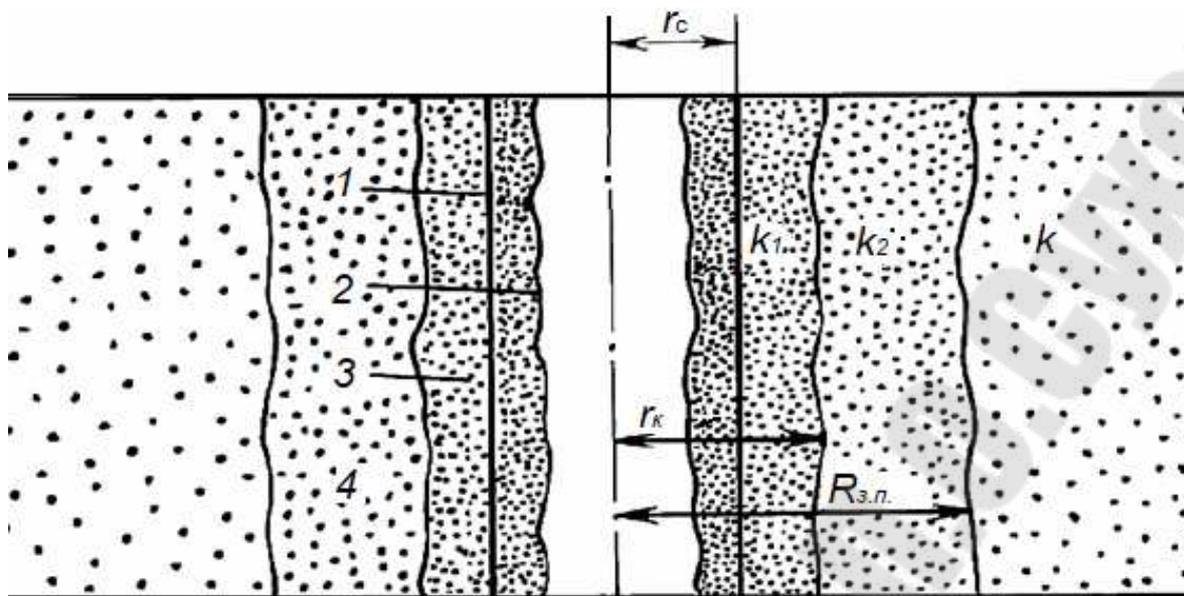


Рис. 2.4.1. Схема околоствольной зоны скважины после вскрытия ее бурением: 1 — стенка скважины по долоту; 2 — стенка скважины, образованная внешней глинистой коркой; 3 — зона кольматации твердой фазой; 4 — зона проникновения фильтрата раствора

2.5. Основы вторичного вскрытия пластов

После первичного вскрытия пласта в ствол скважины опускают эксплуатационную колонну с последующим ее цементированием. Это приводит к перекрытию продуктивного пласта, что требует повторного его вскрытия. Эти работы, известные как вторичное вскрытие. Его делают при помощи перфорации: процедуры создания специальных отверстий в колонне, цементном камне и пластовой породе, чтобы создать гидродинамическую связь между стволом и пластом-коллектором.

В настоящее время освоены и применяют несколько основных методов перфорации скважин: пулевая; торпедная; кумулятивная; гидropескоструйная; гидромеханическая; сверлящая; химическая.

Первые три способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении. Пескоструйная и гидромеханическая перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8-10) камер — стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Ка-

моры заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу. Существует два вида пулевых перфораторов:

– перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;

– перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Область применения пулевых перфораторов:

1. С горизонтальным размещением стволов: Марки: АПХ, ППМ, ПБ;

а) вскрытие пластов, представленных слабосцементированными песчаниками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (в отсутствие заполненных цементом каверн);

б) вскрытие после прострела стенок скважины кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, солянокислотной обработкой (так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями).

2. С вертикально-криволинейными стволами: Марки: ПВН, ПВК, ПВТ.

а. вскрытие пластов, представленных низкопроницаемыми породами ниже средней прочности;

б. вскрытие пластов с сильно загрязненной призабойной зоной.

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные пушечные системы, в которых пули разгоняются по стволу благодаря энергии расширения пороховых газов и, получив достаточную кинетическую энергию на выходе из нее, пробивают препятствие (эксплуатационную колонну). В перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ длина ствола, в котором пули разгоняются под давлением пороховых газов, очень ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из отверстия ствола недостаточна для получения в породе каналов большой длины.

В перфораторах с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН пули разгоняются по стволам значительной длины, размещен-

ным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400-500 мм против 60-70 мм в перфораторах с горизонтальным размещением стволов, а скорость пули на выходе из дула достигает 900-1000 м/с. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4-5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, то кинетическая энергия, которую получает пуля на выходе из ствола, больше в 10 раз. Благодаря этому указанные перфораторы имеют пробивную способность, которую можно сравнить с пробивной способностью кумулятивных перфораторов такого же поперечного размера при отстрелах в породах средней прочности.

Для вторичного вскрытия применяют пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (диаметры 90, 73, 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм.

На рис. 2.5.1 показан пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами ПВН-90. При вертикальном расположении стволов объем камер и длина стволов больше.

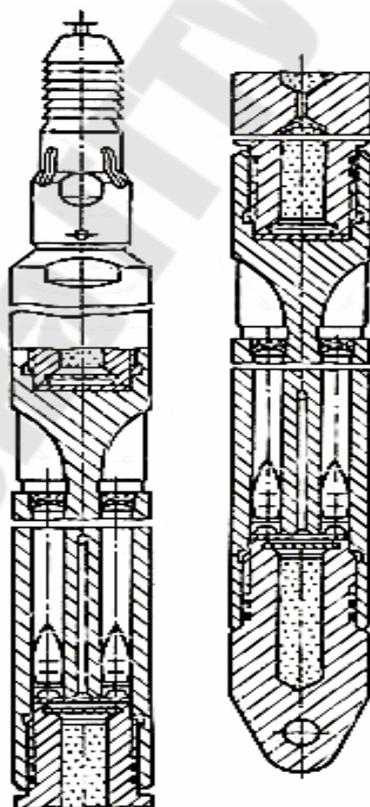


Рис. 2.5.1. Пулевой перфоратор с вертикальнокриволинейными стволами

Одна камера отдает энергию взрыва сразу двум стволам. Масса взрывчатого вещества (ВВ) в одной камере достигает 90 г. Давление газов в камерах составляет 0,6-0,8 тыс. МПа, но действие их продолжительное. Это позволяет увеличить начальную скорость вылета пули и пробивную способность перфоратора. Длина перфорационных каналов в породе получается 145-350 мм при диаметре около 20 мм. В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз. Это позволяет компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор.

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При установке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ одной камеры – 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100-160 мм, диаметр канала – 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно делается не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн. Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

Кумулятивная перфорация – в основу этого способа положен принцип осевой кумуляции. Отверстия в колонне создаются не пулями, а сфокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов. При взрыве направленная струя газов образуется при частичном разрушении облицовки внутренней поверхности кумулятивного заряда. Скорость струи газов достигает 9000 м/с, а давление, оказываемое ею на поверхность мишени, – примерно 30 000 МПа. На рис. 2.5.2 показана схема кумулятивного заряда в разрезе и последовательность развития кумулятивной струи. Из рисунка видно, что в результате детонации заряда образуется стержень кумулятивной струи, содержащий струю газов с включением обломков головной части облицовки кумулятивного заряда.

При помощи кумулятивных перфораторов создают отверстия без повреждения колонны и цементного кольца, что имеет большое значение в мало мощных пластах, близ которых расположены обводнённые или газоносные пласты. Кумулятивная перфорация обеспечивает надёжное вскрытие продуктивного пласта и улучшение прони-

цаемости за счёт образования более глубоких каналов, чем при пулевой или торпедной перфорации.

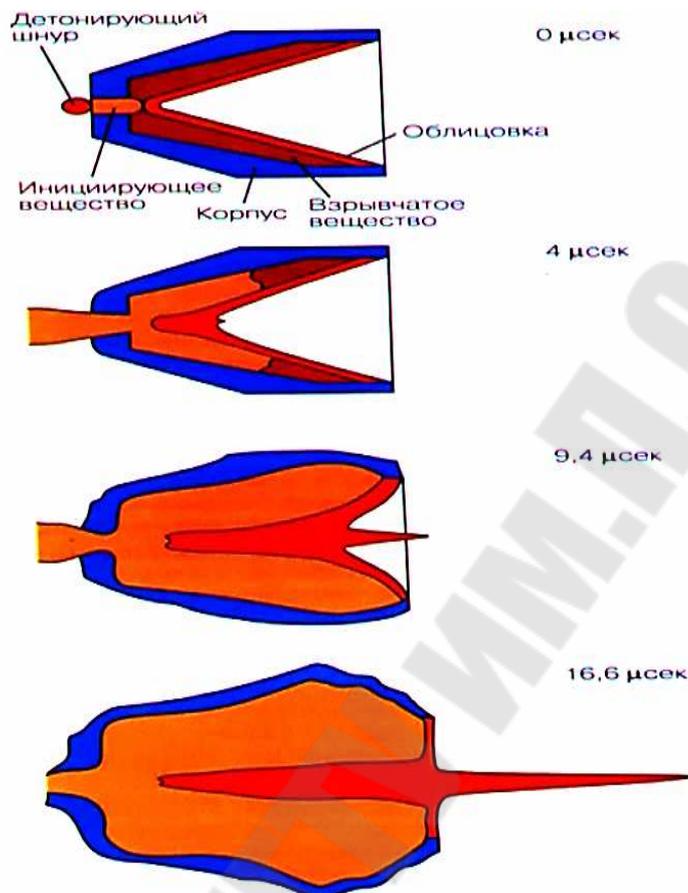


Рис. 2.5.2. Последовательность развития кумулятивной струи

По принципу устройства кумулятивные перфораторы подразделяют на две основные группы, которые различаются способом герметизации помещенных в них кумулятивных зарядов: корпусные и бескорпусные.

В корпусных перфораторах все заряды и средства инициирования помещены в общий герметичный корпус, извлекаемый из скважины после выстрела. В бескорпусных перфораторах каждый заряд заключен в индивидуальную герметичную разрушающуюся оболочку. Общий корпус или индивидуальная оболочка должны выдерживать определенное гидростатическое давление и температуру внешней среды.

В свою очередь, корпусные кумулятивные перфораторы подразделяются на перфораторы многократного использования (с неразрушающимся корпусом) и перфораторы однократного использования (с

простреливаемым корпусом), а бескорпусные – на полуразрушающиеся (с извлекаемым из скважины каркасом) и полностью разрушающиеся.

Кумулятивные перфораторы спускают в скважину на бронированном грузонесущем одножильном геофизическом кабеле или на насосно-компрессорных трубах, в зависимости от технологии работ и устройства. Иницирование зарядов преимущественно групповое (залповое), но может быть полуселективным (отдельными группами) и селективным (отдельными зарядами). Любой перфоратор состоит из механической части (корпус или каркас, головка, наконечник, груз) и зарядного комплекта с расходными деталями (кумулятивные заряды, детонирующий шнур, взрывной патрон, электропроводка, детали герметизации) (рис. 2.5.3). Электрический импульс подается на взрывной патрон, находящийся в нижней части перфоратора. При взрыве детонация передается вверх от одного заряда к другому по детонирующему шнуру, обвивающему последовательно все заряды.

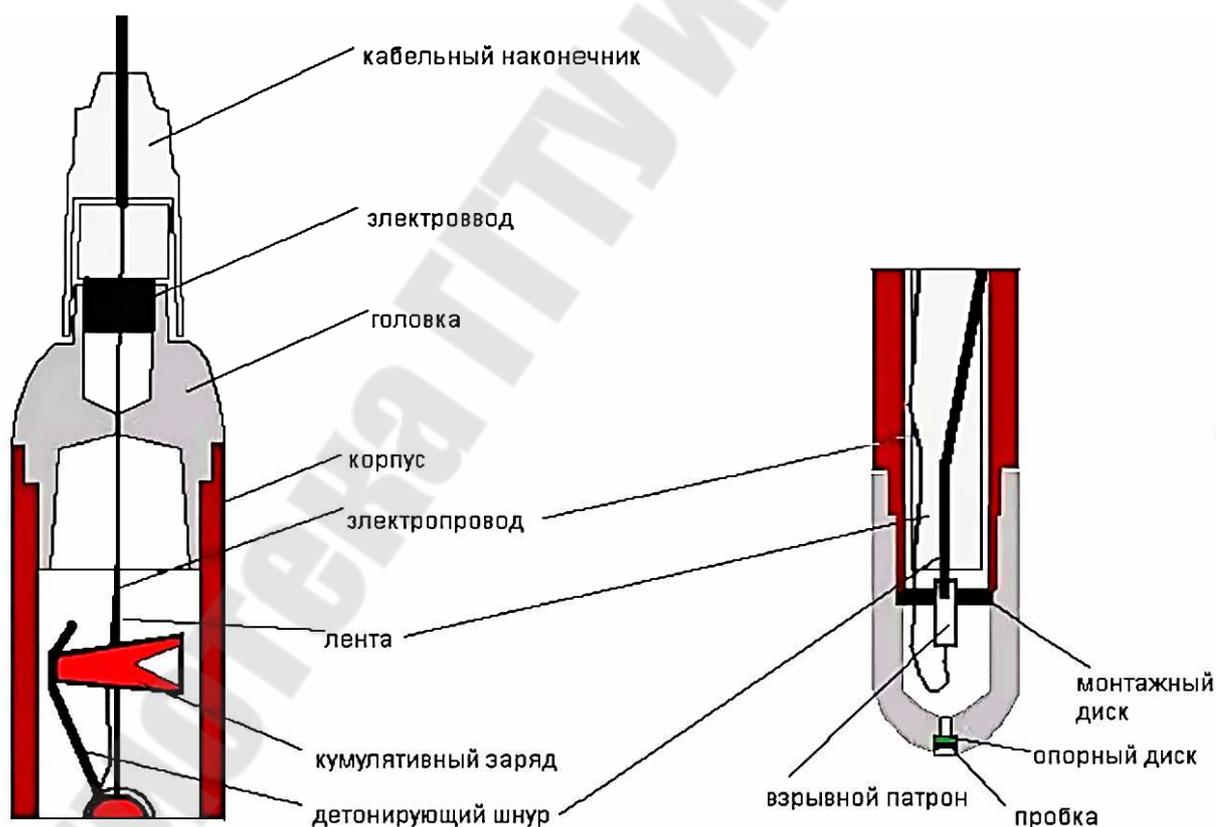


Рис. 2.5.3. Основные элементы кумулятивного перфоратора

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным – 1 м, пулевым – до 2,5 м.

Это является одной из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта – это перфорация на депрессии, так как в момент создания перфорационных каналов под воздействием больших градиентов давлений возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, вследствие чего происходит самоочищение перфорационных каналов и породы в призабойной зоне. Одновременно процесс вторичного вскрытия пластов совмещается с процессом вызова притока нефти или газа. Эту перфорацию в настоящее время осуществляют по двум вариантам.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье монтируют фонтанную арматуру. На устье устанавливают лубрикатор – устройство, позволяющее спускать и поднимать в работающей скважине любые приборы при наличии давления на устье. Путем снижения уровня раствора в скважине, замены на более легкий раствор, полного удаления раствора из скважины, заполнения ее природным газом или азотом создается необходимый перепад между пластовым и забойным давлениями. В скважину через лубрикатор на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его напротив интервала, который надо перфорировать. После срабатывания перфоратора пласт начинает проявлять. В высокопродуктивных нефтяных и особенно в газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом наблюдается интенсивный рост давления на устье. Конструкция лубрикатора позволяет вывести каротажный кабель и перфоратор из скважины под давлением, а при необходимости его можно опять спустить в скважину для дострела необходимого интервала.

По второму варианту перфорации используют перфораторы, спускаемые в скважину на НКТ. Это корпусные перфораторы одноразового действия типа ПКО, срабатывающие от механизма ударного действия при нажиме на него резинового шара, вбрасываемого в колонну труб с поверхности и дальше движущегося вниз под воздействием потока жидкости. Такие перфораторы имеют шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. Эти перфораторы снабжены приспособлениями для передачи детонации от секции к секции, что позволяет соединять их друг с другом для одновременного вскрытия пласта толщиной 50 м и более. После срабатывания перфоратора и создания гидродинамической свя-

зи пласта и скважины отстрелянный корпус перфоратора остается в скважине, если она работает фонтанным способом.

Таким образом, перфорация осуществляется в следующем порядке. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, в нижней части которой напротив продуктивной части пласта размещен перфоратор ПНКТ.

Устье скважины оборудуют фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины или замены ее на более легкую создают заранее выбранную депрессию на пласт, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь НКТ бросают резиновый шар, который потоком жидкости, подаваемой в трубы, движется в НКТ до механизма ударного действия, от которого срабатывает приспособление инициации зарядов. После перфорации нефть или газ из пласта поступает в колонну НКТ через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, или через специальные циркуляционные окна, размещенные выше перфоратора.

Перфорацию на НКТ целесообразно применять в скважинах с большим углом наклона ствола, где спуск перфоратора на кабеле затруднен. В частности, в горизонтальных скважинах это один из наиболее реальных и эффективных методов перфорации. Эти перфораторы очень эффективны и в том случае, когда надо выполнять вторичное вскрытие в условиях многоколонных конструкций, где требуется повышенная пробивная способность зарядов.

Перфорация на депрессии занимает в общем объеме применения кумулятивной перфорации, примерно, только десятую часть. В большинстве случаев перфорация проводится с противодавлением (репрессией) на пласт. При кумулятивной перфорации, проводимой на репрессии, на стенках перфорационных каналов и в породе продуктивного пласта могут происходить различные явления, снижающие как пропускную способность перфорационных каналов, так и проницаемость породы пласта.

Гидропескоструйная перфорация. При гидропескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата - пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтиро-

ванными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству. При гидropескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости, достигающей 250-300 метров в секунду. Перепад давления при этом на перфораторе составляет 20-30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы (рис. 2.5.4), обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы длиной до 0,5 м.

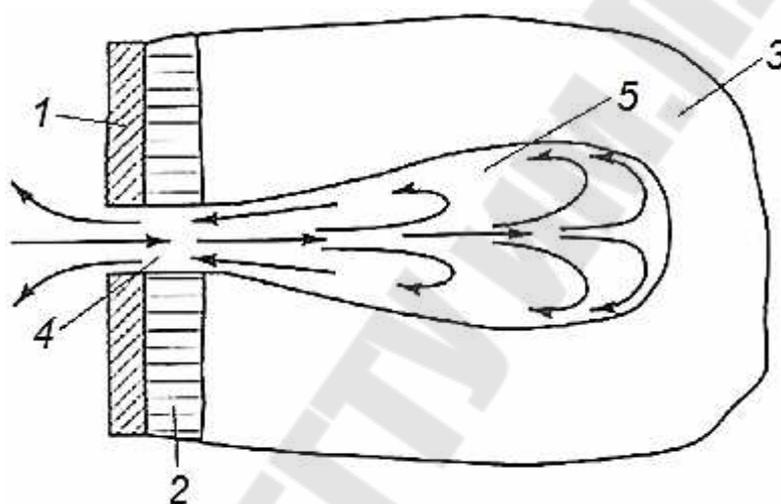


Рис. 2.5.4. Схема образования каверны в породе при гидropескоструйной перфорации пласта: 1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – горная порода; 4 – перфорационное отверстие; 5 – грушеобразная каверна в породе

Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости, выходящей из канала через перфорационное отверстие. Время воздействия на преграду не должно превышать 15-20 мин, так как при более продолжительном воздействии каналы не увеличиваются.

Перфорация производится пескоструйным аппаратом, спускаемым на насосно-компрессорных трубах. Аппарат АП-6М (рис. 2.5.5) имеет шесть боковых отверстий, в которые ввинчиваются шесть насадок для одновременного создания шести перфорационных каналов. При малой подаче насосных агрегатов часть отверстий может быть заглушена пробками. Насадки в стальной оправе изготавливаются из

твердых сплавов, устойчивых против абразивного износа водопесчаной смесью, трех стандартных диаметров 3; 4,5 и 6 мм.

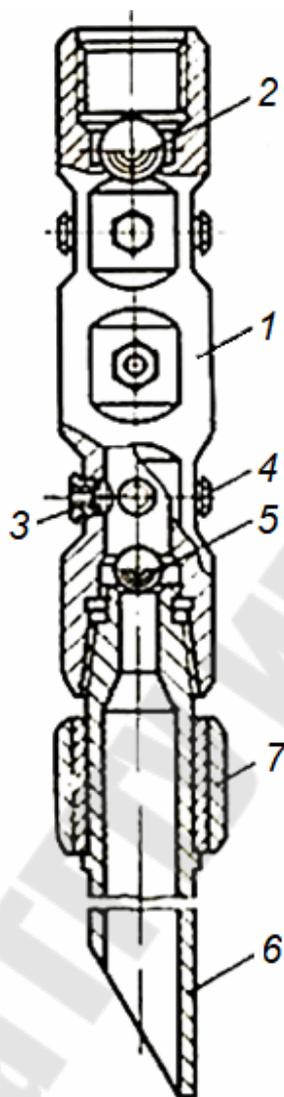


Рис. 2.5.5. Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М: 1 – корпус; 2 – шар опрессовочного клапана; 3 – узел насадки; 4 – заглушка; 5 – шар клапана; 6 – хвостовик; 7 – центратор

Медленно вращая пескоструйный аппарат или вертикально его перемещая, можно получить горизонтальные или вертикальные надрезы и каналы. В этом случае сопротивление обратному потоку жидкости уменьшается, и каналы получаются примерно в 2,5 раза глубже. В пескоструйном аппарате предусмотрены два шаровых клапана, сбрасываемых с поверхности. Диаметр нижнего клапана меньше, чем седло верхнего клапана, поэтому нижний шар свободно проходит через седло верхнего клапана.

После спуска аппарата, обвязки устья скважины и присоединения к нему насосных агрегатов система спрессовывается давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается шар диаметром 50 мм от верхнего клапана для герметизации системы. После опрессовки обратной промывкой, т. е. закачкой жидкости в кольцевое пространство, верхний шар выносится на поверхность и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается малый – нижний шар, и при его посадке на седло нагнетаемая жидкость получает выход только через насадки перфоратора. После этого проводится перфорация закачкой в НКТ водопесчаной смеси. Концентрация песка в жидкости обычно составляет 80-100 кг/м³.

Общие гидравлические потери при гидropескоструйной перфорации складываются из следующих: P_1 – потерь давления на трение в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата; ΔP – потерь давления в насадках, определяемых по специальным графикам или расчетным путем; P_2 – потерь на трение восходящего потока жидкости в затрубном кольцевом пространстве; P_3 – противодействия на устье скважины в затрубном пространстве. Так как гидростатические давления жидкости в НКТ и кольцевом пространстве при работе по замкнутой системе уравновешены, то давление нагнетания на устье P_y будет равно сумме всех потерь:

$$P_y = P_1 + \Delta P + P_2 + P_3.$$

Величина P_1 определяется по формулам трубной гидравлики:

$$P_1 = \lambda \cdot \frac{L}{d_b} \cdot \frac{v_t^2}{2g} \cdot \rho g,$$

где коэффициент трения λ определяется как обычно, через число Re , но увеличивается на 15-20% вследствие присутствия песка в жидкости; L – длина НКТ; d_b – внутренний диаметр НКТ; v_t – линейная скорость потока в НКТ, $v_t = 4Q / (\pi d_b^2)$; ρ – плотность песчано-жидкостной смеси.

Величина ΔP определяется по специальным графикам потерь давления от расхода жидкости, полученным на стенде для насадок разного диаметра. Величина P_2 также определяется по формуле трубной гидравлики для движения жидкости по кольцевому пространству:

$$P_2 = (1,15 \div 1,20) \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_b - d_h} \cdot \frac{v_k^2}{2g} \cdot \rho g,$$

где D_b – внутренний диаметр обсадной колонны, d_n – наружный диаметр НКТ. $v_k = 4Q / (\pi(D_b^2 - d_n^2))$ – линейная скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, которая не должна быть меньше 0,5 м/с для полного выноса песка и предупреждения прихвата труб.

Суммарный расход жидкости равен произведению числа действующих насадок n на расход жидкости через одну насадку $q_{ж}$:

$$Q = q_{ж} n.$$

Для точной установки перфоратора против нужного интервала применяют в колонне НКТ муфту-репер. Это короткий (0,5-0,7 м) патрубок с утолщенными стенками (15-20 мм), который устанавливают выше перфоратора на расстоянии одной или двух труб. После спуска колонны НКТ в нее опускают на кабеле малогабаритный геофизический индикатор, реагирующий на утолщение металла. Получая таким образом отметку муфты-репера, определяют положение перфоратора по отношению к разрезу продуктивного пласта. Однако при этом необходимо учитывать дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления. Это удлинение, пропорциональное нагрузке, определяется формулой Гука:

$$\Delta L = \frac{P_y FL}{E f z},$$

где P_y – давление на устье скважины; F – площадь сечения НКТ; L – длина НКТ; E – модуль Юнга, Па (обычно $20 \cdot 10^4$ Па); f – площадь сечения металла труб, м²; z – коэффициент, учитывающий трение труб о стенки обсадной колонны (принимают 1,5-2). Эти дополнительные удлинения могут быть значительными и достигать 1 м.

При гидropескоструйной перфорации устье скважины оборудуется стандартной устьевой арматурой типа 1АУ-700, рассчитанной на рабочее давление 70,0 МПа. Для прокачки песчано-жидкостной смеси используются насосные агрегаты, смонтированные на платформе тяжелых грузовых автомобилей 2АН-500 или 4АН-700, развивающие максимальные давления соответственно 50 и 70 МПа. Число агрегатов n определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причем для запаса берется еще один насосный агрегат:

$$n = \frac{Q \cdot P_y}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1,$$

где Q – расчетный суммарный расход жидкости; P_y – давление на устье скважины; q_a – подача одного агрегата на расчетном режиме; P_a – давление, развиваемое агрегатом; η – коэффициент, учитывающий техническое состояние насосных агрегатов и их износ $\eta = 0,75-1$.

Песчано-жидкостная смесь готовится в пескосмесительном агрегате (2ПА; 3ПА и др.), который представляет собой бункер для песка емкостью 10 м^3 с коническим дном. В нижней части бункера вдоль продольной оси установлен шнек. Скорость вращения шнека ступенчато изменяется от 13,5 до 267 об/мин. В соответствии с этим подача песка изменяется от 3,4 до 676 кг/мин. Кроме того, агрегат снабжен насосом 4НП (насос песковый) низкого давления для перекачки песчано-жидкостной смеси. Бункер со всем оборудованием смонтирован на шасси тяжелого автомобиля.

Песчано-жидкостная смесь готовится тремя способами:

- с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема);
- со сбросом отработанного песка с повторным использованием жидкости;
- со сбросом жидкости и песка.

Наиболее экономична закольцованная схема, так как при этом расходы жидкости и песка минимальные. Кроме того, при использовании специальных жидкостей (нефть, раствор кислоты, глинистый раствор и др.) не загрязняется территория.

На рис. 2.5.6 приведена схема обвязки поверхностного оборудования при перфорации по замкнутому циклу. Схема предусматривает необходимые операции по промывке скважины как через колонну НКТ, так и через кольцевое пространство. Обязательным элементом схемы обвязки является установка обратных клапанов на выкидных линиях агрегатов и лубрикатора или байпаса для ввода шаровклапанов пескоструйного аппарата.

В качестве рабочей используют различные жидкости, исходя из условия ее относительной дешевизны, предотвращения ухудшения коллекторских свойств пласта и открытого фонтанирования. Для целей ГПП используют воду, 5-6%-ный раствор ингибированной соляной кислоты, дегазированную нефть, пластовую сточную или соленую воду с ПАВ, промывочный раствор. В случае если плотность рабочей жидкости не обеспечивает глушение скважины, добавляют утяжелители: мел, бентонит. Объем рабочей жидкости принимается равным 1,3-1,5 объема скважины при работе по замкнутому циклу.

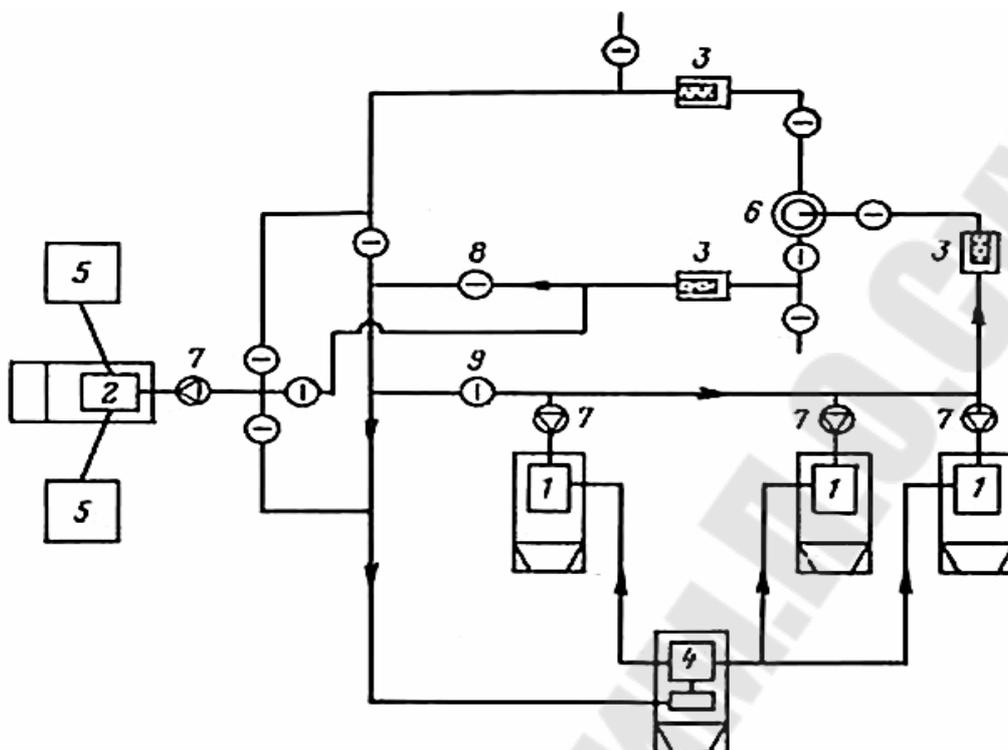


Рис. 2.5.6. Схема обвязки поверхностного оборудования при работе по замкнутому циклу: 1 – АН-700; 2 – ЦА-320; 3 – шламоуловитель; 4 – пескосмеситель; 5 – емкость; 6 – скважина; 7 – обратный клапан; 8 – открытые краны; 9 – закрытые краны

При работе со сбросом объем жидкости определяют из простого соотношения:

$$V = q_n \cdot n \cdot t \cdot N,$$

где q_n – принятый расход жидкости через одну насадку; n – число одновременно действующих насадок; t – продолжительность перфорации одного интервала (15-20 мин); N – число перфорационных интервалов.

Количество песка принимается из расчета 50-100 кг песка на 1 м^3 жидкости. ГПП осуществляют, начиная с нижних интервалов.

Пескоструйная перфорация в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации позволяет получить каналы с чистой поверхностью и сохранить проницаемость пласта. Громоздкость операции, задалживание мощных технических средств и большого числа обслуживающего персонала определяют довольно высокую стоимость этого способа перфорации и сдерживают ее широкое применение по сравнению с кумулятивной перфорацией.

Гидромеханическая щелевая перфорация заключается в следующем: перфоратор, спущенный в скважину на насосно-

компрессорных трубах и привязанный к нужному пласту геофизическим методом, производит в обсадной колонне накатными дисками непрерывные длинные продольные щели. После через эти щели под воздействием гидромониторной струи на горную породу и цементное кольцо, вымываются сплошные каверны (рис. 2.5.7).

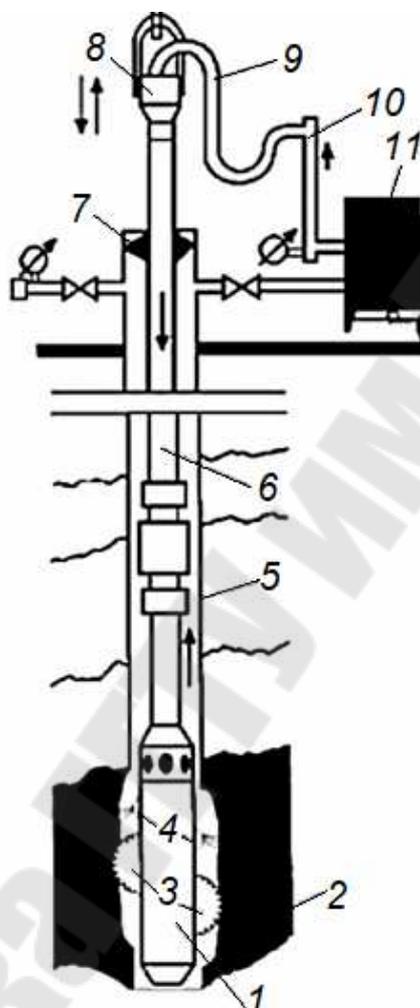


Рис. 2.5.7. Схема гидромеханической щелевой перфорации: 1 – перфоратор; 2 – продуктивный пласт; 3 – накатные диски; 4 – гидромониторные насадки; 5 – эксплуатационная колонна; 6 – колонна НКТ; 7 – превентор; 8 – вертлюг; 9 – буровой рукав; 10 – стояк; 11 – насосный агрегат

Гидромеханический щелевой перфоратор спускается в скважину на колонне НКТ, в компоновку которой включается на заданном расстоянии от режущего узла перфоратора реперная муфта. Геофизическим методом определяют глубину её расположения в стволе скважины. Режущий узел перфоратора (накатные диски 3, рис. 2.5.7) устанавливают против нижней границы интервала перфорации. После этого оборудуют устье скважины герметизирующим устройством,

бросают в НКТ шар и создают циркуляцию жидкости через гидромониторный канал. Под действием давления накатные диски внедряются в обсадную колонну и создают в ней и цементном камне за колонной щель. При этом перемещают колонну НКТ вверх до верхней границы интервала перфорации. Не снижая давления, опускают перфоратор в исходное положение. Во время этой операции наблюдают по индикатору веса наличие затяжек и посадок. После многократного повторения такого возвратно-поступательного движения НКТ, когда в интервале перфорации возникнут продольные щели и исчезнут затяжки и посадки инструмента, создают повышенное давление в НКТ и производят намыв каверны вдоль щели гидромониторной струёй жидкости, истекающей из гидромониторных насадок 4 (рис. 2.5.7). Выполнив эту операцию, прекращают циркуляцию, бросают в НКТ второй шар, который открывает перепускной клапан. В таком положении, когда обеспечена гидравлическая связь трубного и затрубного пространства, возможно проводить обработку пласта специальными жидкостями, вызывать приток и исследовать вскрытый объект.

Преимущества гидромеханической щелевой перфорации:

- качественное вскрытие участка продуктивного пласта;
- щадящее воздействие на заколонное цементное кольцо и эксплуатационную колонну ниже и выше интервала перфорации: позволяет выборочно вскрывать исключительно продуктивные пропластки, не нарушая между ними перемычек;
- создание довольно надежной связи с пластом;
- возможность использования более низкого (в сравнении с кумулятивной перфорацией) рабочего давления при гидроразрыве пласта;
- гораздо большая площадь участка вскрытия продуктивного пласта в сравнении с кумулятивной перфорацией.

Сверлящая перфорация – основана на механическом способе разрушения элементов крепления скважины и горных пород. Сверлящие перфораторы создают перфорационные каналы в мягком, щадящем режиме без ударного воздействия, исключают деформацию и разрушение обсадных труб, трещинообразование в цементном кольце, ухудшение фильтрационных характеристик в прискважинной зоне пласта. Принцип их действия – высверливание отверстий в стенке скважины сверлом или коронкой, приводимых в действие электродвигателем. Прибор спускается в скважину на каротажном кабеле,

прижимается к стенке скважины и высверливает каждое отверстие индивидуально (рис. 2.5.8).

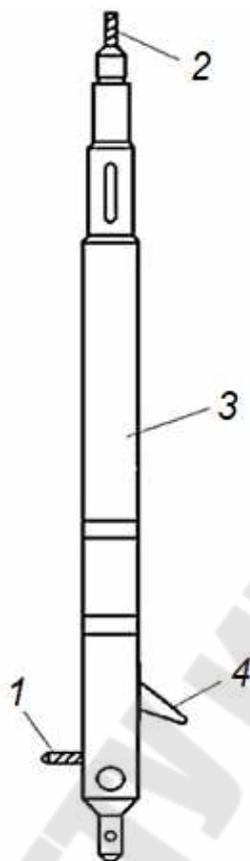


Рис. 2.5.8. Схема сверлящего перфоратора ПС-112: 1 – сверло; 2 – каротажный кабель; 3 – корпус. 4 – выдвижная пята

Это позволяет более точно привязаться к интервалу перфорации (особенно при небольших толщинах продуктивных пропластков). При перфорации отсутствуют гидродинамические и механические ударные воздействия на обсадную колонну и цементный камень.

Однако этот способ вскрытия пластов требует длительного времени, а получаемые перфорационные каналы имеют небольшую глубину – до 50-80 мм. Кроме того, сверлящая перфорация характеризуется сложностью процесса и низкой производительностью труда.

Химические методы перфорации. К химическим методам перфорации можно отнести такие, при которых вторичное вскрытие происходит за счет химической реакции, например, металла с кислотой. Рассмотрим пример следующей технологии вторичного вскрытия.

Обсадная колонна длиной, равной толщине продуктивного горизонта или необходимому интервалу вскрытия, просверливается в со-

ответствии с выбранной плотностью перфорации до спуска ее в скважину (на поверхности). Просверленные отверстия закрываются, например, магниевыми пробками, длина которых равна сумме толщины обсадной колонны и толщины цементного кольца. Затем обсадная колонна спускается в скважину и производится ее цементирование. После схватывания цементного раствора в скважину закачивается расчетное количество раствора соляной кислоты, которое продавливается до интервала вскрытия. Взаимодействие солянокислотного раствора с магниевыми пробками приводит к их растворению, и через определенное время магниевые пробки растворяются полностью, открывая просверленные в обсадной колонне отверстия и отверстия, образовавшиеся в цементном камне. В результате этого создается хорошая гидродинамическая связь призабойной зоны пласта с полостью скважины.

Оценка эффективности работ по вскрытию пластов.

При оценке эффективности работ по вскрытию пластов необходимо последовательно выполнить следующие шаги. На основании проведенных гидродинамических исследований и испытаний скважины в процессе бурения и освоения, а также имеющихся данных о характеристиках продуктивного объекта определить следующие параметры.

1. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины.
2. Суммарный скин-фактор S в исследуемой скважине.
3. Коэффициенты скин-фактора от гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия S_c и от перфорации S_n .
4. Величина скин-фактора S_z , обусловленного загрязнением ПЗП в процессе бурения и при перфорации.

Полученные значения скин-фактора характеризуют:

- $S_c + S_n$ – ухудшение гидродинамических характеристик при вторичном вскрытии;
- S_z при первичном вскрытии от загрязнения продуктами буровых растворов.

Скин-фактор – это безразмерный параметр, описывающий изменение проницаемости околоствольной зоны за счет несовершенства вскрытия пласта. Он характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюидов в околоскважинной зоне пласта (потери перепада давления на преодоление сопротивлений в призабойной зоне от несовершенства вскрытия), приводящее к снижению добычи (дебита) по сравнению с совершенной (идеальной) скважи-

ной. Положительная величина скин-фактора характеризует ухудшение проницаемости ПЗП, отрицательная – улучшение проницаемости, нулевая величина – отсутствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в ПЗП.

2.6. Основы процесса вызова притока из пласта

Во всех скважинах после вскрытия пласта бурением и в большинстве скважин после вторичного вскрытия (за исключением вскрытия пластов на депрессии) с целью исключения неконтролируемого проявления притока из пласта на забое скважины создают избыточное давление, которое на 7-10% выше пластового (создают репрессию на пласт). Вызов притока – это технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих.

Рассмотрим схему, представленную на рис. 2.6.1. Скважина заполнена до устья жидкостью глушения. Давление, создаваемое столбом этой жидкости на забой скважины равно:

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{гл}} g L_c \cdot \cos \alpha + P_1,$$

где $P_{\text{заб}}$, P_1 – соответственно давление на забое и устье скважины, МПа; $\rho_{\text{гл}}$ – плотность жидкости глушения, кг/м³; L_c – длина ствола скважины, м; α – угол отклонения скважины от вертикали, град.

Если $P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}$, то на пласт действует репрессия ΔP_p :

$$\Delta P_p = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}},$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа.

Под действием этой репрессии часть жидкости глушения может поглощаться пластом. Процесс снижения противодавления на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами; при этом возможны следующие последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления:

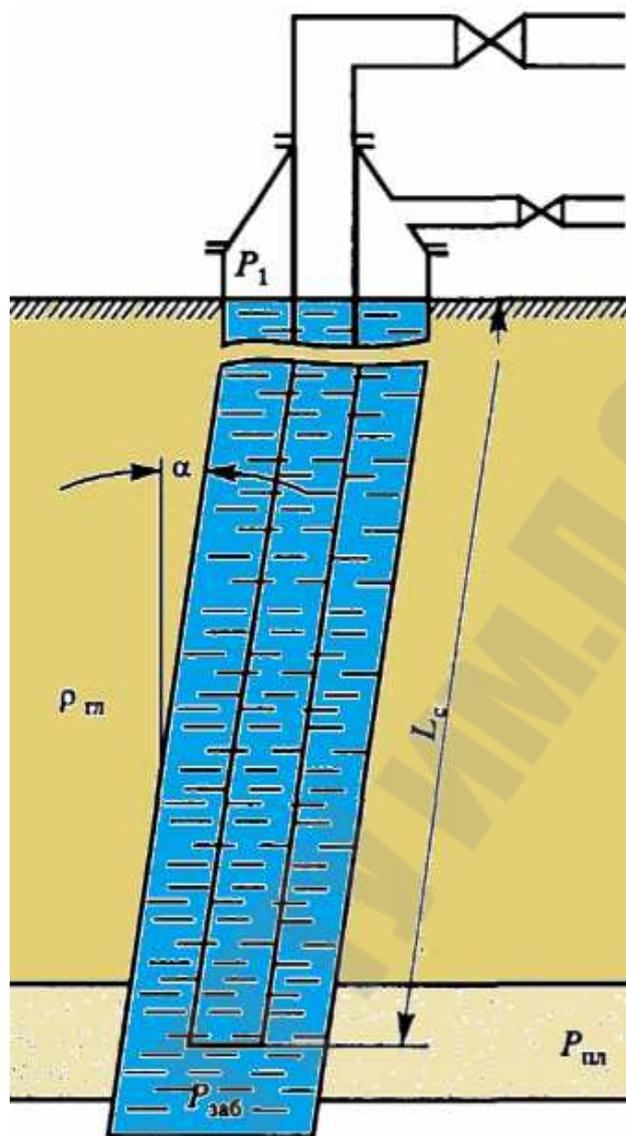


Рис. 2.6.1. Схема скважины, заполненной жидкостью глушения

1. Рост забойного давления до максимальной величины $P_{\text{заб.макс}}$ — первая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения возрастает.

2. Снижение забойного давления до величины пластового давления ($P_{\text{заб.}} = P_{\text{пл}}$) — вторая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения снижается до нуля

3. Снижение забойного давления ниже величины пластового и создание определенной депрессии — третья фаза вызова притока.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.}}$$

Таким образом, первая и вторая фазы — фазы поглощения, а третья — фаза притока. Физические основы вызова притока и освоения

скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодавления на пласт, что связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения.

Известно несколько методов и много способов вызова притока и освоения. Выбор того или иного из них зависит от ряда критериев.

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего из них для конкретных условий зависит от следующих критериев:

1. Величина пластового давления. По величине пластового давления пласты разделяют:

– с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$);

– с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением (АНПД);

– с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

При выборе метода вызова притока из скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий.

2. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами. По проницаемости пласты разделяют:

– с низкой проницаемостью (до 50 мД);

– с средней проницаемостью (50-200 мД);

– с высокой проницаемостью (свыше 200-300 мД).

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

3. Механическая прочность коллектора. По механической прочности коллектора разделяют:

– рыхлые, слабосцементированные породы;

– крепкие, хорошо сцементированные породы.

4. Фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности k/μ и гидропроводности kh/μ , качество вскрытия пласта, коэффициент совершенства, наличие скин-фактора).

5. Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет выше приведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

Методы вызова притока и освоения скважин можно разделить на следующие классы:

1. Методы облегчения столба жидкости в скважине (бурового раствора или жидкости глушения).

2. Методы понижения уровня.

3. Методы «мгновенной» депрессии.

Общая характеристика и условия эффективного применения методов вызова притока и освоения скважин сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические, технические и организационные факторы с учетом приведенных выше критериев.

1. Метод облегчения столба жидкости в скважине.

Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки с переводом более тяжелой жидкости на более легкую. При промывке скважины в период времени $0-t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1 фаза – фаза роста репрессии и поглощения пластом жидкости глушения (рис. 2.6.2a). Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС. Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени t_1-t_2 (2-я фаза снижение поглощения) объем поглощаемой пластом жидкости снижается.

Таким образом, в период времени $0-t_2$ жидкость глушения поглощается пластом, а объем поглощенной жидкости $V_{\text{погл}}$ в этот период можно рассчитать, зная коэффициент приемистости $K_{\text{пр}}$, величину пластового давления $P_{\text{пл}}$ и характер изменения забойного давления $P_{\text{заб}}(t)$, то есть:

$$V_{\text{погл}} = f(K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}(t), t).$$

В период времени $t > t_2$ реализуется 3 фаза – фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии ΔP .

2. Метод понижения уровня.

Особенностью данного метода является отсутствие первой фазы, что делает его предпочтительнее, благодаря меньшему «загрязнению» ПЗС в период вызова притока (рис. 2.6.2б).

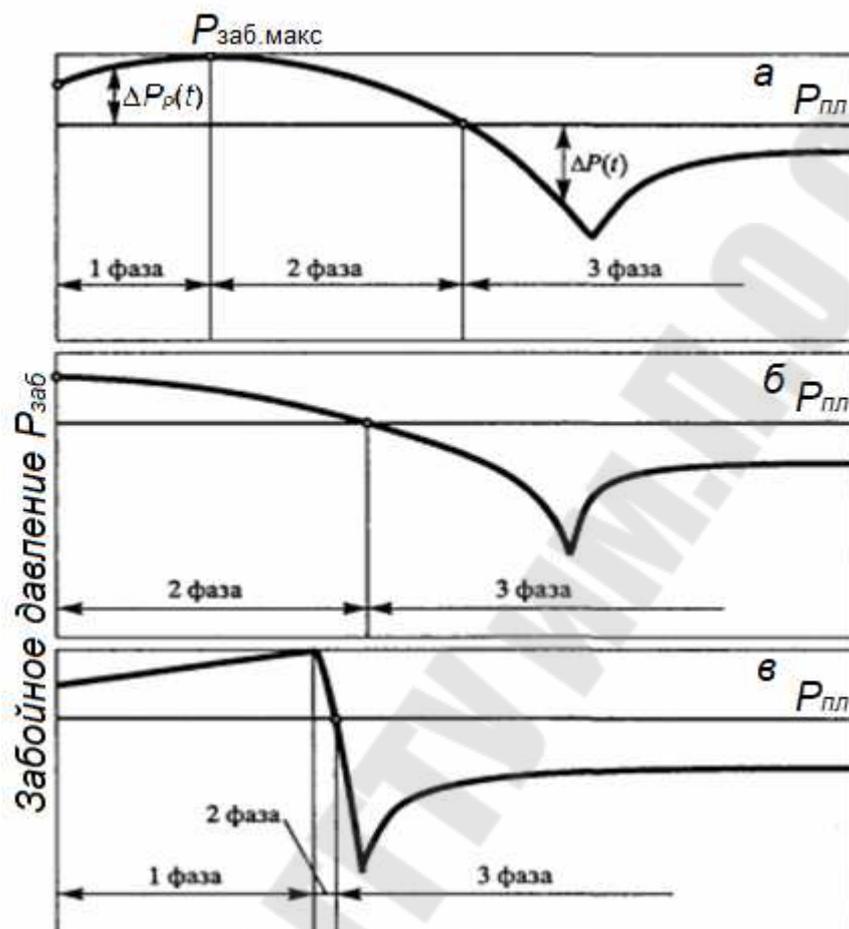


Рис. 2.6.2. Схема вызова притока различными классами методов:
а – методы облегчения столба жидкости в скважине; *б* – методы понижения уровня;
в – методы «мгновенной» депрессии

3. Метод «мгновенной» депрессии.

Особенностью данного метода является кратковременность второй фазы ($t_1 - t_2$).

Способы вызова притока и освоения скважин

К первому методу относятся:

- промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями);
- закачка газообразного агента (газлифт);
- закачка пенных систем.

К методу понижения уровня относятся:

- тартание желонкой;

- свабирование;
- понижение уровня глубинным насосом.

К методу «мгновенной» депрессии относятся:

- имплозия;
- метод переменных давлений;
- задавка жидкости глушения в пласт с последующим сбросом давления.

2.7. Методы освоения скважин

Освоение скважины – комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта. После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, призабойная зона и особенно поверхность вскрытого пласта бывают загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Кроме того, воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает иногда необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, размеры пор которой соизмеримы с размерами этих пограничных слоев с аномальными свойствами. В результате образуется зона с пониженной проницаемостью или с полным ее отсутствием.

Цель освоения – восстановление естественной проницаемости коллектора и получение продукции скважины, соответствующей потенциальным возможностям пласта. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот, небольшой и плавной.

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с низким давлением (на разрабатываемых месторождениях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока: тартание, поршневание, замена скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами.

Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура или ее часть в соответствии с применяемым методом и предлагаемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

Тартание – это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8-10 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается скоба для прикрепления каната. Диаметр желонки обычно не превышает 0,7 диаметра обсадной колонны. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим 0,06 м³.

Тартание – малопроизводительный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьева 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 поршневании (свабировании) поршень или сваб спускается на канате в НКТ (рис. 2.7.1). Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25-37,5 мм) с клапаном, в нижней части открывающимся вверх. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3-4 шт.), армированные проволокой сеткой. При спуске поршня под уровень жидкости перетекает 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 300 м.

Поршневание в 10-15 раз производительнее тартания. Этот способ освоения осуществляют по спущенным в скважину НКТ и установленной на устье фонтанной арматуре.

За один спуск-подъем сваба отбирается малое количество жидкости, поэтому, чтобы существенно понизить забойное давление, необходимо провести несколько рейсов (ходов) свабом для откачки флюида. От рейса к рейсу депрессия на пласт возрастает, поэтому и

приток из пласта возрастает. После определенного количества рейсов свабирования наступает квазиустановившийся режим, когда при заданной интенсивности отбора объем жидкости, извлеченный из скважины за время одного рейса, будет равен объему жидкости, поступающему из пласта. В скважине устанавливается некий динамический уровень.

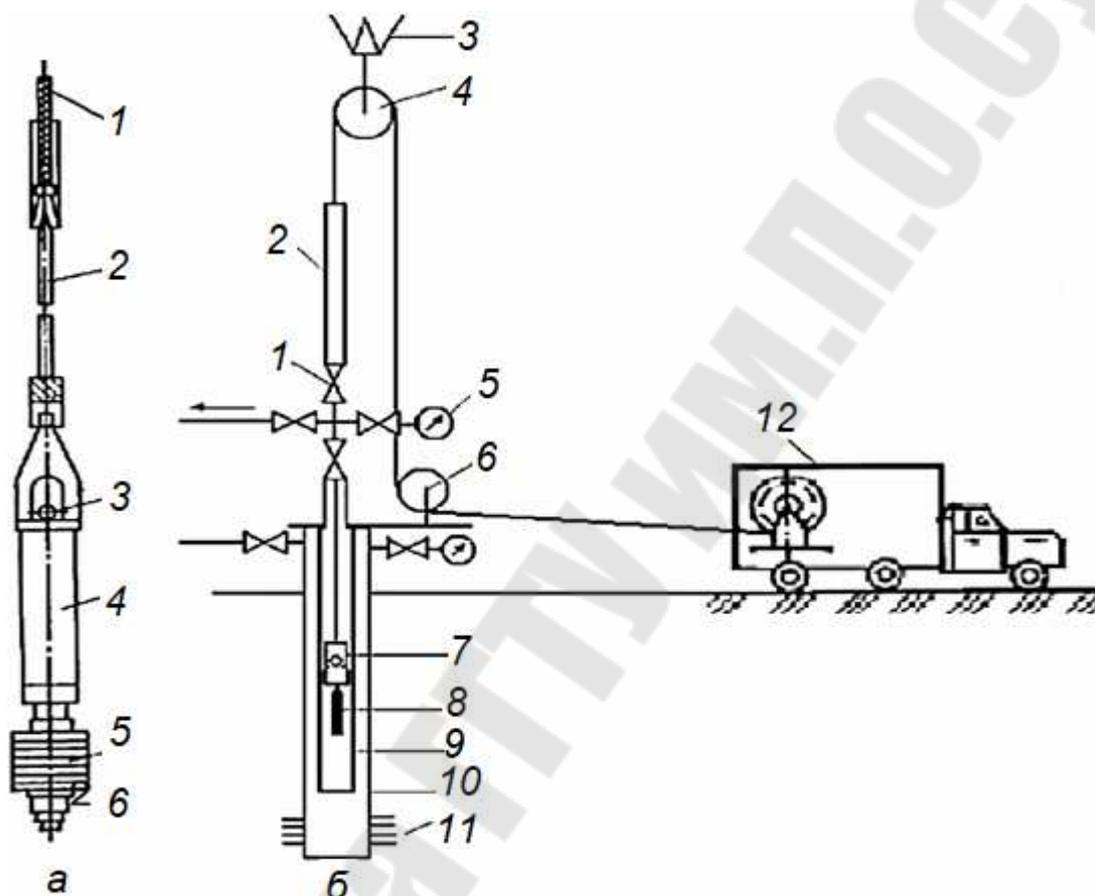


Рис. 2.7.1. Схема освоения скважины свабированием: *а* – сваб (1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровый клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень); *б* – схема обвязки устья скважины (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4, 6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник)

При освоении скважины задача считается выполненной, когда из скважины с помощью сваба отобран требуемый объем жидкости и получен необходимый дебит пластового флюида. Для интенсификации притока жидкости из пласта может быть проведено несколько циклов свабирования с перерывами между циклами в несколько часов. Считается, что в результате чередования резких и глубоких депрессий происходит постепенная «раскачка» пласта, очистка поровых

каналов от кольматирующих материалов и восстановление проницаемости призабойной зоны пласта.

Замена скважинной жидкости на более легкую. Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. Выходящая из бурения скважина после перфорации обычно заполнена глинистым раствором или специальной перфорационной жидкостью. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину:

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot L \cdot g \cdot \cos \beta,$$

где ρ_1 – плотность глинистого раствора; ρ_2 – плотность промывочной жидкости; L – глубина спущенных НКТ; β – средний угол кривизны скважины.

Таким способом осваиваются скважины с большим пластовым давлением $P_{пл} > \rho_2 \cdot g \cdot L \cdot \cos \beta$ и при наличии коллекторов, хорошо поддающихся освоению. Замена жидкости в скважине проводится с помощью насосных агрегатов, а иногда и буровых насосов. В некоторых случаях применяют дополнительно поршневание для отбора части жидкости из скважины и дальнейшего снижения забойного давления.

Данный метод вызова притока и освоения осуществляют путем промывки. Различают несколько способов промывки:

– прямая промывка (закачка) – закачка жидкости осуществляется в затрубное пространство, а выход закачиваемой жидкости – из колонны НКТ;

– обратная промывка (закачка) – закачка жидкости осуществляется в НКТ, а выход закачиваемой жидкости – из затрубного пространства;

– переключение с прямой промывки на обратную или наоборот называется комбинированной промывкой.

Вне зависимости от способа промывки компоновка оборудования, спускаемого в скважину, включает:

1. Насосно-компрессорные трубы (беспакерная схема).
2. Насосно-компрессорные трубы с циркуляционным клапаном и пакером (пакерная схема).

При обоих вариантах спуск оборудования может осуществляться либо на глубину скважины ($H = L$), либо на меньшую глубину ($H < L$).

Основными рассчитываемыми параметрами являются:

1. Забойное давление $P_{\text{заб}}$.
2. Давление закачки P_3 .
3. Объем закачиваемой жидкости V_3 .
4. Время закачки t_3 .

При расчетах предполагается, что поглощения жидкости пластом в процессе закачки не происходит, т.е. объем закачиваемой в скважину жидкости равен объему жидкости, выходящей из скважины (сжимаемостью жидкости пренебрегают).

Компрессорный способ освоения. Этот способ нашел наиболее широкое распространение при освоении фонтанных, полужонанных 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, снижая ее плотность. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое P_3 . При $P_3 < P_{\text{пл}}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

Освоение ведется с непрерывным контролем параметров процесса при герметизированном устье скважины. Поэтому этот способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что особенно важно для эффективной очистки призабойной зоны скважины. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах из-за возможности разрушения ПЗП и выноса песка. В некоторых районах возникает необходимость освоения скважин глубиной 4500-5500 м, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа, особенно при низких пластовых давлениях.

Для более полного использования пластовой энергии, выноса жидкости с забоя и возможных промывок скважин башмак НКТ опускают до верхних перфорационных отверстий. Чтобы оттеснить уровень жидкости до башмака НКТ, особенно при больших глубинах, нужны компрессоры, развивающие давление в несколько десятков МПа. Это осложняет процесс освоения. Поэтому в колонне труб на заранее определенной глубине делают так называемое пусковое отверстие (пусковую муфту или пусковой клапан). Опускающийся в межтрубном пространстве уровень жидкости обнажает это отверстие, нагнетаемый газ поступает через него в НКТ и разгазирует столб жидкости выше отверстия. Если давление внутри НКТ на уровне отверстия после разгазирования обозначить P_1 , то забойное давление $P_{\text{заб}}$ будет равно:

$$P_{\text{заб}} = P_1 + (H - L) \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos \beta,$$

где H – глубина скважины (до верхних дыр перфорации); L – глубина установки пускового отверстия; ρ_1 – плотность скважинной жидкости; β – средний угол кривизны скважины.

Забойное давление до нагнетания газа равно:

$$P_{\text{заб}} = H \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos \beta.$$

Отсюда можно найти величину снижения давления на забое скважины после разгазирования жидкости в НКТ до пускового клапана (отверстия):

$$\Delta P = L \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos \beta - P_1.$$

Чем больше давление, развиваемое компрессором, тем на большей глубине L может быть предусмотрена установка пускового отверстия или башмак НКТ, а, следовательно, больше будет ΔP при прочих равных условиях.

Для освоения глубоких скважин требуются компрессоры, развивающие высокое давление. В момент оттеснения уровня жидкости к башмаку НКТ или пусковому отверстию давление в межтрубном пространстве, а, следовательно, и на выходе компрессора максимально. По мере разгазирования жидкости в НКТ давление P_1 (внутри НКТ на уровне отверстия) и на забое будет снижаться. При отсутствии компрессора, развивающего высокое давление, в НКТ устанавливают несколько пусковых отверстий (рис. 2.7.2).

Опускающийся в межтрубном пространстве уровень жидкости обнажает постепенно одно пусковое отверстие за другим, нагнетаемый газ поступает через него в НКТ и разгазирует столб жидкости

выше отверстия. При достижении значения $P_{заб} < P_{пл}$ начинается приток из пласта и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы. Число пусковых клапанов зависит от значения депрессии, которую необходимо получить для вызова притока пластовой жидкости.

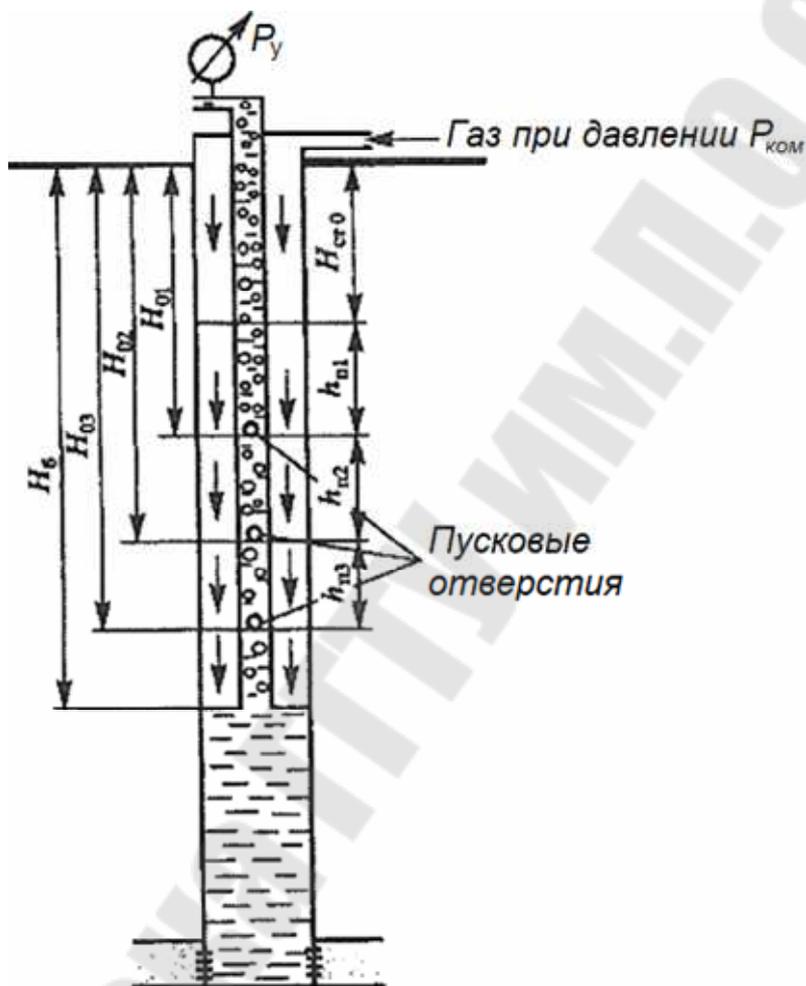


Рис. 2.7.2. Схема освоения скважины с пусковыми отверстиями

Расстояние от устья скважины до места размещения первого клапана определяется из соотношения:

$$L_1 = h_{ст} + \frac{P_{ком}}{g \cdot \left(1 + \frac{S}{S_{НКТ}}\right) \cdot \left(\rho_p - \frac{\rho_{г} \cdot P_{ком}}{P_{ат}}\right)} - \Delta L,$$

где $h_{ст}$ – расстояние от устья скважины до статического уровня, м; $P_{ком}$ – давление, развиваемое компрессором, МПа; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; S – площадь сечения кольцевого про-

странства, м²; $S_{\text{НКТ}}$ – площадь проходного сечения колонны НКТ, м²; ρ_p – плотность рабочего потока (жидкости, которой заполнена скважина), кг/м³; ρ_g – плотность газа, нагнетаемого компрессором в затрубное пространство, кг/м³; $P_{\text{ат}}$ – атмосферное давление, МПа; ΔL – разность между расчетной и фактической глубинами расположения клапана на НКТ, м.

Клапан следует устанавливать на $\Delta L = 20-25$ м выше рассчитанного уровня. Глубину размещения второго сверху (и последующих) клапанов определяют из соотношения:

$$L_n = L_{n-1} + \frac{P_{\text{ком}}}{g \cdot \left(1 + \frac{S}{S_{\text{НКТ}}}\right) \cdot \left(\rho_p - \frac{\rho_g \cdot P_{\text{ком}}}{P_{\text{ат}}}\right)} - \Delta L.$$

Здесь L_{n-1} – расстояние от устья скважины до глубины установки предыдущего клапана, м.

Глубина размещения нижнего клапана не должна быть меньше, чем уровень жидкости в скважине, обеспечивающий получение притока в скважину. Глубины размещения последнего клапана или башмака НКТ под уровень жидкости, при снижении уровня жидкости, до которого будет обеспечен приток в скважину, может быть определен непосредственно через депрессию на пласт, которую необходимо создать:

$$H_{\text{пр}} = (P_{\text{пл}} - \Delta P) / \rho_p g.$$

Поинтервальное снижение уровня в скважине. В этом случае насосно-компрессорные трубы спускают на глубину 750-780 м, исходя из того, что гидростатическое давление столба жидкости и сопротивление движению ее и воздуха не превышали 8 МПа (рабочее давление наиболее распространенного компрессора УКП-80). В кольцевое пространство компрессором нагнетают газ или воздух, вытесняющий жидкость в колонну НКТ. Нагнетание газа или воздуха продолжают до полного вытеснения жидкости в интервале спуска НКТ. Если скважина не начала фонтанировать, а уровень жидкости поднимается медленно, то допускают НКТ на определенную глубину еще или до кровли пласта.

В условиях подачи компрессора УКП-80 (расход до 8 м³/мин) время продувки сжатого воздуха при испытаниях скважин увеличивается. Это более всего проявляется при испытании глубоко залегающих пластов с низкими пластовыми давлениями, когда требуется значительное снижение уровня жидкости в скважине.

Указанный способ постепенного погружения НКТ с периодической продувкой воздухом или газом имеет следующие недостатки:

– во время очередного наращивания труб возможны фонтанные проявления;

– пусковые давления, возникающие перед продувкой, могут вызывать поглощение жидкости в пласт;

– скважина может начать работать до того, как башмак НКТ достигнет фильтрационных отверстий.

В связи с этим такой способ применяют крайне редко.

Вызов притока в условиях аномально низкого пластового давления. Нефтеносные пласты встречаются на большой глубине, но с пластовыми давлениями ниже гидростатического на 10-15 и более МПа. В таких скважинах статический уровень жидкости устанавливается значительно ниже устья. Вызвать приток из такого пласта обычными методами очень трудно, а иногда и невозможно. Во время работы компрессора, например, создается дополнительное противодействие на пласт, вследствие чего поглощается жидкость, уровень ее в обсадной колонне снижается, и компрессор работает, не выполняя своей роли.

Естественно, что чем ниже уровень жидкости в скважине, тем труднее дренировать пласт и получать из него устойчивый приток флюида. Для вызова притока из пласта с низким пластовым давлением необходимо применять особые технологические приемы, при которых повышение уровня в скважине не вызовет повышения давления на забой. Рассмотрим технологические схемы вызову притока и дренирования пласта при испытании глубокой скважины с низким пластовым давлением и хорошей проницаемостью пласта (рис. 2.7.3).

В этом случае вызов притока из пласта осуществляется с подачей воздуха в скважину по схеме обратной или прямой промывки. В первом случае предусмотрено использование пакера 5. Порядок проведения процесса при этом следующий: в скважину на НКТ 1 спускают пакер 5, который устанавливают в эксплуатационной колонне 3 над кровлей пласта. Глубину установки пакера определяют исходя из прочности эксплуатационной колонны с учетом возможного полного опорожнения подпакерной зоны. Ниже пакера устанавливается хвостовик из НКТ длиной 40-50 м с обратным клапаном 6 от электроцентробежного насоса ЭЦН-5 с диаметром проходного отверстия 40 мм. Над пакером размещают пропускной патрубком 4 длиной 0,5 м с тремя отверстиями диаметром 15 мм (или обратный игольчатый клапан). На

НКТ на расчетных глубинах устанавливают пусковые муфты 2 с отверстиями диаметром 2 мм или клапаны.

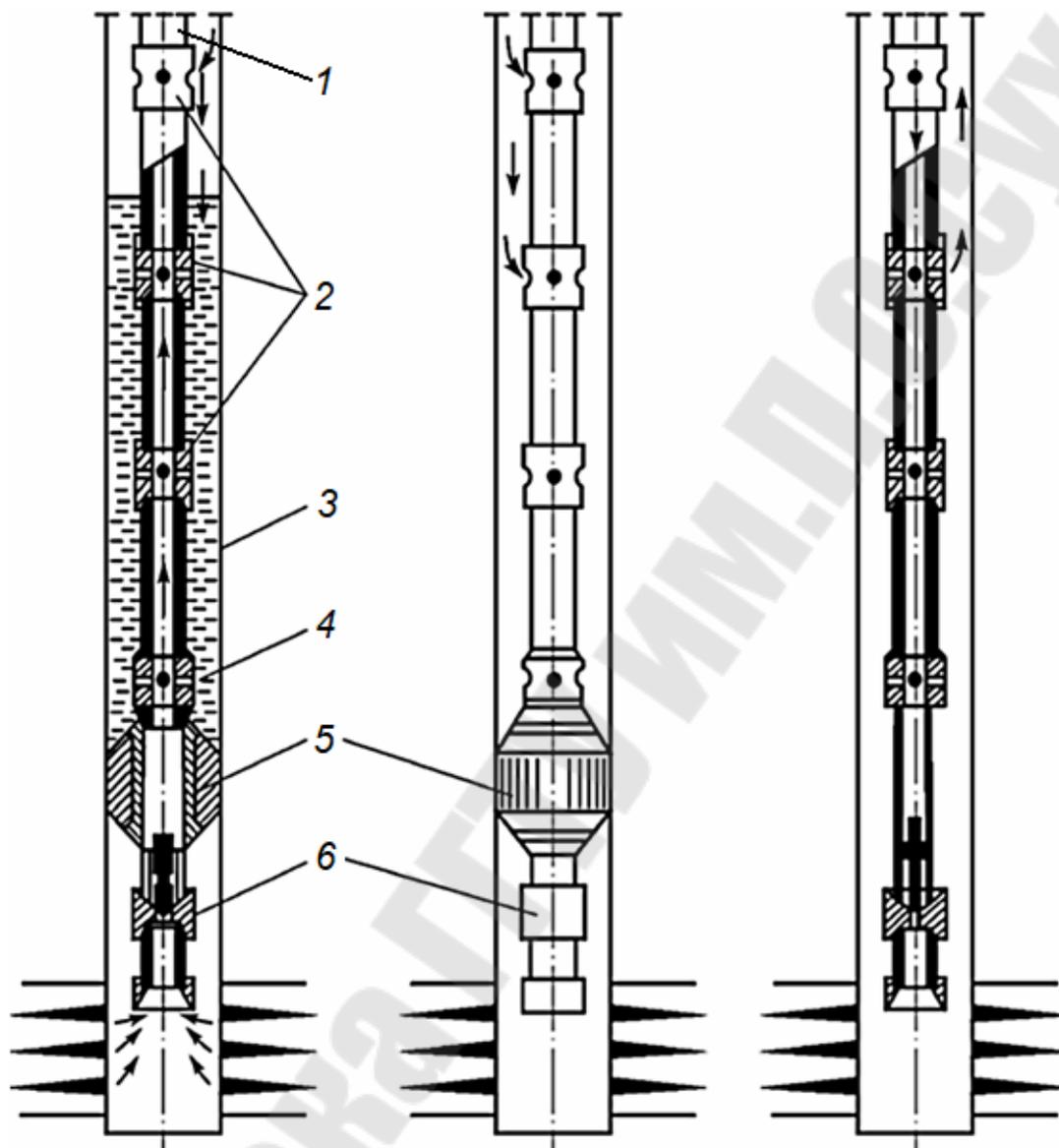


Рис. 2.7.3. Схемы вызова притока из пластов с низким пластовым давлением

Пакер вместе с прямоточным клапаном и обратным клапаном от ЭЦН разъединяет затрубное пространство и призабойную зону так, что жидкость, вытесняемая воздухом из межтрубного пространства, не может попасть в пласт, а поступает в НКТ, где и аэрируется. В момент, когда давление над обратным клапаном от ЭЦН становится ниже давления под ним, клапан открывается и пластовая жидкость входит в НКТ, а потом, смешиваясь со струей воздуха, поступающего сквозь пусковые муфты (клапаны), выбрасывается на поверхность.

После очистки перфорационных каналов и улучшения проницаемости призабойной зоны скважина начинает работать.

Второй схемой предусмотрено закачивание воздуха в НКТ. В этой схеме отсутствует пакер. Низ труб оборудуется игольчатым обратным клапаном, а на расчетных глубинах устанавливаются пусковые муфты или клапаны.

Воздух от компрессора, подаваемый в насосно-компрессорные трубы, вытесняет жидкость из них сквозь отверстия или клапаны в затрубное пространство, но при этом давление нагнетания не передается на пласт. Вследствие большой разности объемов труб и затрубного пространства уровень жидкости в затрубном пространстве незначительно поднимается, поэтому поглощение не возникает. Как только к первой пусковой муфте (клапану) подойдет воздух и войдет в затрубное пространство, в нем начинается аэрация жидкости, что приводит к уменьшению давления на пласт.

Освоение скважин методом закачки газовых подушек. Согласно этому методу колонну НКТ опускают до верхних отверстий перфорации, а компрессор и насосный агрегат обвязывают с затрубным пространством с помощью устьевого оборудования (рис. 2.7.4).

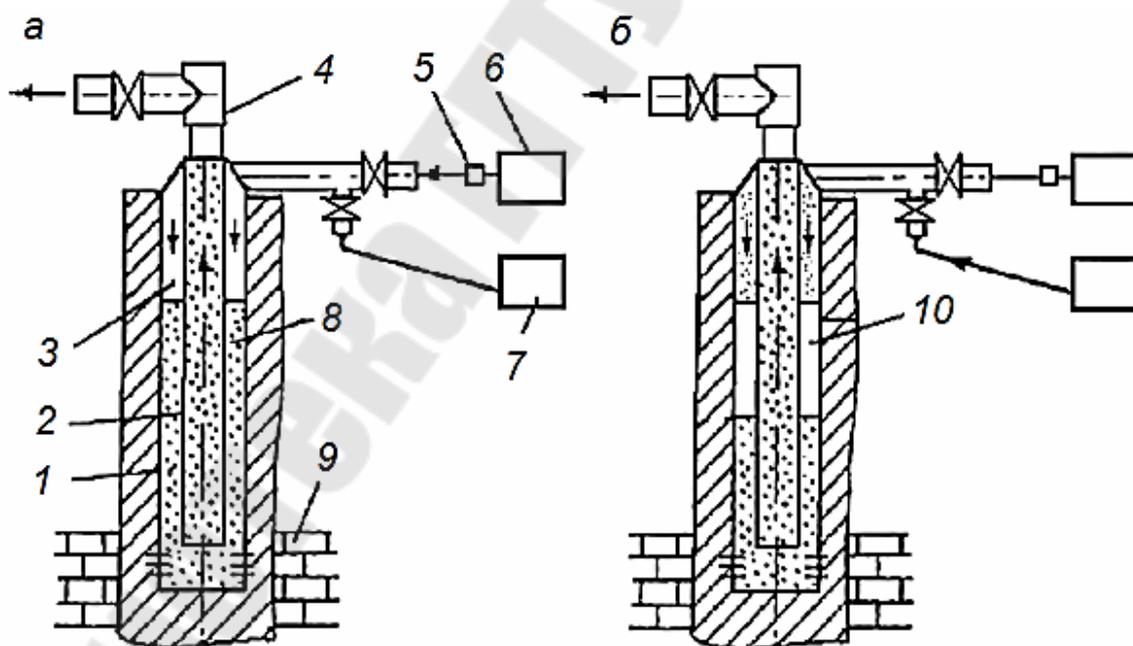


Рис. 2.7.4. Схема освоения скважин методом закачки газовых подушек: а – закачка газа; б – закачка жидкости; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – нагнетаемый газ; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – насосный агрегат; 8 – скважинная жидкость; 9 – продуктивный пласт 10 – газовая подушка

В затрубное пространство компрессором нагнетают воздух, вследствие чего образуется воздушная подушка высотой $H_{в.п.}$ (рис. 2.7.4). Потом компрессор отключают и с помощью насосного агрегата закачивают в затрубное пространство определенный объем воды (в зависимости от запланированной глубины снижения уровня).

Воду закачивают с такой скоростью, чтобы пузырьки воздуха не могли перемещаться вверх и накапливаться в затрубном пространстве около устья скважины. К моменту прекращения нагнетания воды ее столб над воздушной подушкой достигает высоты $H_{в.}$ Суммарная высота столба жидкости и столба сжатого воздуха должна быть больше глубины снижения уровня в скважине, необходимого для получения притока из продуктивного пласта. После прекращения подачи воды затрубное пространство на устье быстро соединяют с атмосферой, и жидкость, содержащаяся над воздушной подушкой, под действием энергии сжатого воздуха выбрасывается из скважины.

Освоение скважин закачкой газированной жидкости заключается в том, что в затрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов, закачиваемых 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.

Для такого освоения к скважине подсоединяют передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий, по меньшей мере, такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости (аэратор) (рис. 2.7.5).

При нагнетании газожидкостная смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющемся давлении и температуре. При закачке газожидкостной смеси (ГЖС) на пузырьки воздуха действует выталкивающая сила, под действием которой они всплывают в потоке жидкости. Скорость всплытия зависит от размеров газовых пузырьков, вязкости жидкости и разности плотностей: чем мельче пузырьки, тем меньше скорость их всплытия. Обычно эта скорость относительно жидкости составляет 0,3-0,5 м/с. Поэтому скорость движения жидкости вниз должна быть больше скорости всплытия пузырьков газа. Иначе газ не достигнет башмака НКТ, и давление на забое не снизится.

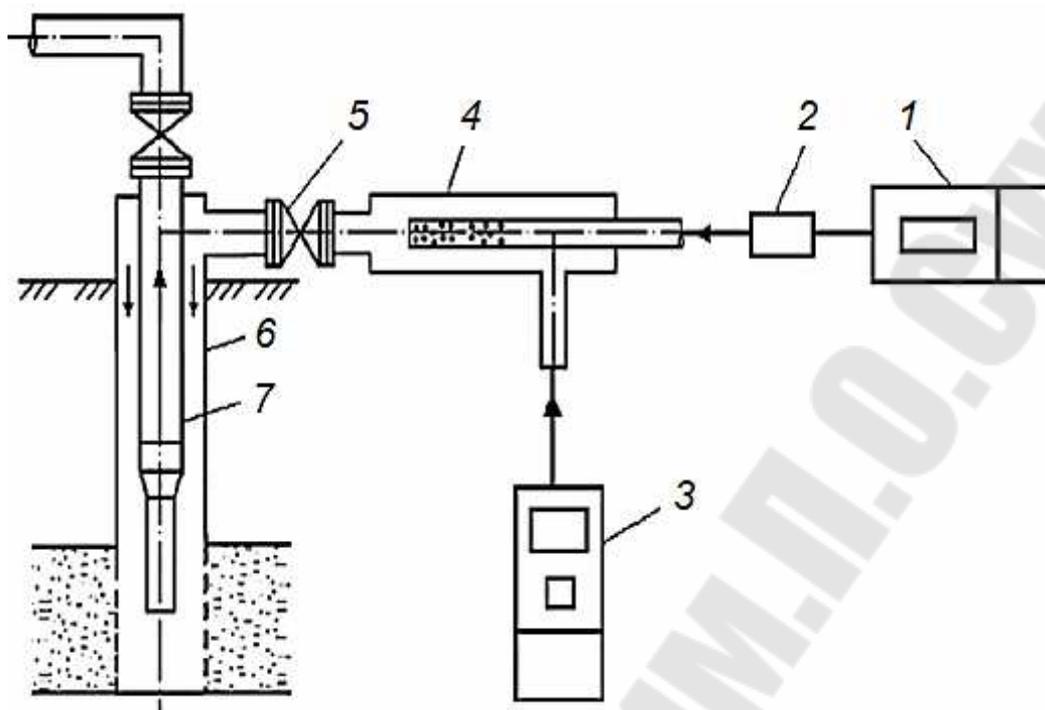


Рис. 2.7.5. Схема обвязки оборудования при освоении скважин закачкой газированной жидкости: 1 – компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – насосный агрегат; 4 – аэратор; 5 – задвижка; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ

Для создания достаточно больших скоростей жидкости необходимы большие расходы. Поэтому при закачке ГЖС предпочтительно это делать не через кольцевое пространство, а через НКТ, так как малое их сечение позволяет получить достаточно большие нисходящие скорости при умеренных объемных расходах жидкости. Считается, что для успешного осуществления процесса достаточно иметь нисходящую скорость жидкости порядка 0,8-1 м/с.

При освоении скважины газированной жидкостью к устью присоединяется через смеситель линия от насосного агрегата, ко второму отводу смесителя – выкидная линия компрессора. Сначала запускается насос и устанавливается циркуляция. Скважинная жидкость сбрасывается в земляной амбар или другую емкость. При появлении на устье нагнетаемой чистой жидкости (вода, нефть) запускается компрессор, и сжатый газ подается в аэратор для образования тонкодисперсной ГЖС. По мере замещения жидкости газожидкостной смесью давление нагнетания увеличивается и достигает максимума, когда ГЖС подойдет к башмаку НКТ. При попадании ГЖС в НКТ давление нагнетания снижается.

Освоение пенными системами. Метод похож по своей технологии на освоении скважин закачкой газированной жидкости. Для стабильности газожидкостной системы в жидкость добавляют ПАВ в количестве 0,1-0,3%. Поэтому на выходе из аэратора получается достаточно стабильная ЖГС (пенная система), плотность которой легко регулируется изменением соотношения в жидкости газа в пределах 200-800 кг/м³.

Освоение скважин насосами. На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (штанговыми, электроцентробежными и др.), 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 $P_{заб} < P_{пл}$, 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. Если целью освоения эксплуатационной (добывающей) скважины является получение возможно большего коэффициента продуктивности при данных параметрах пласта, то цель освоения нагнетательной скважины – получение возможно большего коэффициента поглощения или приемистости, который можно определить, как отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания:

$$K_{п} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}.$$

При больших $K_{п}$ возможна закачка в пласт расчетных количеств воды при относительно низких давлениях нагнетания. Это приводит к сокращению энергетических затрат на поддержание пластового дав-

ления и к некоторому сокращению необходимого числа нагнетательных скважин.

Нагнетательные скважины бурятся в водонасыщенной (например, законтурные) и в нефтенасыщенной (скважины разрезающих рядов или внутриконтурные) частях пласта. Методы их освоения различны. Если первые осваиваются сразу под нагнетание воды, то вторые обычно предварительно эксплуатируются на нефть для получения самой нефти, а также для понижения пластового давления в зоне скважины. Если осваивается под нагнетание внутриконтурный ряд нагнетательных скважин, то они осваиваются через одну, т. е. одна скважина ряда используется под нагнетание воды, а соседняя эксплуатируется как нефтяная с максимально возможным отбором жидкости. Следующая скважина также осваивается под нагнетание, а соседняя – как эксплуатационная и т. д.

Максимально возможный отбор нефти из скважин нагнетательного ряда производится до тех пор, пока в их продукции не появится вода, нагнетаемая в соседние скважины. Такой порядок освоения позволяет сформировать в нефтенасыщенной части пласта линейный фронт нагнетаемой воды, вытесняющий нефть к эксплуатационным рядам скважин.

По степени трудности освоения нагнетательные скважины можно условно разделить на три группы.

I группа. Скважины, пробуренные в монолитные сравнительно однородные коллектора с хорошей проницаемостью $(0,5-0,7) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ с толщиной пласта более 10 м. Они осваиваются простейшими способами, например, после тщательной промывки (допустимое количество взвешенных частиц (КВЧ) в выходящей жидкости порядка 3-5 мг/л) последующим интенсивным поршневанием для создания чистых дренажных каналов в призабойной части пласта. Такие скважины обычно имеют высокие удельные коэффициенты приемистости (более $0,25 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ на 1 м перфорированной толщины пласта) и работают с высокими устойчивыми приемистостями воды, превышающими $700-1000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

II группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, коллекторы которых имеют пониженную проницаемость. Общая толщина прослоев пород-коллекторов обычно составляет от 6 до 12 м. Средний удельный коэффициент приемистости таких скважин примерно в 2 раза меньше, чем у скважин I группы. Скважины II группы относительно трудно осваиваемые и требуют специальных

методов освоения или целого комплекса таких методов. Характеризуются затуханием поглотительной способности и периодическими остановками для мероприятий по восстановлению приемистости.

III группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, чередующимися с проницаемыми с малой суммарной толщиной и низкой проницаемостью. Удельные коэффициенты приемистости составляют менее $0,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$. Освоение таких скважин под нагнетание затягивается и требует применения самых эффективных методов воздействия на их призабойную зону, как, например, поинтервального гидроразрыва пласта, кислотных обработок и очень больших давлений нагнетания, соизмеримых с горным. Приемистость скважин III группы быстро затухает и через 2-3 месяца в них снова проводятся работы по ее восстановлению. Для таких скважин особенно жесткими становятся требования к закачиваемой воде, которая не должна содержать взвеси твердых частиц и гидроокись железа.

Глава 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН

Как показывает анализ практики добычи нефти, основными осложняющими факторами при эксплуатации добывающих скважин являются:

- обводненность продукции скважин;
- высокая вязкость продукции (водонефтяных эмульсий или чистой нефти);
- содержание в продукции значительного количества свободного газа;
- значительная искривленность добывающих скважин;
- поступление механических примесей из пласта;
- отложение в добывающей системе солей, смол, парафинов и др. компонентов.

В общем виде скважинная продукция представляет собой дисперсную систему, состоящую из нефти, воды, свободного (растворенного) газа, а также различной физико-химической природы твердых компонентов (механические частицы цементирующего вещества и скелета породы, кристаллы различных солей, асфальтены, смолы, парафины и т. п.). При этом рассматриваемая сложная система движется в скважине при постоянно меняющихся термобарических условиях (давлении и температуре), подвергаясь различным фазовым превращениям.

Таким образом, основным изучаемым объектом в скважине является газо-жидкостная смесь (ГЖС), в отдельных случаях – с твердыми компонентами. Продукцией нефтедобывающей скважины является в общем случае смесь пластовой нефти, нефтяного газа и воды, а также твердых частиц в виде кристаллов парафина и солей, продуктов коррозии и эрозии, выносимых потоком из пласта через скважины на поверхность. Объемное количество твердых частиц в потоке продукции обычно невелико, и им пренебрегают при выполнении гидродинамических расчетов.

3.1. Основы теории подъема жидкости в скважине

На конкретном элементе пути течения от забоя до устья скважины ее продукция может быть представлена в зависимости от степени обводненности и величины текущего давления:

– только нефтью (или нефтью и водой при эксплуатации обводненных скважин) на участке движения, где величина текущего давления P больше или равна давлению насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$;

– нефтью и свободным газом (или нефтью, водой и свободным газом) в интервале, где $P < P_{\text{нас}}$.

При всех известных способах добычи нефти приходится иметь дело с движением газожидкостных смесей либо на всем пути от забоя до устья, либо на большей части этого пути. Эти законы сложнее законов движения однородных жидкостей в трубах и изучены хуже.

Качественную характеристику процесса движения газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальной трубе легче уяснить из следующего простого опыта (рис. 3.1.1). Представим, что трубка 1 длиной L погружена под уровень жидкости неограниченного водоема на глубину h . К нижнему открытому концу трубки, который по аналогии с промышленной терминологией будем называть башмаком, подведена другая трубка 2 для подачи с поверхности сжатого газа. На трубке имеется регулятор расхода 3, с помощью которого можно установить желаемый расход газа.

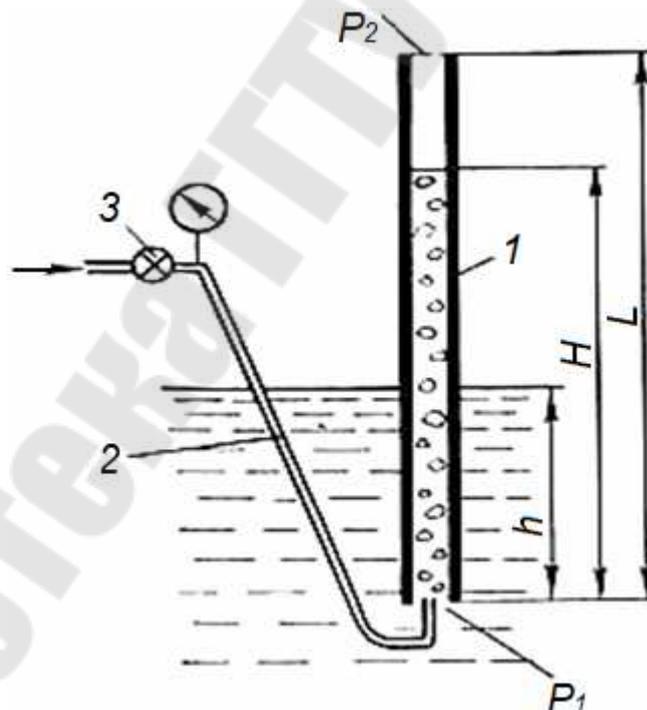


Рис. 3.1.1. Схема движения газожидкостного потока в вертикальной трубе

Давление у башмака подъемной трубки 1 будет равно гидростатическому на глубине h : $P_1 = \rho gh$ и, очевидно, не будет изменяться от того, много или мало газа подается к башмаку. По трубке 2 подается

газ, и в трубке 1 создается газожидкостная смесь средней плотности $\rho_{см}$, которая поднимается на некоторую высоту H . Поскольку внутренняя полость трубки 1 и наружная область являются сообщающимися сосудами, имеющими на уровне башмака одинаковые давления, то можно написать равенство:

$$\rho gh = \rho_{см} gH.$$

Откуда:

$$H = h(\rho / \rho_{см}).$$

Плотность смеси в трубке $\rho_{см}$ зависит от расхода газа V . Чем больше V , тем меньше $\rho_{см}$. Изменяя V , можно регулировать H . При некотором расходе $V = V_1$ величина H может достигнуть L . При $V < V_1$, $H < L$. При $V > V_1$, $H > L$ и наступит перелив жидкости через верхний конец трубки 1. При дальнейшем увеличении V расход поступающей на поверхность жидкости q увеличится. Однако при непрерывном увеличении V расход жидкости не будет увеличиваться непрерывно, так как под воздействием не изменяющегося перепада давления $\Delta P = P_1 - P_2$ ($P_1 = \text{const}$, так как $h = \text{const}$), труба определенной длины L и диаметра d должна пропускать конечное количество жидкости, газа или газожидкостной смеси. Таким образом, при некотором расходе газа $V = V_2$ дебит достигнет максимума $q = q_{\text{max}}$. Динамика изменения дебита жидкости от расхода газа, подаваемого в вертикальную трубку представлена на рис. 3.1.2.

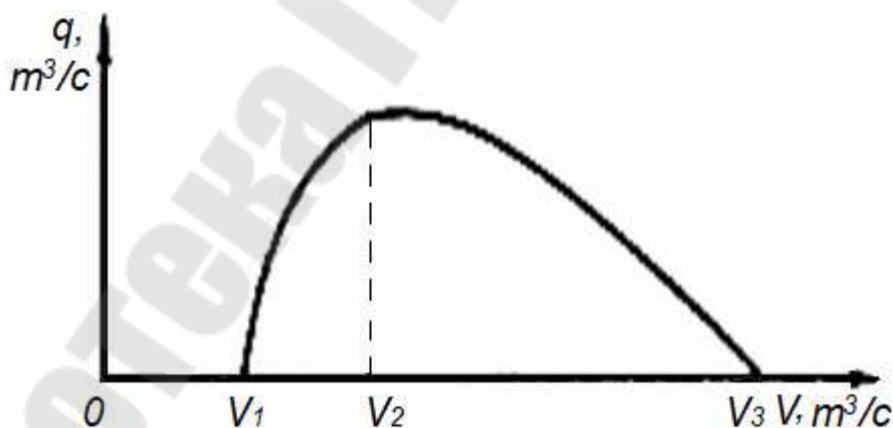


Рис. 3.1.2. Динамика изменения дебита жидкости от расхода газа, подаваемого в вертикальную трубку

Из рис. 3.1.2 видно: можно представить другой крайний случай, когда к башмаку подъемной трубы подводится так много газа, что при постоянном перепаде давления $\Delta P = P_1 - P_2$ будет идти только

газ, ΔP будет расходоваться на преодоление всех сопротивлений, вызванных движением по трубе чистого газа. Расход этого газа пусть будет $V = V_3$. Если к башмаку подать еще больший расход ($V > V_3$), то излишек газа не сможет пройти через подъемную трубу, так как ее пропускная способность при данных условиях ($L, d, \Delta P$) равна только V_3 , и устремится мимо трубы, оттесняя от башмака жидкость. Очевидно, при этом расход жидкости будет равен нулю ($q = 0$) (рис. 3.1.2).

Из приведенного опыта (рис. 3.1.1, 3.1.2) можно сделать следующий вывод:

1. При $V < V_1, q = 0$ ($H < L$).
2. При $V = V_1, q = 0$ ($H = L$) (начало подачи жидкости газом).
3. $V_1 < V < V_2, 0 < q < q_{\max}$ ($H > L$).
4. При $V = V_2, q = q_{\max}$ (точка максимальной подачи жидкости газом).
5. При $V_2 < V < V_3, q_{\max} > q > 0$.
6. При $V = V_3, q = 0$ (точка срыва подачи).

Обычно правая ветвь кривой $q(V)$ на рис. 3.1.2 пологая, левая крутая. Для всех точек кривой постоянным является давление P_1 , так как погружение h трубки под уровень жидкости в процессе опыта не изменялось. Существует понятие – относительное погружение $\varepsilon = h / L$. Для данной кривой ее параметром будет величина относительного погружения ε вертикальной трубки под уровень жидкости.

Поскольку при наших рассуждениях никаких ограничений на величину ε не накладывалось, то при любых ε , лежащих в пределах $0 < \varepsilon < 1$, вид соответствующих кривых $q(V)$ будет одинаковый. При увеличении ε новые кривые $q(V)$ обогнут прежнюю, так как с ростом h потребуется меньший расход газа для наступления перелива. По тем же причинам возрастет q_{\max} , а точка срыва подачи на соответствующих кривых сместится вправо. При уменьшении ε все произойдет наоборот. Новые кривые $q(V)$ расположатся внутри прежних и при $\varepsilon = 0$ кривая $q(V)$ выродится в точку. Другой предельный случай – $\varepsilon = 1$ ($h = L$, 100% погружения). В этом случае при бесконечно малом расходе газа немедленно произойдет перелив. Точка начала подачи сместится в начало координат. Кривая $q(V)$ для $\varepsilon = 1$ начнется в начале координат и обогнет все семейство кривых. Таким образом, каждый газожидкостный подъемник характеризуется семейством кривых $q(V)$, каждая из которых будет иметь свой параметр ε (рис. 3.1.3).

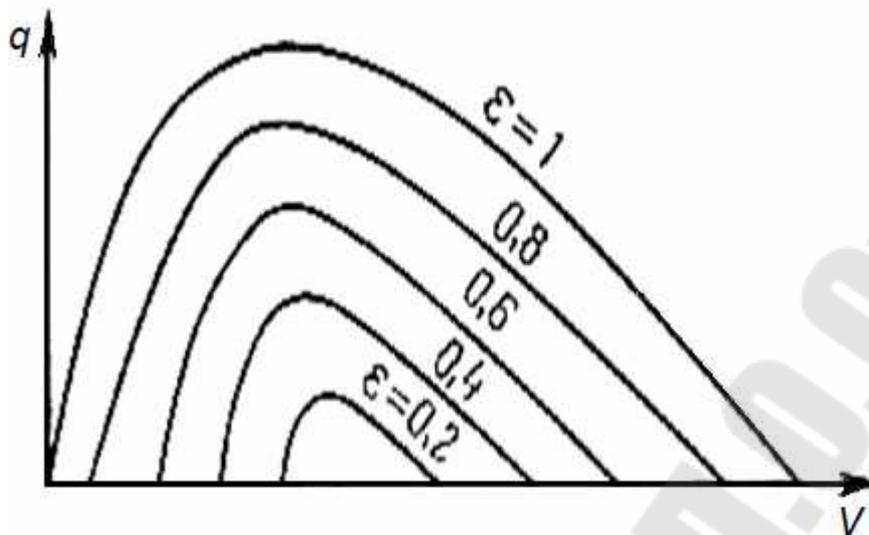


Рис. 3.1.3. Семейство кривых изменения дебита жидкости от расхода газа, подаваемого в вертикальную трубку, для различных значений относительного погружения трубки под уровень жидкости

В наших рассуждениях никаких ограничений на диаметр подъемной трубы и на ее длину не накладывается. Поэтому аналогичное семейство кривых $q(V)$ должно существовать для подъемников любого диаметра и любой длины. Однако возникает вопрос, как расположится новое семейство кривых для трубы диаметром $d_2 > d_1$ по отношению к прежним кривым. Увеличение диаметра потребует большого расхода газа, так как объем жидкости, который необходимо разгазировать для достижения данной величины $\rho_{см}$, при прочих равных условиях ($h = \text{const}$, $L = \text{const}$) возрастает пропорционально d_2 .

Пропускная способность трубки по жидкости, газу или газожидкостной смеси (ГЖС) также возрастет. Поэтому для увеличенного диаметра трубки будет существовать также семейство кривых $q(V)$, все точки которого будут смещены вправо, в сторону увеличенных объемов, кроме одной точки, совпадающей с началом координат для кривой $q(V)$ при $\epsilon = 1$ (рис. 3.1.4). В каждом из этих семейств и любых других, кривые $q(V)$ при значениях ϵ , близких к единице и к нулю, не имеют практического значения, так как они либо неосуществимы ($\epsilon = 0$), либо бессмысленны ($\epsilon = 1$), и введены в рассуждения только для понимания физики процессов, происходящих при движении ГЖС в трубах.

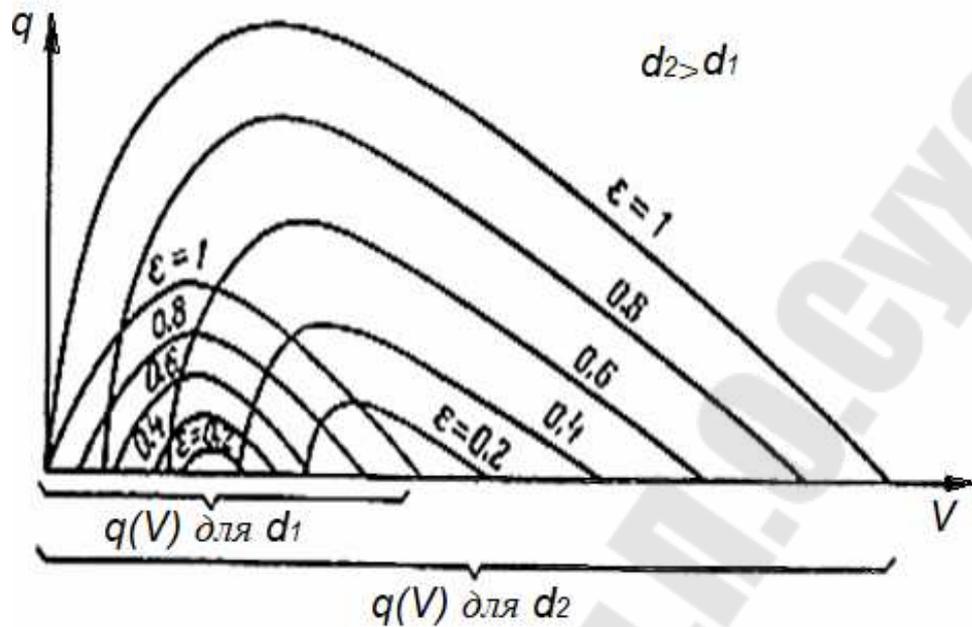


Рис. 3.1.4. Семейство кривых изменения дебита жидкости от расхода газа, подаваемого в вертикальную трубку, для различных значений относительного погружения трубки под уровень жидкости для трубок с диаметром $d_2 > d_1$

3.2. Коэффициент полезного действия в процессе движения газо-жидкостной смеси по вертикальной трубке

На каждой кривой $q(V)$ (рис. 3.1.4) имеется еще одна характерная и очень важная точка, точка так называемой оптимальной производительности, соответствующая наибольшему коэффициенту полезного действия (КПД). Если проанализировать произвольную кривую $q(V)$, для которой $\varepsilon = \text{const}$, то для нее будут справедливы следующие рассуждения. Из определения понятия КПД следует, что:

$$\eta = \frac{\text{полезная работа}}{\text{затраченная работа}} = \frac{W_{\text{п}}}{W_3}$$

Здесь $W_{\text{п}}$ – полезная работа; W_3 – затраченная работа.

Полезная работа заключается в поднятии жидкости с расходом q на высоту $L - h$, так что:

$$W_{\text{п}} = q\rho g(L - h).$$

Затраченная работа – это работа газа, расход которого, приведенный к стандартным условиям, равен V . Полагая для простоты, что процесс расширения газа изотермический, на основании законов термодинамики идеальных газов можем записать:

$$W_3 = VP_0 \ln \left[\frac{(P_1 + P_0)}{(P_2 + P_0)} \right],$$

где $P_1 + P_0$ – абсолютное давление у башмака трубки; $P_2 + P_0$ – абсолютное давление на устье трубки; P_0 – атмосферное давление.

Или с учетом выше приведенных выражений получим:

$$\eta = \frac{q\rho g(L-h)}{VP_0 \ln \frac{P_1 - P_0}{P_2 - P_0}}.$$

В последнем выражении все величины для конкретной трубки, кроме q и V , постоянны, так как рассматривается одна кривая $q(V)$, для которой $\varepsilon = \text{const}$. Следовательно для данной кривой:

$$\eta = (q/V)C,$$

где C – константа (постоянная данного газожидкостного подъемника).

Поэтому КПД будет иметь максимальное значение в той точке, в которой отношение q/V максимально. Но $q/V = \text{tg}\varphi$, так как q – ордината, V – абсцисса, φ – угол наклона прямой, проведенной из начала координат через данную точку (q, V) . Только для касательной $\text{tg}\varphi$ будет иметь максимальное значение, так как только для нее угол φ максимален. Поэтому в точке касания прямой, проведенной из начала координат к кривой $q(V)$, получают такой дебит q и такой расход газа V , при которых КПД процесса будет наибольшим. Расход q при максимальном КПД называют оптимальным дебитом $q_{\text{опт}}$.

Таким образом, для любой кривой $q(V)$, имеющей $\varepsilon = \text{const}$, оптимальный расход жидкости определится как точка касания касательной, проведенной из начала координат кривой $q(V)$ (рис. 3.2.1).

Оптимальная и максимальная подача газо-жидкостного подъемника зависит от относительного погружения его башмака под уровень жидкости. Для любого семейства кривых $q(V)$, построенного для данного диаметра труб, можно найти q_{max} и $q_{\text{опт}}$ и проследить их зависимость от изменения относительного погружения ε . С увеличением ε величины q_{max} также увеличиваются по криволинейному закону. Что касается $q_{\text{опт}}$, то последние, во-первых, всегда остаются меньше соответствующих q_{max} и, во-вторых, сначала увеличиваются с ростом ε , а затем при $0,5 < \varepsilon < 1$ начинают уменьшаться. В частности, при $\varepsilon = 1$ кривая $q(V)$ выходит из начала координат. Поэтому касательная, проведенная из начала координат, будет иметь точку соприкосновения с кривой $q(V)$ в начале координат. Это означает для $q(V)$ при $\varepsilon = 1$ $q_{\text{опт}} = 0$.

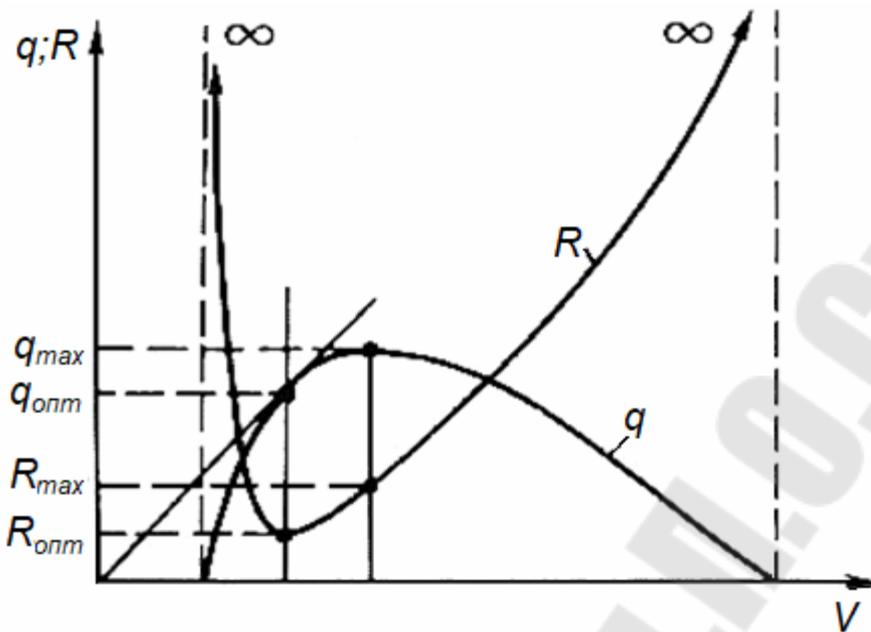


Рис. 3.2.1. Рабочие характеристики газожидкостного подъемника

Таким образом, величины $q_{\text{опт}}$ должны сначала увеличиваться, затем уменьшаться и при $\varepsilon = 1$ обращаться в нуль. Наибольшая величина $q_{\text{опт}}$ достигается при $\varepsilon = 0,5-0,6$ (рис. 3.2.1). Это подтверждается и многочисленными опытами различных исследователей. Отсюда можно сделать важный для практики вывод: для достижения наибольшей эффективности работы газожидкостного подъемника необходимо осуществить погружение подъемной трубы под уровень жидкости на 50-60% ($\varepsilon = 0,5-0,6$) от всей длины трубы L . Однако эта рекомендация в реальных условиях не всегда может быть выполнена из-за низкого динамического уровня или из-за ограниченного давления газа, используемого для этой цели.

3.3. Основные формы движения пластового флюида в подъемнике

Различают следующие основные формы движения пластового флюида в скважине (подъемнике) (рис. 3.3.1):

Форма «а». Однофазное движение нефти.

Форма «б». Дисперсионной средой является нефть. Капли воды, взвешенные в потоке нефти, движутся вверх только в том случае, если скорость восходящего потока нефти больше скорости оседания капель воды.

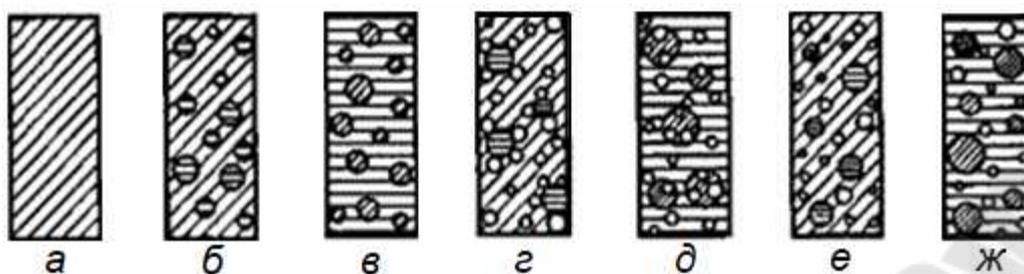


Рис. 3.3.1. Основные формы движения пластового флюида в скважине

Форма «в». Дисперсионной средой является вода. Капли нефти взвешены в воде и движутся вверх под действием силы Архимеда. Эта форма соответствует двум случаям: во-первых, когда вода неподвижна (происходит барботаж нефти), во-вторых, когда нефть и вода движутся совместно.

Форма «г». Дисперсионной средой является нефть. Капли воды и пузырьки газа распределены в нефти. Вероятность образования пузырьков газа на границе «твердое тело (колонна труб) – нефть» и «вода – нефть» существенно большая, нежели непосредственно в объеме нефтяной фазы. Пузырьки газа, формирующиеся на поверхности колонны труб, срываются потоком нефти и движутся в нефтяной фазе. Газовые пузырьки, формирующиеся на границе с каплями воды, образуют своеобразные конгломераты, состоящие из капли воды и пузырьков газа. В зависимости от разности плотностей воды и нефти, а также от количества и объема газовых пузырьков, образующих конгломераты, относительная скорость указанных конгломератов может быть положительной (конгломераты всплывают в потоке движущейся нефти), отрицательной (конгломераты осаждаются в восходящем потоке нефти) и нулевой (скорость осаждения конгломератов равна скорости восходящего потока нефти). В случае отрицательной скорости (осаждение капель воды) в нижней части колонны труб (подъемника) начинается накопление водной фазы. Отрыв газовых пузырьков из конгломерата может происходить в процессе их соударений, а также вследствие роста объема газовых пузырьков.

Форма «д». Дисперсионной средой является вода. Капли нефти, внутри которых формируются газовые пузырьки, также представляют конгломераты, скорость которых возрастает. При определенных условиях газовые пузырьки разрывают поверхность нефтяной капли и попадают в водную фазу. Относительная скорость газовых пузырьков возрастает, что приводит к увеличению плотности смеси.

Форма «е». Дисперсионной средой является нефть, в которой движутся раздельно капли воды и пузырьки газа. Если скорость восходящего потока нефти меньше скорости оседания капель воды, то водная фаза будет скапливаться в нижней части подъемника, приводя к увеличению плотности смеси.

Форма «ж». Дисперсионной средой является вода. Капли нефти и пузырьки газа движутся раздельно.

Анализ приведенных форм движения флюидов показывает, что они не являются стабильно существующими как по длине подъемника, так и во времени. Действительно, форма «е» является граничной для формы «г». При определенных условиях движения форма «е» может перейти и в форму «ж». Форма «ж» является граничной для формы «д».

Рассмотренные формы движения смеси относятся к типу эмульсионных структур (пузырьково-капельных).

Движение газожидкостных смесей по вертикальным трубам изучалось многими исследователями. Все они условно выделяют существование трех основных структур при движении газожидкостной смеси с плавными переходами между ними – эмульсионной, четочной (пробковой) и стержневой (рис. 3.3.2). Установлено, что структура газожидкостной смеси зависит от объемных расходов жидкой q и газовой $V_{\text{газ}}$, от газосодержания, диаметра лифта, физико-химических свойств фаз и т.д.

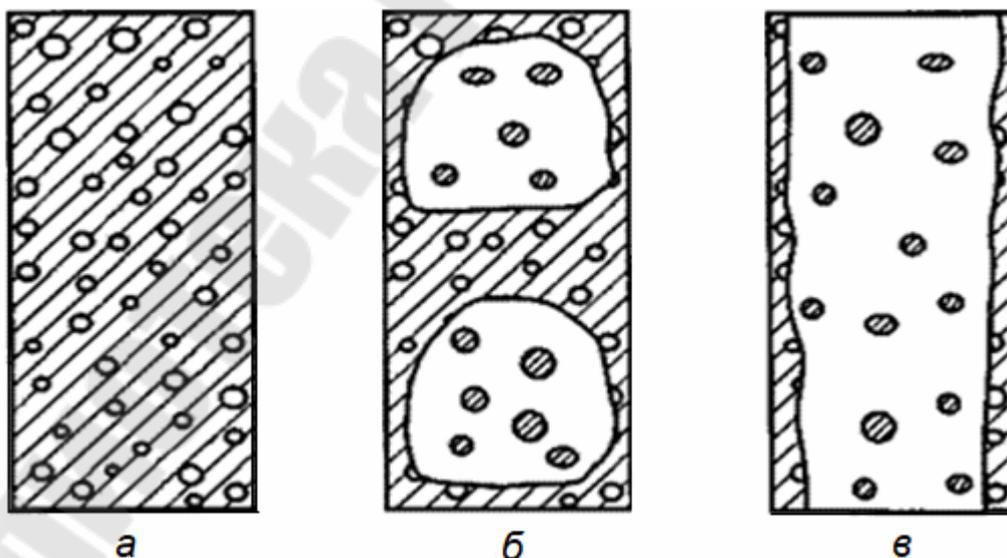


Рис. 3.3.2. Основные структуры при движении газожидкостной смеси по вертикальным трубам

Эмульсионная (пенная, пузырьковая) структура (рис. 3.3.2, а) – когда газовые пузырьки различных размеров (но меньших, чем диаметр трубы) более или менее равномерно распределены в жидкости. Расстояния между пузырьками могут быть различны. Такая структура обычно проявляется при малой газонасыщенности (если она не создается искусственно) и характеризуется существованием малых относительных скоростей газа в жидкости при их значительном изменении. Например, многие фонтанные скважины имеют эмульсионную структуру движения смеси. Диаметры газовых пузырьков колеблются от 0,1 до 0,3 мм, а относительная скорость их всплывания в жидкостях различной вязкости изменяется от 1 см/с до 30–40 см/с. Необходимо отметить, что на сохранение эмульсионной структуры и ее стабильность влияет физико-химический состав жидкости и газа.

Четочная (пробковая) структура (рис. 3.3.2, б) образуется при повышении газосодержания смеси и характеризуется наличием газовых четок, перекрывающих практически все сечение трубы и чередующихся с четками жидкости. Четки газа содержат капельки жидкости, а четки жидкости – пузырьки газа. Размеры и взаимное расположение четок самое различное.

При такой структуре относительные скорости газа могут иметь самое различное значение, достигая значительных величин. Исследования показывают, что относительные скорости газа при такой структуре изменяются от нескольких см/с до нескольких м/с. Средняя величина относительной скорости колеблется от 40 до 120 см/с.

Стержневая структура (рис. 3.3.2, в) образуется при значительном увеличении газосодержания смеси. При такой структуре основная масса газа движется по центру трубы в виде стержня, а жидкость увлекается им и движется по стенкам трубы в виде тонкого слоя. В слое жидкости имеются малые пузырьки газа, а газовый стержень насыщен капельками жидкости. При такой структуре относительные скорости движения газа достигают больших величин.

В реальных условиях движение газонефтяных смесей в скважинах может иметь все три структуры. В нижней части лифта при больших давлениях движущаяся смесь имеет эмульсионную структуру. По мере подъема, а, следовательно, снижения давления, эмульсионная структура может переходить в четочную. Значительное снижение давления в верхней части лифта создает предпосылки для возможного перехода четочной структуры в стержневую.

3.4. Физическая сущность процесса подъема жидкости в скважине

Нефть, нефтяной газ и вода имеют различную плотность. Плотность воды ρ_v , как правило, больше плотности нефти ρ_n , а каждая из них – существенно больше плотности газа ρ_g . При обычных термодинамических условиях, существующих в добывающих скважинах, нефть и вода являются взаимно не растворимыми фазами, между которыми имеются поверхности раздела. Поверхность раздела существует также и между свободным газом и жидкими компонентами потока. Таким образом, продукция нефтяной скважины в большинстве случаев является многофазной системой.

При движении многофазной системы в колонне труб одна из фаз, как правило, является непрерывной (ее часто называют, внешней), а другая – диспергированной (внутренней), распределенной внутри внешней. Внешнюю фазу называют еще дисперсионной средой, а внутреннюю – дисперсной фазой.

Степень дисперсности внутренней фазы зависит от физико-химических свойств фаз, в частности, от сил поверхностного натяжения между ними, а также от гидродинамических и термодинамических параметров потока. Для полного описания газожидкостных смесей, указания основных физических свойств среды – плотности, вязкости, сжимаемости, теплоемкости, теплопроводности и т.д. – явно недостаточно. Это связано с тем, что ГЖС, состоящая из несмешивающихся фаз, характеризуется целым рядом новых параметров, основными из которых являются: газовое число (газосодержание, газонасыщенность), относительная скорость, дисперсность, поверхностное натяжение на поверхности раздела фаз, прочность этой поверхности, устойчивость ГЖС и др. Рассмотрим более подробно некоторые из этих параметров.

Газовым числом G называется отношение объема свободного газа V_g к объему жидкости $V_{ж}$ в выделенном геометрическом объеме, при данных термобарических условиях (P и T):

$$G = V_g / V_{ж}. \quad (3.4.1)$$

Заменяя объемы газа и жидкости через их объемные расходы (V и q), получим:

$$G = V / q. \quad (3.4.2)$$

Из выражений (3.4.1) и (3.4.2) следует, что газовое число может изменяться в пределах от 0 до ∞ . Это делает неудобным использование данного параметра как при расчетах, так особенно при обработке

результатов экспериментальных исследований. Более удобным является параметр, называемый газосодержанием (газонасыщенностью) $\beta(\varphi)$. Объемным газосодержанием $\beta_{об}$ (истинным φ) называется отношение объема газа $V_{г}$ к общему объему смеси ($V_{г} + V_{ж}$) в выделенном геометрическом объеме при данных термобарических условиях (P, T):

$$\beta_{об} = \varphi = V_{г} / (V_{г} + V_{ж}). \quad (3.4.3)$$

Если вместо объемов газа $V_{г}$ и жидкости $V_{ж}$ рассматриваются объемные расходы газа V и жидкости q , то используется параметр, называемый объемным расходным газосодержанием β :

$$\beta = V / (V + q). \quad (3.4.4)$$

Массовым расходным газосодержанием $\beta_{мр}$ называется отношение расхода массы газа к расходу массы смеси при данных P и T :

$$\beta_{мр} = V \rho_{г} / (V \rho_{г} + q \rho_{ж}). \quad (3.4.5)$$

Истинное газосодержание φ может быть определено как отношение площади поперечного сечения трубы, занятой свободным газом $f_{г}$, к площади живого сечения трубы f :

$$\varphi = f_{г} / f. \quad (3.4.6)$$

Из выражений (3.4.3), (3.4.4), (3.4.5) и (3.4.6) следует, что изменение их значений лежит в пределах от 0 до 1. Взаимосвязь между газовым числом и газосодержанием следующая:

$$\beta = G / (1 + G), \quad (3.4.7)$$

$$\beta = G / (\rho_{ж} / \rho_{г} + G). \quad (3.4.8)$$

Дисперсностью газа в жидкости называется степень дробления газовой фазы, характеризующаяся размерами пузырьков газа, распределенных в объеме жидкости. Обычно дисперсностью характеризуются газожидкостные смеси только эмульсионной (пузырьковой) структуры. В зависимости от объемного соотношения газа и жидкости дисперсионной средой может являться жидкость (пузырьки газа распределены в объеме жидкости) и газ (капельки жидкости распределены в объеме газа). В первом случае дисперсной фазой является газ, во втором – жидкость.

Необходимо отметить, что изменение условий движения ГЖС может привести к изменению дисперсности, в частности, газовых пузырьков. Возможны два случая изменения их дисперсности: укрупнение газовых пузырьков в результате их слияния – коалесценции и раздробление их на более мелкие – диспергирование. Таким образом, диспергирование – процесс, обратный коалесценции.

Процессы коалесценции и диспергирования характеризуется скоростью и зависят от газосодержания, неоднородности размеров включений газовой фазы, толщины и прочности (эластичности) пленки поверхности раздела фаз, поверхностного натяжения.

Поверхностное натяжение между фазами характеризует энергетические затраты на создание единицы длины границы раздела и на увеличение этой границы, т.е. на увеличение дисперсности газовой фазы. Изменения свойств поверхности раздела фаз можно достигнуть введением в смесь поверхностно-активных веществ.

Так как в процессе движения ГЖС от забоя до устья скважины происходит изменение давления и температуры, выделение и расширение газа, то очевидно, что параметры ГЖС изменяются. Это обстоятельство чрезвычайно усложняет исследование закономерностей движения газожидкостных смесей. Наиболее сложными для исследования являются газожидкостные смеси, состоящие из газа, нефти и воды (случай эксплуатации обводненных скважин).

Одной из важнейших отличительных характеристик ГЖС является относительная скорость движения газа в жидкости, которая должна быть рассмотрена более подробно.

Процесс движения газожидкостной смеси в лифте связан не только с движением жидкой и газовой фаз относительно стенок канала (трубы), но и с движением газовой фазы относительно жидкой. Если обозначить истинную осредненную скорость движения жидкой фазы через $v_{ж}$, а истинную скорость осредненного движения пузырьков газа через $v_{г}$, то относительная скорость v_o , являющаяся результатом проявления силы Архимеда, определится следующим образом:

– для восходящего движения ГЖС:

$$v_o = v_{г} - v_{ж} \quad (3.4.9)$$

– для нисходящего движения ГЖС:

$$v_o = v_{ж} - v_{г}. \quad (3.4.10)$$

Архимедова сила определяется объемом газового пузырька и разностью плотностей жидкости и газа. Относительная же скорость является функцией не только архимедовой силы, но и силы, с которой жидкость препятствует движению – силы сопротивления, зависящей от размера газового пузырька, вязкости жидкости, в которой происходит его движение, и физических свойств поверхности раздела.

Вопрос движения шарообразных тел в жидкости изучался многими исследователями. В частности, скорость движения одиночного

круглого твердого тела в жидкости при малых числах Рейнольдса определяется формулой Стокса. Эта же формула может быть применена для определения скорости всплывания газового пузырька малого размера в неподвижной жидкости – v_{∞} :

$$v_{\infty} = 2/9[gR_{\Pi}^2(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})/\mu_{\text{ж}}], \quad (3.4.11)$$

где g – ускорение силы тяжести, м/с²; R_{Π} – радиус газового пузырька ($R < 0,05$ см), м; $\rho_{\text{ж}}$, $\rho_{\text{г}}$ – соответственно плотность жидкости и газа, кг/м³; $\mu_{\text{ж}}$ – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

Скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости для больших чисел Рейнольдса может быть определена по формуле В. Г. Левича:

$$v_{\infty} = 1/9[gR_{\Pi}^2(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})/\mu_{\text{ж}}]. \quad (3.4.12)$$

Специально поставленные опыты показали, что присутствие в жидкости малых количеств поверхностно-активных веществ существенно снижает скорость всплывания газового пузырька. В этом случае скорость всплывания газового пузырька зависит от толщины диффузионного слоя поверхности раздела фаз, коэффициента диффузии ПАВ, его количества на поверхности пузырька и концентрации в жидкости вблизи пузырька. Вследствие такого большого количества факторов, влияющих на процесс всплытия одиночного газового пузырька, очевидна вся сложность изучаемого явления. Еще большую сложность представляет случай определения относительной скорости движения большого количества пузырьков (стесненные условия). Взаимодействие между всплывающими пузырьками приводит к их деформации и нарушению законов всплывания. Таким образом, изучение относительной скорости движения даже одиночного газового пузырька в жидкости представляет чрезвычайно сложную задачу.

В общем случае движение газожидкостной смеси связано с относительным движением в жидкости газовых пузырьков различных размеров. Поэтому в данном случае под относительной скоростью нужно понимать относительную скорость движения отдельных пузырьков различных размеров, либо осредненную относительную скорость газовой фазы. Практически не представляется возможным оперировать с относительными скоростями газовых пузырьков различных размеров, поэтому для расчетов необходимо найти принцип осреднения относительной скорости. Осреднение относительной скорости газа можно произвести на основании равенства плотности газожидкостной смеси в реальном процессе ее движения и в расчетной

схеме. Относительная скорость движения газа связана и со структурой движения газожидкостной смеси.

Относительная скорость зависит от физических свойств жидкости и газа, условий стесненного движения газовых пузырьков, их деформации и возможности коалесценции или диспергирования, а также от угла наклона подъемника.

К настоящему времени наиболее изученными являются вопросы движения ГЖС в вертикальных каналах круглого сечения при эмульсионной структуре потока. Движение же газовых пузырьков в стесненных условиях при значительном изменении физических свойств фаз не только в каналах кольцевого сечения, но также и в каналах круглого сечения остаются изученными недостаточно, хотя в практике эксплуатации добывающих скважин движение ГЖС осуществляется и в каналах кольцевого сечения. Кроме того, практически неизученными остаются и вопросы движения ГЖС в наклонных каналах различных форм.

Основное определение плотности любой однородной среды может быть применено к газожидкостной смеси с учетом следующего. Так как газожидкостная смесь является неоднородной средой, состоящей из жидкой и газовой фаз различных объемов, то для определения плотности такой неоднородной среды объем ее должен выбираться в соответствии с неоднородностью. Во избежание больших ошибок в определении плотности газожидкостной смеси необходимо брать объемы, в сотни раз превышающие объемы частиц дисперсной фазы.

Плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$ можно определить из следующего выражения:

$$\rho_{см} = \frac{V_{ж}\rho_{ж} + V_{г}\rho_{г}}{(V_{ж} + V_{г})} = \frac{(V_{ж}\rho_{ж} + V_{го}\rho_{го})}{(V_{ж} + V_{г})}, \quad (3.4.13)$$

где $V_{ж}$, $V_{г}$ – объемы жидкости и газа соответственно, m^3 ; $V_{го}$ – объем газа при нормальных условиях, m^3 ; $\rho_{го}$ – плотность газа при нормальных условиях, kg/m^3 .

При этом должно соблюдаться следующее условие (когда газ является дисперсной фазой):

$$V_{г} < (V_{ж} + V_{г}). \quad (3.4.14)$$

При известных объемных расходах жидкой и газовой фаз средняя плотность газожидкостной смеси определяется аналогично уравнению (3.4.13):

$$\rho_{см} = \frac{q\rho_{ж} + V\rho_{г}}{(q + V)} = \frac{(q\rho_{ж} + V_{о}\rho_{го})}{(q + V)}, \quad (3.4.15)$$

где q , V – объемные расходы жидкой и газовой фаз соответственно, $\text{м}^3/\text{с}$.

Уравнение (3.4.15) справедливо для случая, когда относительная скорость движения газа v_0 равна 0.

3.5. Баланс энергии в скважине

Подъем жидкости из скважины может быть осуществлен за счет следующих видов энергии:

– за счет природной энергии, заключенной в нефтяном пласте – $W_{\text{п}}$;

– за счет энергии, искусственно вводимой в залежь – $W_{\text{и}}$;

– за счет природной и искусственно вводимой – $W_{\text{п}} + W_{\text{и}}$.

Очевидно, что энергия, которой обладает жидкость в процессе ее движения, постепенно расходуется. Основными видами потерь энергии являются:

– потери на преодоление веса гидростатического столба жидкости – $W_{\text{гс}}$;

– потери в насосно-компрессорных трубах и устьевом оборудовании при движении смеси – $W_{\text{дс}}$;

– потери на преодоление устьевого противодавления – $W_{\text{у}}$.

Таким образом, мы можем составить баланс энергии при подъеме жидкости в скважине – W :

$$W = W_{\text{п}} + W_{\text{и}} = W_{\text{гс}} + W_{\text{дс}} + W_{\text{у}}.$$

Потери при движении ГЖС в трубе складываются из:

– потери на трение ГЖС в трубах $W_{\text{тр}}$, потери на трение, связанные со скольжением газа в жидкости $W_{\text{ск}}$;

– потери в местных сопротивлениях (в муфтах, клапанах, штуцерах, задвижках) – $W_{\text{мс}}$;

– инерционные потери, связанные с ускоренным движением смеси – $W_{\text{ин}}$.

Экспериментальные исследования показывают, что величины потерь $W_{\text{мс}}$ и $W_{\text{ин}}$ весьма малы и ими без ущерба для практики можно пренебречь.

Потенциальная энергия ГЖС, которой она обладает на забое скважины, складывается из энергии жидкости $W_{\text{ж}}$. Так, для подъема, например, 1000 кг жидкости на высоту dh потребуется энергия:

$$W_{\text{ж}} = 10^3 dh \text{ кг} \cdot \text{м} = 10^3 gdh \text{ Дж}.$$

Прирост давления, необходимый для подъема жидкости на высоту dh составит: $\Delta P = \rho dhg$, где ρ – плотность жидкости с растворенным в ней газом.

Плотность жидкости с растворенным в ней газом зависит от давления и температуры. Количество выделяющегося из раствора газа G'_0 зависит от газового фактора, коэффициента растворимости α . В свою очередь α зависит от P и T .

В зависимости от соотношения забойного P_z и устьевого P_y давлений с давлением насыщения нефти газом $P_{нас}$ можно выделить три вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин.

1-й тип – артезианское фонтанирование: $P_z > P_{нас}$, $P_y > P_{нас}$, то есть фонтанирование происходит за счет пластовой энергии, когда пластовое давление выше гидростатического давления столба жидкости в скважине (рис. 3.5.1а). В скважине происходит перелив жидкости. По трубам движется негазированная жидкость. В затрубном пространстве между НКТ 1 и обсадной колонной 2 находится жидкость. Газ выделяется из нефти за пределами скважины в выкидной линии. Такое фонтанирование встречается крайне редко и характерно для пластов с аномально высоким пластовым давлением.

2-й тип – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины: $P_z > P_{нас} > P_y$ (рис. 5.3.1б). В пласте движется негазированная жидкость, а в скважине, начиная с интервала, где давление становится равным давлению насыщения, движется газожидкостная смесь. По мере приближения к устью давление снижается, увеличивается количество свободного газа, происходит его расширение, растет газосодержание потока, то есть фонтанирование осуществляется по принципу работы газожидкостного подъемника. При давлении у башмака НКТ $P > P_{нас}$ в затрубном пространстве на устье находится газ и затрубное давление $P_{затр}$ обычно небольшое (0,1-0,5 МПа). Такой вид фонтанирования присущ большинству фонтанных скважин.

3-й тип – $P_{нас} > P_z$, газ выделяется в околоствольной зоне скважины (рис. 3.5.1в), в пласте движется газированная жидкость, на забой к башмаку НКТ поступает газожидкостная смесь. После начала притока основная часть газа увлекается потоком жидкости и поступает в НКТ. Часть газа отделяется и поступает в затрубное пространство, где он накапливается. При этом уровень жидкости в затрубном пространстве снижается и достигает башмака НКТ. Со временем наступает стабилизация и уровень устанавливается у башмака НКТ. За-

трубное давление газа, как правило, высокое, почти достигает значе- ний P_3 . Чем меньше расход и вязкость жидкости, больше расход газа у башмака, зазор между НКТ и эксплуатационной колонной, тем больше газа сепарируется в затрубное пространство. Эффект подъема жидкости, получаемой в результате газирования, называют газлифт- ным эффектом.

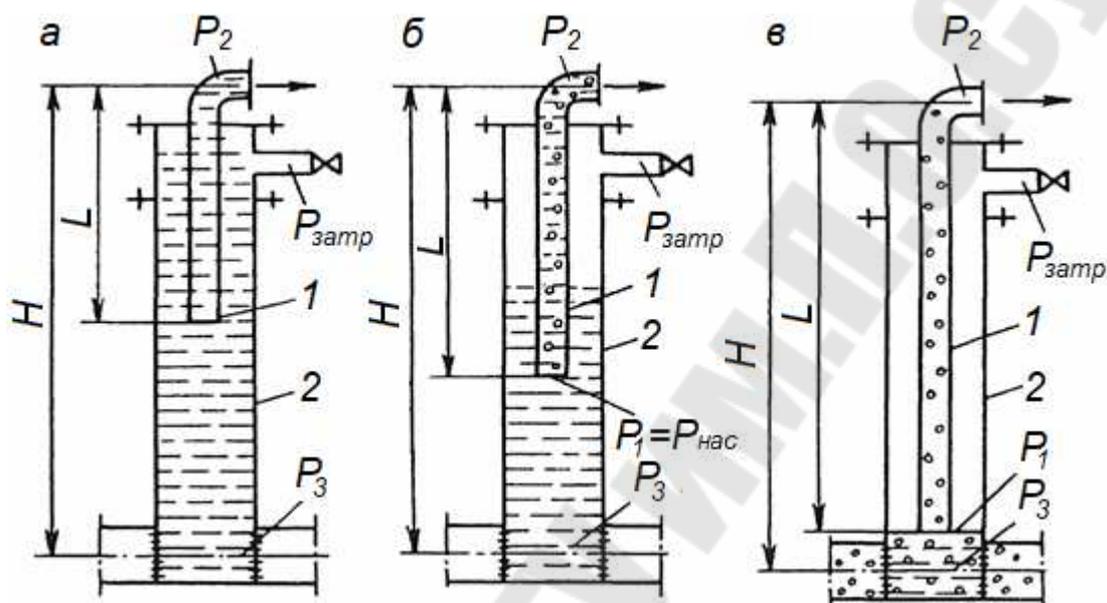


Рис. 3.5.1. Схема видов фонтанирования скважин: а – артезианское фонтанирование; б – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины; в – газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте

При проектировании или анализе работы установок для подъема жидкости из скважин, когда по НКТ движется ГЖС, основным вопро- сом является определение потерь давления, связанных с этим движе- нием. Рассматривая некоторый участок вертикальной трубы, в кото- рой движется ГЖС, можно записать:

$$P_1 = P_c + P_{тр} + P_{ус} + P_2,$$

где P_1 – давление в нижней части трубы, P_c – давление, уравнеше- вающее гидростатическое давление столба ГЖС, $P_{тр}$ – потери давле- ния на преодоление сил трения при движении ГЖС, $P_{ус}$ – потери дав- ления на создание ускорения потока ГЖС, так как его скорость при движении в сторону меньших давлений увеличивается из-за расшире- ния газа; P_2 – противодействие на верхнем конце трубы.

Это уравнение справедливо для всех случаев: короткой и длин- ной трубы, вертикальной и наклонной и является основным при рас- чете потерь давления и их составляющих.

3.6. Основные способы эксплуатации скважин

Если подъем жидкости или смеси от забоя на дневную поверхность происходит только за счет природной энергии, то такой способ эксплуатации называется фонтанным.

Если подъем жидкости или смеси от забоя на дневную поверхность происходит либо за счет искусственной энергии, либо за счет естественной и искусственной энергии, то такой способ эксплуатации будем называть механизированным.

Механизированный способ эксплуатации может осуществляться в двух видах:

1. Когда искусственная энергия вводится в добываемую жидкость централизованно, а распределение ее происходит непосредственно в залежи. Такой способ ввода энергии в залежь и ее распределение осуществляются при использовании методов поддержания пластового давления. Если при этом каждая конкретная эксплуатационная скважина оборудована только колонной насосно-компрессорных труб (отсутствуют механические приспособления для подъема). Указанный способ эксплуатации будем называть искусственно-фонтанным. Искусственно-фонтанная эксплуатация имеет довольно широкое распространение.

2. Когда искусственная энергия вводится непосредственно в каждую конкретную скважину с помощью какого-либо механического приспособления. Ввод искусственной энергии в скважину достигается различными способами: компримированным (сжатым) газом и специальными механическими приспособлениями – глубинными насосами. При первом способе ввода энергии в скважину мы имеем дело с компрессорной эксплуатацией, при втором – с глубинно-насосной.

Система «пласт-скважина» – это система из двух гидродинамически связанных сосудов, заполненных жидкостью, первый из которых – продуктивный пласт со скважинами, а второй – ствол скважины. При эксплуатации скважины движение пластовой жидкости осуществляется в трех системах пласт – скважина – нефтесборный коллектор (рис. 3.6.1), которые действуют независимо друг от друга, при этом взаимосвязаны между собой.

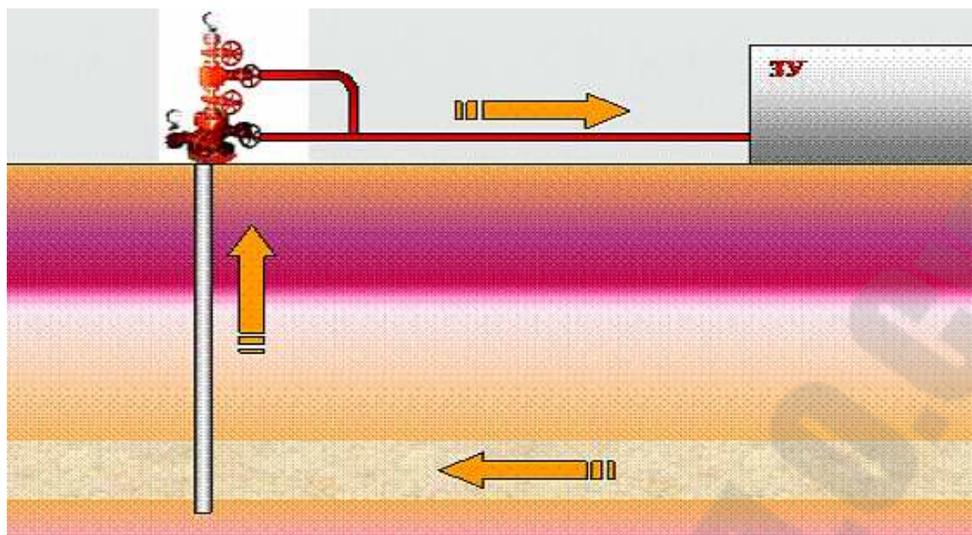


Рис. 3.6.1. Схема работы системы пласт-скважина

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- фонтанный, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
- газлифтный – с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину из вне;
- насосный – извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от величины пластового давления, глубины залегания и продуктивности пласта.

Фонтанный способ эксплуатации скважин применяется, если пластовое давление в залежи велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Фонтанирование скважин может происходить под действием гидростатического напора, а также энергии расширяющегося газа.

Практически фонтанирование только под действием гидростатического напора встречается очень редко. В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин.

В нефтяных залежах, где давление насыщения нефти газом равно пластовому давлению газ делает двойную работу: выделяясь в пласте он выталкивает нефть, а в трубах поднимает ее на поверхность.

При газлифтной эксплуатации по затрубному пространству под давлением газа жидкость полностью вытесняется в подъемную трубу, после этого газ проникает в подъемную трубу и перемешивается с жидкостью. Плотность газированной жидкости уменьшается и по мере ее насыщения газом достигается разность в плотности газированной и негазированной жидкостей. Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость будет вытеснять из подъемной трубы газированную жидкость. Если газ подавать в скважину непрерывно, то газированная жидкость будет подниматься и выходить из скважины в систему сбора. При этом в затрубном пространстве подъемной трубы устанавливается новый уровень жидкости, называемый динамической высотой или динамическим уровнем.

При насосном способе эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами (погружные электроцентробежные насосы, винтовые насосы и др.).

Можно выделить следующие основные признаки классификации глубинно-насосных установок:

1. По принципу действия глубинного насоса: плунжерные (поршневые), центробежные, винтовые, струйные, вибрационные (звуковые), диафрагменные, роторно-поршневые.

2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя: штанговые и бесштанговые.

3. Скважинные штанговые насосные установки делятся на балансирующие и безбалансирующие, а по типу используемого привода на механические, гидравлические и пневматические.

4. Бесштанговые установки делятся по типу используемого привода и его местоположению: с электроприводом, с гидроприводом, с приводом, расположенным на поверхности, с приводом, расположенным в скважине.

5. По назначению: подача

- для эксплуатации низкодебитных скважин,
- для эксплуатации среднедебитных скважин,
- для эксплуатации высокодебитных скважин,

6. По высоте подъема (напора):

- для эксплуатации неглубоких скважин,
- для эксплуатации скважин средней глубины,
- для эксплуатации глубоких скважин.

Области применения различных видов нефтедобывающего оборудования основываются на теоретических расчетах рабочих параметров скважинных насосов и наземного оборудования, на основании данных, указанных в документах по эксплуатации для оптимального режима работы установок по добыче нефти. Примерные области применения различных типов насосов для добычи нефти в зависимости от дебита и глубины скважин представлены на рис. 3.6.2.

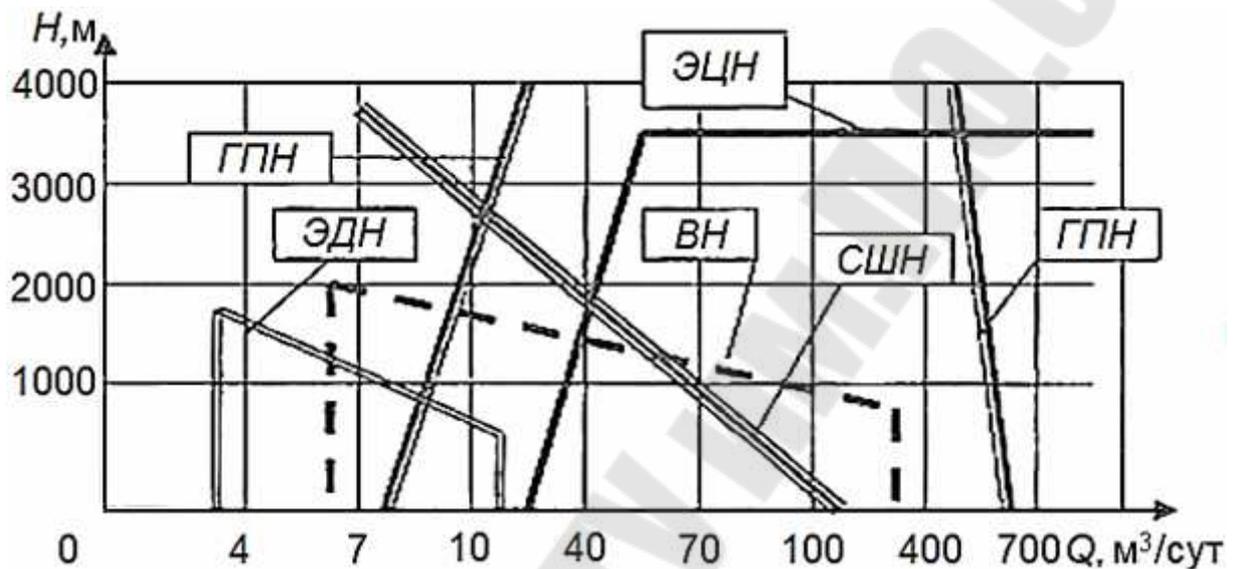


Рис. 3.6.2. Области применения различных типов насосов для добычи нефти в зависимости от дебита и глубины скважин

Глава 4. ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Фонтанирование скважин обычно происходит на вновь открытых месторождениях нефти, когда запас пластовой энергии велик, т. е. давление на забоях скважин достаточно большое, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на преодоление трения, связанное с движением этой жидкости.

Общим обязательным условием для работы любой фонтанирующей скважины будет следующее основное равенство:

$$P_c = P_r + P_{тр} + P_y, \quad (4.1)$$

где P_c – давление на забое скважины; P_r , $P_{тр}$, P_y – гидростатическое давление столба жидкости в скважине, рассчитанное по вертикали, потери давления на трение в НКТ и противодействие на устье, соответственно.

Различают два вида фонтанирования скважин:

- фонтанирование жидкости, не содержащей пузырьков газа, – артезианское фонтанирование;
- фонтанирование жидкости, содержащей пузырьки газа, облегчающего фонтанирование (газожидкостное фонтанирование), – наиболее распространенный способ фонтанирования.

4.1. Артезианское фонтанирование

Артезианский вид фонтанирования встречается при добыче нефти редко. Он возможен при полном отсутствии растворенного газа в нефти и при забойном давлении, превышающем гидростатическое давление столба негазированной жидкости в скважине. При наличии растворенного газа в жидкости, который не выделяется благодаря давлению на устье, превышающему давление насыщения, и при давлении на забое, превышающем сумму двух давлений: гидростатического столба негазированной жидкости и давления на устье скважины.

Поскольку присутствие пузырьков свободного газа в жидкости уменьшает плотность последней и, следовательно, гидростатическое давление то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования газированной жидкости, существенно меньше, чем при артезианском фонтанировании.

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины P_c при фонтанировании определяется уравнением (4.1), в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением:

$$P_r = \rho g H, \quad (4.1.1)$$

где ρ – средняя плотность жидкости в скважине; H – расстояние по вертикали между забоем (обычно серединой интервала перфорации) и устьем скважины. Для наклонных скважин:

$$H = L \cos \alpha, \quad (4.1.2)$$

где L – расстояние от забоя до устья вдоль оси наклонной скважины; α – средний зенитный угол кривизны скважины.

Для наклонных скважин, имеющих на разных глубинах различный угол кривизны α_i , расстояние H необходимо определять разделением глубины скважины на интервалы и суммированием проекций этих интервалов на вертикальную ось:

$$H = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta L_i \cos \alpha_i. \quad (4.1.3)$$

В выражении (4.1.3) ΔL_i – длина i -го интервала ствола скважины; α_i – угол кривизны i -го интервала; n – число интервалов, на которое разбивается общая глубина скважины.

При движении жидкости по НКТ она охлаждается и ее плотность немного изменяется. Поэтому необходимо в расчетах принимать среднюю плотность:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_c + \rho_y}{2}, \quad (4.1.4)$$

где ρ_c , ρ_y – плотность жидкости при термодинамических условиях забоя и устья скважины, соответственно.

При фонтанировании обводненной нефти плотность жидкости подсчитывается как средневзвешенная:

$$\begin{aligned} \rho_c &= (\rho_n)_c \cdot (1-n) + (\rho_v)_c \cdot n, \\ \rho_y &= (\rho_n)_y \cdot (1-n) + (\rho_v)_y \cdot n, \end{aligned} \quad (4.1.5)$$

где n – доля воды в смеси (обводненность); ρ_n , ρ_v – плотность нефти и воды в условиях забоя (с) и устья (у) соответственно.

Иногда в результате недостаточной скорости восходящего потока жидкости и оседания воды обводненность n вдоль ствола скважи-

ны бывает неодинаковой. Например, между забоем и башмаком НКТ в интервале, где жидкость движется по всему сечению обсадной колонны с малой скоростью, обводненность может быть больше. В таких случаях всю расчетную глубину скважины необходимо разбивать на соответствующие интервалы. Заметим, что погрешности в определении гидростатического давления существенно влияют на все результаты расчета, так как оно преобладает в общем балансе давлений и составляет 95-98% от величины P_c .

Противодавление на устье скважины P_y определяется ее удаленностью от групповой замерной установки, давлением в этой установке или размером штуцера (местного сопротивления), обычно устанавливаемого на выкидной линии фонтанирующей скважины для регулирования ее дебита. При широко распространенных в настоящее время однетрубных, герметизированных системах нефтегазосбора давление на устье P_y бывает большим, достигая иногда нескольких мегапаскалей.

Потери давления на трение $P_{тр}$ определяются по обычным формулам трубной гидравлики, а именно:

$$P_{тр} = \lambda \rho_{cp} L C_{ж}^2 / 2d. \quad (4.1.6)$$

В формуле (4.1.6) L – длина НКТ вдоль оси скважины. Скорость жидкости в НКТ $C_{ж}$ определяется обычно через объемный коэффициент жидкости и ее плотность для средних термодинамических условий в НКТ:

$$C_{ж} = \left(\frac{Q_n b_n}{\rho_n} + \frac{Q_v b_v}{\rho_v} \right) \frac{1}{f}, \quad (4.1.7)$$

где Q_n , Q_v – дебит скважины по нефти и воде, приведенный к стандартным условиям; ρ_n , ρ_v – плотности нефти и воды при стандартных условиях; b_n , b_v – объемные коэффициенты нефти и воды для средних условий в НКТ; f – площади сечения НКТ (или обсадной колонны для интервала от забоя до башмака НКТ).

При подсчете потерь на трение необходимо учитывать, что диаметр НКТ d существенно влияет на величину $P_{тр}$. Это означает, что при уменьшении диаметра НКТ на 10%, например, за счет покрытия внутренней поверхности эпоксидными смолами, стеклом или в результате отложения парафина потери на трение возрастут в 1,61 раза.

Величины коэффициента сопротивления λ определяются через число Рейнольдса (Re) по соответствующим графикам или аппрокси-

мирующим формулам. Если такие величины, как $C_{ж}$, d и ρ , необходимые для определения числа Re оцениваются достаточно точно, то для подсчета вязкости жидкости μ , особенно при движении по НКТ обводненной нефти или эмульсии, нет достаточно точных формул. Вязкость обводненной нефти зависит не только от вязкости компонентов (нефти и воды), но и от дисперсности эмульсии. Тем не менее, для оценки этой величины можно рекомендовать следующую приближенную формулу Гатчика и Сабри:

$$\mu_э = \frac{\mu_{вс}}{1 - \sqrt[3]{\varphi}}, \quad (4.1.8)$$

где $\mu_э$ – динамическая вязкость эмульсии; $\mu_{вс}$ – динамическая вязкость внешней дисперсной среды (для эмульсии типа вода в нефти $\mu_{вс}$ – вязкость нефти, для эмульсии типа нефть в воде $\mu_{вс}$ – вязкость воды); φ – отношение объема внутренней дисперсной фазы к объему внешней.

При пользовании формулой (4.1.8) следует иметь в виду, что при обводненности продукции скважин 60-70% происходит инверсия эмульсий, т. е. замещение внешней и внутренней фаз. Поэтому формула (4.1.8) в представленном написании справедлива для эмульсии с содержанием воды, не превышающим указанных пределов. При большем водосодержании в формулу (4.1.8) вместо $\mu_{вс}$ необходимо подставить вязкость внешней среды, которой становится в этом случае вода, и вместо φ подставлять объемное отношение нефти к воде.

Коэффициент сопротивления λ зависит от режима течения. Установлено, что при значении $Re < 1200$ течение ламинарное, при $Re > 2500$ – турбулентное, при $1200 < Re < 2500$ – так называемая переходная зона. При ламинарном движении:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.1.9)$$

При турбулентном движении:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (4.1.10)$$

Для переходной зоны имеется много различных аппроксимирующих формул. Достаточно надежные результаты для λ получаются по формуле:

$$\lambda = \frac{0,342}{Re^{0,21}}. \quad (4.1.11)$$

Формулу (4.1.11) можно использовать не только для переходной зоны. Она рекомендована и для $1200 < Re < 50000$.

Приток жидкости из пласта в скважину может быть определен общим уравнением притока:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_c)^n, \quad (4.1.12)$$

где Q – дебит жидкости; K – коэффициент продуктивности; n – показатель, зависящий от характера течения жидкости в пласте.

Решая выражение (4.1.12) относительно P_c , получим:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}, \quad (4.1.13)$$

При совместной работе пласта и фонтанного подъемника на забое скважины устанавливается общее забойное давление, определяющееся согласно (4.1.13) и такой приток жидкости, который фонтанные трубы будут в состоянии пропустить при данной глубине скважины, противодействии на устье, диаметре труб и т. д. Для определения этого притока приравняем правые части уравнений (4.1) и (4.1.13):

$$P_r + P_{\text{тр}} + P_y = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}, \quad (4.1.14)$$

Из этого равенства надо найти Q , которое обращало бы (4.1.14) в тождество. Для этого, задаваясь различными значениями Q , вычисляем левую часть равенства (4.1.14):

$$A = P_r + f(Q). \quad (4.1.15)$$

И правую часть равенства:

$$B = P_{\text{пл}} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}. \quad (4.1.16)$$

Первое выражение (4.1.15) показывает изменение забойного давления от характеристик подъемника, а именно от его пропускной способности. Второе выражение (4.1.16) показывает изменение забойного давления от энергетики и фильтрационных свойств пласта. Построим два графика $A(Q)$ и $B(Q)$. С увеличением Q величина A должна возрастать, а величина B – уменьшаться, как показано на рис. 4.1.1.

Точка пересечения линий $A(Q)$ и $B(Q)$ определяет условие совместной работы пласта и фонтанного подъемника, т. е. дает оптимальный дебит скважины Q_c и соответствующее этому дебиту забойное давление P_c . Подобные расчеты могут быть сделаны для труб раз-

личного диаметра, а также и для условий фонтанирования через межтрубное пространство. Из найденных решений может быть выбрано то, которое лучше отвечает технологическим условиям разработки и эксплуатации месторождения.

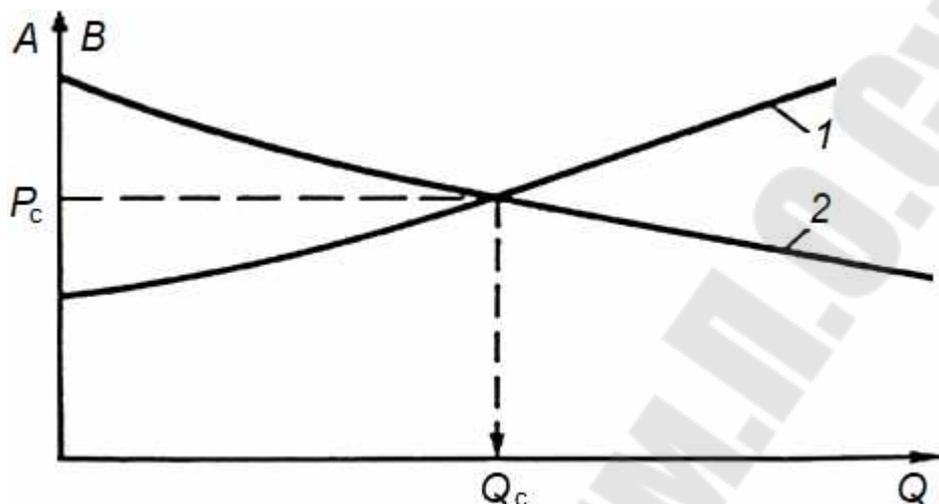


Рис. 4.1.1. Графики зависимости забойного давления от характеристик подъемника, энергетики и фильтрационных свойств пласта

4.2. Фонтанирование за счет энергии газа

Это наиболее распространенный способ фонтанирования нефтяных скважин. При фонтанировании за счет энергии газа плотность столба ГЖС в фонтанных трубах мала, поэтому гидростатическое давление столба такой смеси будет меньше. Следовательно, и для фонтанирования скважины потребуется меньшее забойное давление. При движении жидкости по НКТ от забоя к устью давление уменьшается, и на некоторой высоте оно становится равным давлению насыщения $P_{нас}$, а выше — ниже давления насыщения. В зоне, где $P < P_{нас}$, из нефти выделяется газ, причем этого газа становится тем больше, чем меньше давление, т. е. чем больше разница давлений $\Delta P = P_{нас} - P$. Таким образом, нефть при фонтанировании разгазируется в результате выделения из нее растворенного газа, перехода его в свободное состояние и образования ГЖС с плотностью, существенно меньшей плотности чистой нефти. В описанном случае фонтанирование будет происходить при давлении на забое скважины, превышающем давление насыщения ($P_c > P_{нас}$), и газ будет выделяться на некоторой высоте в НКТ.

Возможен другой случай, когда фонтанирование происходит при давлении на забое скважины ниже давления насыщения ($P_c < P_{\text{нас}}$). При этом на забой скважины вместе с нефтью поступает свободный газ, к которому, по мере подъема нефти по НКТ, добавляются дополнительные порции свободного газа, выделяющегося из нефти при снижении давления. Масса свободного газа, приходящегося на единицу массы жидкости, по мере подъема увеличивается. Объем свободного газа также увеличивается за счет его расширения. В результате газонасыщенность потока возрастает, а его плотность соответственно снижается. Таким образом, фонтанирование скважины может происходить при давлении на забое P_c выше или ниже давления насыщения $P_{\text{нас}}$.

Очевидно, давление на забое фонтанной скважины в любом случае будет равно:

$$P_c = P_6 + P, \quad (4.2.1)$$

где P_6 – давление у башмака НКТ при фонтанировании скважины с постоянным дебитом, $P = (H - L) \cdot \rho \cdot g$ – гидростатическое давление столба жидкости между башмаком и забоем высотой $H - L$, здесь H – глубина скважины, L – длина НКТ; ρ – средняя плотность жидкости в этом интервале.

С другой стороны, при фонтанировании ГЖС уровень жидкости в затрубном пространстве может установиться на некоторой глубине. То же давление на забое P_c может быть определено через уровень жидкости в межтрубном пространстве:

$$P_c = P_1 + P_2, \quad (4.2.2)$$

где $P_1 = \rho h g$ – гидростатическое давление столба жидкости в межтрубном пространстве; h – высота столба жидкости в межтрубном пространстве; $P_2 = P_3 + \Delta P$ – давление газа, находящегося в межтрубном пространстве, на уровне жидкости, P_3 – давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины; ΔP – гидростатическое давление столба газа от уровня до устья.

Очевидно, что:

$$\Delta P = (H - h) \rho_r g,$$

где ρ_r – средняя плотность газа в межтрубном пространстве.

С учетом последнего выражения получим (4.2.2) в развернутом виде:

$$P_c = h \rho g + P_3 + (H - h) \rho_r g. \quad (4.2.3)$$

В скважине, фонтанирующей с постоянным дебитом, давление на забое P_c должно быть постоянным. Поэтому изменение высоты столба h в затрубном пространстве должно сопровождаться изменением давления на устье P_3 так, чтобы сумма слагаемых согласно (4.2.3) была бы постоянной. Поэтому необходимо, чтобы уменьшение h сопровождалось увеличением давления газа P_3 и наоборот.

Рассмотрим два случая фонтанирования за счет энергии газа.

1. **Фонтанирование при $P_c < P_{нас}$** (рис. 4.2.1).

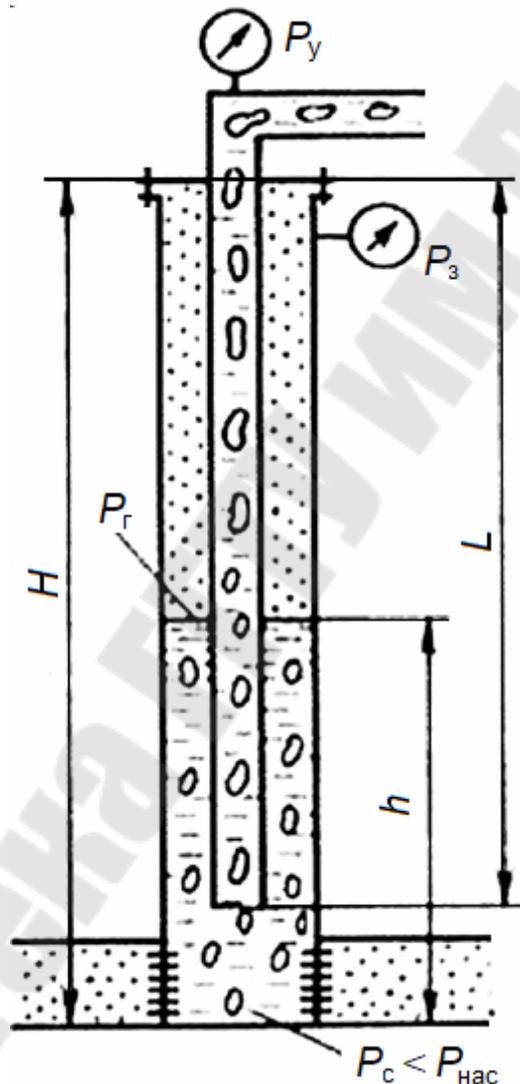


Рис. 4.2.1. Схема фонтанирования за счет энергии газа при $P_c < P_{нас}$

Свободный газ имеется на самом забое. К башмаку фонтанных труб будет двигаться газожидкостная смесь. При работе такой скважины основная масса пузырьков газа будет увлекаться потоком жидкости и попадать в фонтанные трубы. Однако часть пузырьков, дви-

гающихся непосредственно у стенки обсадной колонны, будет проскальзывать мимо башмака НКТ и попадать в межтрубное пространство. В межтрубном пространстве выше башмака движения жидкости не происходит. Поэтому пузырьки газа в нем будут всплывать, достигая уровня жидкости и пополнять газовую подушку в межтрубном пространстве. Таким образом, при фонтанировании, когда $P_c < P_{нас}$, создаются условия для непрерывного накопления газа в межтрубном пространстве. Интенсивность этого процесса зависит от следующих факторов.

1. От скорости восходящего потока ГЖС, т. е. от дебита скважины. Чем больше дебит, тем меньше газа попадает в межтрубное пространство.

2. От величины зазора между обсадной колонной и фонтанными трубами.

3. От количества и величины газовых пузырьков, что в свою очередь зависит от разницы между давлением насыщения и давлением у башмака.

4. От вязкости жидкости.

Накопление газа в затрубном пространстве приводит к увеличению давления P_3 и соответствующему понижению уровня жидкости h на такую величину, чтобы давление на забое P_c , согласно уравнению (4.2.3), оставалось бы постоянным. Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока уровень жидкости в межтрубном пространстве не опустится до башмака фонтанных труб. После этого процесс стабилизируется. Непрерывно возрастающее давление на устье межтрубного пространства после достижения максимума стабилизируется. В этом случае возможно достаточно точно определить давление у башмака фонтанных труб P_6 , а также и давление на забое P_c по давлению на устье в межтрубном пространстве P_3 , не прибегая к трудоемкому процессу спуска манометра в скважину. Давление P_3 замеряется на устье манометром. Тогда давление у башмака будет равно:

$$P_6 = P_3 + (H - h) \rho_r g . \quad (4.2.4)$$

В выражении (4.2.4) ρ_r – плотность газа, которая равна:

$$\rho_r = \rho_0 \frac{P_3 T_0}{P_0 T_{cp} z} .$$

Здесь ρ_0 – плотность газа при стандартных условиях при P_0 и T_0 ; T_{cp} – средняя температура в затрубном пространстве; z – коэффициент сжимаемости газа для условий P_3 и T_{cp} .

Т. е. второе слагаемое в формуле (4.2.4) может быть определено несколько точнее по приведенной барометрической формуле. Давление на забое скважины P_c будет больше P_6 на величину гидростатического давления столба жидкости между забоем и башмаком фонтанных труб P и может быть определено по формуле (4.2.1).

В фонтанирующей скважине при условии $P_c < P_{\text{нас}}$ уровень жидкости в межтрубном пространстве обязательно должен устанавливаться у башмака НКТ после выхода работы скважины на установившийся режим. Это справедливо, если нет утечки газа из обсадной колонны из-за ее недостаточной герметичности или неплотностей в арматуре и колонной головке. При наличии утечек уровень жидкости может стабилизироваться в межтрубном пространстве на некоторой высоте, обуславливая такое давление на устье, при котором утечки газа сравниваются с его поступлением от башмака фонтанных труб.

2. Фонтанирование при $P_c > P_{\text{нас}}$ (рис. 4.2.2).

Свободный газ в этом случае не накапливается в затрубном пространстве, так как нет условий для его проскальзывания у башмака фонтанных труб. В самих трубах газ начнет выделяться на некоторой высоте от башмака, где давление станет равным давлению насыщения. Поскольку при работе скважины обновление жидкости в затрубном пространстве не происходит, то не возникают и условия для пополнения газа. Из объема нефти, находящейся в затрубном пространстве, частично выделится растворенный газ, после чего вся система придет в равновесие. Уровень жидкости в этом случае будет находиться на некоторой глубине h в соответствии с выражением (4.2.3). Различным положениям уровня будет соответствовать различное давление P_3 . В этом случае вследствие неопределенности величины h становится невозможным определение забойного давления P_c по величине P_3 .

4.3. Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование возможно лишь в том случае, если энергия, приносимая на забой жидкостью, равна или больше энергии, необходимой для подъема этой жидкости на поверхность при условии, что фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т. е. на режиме наибольшего КПД. За счет давления на забое скважины жидкость может быть поднята на высоту, соответствующую этому давлению.

нию. Полезная работа, которая совершается при подъеме 1 м^3 жидкости, равна произведению веса жидкости на высоту подъема:

$$w_1 = 1 \text{ м}^3 \rho g \left(\frac{P_c P_0}{\rho g} \right) = 1 \text{ м}^3 (P_c - P_0), [\text{Дж}]. \quad (4.3.1)$$

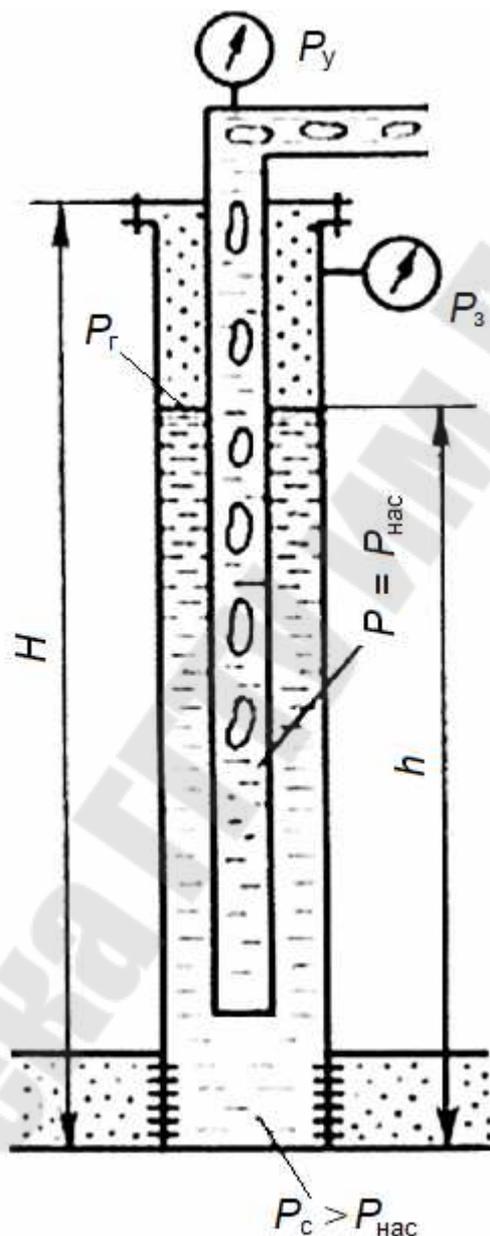


Рис. 4.2.2. Схема фонтанирования за счет энергии газа при $P_c > P_{нас}$

Вместе с нефтью на забой может поступать свободный газ, кроме того, из той же нефти при снижении давления происходит выделения газа. Суммарное количество газа, приходящееся на 1 м^3 товарной нефти и приведенное к стандартным условиям, называется полным

газовым фактором Γ_0 . Газ, расширяясь, также совершает работу. Однако доля свободного газа на разных глубинах будет разной. Работу расширения совершает только свободный газ. Поэтому при подсчете работы расширения газа необходимо учитывать не полный газовый фактор Γ_0 , а меньшее количество газа (за вычетом растворенного), которое назовем эффективным газовым фактором $\Gamma_{эф}$.

Рассмотрим вопрос в упрощенной постановке. Будем считать, что с каждым 1 м^3 нефти на забой поступает Γ_0 кубических метров газа, приведенных к нормальным условиям. Растворимостью газа в первом приближении пренебрегаем. Возможная работа этого газа при изотермическом его расширении будет равна:

$$w_2 = \Gamma_0 P_0 \ln \frac{P_c}{P_0}, \text{ [Дж]}. \quad (4.3.2)$$

Суммарное количество энергии, поступающей на забой с каждым кубическим метром нефти, будет равно:

$$W_1 = w_1 + w_2 = P_c - P_0 + \Gamma_0 P_0 \ln \frac{P_c}{P_0}, \text{ [Дж]}. \quad (4.3.3)$$

Так как на устье скважины всегда есть некоторое противодавление P_y , то поток ГЖС, покидая устье, уносит с собой некоторое количество энергии. Количество уносимой энергии по аналогии с (4.3.3) можно определить так:

$$W_2 = P_y - P_0 + \Gamma_0 P_0 \ln \frac{P_y}{P_0}, \quad (4.3.4)$$

Количество энергии, поступающей из пласта и затраченной в самой скважине в процессе подъема жидкости от забоя до устья, $W_{п}$ будет равно разности $W_1 - W_2$, т. е.

$$W_{п} = W_1 - W_2 = P_c - P_y + \Gamma_0 P_0 \ln \frac{P_c}{P_y}. \quad (4.3.5)$$

В выражении (4.3.5) имеется общий множитель 1 м^3 так как определяемая энергия относится к 1 м^3 нефти. С учетом этого в (4.3.5) получится размерность Н·м, т. е. джоуль. Если фонтанный подъемник работает на оптимальном режиме, т. е. на режиме наибольшего КПД, то удельный расход газа R , необходимого для подъема 1 м^3 жидкости, достигнет минимума $R_{\text{опт}}$. В таком случае количество энергии, минимально необходимое для фонтанирования, по аналогии с (4.3.5), будет равно:

$$W_{\text{н}} = P_{\text{с}} - P_{\text{у}} + R_{\text{опт}} P_0 \ln \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{у}}}. \quad (4.3.6)$$

Следовательно, фонтанирование возможно, если $W_{\text{п}} \geq W_{\text{н}}$.

Откуда следует: $\Gamma_0 \geq R_{\text{опт}}$, т. е. если из пласта поступает газа больше или столько, сколько нужно для подъема 1 м^3 жидкости на режиме наивысшего к. и. д., то фонтанирование возможно. На основании экспериментальных исследований и теоретической обработки результатов академиком А. П. Крыловым были получены формулы для определения удельного расхода газа R_{max} при работе газожидкостного подъемника на режиме максимальной подачи Q_{max} . Эта формула имеет вид:

$$R_{\text{max}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 L^2}{d^{0,5} (P_{\text{с}} - P_{\text{у}}) \ln(P_{\text{с}}/P_{\text{у}})}. \quad (4.3.7)$$

Из тех же исследований А. П. Крылова следует, что удельный расход газа $R_{\text{опт}}$ при работе газожидкостного подъемника на режиме наибольшего КПД ($Q_{\text{опт}}$) связан с R_{max} соотношением:

$$R_{\text{опт}} = R_{\text{max}} (1 - \varepsilon), \quad (4.3.8)$$

где относительное погружение:

$$\varepsilon = (P_{\text{с}} - P_{\text{у}}) / \rho g L. \quad (4.3.9)$$

Подставляя (4.3.9) и (4.3.7) в (4.3.8), получим:

$$R_{\text{опт}} = \frac{2,769 \cdot 10^{-4} \rho^2 L^2}{d^{0,5} (P_{\text{с}} - P_{\text{у}}) \ln(P_{\text{с}}/P_{\text{у}})} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{с}} - P_{\text{у}}}{\rho g L}\right). \quad (4.3.10)$$

Глубину в скважине, на которой начинается выделение из нефти газа можно определить по формуле:

$$L_{\text{нас}} = \frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}}{2 \rho g} + \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}}{2 \rho g}\right)^2 + \Gamma_{\text{эф}} \frac{d^{0,5} (P_{\text{нас}} - P_{\text{у}})}{2,77 \cdot 10^{-4} \rho^2} \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}}. \quad (4.3.11)$$

Определив глубину $L_{\text{нас}}$, на которой должно (по расчету) существовать давление $P_{\text{нас}}$, можно определить минимальное давление фонтанирования на забое скважины $P_{\text{с}}$, прибавив к давлению $P_{\text{нас}}$ гидростатическое давление столба жидкости от глубины $L_{\text{нас}}$ до забоя H ,

$$P_{\text{с}} = P_{\text{нас}} + (H - L_{\text{нас}}) \rho g, \quad (4.3.12)$$

где ρ – плотность насыщенной газом нефти (жидкости).

4.4. Расчет фонтанного подъемника

Дебиты фонтанных скважин изменяются в широких пределах, как по количеству жидкости, так и по количеству попутного газа. С одной стороны, известны фонтанные скважины, дающие более $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти. С другой стороны, есть фонтанные скважины с дебитом порядка $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и менее. Для обеспечения фонтанирования все скважины оборудуются фонтанными насосно-компрессорными трубами (НКТ), которые спускаются в скважину обычно до забоя и с помощью которых осваиваются фонтанные скважины и вызывают приток в них. При наличии в скважине труб возможны различные промывки, воздействие на забой (кислотные обработки, ГРП и пр. операции), замена одной жидкости другой, продавка скважины газом, заправка скважины путем закачки тяжелой жидкости (соленого или глинистого раствора) и другие операции, необходимость в которых возникает на разных этапах эксплуатации данной скважины и нефтяного месторождения в целом.

Для подобных операций существует очень ограниченный по диаметру набор труб. Это трубы следующих условных диаметров: 48, 60, 73, 89 и 102 мм. Из приведенных типоразмеров эксплуатационных труб, трубы диаметром 48 и 102 мм почти не употребляются. Наиболее употребляемыми (примерно 85% скважин) являются трубы диаметром 73 мм. Лишь для фонтанных скважин, имеющих дебит несколько сот метров кубических в сутки, применяются 89 мм трубы. Можно сказать, что выбор диаметра фонтанных труб определяется не дебитом скважины, а удобством и техническими условиями нормальной эксплуатации таких фонтанных скважин.

Периодически в скважины приходится спускать различные приборы для исследования, такие как скважинные термометры, манометры и дебитометры. Возникает необходимость спуска пробоотборников для отбора проб жидкости с самого забоя скважины. Все эти приборы имеют внешний диаметр около 40 мм, и для их свободного спуска до забоя, не прекращая при этом работу скважины, необходимо иметь внутренний проходной диаметр труб не менее 60 мм. Наконец, широкое применение 73-мм труб обусловлено и тем, что эксплуатация фонтанных скважин, как правило, сопровождается отложением парафина на внутренних стенках труб, для удаления которого часто применяются механические скребки, спускаемые на стальной проволоке в фонтанные трубы через лубрикатор. Несмотря на то, что диаметр

фонтанных труб принимается почти всегда без расчета, вопрос о пропускной способности фонтанных труб или о подаче фонтанного подъемника при тех или иных условиях на забое и на устье скважины представляет безусловный интерес и требует своего ответа.

Всякий фонтанный подъемник работает при том или ином относительном погружении в скважину. Обычно эти значения лежат в пределах 0,3-0,65. Для условия $0,3 < \varepsilon < 0,65$ КПД подъемника при его работе на оптимальном ($q_{\text{опт}}$) и максимальном (q_{max}) режимах мало отличаются друг от друга. Поэтому следует стремиться к тому, чтобы фонтанный подъемник работал в промежуточном режиме между $q_{\text{опт}}$ и q_{max} . Работа вблизи точки q_{max} отличается наибольшей устойчивостью. В этом режиме $dq/dV = 0$, т.е. изменение дебита при изменении расхода газа почти не происходит. Работа вблизи точки $q_{\text{опт}}$ характеризуется некоторой неустойчивостью, проявляющейся в пульсации работы фонтанного подъемника. Это объясняется тем, что небольшим случайным изменениям расхода газа соответствуют значительные изменения дебита ($dq/dV > 0$). Это послужило основанием академику А. П. Крылову рекомендовать для практического использования простые формулы для определения подачи газожидкостного подъемника для этих основных двух режимов работы:

$$q_{\text{max}} = 55 \cdot d^3 \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right)^{1,5} \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]. \quad (4.4.1)$$

Поскольку А. П. Крыловым установлено, что $q_{\text{опт}} = q_{\text{max}} (1-\varepsilon)$, то подача на режиме наивысшего КПД будет равна:

$$q_{\text{опт}} = 55 \cdot d^3 \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right) \left[\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right]. \quad (4.4.2)$$

Если $P_6 > P_{\text{нас}}$, то в формулы (4.4.1) и (4.4.2) необходимо подставить вместо P_6 , давление насыщения $P_{\text{нас}}$, а вместо L расстояние $L_{\text{нас}}$ от устья до точки, где давление равно $P_{\text{нас}}$. Формулы можно решить относительно диаметра d . Соответственно из (4.4.1) получим:

$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\text{max}}}{55} \cdot \left(\frac{\rho g L}{P_6 - P_y} \right)^{1,5}} \quad [\text{м}]. \quad (4.4.3)$$

С учетом формулы (4.4.2) для оптимального дебита получим:

$$d = \sqrt[3]{\frac{q_{\text{опт}}}{55} \cdot \left(\frac{\rho g L}{P_6 - P_y}\right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho g L}\right)^{-1}} \quad [\text{м}]. \quad (4.4.4)$$

По этим формулам определяется диаметр фонтанных труб, необходимый для обеспечения в одном случае максимальной подачи (формула 4.4.3), а в другом – оптимальной (формула 4.4.4) при прочих заданных условиях (P_6 , P_y , L , ρ). Формулы (4.4.3) и (4.4.4) определяют не дебит фонтанной скважины, а только пропускную способность фонтанных труб при заданных условиях. Для правильного согласования работы фонтанного подъемника с работой пласта необходимо, чтобы приток жидкости из пласта в скважину, который определяется формулой притока, равнялся бы пропускной способности фонтанного подъемника при одном и том же давлении на забое P_c или давлении у башмака P_6 .

Расчет фонтанного подъемника с использованием приведенных выше формул сводится к определению для проектируемой скважины максимальной и оптимальной подач. Планируемый дебит скважины, определяемый формулой притока, должен лежать в пределах между q_{max} и $q_{\text{опт}}$. Это гарантирует высокий КПД газожидкостного подъемника и устойчивую его работу. Такой подход к расчету оптимизирует работу фонтанного подъемника для текущих условий, но не учитывает возможных изменений условий фонтанирования во времени. Обычно с течением времени условия фонтанирования ухудшаются: растет обводненность, пластовое давление падает, эффективный газовый фактор уменьшается, коэффициент продуктивности также уменьшается. Поэтому, планируя фонтанную эксплуатацию, рекомендуют рассчитывать фонтанные подъемники по максимальной подаче для начальных условий и по оптимальной – для условий конца периода фонтанирования.

Дебит фонтанной скважины определяется совместной работой пласта и фонтанного подъемника; причем законы, управляющие работой пласта, одни, а законы, управляющие процессом движения ГЖС в фонтанных трубах, – другие. Совершенно очевидно, что увеличение давления на забое P_c снижает приток жидкости из пласта. С другой стороны, то же увеличение P_c (или P_6) увеличивает подачу фонтанного подъемника. Поэтому если пропускная способность фонтанного подъемника меньше притока, избыточная жидкость будет накапливаться в скважине. В результате давление P_c будет расти. Это

повлечет за собой увеличение подачи подъемника, с одной стороны, и снижение притока – с другой. Установившаяся работа этой системы пласт-скважина наступает тогда, когда приток сравнивается с отбором.

Этой установившейся работе системы пласт – скважина будет соответствовать некоторое давление на забое P_c , которое может быть найдено из условия равенства притока и подачи фонтанного подъемника.

Как известно, приток определяется формулой:

$$q_{\text{п}} = K (P_{\text{пл}} - P_c)^n. \quad (4.4.5)$$

Пропускная способность подъемника на режиме максимальной подачи определяется формулой (4.4.1). Если трубы спущены до забоя, то $P_6 = P_c$. Если они подняты выше, так что $L < H$, то

$$P_c = P_6 + (H - L)\rho g. \quad (4.4.6)$$

С учетом (4.4.5) и (4.4.6) получим:

$$q_{\text{п}} = K [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L)\rho g]^n. \quad (4.4.7)$$

Приравняв правые части формулы притока (4.4.6) и формулы пропускной способности подъемника (4.4.1), получим:

$$q_{\text{п}} = K [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L)\rho g]^n = 55d^3 \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right)^{1,5}. \quad (4.4.8)$$

Равенство (4.4.8) удовлетворяется при определенном значении P_6 , так как остальные величины задаются. Левая часть равенства (4.4.8) с ростом P_6 уменьшается нелинейно. Правая часть возрастает по параболе в степени 1,5. Пересечение этих двух кривых дает такое значение P_6 , при котором равенство (4.4.8) удовлетворяется. Решение равенства (4.4.8) получается либо путем подбора P_6 , либо графоаналитическим путем. Затем определяется соответствующий дебит скважины путем подстановки найденного значения P_6 либо в (4.4.7), либо в (4.4.5). Найденный таким образом, дебит, отвечающий совместной работе пласта и фонтанного подъемника, соответствует работе фонтанного подъемника при режиме максимальной подачи. Аналогично можно найти дебит подъемника на режиме оптимальной подачи. Для этой цели необходимо приравнять правые части формулы притока (4.4.7) и формулы оптимальной подачи (4.4.2):

$$q_{\text{п}} = K [P_{\text{пл}} - P_6 - (H - L)\rho g]^n = 55d^3 \left(\frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right)^{1,5} \cdot \left(1 - \frac{P_6 - P_y}{\rho g L} \right). \quad (4.4.9)$$

Из равенства (4.4.9) подбором или нахождением точки пересечения двух кривых, соответствующих левой и правой части уравнения, определяется сначала давление P_6 , а потом по формуле притока – соответствующий дебит скважины, удовлетворяющий условию совместной работы пласта и фонтанного подъемника на режиме оптимальной производительности. Если выделение газа начинается не на забое, а в фонтанных трубах, как известно, в равенства (4.4.8) и (4.4.9) вместо P_6 необходимо подставлять давление насыщения $P_{нас}$ и вместо длины труб L – глубину начала выделения газа $L_{нас}$.

Однако в этом случае для решения уравнения (4.4.9) варьировать величиной $P_6 = P_{нас}$ нельзя, так как она постоянна. Решение достигается подбором такой величины $L = L_{нас}$, которая делает правую и левую части (4.4.9) равными. Аналогично следует поступить и при решении уравнения (4.4.8) для согласования работы пласта и подъемника, работающего на режиме максимальной производительности в случае, если газ начинает выделяться внутри НКТ. Поскольку $P_{нас}$ постоянно, равенство правой и левой частей (4.4.8) достигается подбором.

На рис. 4.4.1 показано определение забойных давлений P_c и соответствующих им дебитов при согласованной работе пласта и фонтанного подъемника на режимах максимальной и оптимальной производительности путем графоаналитического решения уравнений (4.4.8) и (4.4.9).

На рис. 4.4.1 – 1 – зависимость подачи подъемника от давления у башмака P_6 на режиме максимальной производительности; 2 – зависимость притока от давления P_6 ; 3 – зависимость подачи подъемника от P_6 на режиме оптимальной производительности. Графики построены для следующих исходных данных: $P_{пл} = 17,0$ МПа; $P_y = 0,5$ МПа; $P_6 = P_c$; $L = H = 2000$ м; $\rho = 900$ кг/м³; $d = 0,0503$ м (5,03 см); $K = 3,59$ м³/сутМПа; $n = 0,92$; P_6 изменяется от 15,0 МПа до 5,0 МПа.

На оси абсцисс графика отложено давление на забое P_c , или P_6 , так как $L = H$ (башмак на забое). На оси ординат отложена максимальная q_{max} , оптимальная q_{opt} подачи и приток жидкости из пласта $q_{п}$. Как видно из рис. 4.4.1, согласование работы пласта и подъемника происходит при давлении на забое $P_c = 8,55$ МПа (пересечение линий 1 и 2) на режиме максимальной подачи, при этом дебит скважины $q_{max} = 212 \cdot 10^{-5}$ м³/с (183,2 м³/сут) и при давлении на забое $P_c = 12,1$ МПа (пересечение линий 2 и 3) на режиме оптимальной подачи при дебите $q_{opt} = 130 \cdot 10^{-5}$ м³/с (112,3 м³/сут).

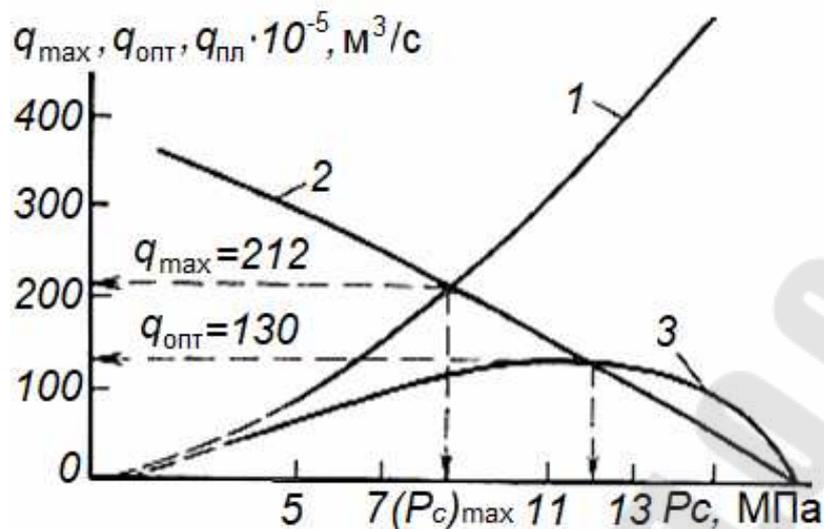


Рис. 4.4.1. Определение забойных давлений P_c и соответствующих им дебитов при согласованной работе пласта и фонтанного подъемника на режимах максимальной и оптимальной производительности

Во всех случаях проектирования процесса эксплуатации скважины любым способом, знание интенсивности притока или индикаторной линии обязательно. В противном случае любой инженерный расчет становится невозможным. Итак, если задан дебит, то по индикаторной линии или по уравнению притока определяется соответствующее этому дебиту давление на забое скважины.

В отношении фонтанных труб уже указывалось, что их диаметр выбирается из соображений технологических условий и возможности спуска в скважину глубинных приборов для различных исследований. Можно сказать, что для подавляющего числа случаев это будут либо трубы диаметром $d = 60$ мм, либо $d = 73$ мм.

4.5. Оборудование фонтанных скважин

Геологические условия нефтяных и газовых месторождений, из которых добываются нефть и газ, различны. Они отличаются глубиной залегания продуктивного пласта, характеристикой и устойчивостью проходимых горных пород, пластовыми давлениями и температурой, газовым фактором, плотностью нефти, давлением насыщения и другими характеристиками. В зависимости от этих геологических характеристик и особенностей продуктивного пласта применяются различные конструкции скважин. В этих конструкциях обязательными элементами являются короткое направление (5-40 м), кондуктор (100-500 м) и обсадная – эксплуатационная колонна (до продуктивного го-

ризонта). Однако такая простая одноколонная конструкция употребляется, как правило, при глубинах скважин до 2000 м с устойчивыми породами, не вызывающими осложнений при бурении и освоении скважины.

При сложных геологических условиях, трудностях спуска одной колонны до проектной глубины, осложнениях при бурении, необходимости перекрытия промежуточных горизонтов с большим пластическим давлением, а также по ряду других причин необходимо применять более сложные и дорогостоящие многоколонные конструкции скважин. Например, на скважинах, пробуренных в Белоруссии или на меловые отложения в Чечено-Ингушетии, когда продуктивные пласты залегают на глубинах 3000-6000 м, вынуждены применять многоколонные конструкции, состоящие кроме направления и кондуктора из четырех-семи колонн, в том числе с так называемыми хвостовиками, т. е. обсадными колоннами, закрепляющими только вскрытую часть пород ниже башмака последней обсадной колонны. Условия эксплуатации месторождений нефти и газа, а также охрана недр и техника безопасности требуют герметизации и разобщения межтрубных пространств, спуска в скважину НКТ, направления продукции в замерные устройства, регулирования работы скважины, ее кратковременного закрытия для ремонтных работ. Это осуществляется с помощью установки на устье фонтанной скважины оборудования, состоящего из колонной головки, фонтанной арматуры и манифольдов.

Колонная головка предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, а также для подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры. Существуют одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные головки. Требования, предъявляемые к конструкциям колонных головок, следующие: надежная герметизация межтрубных пространств; возможность контроля за давлениями во всех межтрубных пространствах; быстрое и надежное закрепление подвески обсадных колонн; возможность крепления к одной колонной головке различных обсадных колонн, т. е. универсальность; быстрый и удобный монтаж; минимально возможная высота.

Колонная головка в период эксплуатации скважины остается на устье и, как правило, не ремонтируется. Поэтому к ее конструкции и качеству изготовления предъявляются высокие требования. Выпускаются колонные головки на рабочие давления 14,0; 21,0; 35,0; 50,0 и 70,0 МПа. В некоторых случаях (на газовых скважинах, вскрывших

пласты с высокими пластовыми давлениями) применяются колонные головки, рассчитанные на давление до 150 МПа.

После бурения с колонной головки демонтируют превенторы и устанавливают фонтанную арматуру. Корпус головки 1 навинчивается на верхний резьбовой конец кондуктора (рис. 4.5.1). Обсадная колонна 10 вворачивается в специальную муфту 7. Герметичность соединения корпуса головки 1 и муфты 7 достигается муфтой 2 и двумя кольцами 3 из специальной нефтестойкой резины. Плотность посадки достигается за счет прижатия муфты полукольцами 5 и фланцем 4, который болтами притягивается к фланцу корпуса. Муфта 7 заканчивается фланцем 6 для присоединения к нему фонтанной арматуры. Для опрессовки колонной головки и контроля давления в межтрубном пространстве предусмотрен боковой отвод с краном высокого давления 9 и манометром 8.

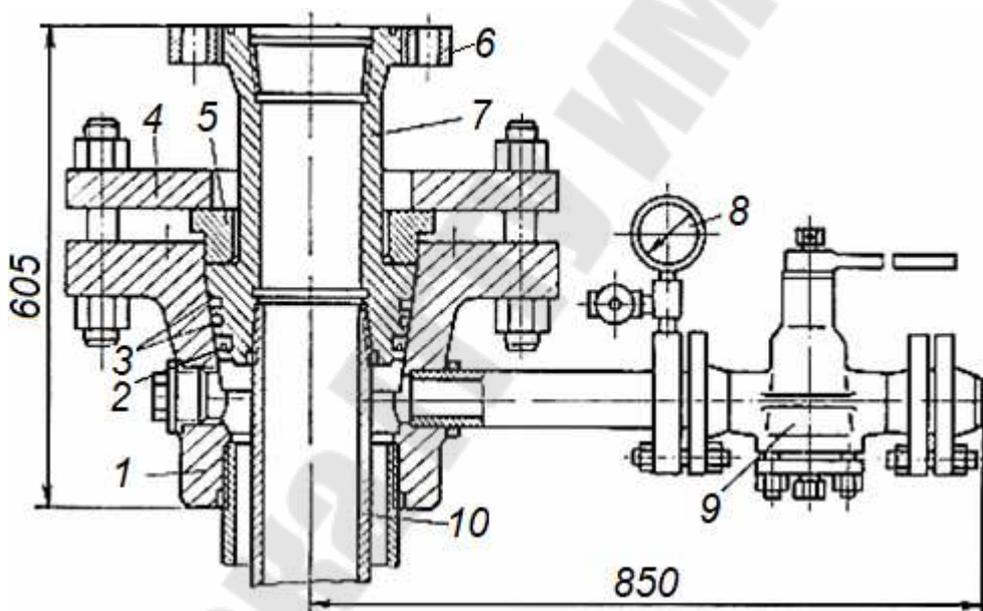


Рис. 4.5.1. Конструкция колонной головки для одной обсадной колонны

Фонтанная арматура. 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 подвергается действию высоких температур и давлений. По своим эксплуатационным характеристикам (дебит,

давление, температура, газовый фактор и др.) фонтанные скважины бывают различными. Поэтому возникает необходимость иметь фонтанные арматуры, рассчитанные на различные условия работы. Фонтанные арматуры различаются по конструктивным и прочностным признакам: по рабочему давлению – от 7 до 105 МПа; по размерам проходного сечения ствола – от 50 до 100 мм; по конструкции фонтанной ёлки – крестовые и тройниковые; по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядные и двухрядные; по типу запорных устройств – с задвижками или с кранами.

Для охвата всех возможных условий в фонтанных скважинах по давлению приняты следующие стандарты: арматуры на 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа рабочего давления, причем арматура на 7, 14, 21 и 35 МПа испытывается на двойное рабочее давление, а арматура на 70 и 105 МПа – на полуторакратное давление. Фонтанная арматура состоит из двух элементов: трубной головки и фонтанной ёлки.

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб. Обычно она представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами с установленной на ней переходной катушкой, в которую вворачивается верхний резьбовой конец фонтанных труб. При применении двух рядов труб устанавливаются две крестовины с переходными катушками. Масса фонтанной арматуры достигает 3 т, высота 4 м, ширина до 3,3 м. На нижней катушке подвешивается первый ряд труб (большого диаметра), а на верхней катушке – второй ряд труб (меньшего диаметра). На верхнем фланце катушки укрепляется собственно фонтанная ёлка.

Трубная головка подвергается давлению затрубного газа, которое может быть больше, чем давление в фонтанной ёлке. Поэтому трубная головка рассчитывается и испытывается на давление примерно в 1,5 раза большее, чем фонтанная ёлка. Это объясняется тем, что в межтрубном пространстве, которое герметизирует трубная головка, может скопиться чистый газ, и поэтому давление может достигнуть пластового.

Фонтанные ёлки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые. Характерным узлом крестовой арматуры является крестовина 6 (рис. 4.5.2) с двумя боковыми отводами, каждый из которых может быть рабочим, а второй запасным. Для тройниковой фонтанной ёлки характерным узлом являются тройники 7, к которым присоединяются выкидные линии – верхняя и нижняя.

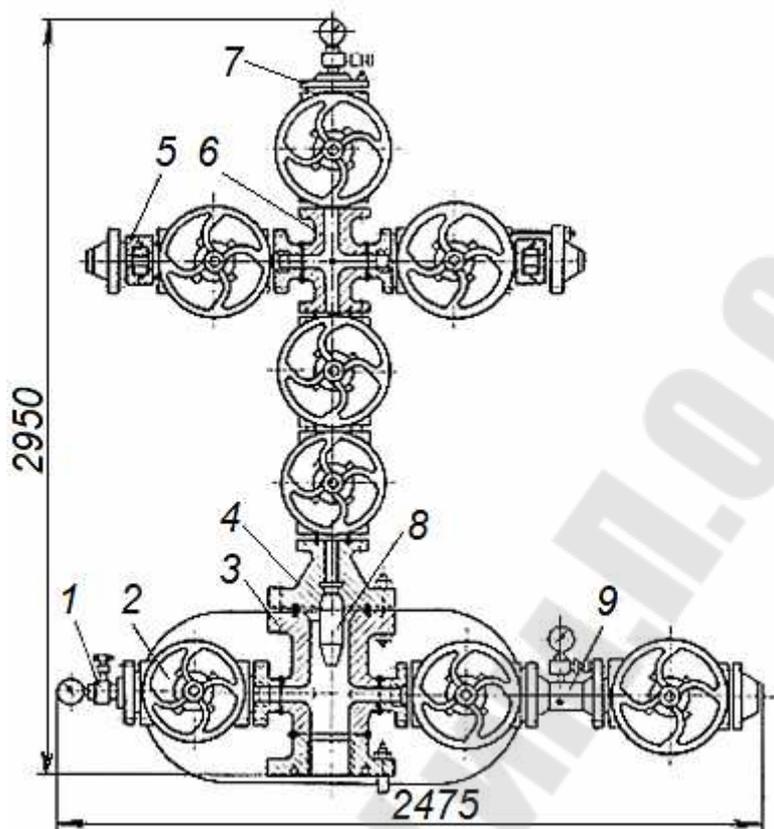


Рис. 4.5.2. Фонтанная крестовая арматура (4АФК-50-700) высокого давления (70 МПа) для однорядного подъемника: 1 – вентиль, 2 – задвижка, 3 – крестовина, 4 – катушка для подвески НКТ, 5 – штуцер, 6 – крестовина фонтанной ёлки, 7 – буфер, 8 – патрубок для подвески НКТ, 9 – катушка

Причем рабочим выкидом всегда должна быть верхняя линия, а нижняя – запасной. Это продиктовано безопасностью работы и возможностью предотвращения открытого фонтанирования.

Тройниковые арматуры (рис. 4.5.3), как правило, применяются в скважинах, дающих вместе с нефтью абразивный материал – песок, ил. При разъедании песком верхнего тройника скважина может быть переведена на работу через нижний отвод. При этом промежуточная (между отводами) задвижка или кран закрывается; и верхний тройник, и отвод могут быть отремонтированы. При применении в этих условиях крестовой арматуры разъедание крестовины приводит к необходимости перекрытия скважины центральной задвижкой для замены крестовины. Однако крестовые арматуры более компактны, высота их меньше, обслуживание, которое заключается в снятии показаний манометров, смене штуцеров осуществляется с мостков без лестниц. Тройниковые арматуры имеют большую высоту и требуют для обслуживания специальных вспомогательных сооружений.

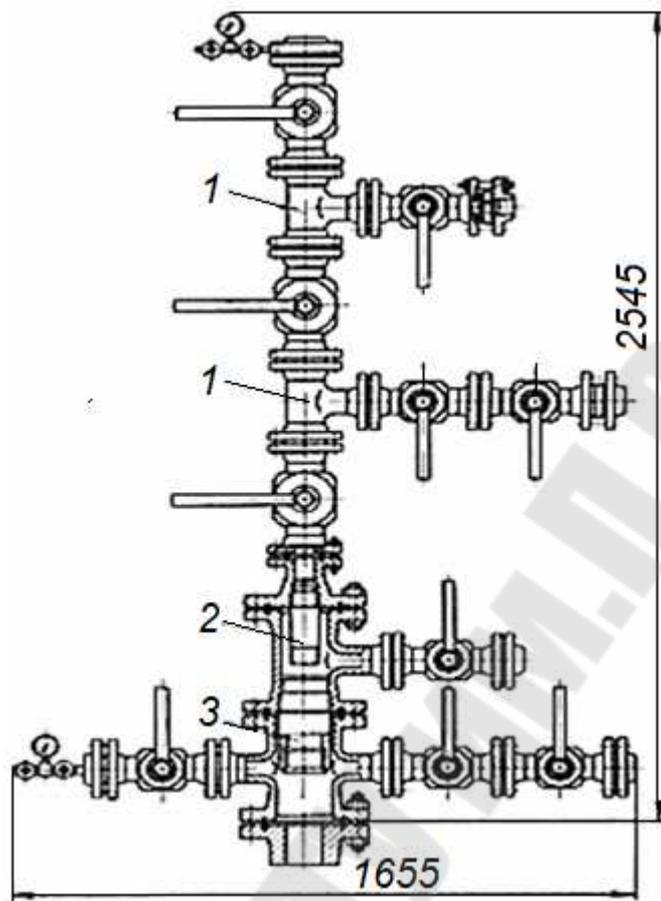


Рис. 4.5.3. Фонтанная тройниковая арматура кранового типа для подвески двух рядов НКТ (2АФТ-60×40×КрЛ-125): 1 – тройник; 2 – патрубок для подвески второго ряда НКТ; 3 – патрубок для подвески первого ряда НКТ

Фонтанные арматуры шифруются следующим образом:

– АФТ-65Кр-140, что означает: арматура фонтанная, тройниковая с проходным сечением 65 мм, крановая на 14 МПа рабочего давления.

– АФК-50-210 – арматура фонтанная крестовая диаметром 50 мм на рабочее давление 21 МПа.

Штуцеры. Являются элементом фонтанной елки и 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 (рис. 4.5.4).

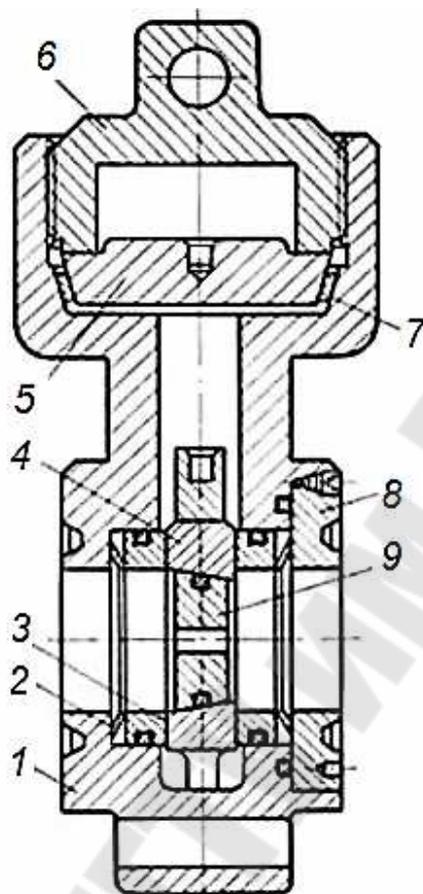


Рис. 4.5.4. Штуцер быстросменный для фонтанной арматуры высокого давления (ЩБА-50-700): 1 – корпус, 2 – тарельчатая пружина, 3 – боковое седло, 4 – обойма, 5 – крышка, 6 – нажимная гайка, 7 – прокладка, 8 – гайка боковая, 9 – штуцерная металлокерамическая втулка

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. В связи с этим предложено много конструкций, так называемых быстросменных штуцеров.

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 эквива-

лентный диаметр проходного кольцевого сечения регулируемого штуцера. Такие штуцеры сложнее, дороже, имеют сальниковые уплотнения и применяются обычно в скважинах, не продуцирующих песок. В любом штуцере происходит поглощение энергии газожидкостной струи и снижение давления от давления на буфере до давления в отводящей линии системы нефтегазосбора. Если разность давлений велика, применяют несколько последовательно соединенных штуцеров, в каждом из которых частично снижается давление.

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. Поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из стандартных элементов заводского изготовления. Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры (рис. 4.5.5) не предусматривает обвязку выкидов межтрубных пространств и предполагает наличие только одной выкидной линии, соединяющей скважину с трапной или замерной установкой. В некоторых случаях при интенсивном отложении парафина предусматривают две выкидные линии и манифольд, допускающий работу через любой из двух выкидов.

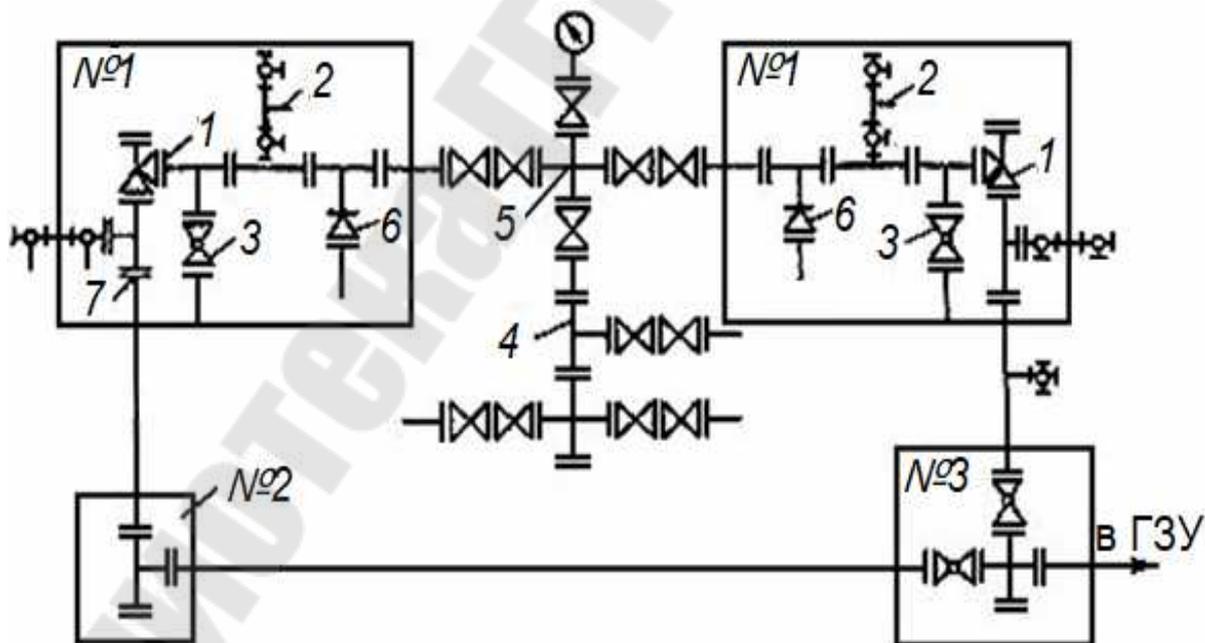


Рис. 4.5.5. Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры

На рис. 4.5.5 показаны стандартизованные узлы заводской сборки. Они очерчены четырехугольниками и помечены номером (№1,

№2, №3). Схема предусматривает два регулируемых штуцера, два вентиля для отбора проб жидкости и газа, запорные устройства 3 для сброса продукции на факел или земляной амбар, тройники 4, крестовики 5, предохранительный клапан 6, фланцевые соединения 7.

Основные узлы манифольда унифицированы с узлами и деталями фонтанной арматуры. Манифольды на концах имеют фланцы для присоединения труб диаметром 80 мм. В обозначение манифольда входят номер схемы, условный проходной диаметр и рабочее давление, например, 1МАТ-60×125. Выкидной шлейф соединяет манифольд арматуры с групповой замерной установкой (ГЗУ) промышленной системы нефтегазосбора, где автоматически замеряются дебиты скважин. К ГЗУ подключается группа скважин (до 24), дебит которых измеряется поочередно по определенной программе.

Одиночные фонтанные скважины и особенно высокодебитные работают в индивидуальную трапную установку, в которой происходит сепарация газа (иногда двухступенчатая) и замер дебита. Далее, продукция скважины вместе с водой и остаточным газом поступает в промысловый нефтесборный пункт для частичного обезвоживания путем отстоя и полной сепарации газа.

4.6. Регулирование работы фонтанных скважин

Как правило, на начальных этапах разработки залежей фонтанные скважины и особенно высокодебитные определяют возможности нефтедобывающего предприятия. Поэтому их исследованию, регулированию и наблюдению за их работой уделяется повышенное внимание. Кроме того, фонтанное оборудование позволяет сравнительно просто проводить глубинные исследования, отбор глубинных проб, снятие профилей притока и прочие. Для установления обоснованного режима эксплуатации фонтанной скважины важно знать результаты ее работы на различных опытных режимах. Режимы работы фонтанной скважины изменяют сменой диаметра проходного отверстия штуцера. При этом необходимо выдержать скважину на новом режиме некоторое время, прежде чем проводить какое-либо измерение.

Это время необходимо, чтобы пласт и скважина перешли на установившийся режим после возмущения, вносимого в их работу сменой штуцера и изменением, в связи с этим ее дебита и забойного давления. Продолжительность перехода скважины на установившийся

режим различна и зависит от гидропроводности и пьезопроводности пласта, а также от относительного изменения дебита.

Признаками установившегося режима скважин являются постоянство ее дебита и показаний манометров, присоединенных к буферу скважины и к межтрубному пространству. Обычно это время измеряется несколькими десятками часов.

Для построения регулировочных кривых и индикаторной линии необходимо, по крайней мере четыре смены режима работы скважины.

После выхода на установившийся режим работы через лубрикатор на забой скважины спускают глубинный манометр или другие приборы, а на поверхности измеряют с возможной точностью дебит, обводненность продукции, содержание песка и твердой взвеси в продукции скважины, газовый фактор или просто дебит газа, показания буферного и межтрубного манометра и отмечают характер работы скважины: наличие пульсации, ее ритмичность и амплитуду, вибрацию арматуры и манифольдов. По полученным данным строят так называемые регулировочные кривые, т. е. зависимости измеренных показателей от диаметра штуцера (рис. 4.6.1).

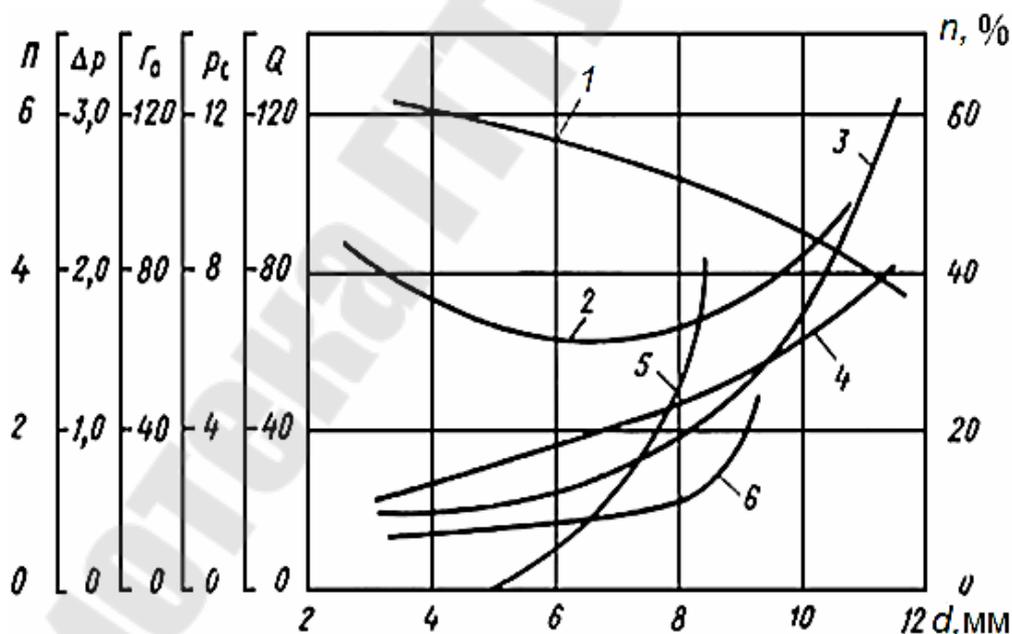


Рис. 4.6.1. Регулировочные кривые фонтанной скважины: d – диаметр штуцера; $1 - P_z$ – забойное давление, МПа; $2 - G_0$ – газовый фактор, м³/м³; $3 - Q$ – дебит скважины, м³/сут; $4 - \Delta P$ – депрессия, МПа; $5 - P$ – содержание песка в жидкости, кг/м³; $6 - n$ – содержание воды в продукции скважины, %

Регулировочные кривые служат одним из оснований для установления технологической нормы добычи из данной скважины и режима ее постоянной работы, например:

– недопущение забойного давления P_c ниже давления насыщения $P_{нас}$ или некоторой его доли, допустим $P_c > 0,75 \cdot P_{нас}$;

– установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору или его значению, не превышающему определенную величину;

– установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения количества выносимого песка для предотвращения образования каверны в пласте за фильтром скважины;

– установление режима, соответствующего недопущению резкого увеличения процентного содержания воды в продукции скважины;

– недопущение на забое скважины такого давления, при котором может произойти смятие обсадной колонны;

– недопущение режима, при котором давление на буфере или в межтрубном пространстве достигнет опасных значений с точки зрения прочности и надежности работы арматуры и поверхностного оборудования вообще;

– недопущение режима, при котором давление на буфере скважины может стать ниже давления в выкидном манифольде системы нефтегазосбора;

– недопущение такого режима работы скважины, при котором могут возникать пульсации, приводящие к срыву непрерывного процесса фонтанирования;

– установление такого режима, при котором активным процессом дренирования охватывается наибольшая толщина пласта или наибольшее число продуктивных пропластков.

Это устанавливается с помощью снятия профилей притока глубинными дебитомерами на разных режимах работы скважины.

После того как режим работы данной скважины установлен и обоснован, за его дальнейшим поддержанием тщательно наблюдают. Особенно тщательное наблюдение устанавливается за высокодебитными фонтанными скважинами. При периодических осмотрах арматуры фиксируются нарушения герметичности в соединениях, опасные вибрации элементов оборудования, показания манометров. О нарушении нормальной работы скважин судят по аномальным изменениям буферного и затрубного давления, изменению дебита нефти и обводненности, количеству песка и пр. параметрам.

Например, падение буферного давления при одновременном повышении межтрубного может указать на опасные пределы отложения парафина или минеральных солей на внутренних стенках НКТ. Одновременное снижение буферного и межтрубного давления свидетельствует об образовании на забое скважины песчаной пробки или накоплении тяжелой минерализованной пластовой воды в промежутке между забоем и башмаком НКТ. Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита указывает на разъедание штуцера и необходимость его замены. Засорение штуцера или отложение парафина в манифольде и в выкидном шлейфе при одновременном уменьшении дебита приводит к росту буферного и межтрубного давления.

4.7. Осложнения в работе фонтанных скважин и их предупреждение

Можно выделить наиболее типичные и частые или наиболее опасные по своим последствиям осложнения, к которым относятся следующие:

- открытое нерегулируемое фонтанирование в результате нарушений герметичности устьевого арматуры;
- образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений на внутренних стенках НКТ и в выкидных линиях;
- пульсация при фонтанировании, могущая привести к преждевременной остановке скважины;
- образование песчаных пробок на забое и в самих НКТ при эксплуатации неустойчивых пластов, склонных к пескопроявлению;
- отложения солей на забое скважины и внутри НКТ.

Открытое фонтанирование. При добыче нефти и газа известно очень много случаев открытого фонтанирования и грандиозных продолжительных пожаров фонтанных скважин, приводящих к преждевременному истощению месторождения и образованию вокруг устья скважины огромных воронок, в жидкую грязь которых проваливается все буровое оборудование.

Для тушения и прекращения таких фонтанов известны случаи забуривания вторых наклонных скважин и подрыва в них атомных зарядов. Степень тяжести таких открытых фонтанов различна, как и причины, вызывающие эти бедствия. Наряду с осложнением и непредвиденными нарушениями в процессе вскрытия пласта и освоения

скважин немалую роль играют нарушения оборудования устья и, в частности, фонтанной арматуры. Не плотность соединений или их нарушения вследствие вибрации арматуры, разрывы и «свищи», возникающие в результате разъедающего действия абразивной взвеси в потоке ГЖС, могут быть причиной тяжелых аварий. Для их предупреждения арматура всегда опрессовывается на двукратное испытательное давление (иногда на полутора кратное), причем опрессовываются как отдельные элементы, так и арматура в сборе.

Для предупреждения открытых выбросов в последнее время были разработаны и нашли применение различные отсекатели, спускаемые в скважину на некоторую глубину или даже под башмак колонны фонтанных труб. Имеются отсекатели, устанавливаемые на штипсах в обсадной колонне, которые автоматически перекрывают сечение НКТ или обсадной колонны при резком увеличении расхода жидкости, превышающем критические. За рубежом известны отсекатели, устанавливаемые на фонтанных трубах. Такие отсекатели также автоматически перекрывают поток при критических расходах ГЖС и предотвращают открытое фонтанирование. Известны отсекатели с принудительным перекрытием сечения фонтанных труб. Они выполнены в виде шарового крана, поворот которого осуществляется гидравлически с поверхности. Приводной механизм такого шарового крана с помощью трубки малого диаметра (12, 18 мм), прикрепленной к колонне фонтанных труб и выходящей на поверхность, присоединяется к источнику давления, обычно к выкиду скважины. При наличии давления в трубке шаровой кран открыт. При падении давления в трубке шаровой кран пружинным механизмом поворачивается и перекрывает фонтанные трубы.

Существуют простые поверхностные отсекатели механического действия, устанавливаемые на манифольдных линиях, которые перекрывают фонтанную скважину при разрывах выкидных линий из-за коррозии или механических повреждений.

Предупреждение отложений парафина. Известно, что нефть — это сложная смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии при пластовых условиях. Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти от пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура. Нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде углеводородных газов того или ино-

го состава, с одной стороны, и твердых или мазеобразных тяжелых фракций в виде парафина, смол и асфальтенов, с другой стороны. Охлаждение нефти при подъеме, выделение из нее газообразных фракций при понижении давления уменьшает ее растворяющую способность по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафины и смолы, которые выделяются в виде кристаллов парафина, образуя новую твердую фазу.

Нефти по своему углеводородному составу весьма разнообразны. Поэтому на некоторых месторождениях добыча нефти не сопровождается выделением парафина. Мелкие частицы парафина могут оставаться во взвешенном состоянии и уноситься потоком жидкости. При определенных условиях они склеиваются вместе выделяющимися одновременно смолами и асфальтенами, образуя липкие комочки твердых углеводородов, которые прилипают к шероховатым стенкам труб, уменьшая их сечение.

Температура, при которой в нефти появляются твердые частицы парафина, называется температурой кристаллизации парафина. Она бывает разной для разного состава нефтей и состава самих парафиновых фракций.

Температура плавления парафинов изменяется от 27 до 71°C, а близких к ним церезинов (C₃₆-C₅₅) – от 65 до 88°C. Незначительное охлаждение пласта в результате закачки холодной воды уже приводит к частичной кристаллизации парафина и к ухудшению его фильтрационной способности со всеми вытекающими последствиями.

Толщина отложений парафина на внутренних стенках труб увеличивается от забоя к устью скважины по мере снижения температуры и дегазации нефти. Как правило, их толщина достигает максимума на глубинах 200-500 м, а ближе к устью толщина отложений уменьшается. Это связано с увеличением скорости движения газожидкостной смеси в результате расширения газа и механическим разрушением парафиновых отложений потоком жидкости. Отложению парафина способствуют шероховатость поверхности, малые скорости потока и периодическое обнажение поверхности в результате пульсации ГЖС.

Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальных условий работы скважины применяются различные методы. Можно выделить следующие главные методы ликвидации отложений парафина.

1. Механические методы, к которым относятся:

а) применение пружинных скребков, периодически спускаемых в НКТ на стальной проволоке;

б) периодическое извлечение запарафиненной части колонны НКТ и очистка их внутренней полости механическими скребками на поверхности;

в) применение автоматических так называемых летающих скребков.

2. Тепловые методы:

а) прогрев колонны труб путем закачки перегретого пара в затрубное пространство;

б) прогрев труб путем закачки горячей нефти или воды.

3. Применение труб, имеющих внутреннее покрытие из стекла, эмали или эпоксидных смол.

4. Применение различных растворителей парафиновых отложений.

5. Применение химических добавок, предотвращающих прилипание парафина к стенкам труб (ингибиторов парафиноотложений).

В зависимости от интенсивности образования парафиновых отложений, их прочности, состава и других особенностей применяют различные методы и часто их комбинации. Одно время широко применялся способ борьбы с парафином с помощью автоматической депарафинизационной установки (АДУ). Несколько скребков, а точнее круговых ножей периодически спускается на стальной проволоке в НКТ до глубины начала отложения парафина. Затем с помощью автоматически управляемой лебедки скребки поднимаются до устья скважины. Интервалы времени на спуск и подъем устанавливаются автоматически реле времени, управляющим работой электромотора лебедки. Скребки спускаются в фонтанную скважину через обычный лубрикатор, так же как опускается глубинный манометр.

Установки АДУ были заменены в результате широкого применения остеклованных или эмалированных фонтанных труб. Использование остеклованных труб исключило необходимость устанавливать у скважины лебедку, затрачивать для ее работы электроэнергию и содержать дополнительный обслуживающий персонал. Однако при остеклованных трубах не удавалось полностью предотвратить отложение парафина. В муфтовых соединениях труб оставались неостеклованные стыки (несмотря на наличие специальных вкладышей), в которых накапливались отложения. При транспортировке таких труб

и при их спуске в скважину наблюдались сколы и разрушения остеклованных поверхностей.

В настоящее время интенсивно ведутся исследования по применению химических методов борьбы с парафином, сущность которых заключается в гидрофилизации поверхности труб, на которой парафин не откладывается. Благодаря адсорбции химических реагентов на внутренней поверхности труб и на кристаллах парафина образуется тонкая защитная гидрофильная пленка, препятствующая росту кристаллов и их отложению в трубах. В качестве химических реагентов применялись как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ улучшают смачивание поверхности труб водой, которая в том или ином количестве всегда имеется в нефти.

Нефтерастворимые ПАВ увеличивают число центров кристаллизации парафина, т. е. его дисперсность, что способствует его выносу потоком жидкости на поверхность. Некоторые ПАВ резко увеличивают гидрофильность поверхности. Это улучшает смачиваемость ее водой и снижает интенсивность отложения парафина.

Для удаления парафина тепловыми методами применяют передвижные парогенераторные установки ППУ-3М на автомобильном или гусеничном ходу производительностью пара 1 т/ч при температуре 310°C, состоящие из прямого котла, питающих устройств и имеющие запас пресной воды. Такими устройствами пользуются для удаления парафиновых отложений не только в фонтанных трубах, но и в манифольдах и выкидных линиях. Для этого используется также насосный агрегат 1АДП-4-150, которым прокачивается горячая нефть, нагретая до 150°C при давлении до 20 МПа и при подаче 4 л/с.

Для предотвращения пульсации фонтанных скважин применяются на нижнем конце колонны фонтанных труб специальные рабочие отверстия или клапаны. Пульсация вызывает преждевременное прекращение фонтанирования в результате кратковременного увеличения плотности столба жидкости в НКТ, его дегазации и увеличения давления на забое. Большой объем межтрубного пространства способствует накоплению в нем большого объема газа, который при условии $P_c < P_{нас}$ периодически прорывается через башмак НКТ до полной продувки фонтанных труб. Давление на забое понижается. После этого скважина длительное время работает на накопление жидкости.

Наличие малого (несколько мм) отверстия на некоторой высоте (30-40 м) от башмака НКТ обеспечивает сравнительно стабильное по-

ступление газа из межтрубного пространства в НКТ, не допуская прорыва этого газа через башмак. После того как накапливающийся газ оттеснит уровень жидкости ниже отверстия, он начинает поступать в НКТ, и пульсация гасится. Если перепад давления в отверстии ΔP , то уровень жидкости будет поддерживаться ниже отверстия на глубине $H = \Delta P / \rho \cdot g$. Аналогичную роль выполняет рабочий клапан, в котором при превышении давления сверх установленной величины срабатывает подпружиненный клапан и перепускает газ из межтрубного пространства в НКТ.

Борьба с песчаными пробками. При малой скорости восходящего потока, особенно в интервале между забоем и башмаком НКТ, и при эксплуатации неустойчивых песчаных коллекторов на забое накапливается песок - образуется песчаная пробка, снижающая приток или вообще останавливающая фонтанирование. Борьба с этим явлением ведется посредством спуска башмака НКТ до нижних перфорационных отверстий или периодической промывкой скважины, при которой песчаная пробка размывается и уносится на поверхность потоком промывочной жидкости. Промывка осуществляется промывочным насосным агрегатом. С увеличением глубин добывающих скважин, вскрытием глубоких и плотных коллекторов пескопроявления стали довольно редким явлением, однако в некоторых южных нефтегазодобывающих районах (Краснодар, Баку, Туркмения) они еще вызывают осложнения при эксплуатации скважин. Часто для предупреждения пескопроявлений и образования песчаных пробок забой скважин оборудуют противопесочными фильтрами.

Отложение солей. Отложение солей на стенках НКТ подземного оборудования и даже в призабойной зоне наблюдается на некоторых месторождениях нефти при закачке в пласт пресной воды для ППД. Основным наполнителем выпадающих солей является гипс. Причины выпадения солей состоят в нарушении термодинамического равновесия солевого состава пластовой воды и пресной воды, нагнетаемой в пласт. При движении по пласту нагнетаемая вода смешивается со связанной пластовой водой, вымывает соли из твердого скелета пласта и при поступлении на забой добывающей скважины смешивается там с водами других пропластков, еще не обводненных нагнетаемой водой. Возникают условия химической несовместимости, результатом которой является выпадение из раствора солей. Однако гипсообразование, которое возникает после закачки пресной воды, детально не изучено. Структура, состав отложений и условия их воз-

никновения на разных месторождениях различны. Поэтому и меры борьбы также многообразны. Основными методами борьбы с образовавшимися солевыми отложениями являются химические методы, т. е. применение различных растворителей с последующим удалением продуктов реакции. Солевые отложения образуются не только в фонтанных трубах, но и в системе сбора и подготовки нефти, и газа на поверхности. В зависимости от солевого состава пластовых вод и интенсивности отложения солей применяют различные ингибиторы, т. е. химические добавки, полученные на основе фосфорорганических соединений. Ингибиторы вводят в поток в дозах, составляющих несколько граммов на 1 м^3 пластовой жидкости. Ингибиторы позволяют удерживать в растворе ионы кальция, предотвращая его отложения. Плотные осадки удаляют растворами гидроокисей (например, каустической соды). Образующиеся при этом гидроокиси кальция представляют рыхлую массу, которая легко разрушается при действии раствора соляной кислоты. Для предотвращения выпадения солей в пласте нагнетаемые воды проверяют на химическую совместимость с пластовыми водами и их обрабатывают перед закачкой в пласт соответствующими ингибиторами.

Преждевременное обводнение может происходить в результате:

- а) образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади);
- б) конусообразования подошвенной воды;
- в) опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);
- г) опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам пропласткам суперколлекторов;
- д) поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенса-

ции недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Методы борьбы с обводнением. Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшение языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, снижением перепадов давления между зоной нагнетания и зоной отборов. Предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения, при совместной разработке нескольких пластов, можно достичь применением методов одновременно-раздельной эксплуатации, когда на каждый пласт обеспечивается депрессия, соответствующая его фильтрационным характеристикам.

Для ликвидации преждевременных прорывов воды проводят изоляционные и ремонтно-изоляционные работ (РИР). Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах – электрокаротажи; в обсаженных – методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота. Однако эти методы еще не всегда надежны. Поэтому вопрос о возможности изоляции притока воды зачастую приходится решать опытным путем, на основании результатов самих изоляционных работ.

Глава 5. ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

5.1. Общие принципы газлифтной эксплуатации скважин

Газлифтная скважина – это, по существу, та же фонтанная скважина, в которой недостающий для необходимого разгазирования жидкости газ подводится с поверхности по специальному каналу (рис. 5.1.1). По колонне труб 1 газ с поверхности подается к башмаку 2, где смешивается с жидкостью, образуя ГЖС, которая поднимается на поверхность по подъемным трубам 3. Закачиваемый газ добавляется к газу, выделяющемуся из пластовой жидкости. В результате смешения газа с жидкостью образуется ГЖС такой плотности, при которой имеющегося давления на забое скважины достаточно для подъема жидкости на поверхность. Все понятия и определения, изложенные в теории движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах, рассмотренные ранее, в равной мере применимы к газлифтной эксплуатации скважин и служат ее теоретической основой.

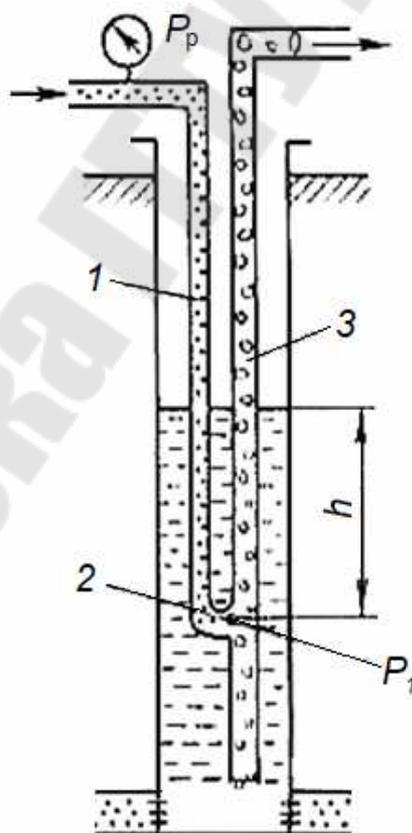


Рис. 5.1.1. Схема газлифтной эксплуатации скважин

Точка ввода газа в подъемные трубы (башмак) погружена под уровень жидкости на величину h ; давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением $P_1 = \rho hg$. Давление закачиваемого газа, измеренное на устье скважины, называется рабочим давлением P_p . Оно практически равно давлению у башмака P_1 и отличается от него только на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в трубе ΔP_2 , причем ΔP_1 увеличивает давление P_1 , а ΔP_2 уменьшает. Таким образом:

$$P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2.$$

Отсюда:

$$P_p = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2. \quad (5.1.1)$$

В реальных скважинах ΔP_1 составляет несколько процентов от P_1 , а ΔP_2 еще меньше. Поэтому рабочее давление P_p и давление у башмака P_1 мало отличаются друг от друга. Таким образом, достаточно просто определить давление на забое работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье. Это упрощает процедуру исследования газлифтной скважины, регулировку ее работы и установление оптимального режима. Скважину, в которую закачивают газ для использования его энергии для подъема жидкости, называют газлифтной, при закачке для той же цели воздуха – эрлифтной.

Применение воздуха способствует образованию в НКТ очень стойкой эмульсии, разложение которой требует ее специальной обработки поверхностно-активными веществами, нагрева и длительного отстоя. Выделяющаяся при сепарации на поверхности газоздушная смесь опасна в пожарном отношении, так как при определенных соотношениях образует взрывчатую смесь. Это создает необходимость выпуска отработанной газоздушной смеси после сепарации в атмосферу.

Применение углеводородного газа, хотя и способствует образованию эмульсии, но такая эмульсия нестойкая и разрушается (расслаивается) часто простым отстоем без применения дорогостоящей обработки для получения чистой кондиционной нефти. Это объясняется отсутствием кислорода или его незначительным содержанием в используемом углеводородном газе и химическим родством газа и нефти, имеющих общую углеводородную основу. Кислород, содержащийся в воздухе, способствует окислительным процессам и образованию на глобулах воды устойчивых оболочек, препятствующих

слиянию воды, укрупнению глобул и последующему их оседанию при отстое. Вследствие своей относительной взрывобезопасности отработанный газ после сепарации собирается в систему газосбора и утилизируется. Причем, отсепарированный газ газлифтной скважины при бурном перемешивании его с нефтью при движении по НКТ обогащается бензиновыми фракциями. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Что касается нефти, то она стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Переработанный (осушенный) на газобензиновых заводах газ снова используется для работы газлифтных скважин после его предварительного сжатия до необходимого давления на компрессорных станциях промысла.

Таким образом, газлифт позволяет улучшать использование газа и эксплуатировать месторождение более рационально по сравнению с эрлифтом. Единственным достоинством эрлифта является неограниченность источника воздуха как рабочего агента для газожидкостного подъемника. Реальные газлифтные скважины не оборудуются по схеме, показанной на рис. 5.1.1, так как спуск в скважину двух параллельных рядов труб, жестко связанных внизу башмаком, практически осуществить нельзя. Эта схема приведена только лишь для пояснения принципа работы газлифта.

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4-10 МПа. Источниками сжатого газа обычно бывают либо специальные компрессорные станции, либо компрессорные газоперерабатывающих заводов, развивающие необходимое давление и обеспечивающие нужную подачу. Такую систему газлифтной эксплуатации называют компрессорным газлифтом. Системы, в которых для газлифта используется природный газ из чисто газовых или газоконденсатных месторождений, называют бескомпрессорным газлифтом.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам. Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров.

Существует система газлифтной эксплуатации, которая называется внутрискважинным газлифтом. В этих системах источником сжатого газа служит газ газоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтенасыщенного пласта. Оба пласта вскрываются общим фильтром. В таких случаях газоносный горизонт изолируется от нефтеносного пласта одним или двумя пакерами (сверху и снизу), и газ вводится в трубы через штуцерное устройство, дозирующее количество газа, поступающего в НКТ. Внутрискважинный газлифт исключает необходимость предварительной подготовки газа, но вносит трудности в регулировку работы газлифта. Этот способ оказался эффективным средством эксплуатации добывающих скважин на нефтяных месторождениях, в которых над нефтяными горизонтами залегают газоносные пласты с достаточными запасами газа и величиной пластового давления для устойчивой и продолжительной работы газлифта.

5.2. Конструкции газлифтных подъемников

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. 5.2.1а). 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.

Если межтрубное пространство перекрыто задвижкой, а на устье имеется некоторое давление газа, то действительное, а, следовательно, и рабочее давление будет складываться из погружения башмака

подъемного ряда труб под уровень и гидростатического давления газа во внешнем межтрубном пространстве:

$$P_1 = h' \rho g + P_3.$$

Или

$$h = h' + P_3 / \rho g, \quad (5.2.1)$$

где P_3 – затрубное давление; ρ – плотность газа в затрубном; h' – расстояние от устья скважины до уровня жидкости в затрубном пространстве между эксплуатационной колонной и внешним рядом труб подъемника (динамический уровень).

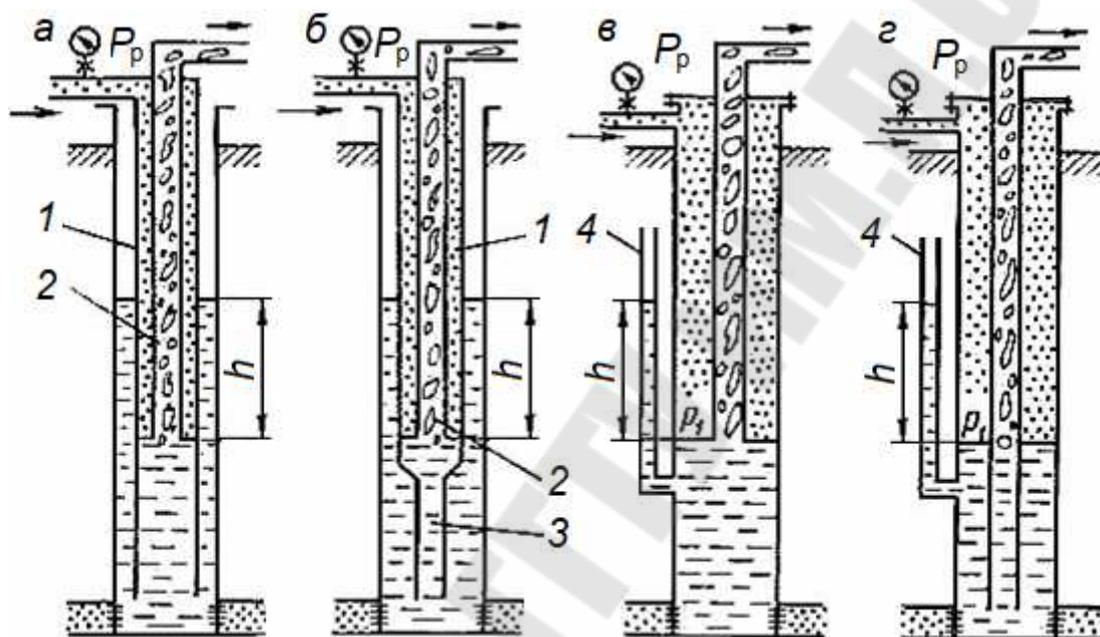


Рис. 5.2.1. Схема конструкций газлифтных подъемников: а – двухрядный подъемник; б – полторорядный подъемник; в – однорядный подъемник; г – однорядный подъемник с рабочим отверстием

Двухрядные подъемники раньше применялись широко, особенно когда эксплуатация скважин осложнялась выделением песка, который нужно было выносить на поверхность. Скорость восходящего потока при движении по первому ряду труб больше, чем при движении по обсадной колонне. Поэтому башмак первого ряда спускался, как правило, до забоя. В то же время при необходимости можно было легко изменять погружение второго ряда труб в связи с изменением динамического уровня, увеличением отбора или по другим причинам. При таком изменении первый ряд труб остается на месте. Однако двухрядный подъемник – сооружение металлоемкое, а поэтому доро-

гое. Лишь при отсутствии герметичности обсадной колонны его применение оправдано как вынужденная мера.

Разновидностью двухрядного подъемника является полуторорядный (рис. 5.2.1б) 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. 5.2.1в. Газ подается в межтрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ, а ГЖС поднимается по одному ряду труб, диаметр которых определяется дебитом скважины и техническими условиями ее эксплуатации. Реальный уровень жидкости всегда устанавливается у башмака подъемных труб. Уровень не может быть выше, так как в этом случае газ не будет поступать в НКТ. Он не может быть и ниже башмака, так как тогда в НКТ не будет поступать жидкость. Однако при пульсирующем режиме работы газожидкостного подъемника уровень жидкости колеблется у башмака, периодически его перекрывая. Видимого погружения и динамического уровня жидкости при однорядном подъемнике нет, а гидростатическое давление у башмака подъемных труб, создаваемое погружением его под динамический уровень, заменяется давлением газа P_1 .

Положение динамического уровня (называемого иногда условным), как обычно определяется рабочим давлением газа P_1 , пересчитанным в соответствующую высоту столба жидкости. На рис. 5.2.1в показан пьезометр, присоединенный к скважине. В таком пьезометре устанавливается реальный динамический уровень, соответствующий рабочему давлению подъемника.

Недостатком однорядного подъемника является низкая скорость восходящего потока между забоем и башмаком НКТ, глубина спуска которого определяется рабочим давлением газа, отбором жидкости, а также коэффициентом продуктивности скважины. Однако при этом упрощается допуск труб или вообще изменение глубины их подвески, если возникает такая необходимость. Поэтому существует разновидность однорядного подъемника – подъемник с рабочим отверстием (рис. 5.2.1г). 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 или пусковые клапаны. 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.

Положение условного динамического уровня и погружение отверстий определяются рабочим давлением газа у рабочих отверстий, пересчитанным в столб жидкости. Однорядная конструкция газлифта, при котором используются 60 или 73-мм трубы, создает широкое межтрубное пространство, размеры которого играют решающую роль в случае использования различных клапанов, широко применяемых в настоящее время. В однорядном подъемнике вместо рабочей муфты с рабочими отверстиями может применяться так называемый концевой рабочий клапан, поддерживающий постоянный перепад давления при прохождении через него газа, равный 0,1-0,15 МПа, достаточный для того, чтобы постоянно удерживать уровень жидкости ниже клапана на 10-15 м. Концевой клапан обычно приваривается к спецмуфте с внешней стороны и имеет пружинную регулировку необходимого перепада давления и расхода газа. Такой клапан снабжается еще специальным шариковым клапаном, который закрывает рабочее отверстие и позволяет осуществлять обратную промывку скважины до забоя (рис. 5.2.2).

Необходимо отметить, что любая конструкция газлифтного подъемника может работать по двум схемам. В одном случае сжатый газ подается в межтрубное пространство, а ГЖС движется по центральной колонне труб. Эта схема обычная, как было показано на выше приведенных схемах, и называется кольцевой, так как газ направляется в кольцевое пространство.

В другом случае сжатый газ можно подавать в центральную колонну труб, а ГЖС в этом случае будет подниматься по кольцевому пространству. Такая схема называется центральной, так как газ закачивается в центральные трубы. Почти все газлифтные скважины работают по кольцевой схеме, так как поперечное сечение кольцевого

пространства, как правило, больше сечения центральных труб и оптимальные условия работы по нему могут быть достигнуты только при больших дебитах. Кроме того, при отложении парафина его удаление с внутренних стенок обсадной колонны или первого ряда труб практически невозможно.

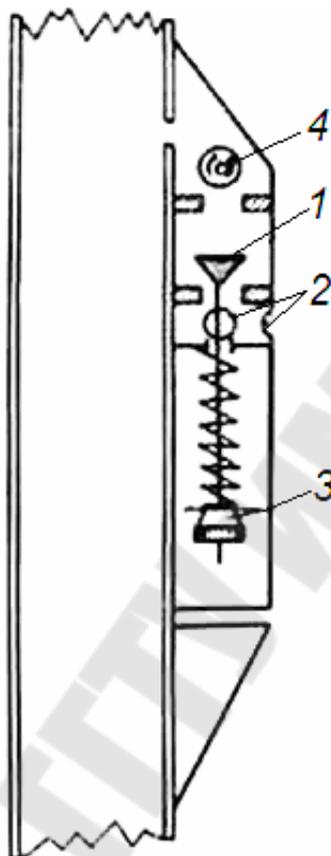


Рис. 5.2.2. Принципиальная схема концевого клапана: 1 – конический клапан; 2 – рабочее отверстие, 3 – регулировочная головка для изменения натяжения пружин; 4 – шариковый клапан для промывки скважин

5.3. Пуск газлифтной скважины в эксплуатацию, пусковое давление

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 V_1 должен быть вытеснен нагнетаемым газом (рис. 5.3.1). Вытесняемая жидкость перетекает в подъемные трубы, в результате чего уровень в них становится выше статического. Возникает репрессия на пласт, определяемая превышением столба жидкости Δh 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 , перемещенному в трубы.

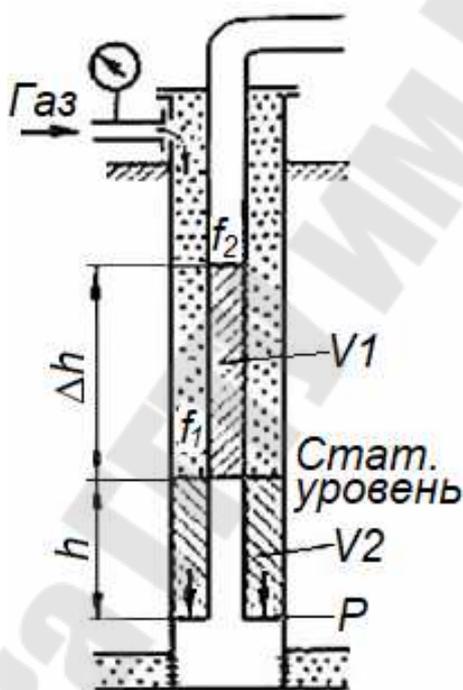


Рис. 5.3.1. Положение уровней жидкости при пуске газлифтной скважины в эксплуатацию

При частичном поглощении жидкости пластом $V_2 < V_1$. Обозначим в общем случае:

$$V_2 = \alpha V_1, \quad (5.3.1)$$

где $\alpha < 1$ при поглощении и $\alpha = 1$ без поглощения скважинной жидкости. Введем обозначения: h – погружение башмака подъемных труб под статический уровень; Δh – повышение уровня (над статическим) в подъемных трубах; $f_г$ – площадь сечения межтрубного пространства, куда закачивается газ; $f_ж$ – площадь сечения подъемных труб, куда перетекает жидкость. Тогда:

$$V_1 = f_{\Gamma} h, V_2 = f_{\text{ж}} \Delta h. \quad (5.3.2)$$

Подставляя (5.3.2) в (5.3.1) и решая относительно Δh , получим:

$$\Delta h = \alpha h f_{\Gamma} / f_{\text{ж}}. \quad (5.3.3)$$

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 в эксплуатацию. Таким образом:

$$P_{\text{пуск}} = (h + \Delta h) \rho g. \quad (5.3.4)$$

Подставляя в (5.3.4) значение Δh согласно (5.3.3) и вынося h за скобки, получим:

$$P_{\text{пуск}} = h \rho g (1 + \alpha f_{\Gamma} / f_{\text{ж}}). \quad (5.3.5)$$

Это и будет формула для определения пускового давления. Повторяя аналогичный вывод для работы газлифтной скважины по центральной системе, обозначая при этом, как и прежде, f_{Γ} – сечение трубы, куда закачивается газ, и $f_{\text{ж}}$ – сечение, по которому поднимается жидкость (в этом случае межтрубное пространство), мы получим точно такую же формулу (5.3.5). Более того, для двухрядного подъемника, обозначая также f_{Γ} – сечение того пространства, куда закачивается газ, а $f_{\text{ж}}$ – сечение того пространства (или сумму тех межтрубных пространств), в которое перетекает жидкость, мы получим (формулу, совпадающую с формулой (5.3.5)). Формула (5.3.5) является наиболее общей для определения пускового давления газлифтной скважины, оборудованной как однорядным, так и двухрядным подъемником, работающим как по кольцевой, так и по центральной системе.

Для наклонных скважин со средним зенитным углом кривизны β формула пускового давления получит поправку в виде множителя $\cos \beta$, так как гидростатическое давление столба жидкости определяется его проекцией на вертикаль, т. е.:

$$P_{\text{пуск}} = h \rho g (1 + \alpha f_{\Gamma} / f_{\text{ж}}) \cos \beta. \quad (5.3.6)$$

При пуске газлифтной скважины возможны такие случаи, когда высота столба жидкости при продавке, равная $h + \Delta h$ будет превышать общую длину колонн подъемных труб L . В этом случае жидкость будет переливаться на устье в систему нефтесбора, в которой может существовать давление $P_{\text{д}}$. В таком случае пусковое давление

не может превышать гидростатическое давление столба жидкости в лифтовых трубах высотой, равной длине труб L , сложенное с давлением на устье $P_{\text{л}}$. С учетом среднего угла кривизны β это давление будет равно:

$$(P_{\text{пуск}})_{\text{max}} \leq \rho g L \cos \beta + P_{\text{л}}. \quad (5.3.7)$$

Если вычисление пускового давления по обобщенной формуле (5.3.6) или по формулам для любого частного случая даст $P_{\text{пуск}} > (P_{\text{пуск}})_{\text{max}}$, то справедливо вычисление по формуле (5.3.7). Если результат получится обратный, т. е. $P_{\text{пуск}} < (P_{\text{пуск}})_{\text{max}}$, то справедливо вычисление по обобщенной формуле (5.3.6) или ее производным. Все формулы дают его величину, приведенную к башмаку подъемных труб. Действительное пусковое давление на устье скважины будет меньше вычисленного на величину гидростатического (пренебрегая силами трения газа) давления газового столба в колонне. С учетом величины гидростатического давления газового столба пусковое давление можно определить из выражения:

$$(P_{\text{пуск}})_y = P_{\text{пуск}} - \rho_0 \cdot \frac{(P_{\text{пуск}} + P_0) T_0}{P_0 z_{\text{cp}} T_{\text{cp}}} g L \cos \beta, \quad (5.3.8)$$

где ρ_0 – плотность нагнетаемого газа при стандартных условиях (P_0 , T_0); T_{cp} – средняя температура в скважине; z_{cp} – средний коэффициент сжимаемости газа для условий T_{cp} и P_{cp} ; $P_{\text{пуск}}$ предварительно определяется по обобщенной формуле (5.3.6) либо, в случае перелива, по формуле (5.3.7).

Из приведенных формул видно, что пусковое давление зависит от погружения башмака под статический уровень жидкости, от соотношения диаметров труб и обсадной колонны, а также от системы работы лифта (кольцевая или центральная). Ранее было показано, что рабочее давление газлифтной скважины определяется только погружением под динамический уровень, которое всегда меньше погружения под статический уровень. Поэтому пусковое давление всегда больше рабочего. Это осложняет промышленное обустройство и технику эксплуатации газлифтных скважин, так как для их пуска необходимо иметь источник высокого давления газа в виде специального компрессора или газовой линии, рассчитанной на пусковое давление.

Любую формулу пускового давления можно представить в виде:

$$P_{\text{пуск}} = h \rho g m, \quad (5.3.9)$$

где m – коэффициент, определяемый соотношениями диаметров труб с учетом или без учета толщины их стенки.

Значения коэффициента m представлены в ниже приведенной таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Значения коэффициента m

m	Однорядный подъемник		Двухрядный подъемник	
	Кольцевая	Центральная	Кольцевая	Центральная
С учетом толщины стенки трубы	8,49	1,1335	1,285	1,1535
Без учета толщины стенки трубы	8,93	1,1261	1,308	1,1261

В таблице 5.3.1 приведены данные для наиболее употребляемых диаметров: внутренний диаметр эксплуатационной колонны 150,3 мм; наружный диаметр внешней колонны НКТ 101,6 мм; внутренний диаметр внешней колонны НКТ 88,9 мм; наружный диаметр внутренней колонны НКТ 60,3 мм; внутренний диаметр внутренней колонны НКТ 50,3 мм, причем $\alpha = 1$.

Однорядный подъемник, работающий по кольцевой системе, дает наибольшее увеличение пускового давления по сравнению со статическим давлением (ρgh) у башмака подъемных труб. Тот же подъемник при переходе на центральную систему позволяет существенно снизить пусковое давление. При двухрядном подъемнике пусковое давление увеличивается несущественно, максимум на 30,8%, и переход на центральную систему уменьшает его незначительно (12,61%).

Не учет толщины стенок труб вносит погрешность в определение пускового давления, не превышающую 5% (при однорядном подъемнике). В случае поглощения жидкости пластом ($\alpha < 1$) пусковые давления во всех случаях будут меньше.

Коэффициент поглощения α зависит от многих факторов, таких как коэффициент продуктивности скважины при поглощении, репрессия, определяемая величиной m , длительность пуска, вязкость жидкости и др. Однако он всегда может быть определен для реальной скважины по фактическому пусковому давлению.

$$\alpha = \left[\frac{(P_{\text{пуск}})_{\text{ф}}}{\rho gh \cos \beta} - 1 \right] \cdot \frac{f_{\text{ж}}}{f_{\text{г}}}. \quad (5.3.10)$$

Для одной и той же скважины величина α непостоянна и зависит от темпа пуска скважины. Чем быстрее происходит пуск, тем ближе значение α к единице и наоборот, так как при быстром запуске пласт не успевает поглотить существенное количество жидкости.

Пусковое и рабочее давления являются важнейшей рабочей характеристикой газожидкостного подъемника. Характерный процесс пуска газлифтной скважины в функции времени показан на рис. 5.3.2. После прорыва газа через башмак подъемных труб и выноса части жидкости скважина переходит на установившийся режим работы с соответствующим отбору динамическим уровнем, а, следовательно, и соответствующим этому уровню рабочим давлением P_p . Из рис. 5.3.2 видно, что рабочее давление значительно ниже пускового. Для снижения пускового давления в современных газлифтных установках применяются различные приемы, которые рассмотрим ниже.

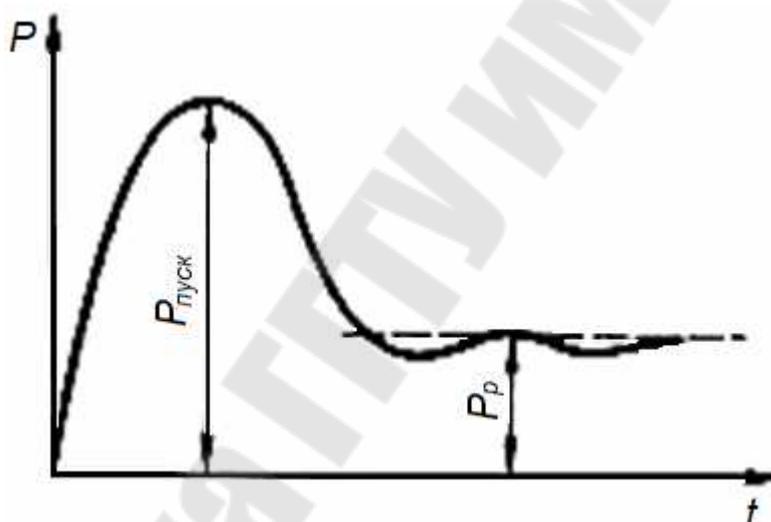


Рис. 5.3.2. Динамика изменения устьевое давления при пуске газлифтной скважины в эксплуатацию

5.4. Методы снижения пусковых давлений

В практике эксплуатации газлифтных скважин, особенно в ранние периоды, было выработано много практических приемов пуска газлифтных скважин и преодоления трудностей, связанных с возникновением высоких пусковых давлений. К этим методам можно отнести следующие.

1. Применение специальных пусковых компрессоров

При использовании компрессорных станций в качестве источника сжатого газа для газлифтных скважин на этих станциях устанавли-

ливаются один или несколько компрессоров (в зависимости от потребности), развивающих повышенное давление, достаточное для пуска скважины. Пусковые компрессоры работают в специальную пусковую линию, соединяющую компрессорную станцию с газораспределительным узлом, в котором путем переключения соответствующих задвижек газ из пусковой линии может быть направлен в любую газлифтную скважину. После пуска скважины на распределительном узле новым переключением задвижек в газовую линию этой скважины направляется газ из рабочей магистрали с давлением, соответствующим рабочему давлению. В особых случаях для пуска скважин применяются передвижные компрессоры на автомобильном ходу или на специальных рамах, перемещаемых вертолетами.

2. Последовательный допуск труб

Башмак подъемных труб в этом случае спускается под статический уровень не на проектную глубину, а на такую, при которой можно продавить скважину имеющимся компрессором с давлением P_k (давление компрессора или в газовой линии). Глубина спуска башмака под уровень находится из формулы пускового давления (5.3.6) путем приравнивания ее к величине имеющегося давления P_k . Откуда получают, что

$$h_1 = \frac{P_k}{\rho g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_{ж}} \right) \cos \beta}. \quad (5.4.1)$$

После спуска башмака труб под уровень на глубину h_1 скважина пускается и продувается до выхода из скважины чистого газа. При этом часть жидкости из скважины выбрасывается. После этого арматура устья снимается, и колонна подъемных труб спускается ниже на величину $h_2 > h_1$, после чего снова ставится арматура, и скважина снова продувается до чистого газа. Так делается несколько раз, пока башмак труб не достигнет проектной глубины. При каждом очередном допуске труб погружение h_{i+1} берется на 10-30% меньше, чем погружение h_i в предшествующем допуске. Последовательный допуск труб – очень трудоемкий процесс с ограниченными возможностями. Он применим в скважинах, имеющих очень малый коэффициент продуктивности, а, следовательно, медленное восстановление уровня в промежутках между очередными продувками скважины.

3. Переключение работы подъемника с кольцевой системы на центральную

Переключение скважины с кольцевой системы на центральную только на период ее пуска уменьшает пусковое давление при однорядном подъемнике в $8,49/1,1335 = 7,5$ раза (см. таблицу 5.3.1). При двухрядном подъемнике – такое переключение дает незначительный эффект и пусковое давление уменьшается всего лишь на 11%. Поэтому при однорядном лифте переключение на центральную систему пуска может оказаться очень эффективным средством. После пуска скважины лифт переключается на кольцевую систему для нормальной ее эксплуатации.

4. Задавка жидкости в пласт

Если скважина при репрессии хорошо поглощает жидкость, то закачкой газа и выдержкой скважины под давлением достаточно длительное время можно задавить часть жидкости в пласт. Уровень опустится, дойдет до башмака, и скважина будет пущена. Длительность выдерживания скважины под максимальным давлением зависит от поглотительной способности пласта. Чем она больше, тем время выдержки меньше. В принципе этот прием пуска пригоден при условии, что давление компрессора равно или превышает статическое давление у башмака, т. е. при условии $P_k > h_1 \rho g$.

5. Применение пусковых отверстий

На колонне лифтовых труб ниже статического уровня заблаговременно сверлятся так называемые пусковые отверстия. При закачке газа в межтрубное пространство опускающийся уровень жидкости обнажает первое отверстие, через которое газ поступает в НКТ, разгазирует в них жидкость до такой степени, что она начинает переливать. Это явление аналогично работе газлифтной скважины с башмаком, установленным на уровне первого отверстия. После перелива жидкости равенство давлений в межтрубном пространстве и в НКТ на уровне отверстия нарушается. Для восстановления равенства давлений уровень в межтрубном пространстве опускается на определенную величину, зависящую от давления компрессора и плотности ГЖС в НКТ. Если на этой глубине сделать новое отверстие, то после его обнажения через него пойдет газ в НКТ из затрубного пространства. Вследствие усиливающегося поступления газа в подъемник (работа двух отверстий) выброс жидкости увеличится, равенство давлений внутри НКТ на уровне второго отверстия и в межтрубном пространстве снова нарушится и для его восстановления уровень в межтрубном пространстве снова опустится на некоторую глубину, где должно находиться третье отверстие. Таким способом можно понизить уро-

вень в межтрубном пространстве до башмака НКТ, после чего газлифт перейдет на нормальную работу через башмак. Однако при установившейся работе газлифта через эти пусковые отверстия, остающиеся все время открытыми, будет происходить дополнительная утечка газа, что приведет к повышенному удельному расходу нагнетаемого газа, а, следовательно, к снижению КПД подъемника по сравнению с его работой при поступлении газа только через башмак. Поэтому эти отверстия после перехода на нормальную работу необходимо закрыть. Для этого используют специальные устройства - пусковые клапаны.

Рассмотрим этот процесс подробнее. На рис. 5.4.1 показана схема скважины с пусковыми отверстиями. Газ нагнетается в межтрубное пространство, в котором компрессором поддерживается постоянное давление P_k .



Рис. 5.4.1. Схема запуска в эксплуатацию газлифтной скважины с помощью пусковых отверстий

Глубину погружения первого пускового отверстия под статический уровень можно найти из выражения:

$$x_1 = \frac{P_k - P_y}{\rho g \left(1 + \alpha \cdot \frac{f_r}{f_j} \right) \cos \beta}. \quad (5.4.2)$$

Таким образом, первое отверстие делается на глубине от устья:

$$L_1 = h_{ст} + x_1, \quad (5.4.3)$$

где $h_{ст}$ – статический уровень жидкости в скважине.

После обнажения первого отверстия O_1 и поступления через него газа происходит сначала вспенивание, потом подъем и выброс жидкости через устье. В результате давление в НКТ P_{o1} на уровне первого отверстия O_1 уменьшится. Перепад давления у отверстия увеличится. Увеличится расход газа через отверстие и выброс жидкости. В конце концов процесс стабилизируется и давление P_{o1} достигнет минимума (рис. 5.4.2).

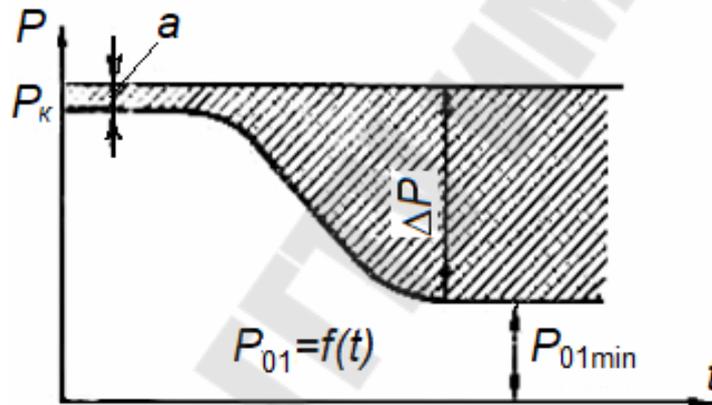


Рис. 5.4.2. Динамика изменения давления на глубине установки первого пускового отверстия

На рис. 5.4.2а – начальный перепад давления в отверстии, ΔP – изменение перепада давления в отверстии в результате разгазирования жидкости в НКТ и ее выброса. Но на уровень Y_1 по-прежнему действует давление P_k . Поэтому для восстановления нарушенного равновесия давления в НКТ и в межтрубном пространстве уровень Y_1 должен понизиться на величину x_2 (рис. 5.4.1), при которой выполняется равенство давлений:

$$P_k = (P_{o1})_{\min} + x_2 \rho g \cos \beta. \quad (5.4.4)$$

Откуда

$$x_2 = \frac{P_k - (P_{o1})_{\min}}{\rho g \cos \beta}. \quad (5.4.5)$$

На этой глубине должно быть сделано второе отверстие O_2 :

$$L_2 = L_1 + x_2. \quad (5.4.6)$$

После оттеснения уровня жидкости ниже второго отверстия O_2 оно вступит в работу; через него пойдет газ, усилится выброс. В результате давления в НКТ P_{O_2} в точке O_2 понизится до $(P_{O_2})_{\min}$. Снова нарушится равновесие, для восстановления которого уровень в межтрубном пространстве понижается на x_3 , до положения Y_3 . Из условия равенства давлений аналогично предыдущему найдем положение отверстия O_3 :

$$x_3 = \frac{P_k - (P_{O_2})_{\min}}{\rho g \cos \beta}. \quad (5.4.7)$$

Соответственно глубина установки третьего пускового отверстия O_3 будет равна:

$$L_3 = L_2 + x_3. \quad (5.2.8)$$

И так далее. Отсюда видно, что с помощью пусковых отверстий, расположенных соответствующим образом по длине НКТ, можно оттеснить уровень жидкости в межтрубном пространстве до проектной глубины, т. е. до башмака НКТ, и осуществить пуск газлифтной скважины в эксплуатацию имеющимся компрессором с максимальным рабочим давлением P_k .

5.5. Газлифтные клапаны

Современная технология эксплуатации газлифтных скважин неразрывно связана с широким использованием глубинных клапанов специальной конструкции, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между трубами и межтрубным пространством и регулируется поступление газа в НКТ. В настоящее время существует большое число глубинных клапанов разнообразных конструкций.

Все клапаны по своему назначению можно разделить на три группы.

1. Пусковые клапаны для пуска газлифтных скважин и их освоения.

2. Рабочие клапаны для непрерывной или периодической работы газлифтных скважин, оптимизации режима их работы при изменяющихся условиях в скважине путем ступенчатого изменения места ввода газа в НКТ. При периодической эксплуатации через эти клапаны происходит переток газа в НКТ в те моменты, когда над клапаном

накопится столб жидкости определенной высоты и эти клапаны перекрывают подачу газа после выброса из НКТ жидкости на поверхность.

3. Концевые клапаны для поддержания уровня жидкости в межтрубном пространстве ниже клапана на некоторой глубине, что обеспечивает более равномерное поступление через клапан газа в НКТ и предотвращает пульсацию. Они устанавливаются вблизи башмака колонны труб.

По конструктивному исполнению газлифтные клапаны очень разнообразны. В качестве упругого элемента в них используется либо пружина (пружинные клапаны), либо сильфонная камера, в которую заблаговременно закачан азот до определенного давления (сильфонные клапаны). В этих клапанах упругим элементом является сжатый азот. Существуют комбинированные клапаны, в которых используются и пружина, и сильфон. По принципу действия большинство клапанов являются дифференциальными, т. е. открываются или закрываются в зависимости от перепада давлений в межтрубном пространстве и в НКТ на уровне клапана. Они используются как в качестве пусковых, так и в качестве рабочих.

Пружинный дифференциальный клапан (рис. 5.5.1) крепится на внешней стороне НКТ. Он имеет основной 1 и вспомогательный 2 штуцера. Газ поступает через отверстия 3, число которых можно изменять. На обоих концах штока 4 имеются две клапанные головки, причем пружины, натяжение которых регулируется гайкой 6, держат шток прижатым к нижнему штуцеру 2. Таким образом, нормально клапан открыт. При его обнажении газ через отверстие 3 и штуцер 1 проникает в НКТ и газифицирует в нем жидкость. В результате давление в НКТ P_T падает, а P_K остается постоянным. Возникает сила, стремящаяся преодолеть натяжение пружины F_{II} и закрыть клапан. Если f_2 – площадь сечения нижнего штуцера, P_T – давление внутри клапана (потери на трение пренебрегаем), а P_K – давление, действующее на нижний клапан, то условие закрытия клапана запишется так:

$$f_2 \Delta P_{\text{зак}} \geq F_{II}, \quad (5.5.1)$$

где $\Delta P_{\text{зак}} = P_K - P_T$ – это такая разность давлений, при которой преодолевается сила пружины F_{II} и клапан закрывается (закрывающий перепад). После закрытия верхняя головка прижмется к штуцеру 1, площадь которого f_1 намного больше f_2 . При закрытии давление на клапане ниже штуцера 1 станет равным P_K . Оно будет действовать на

большую площадь верхнего штуцера f_1 , и клапан будет надежно удерживаться в закрытом состоянии при условии:

$$f_1(P_k - P_T) > F_{\text{п}}. \quad (5.5.2)$$

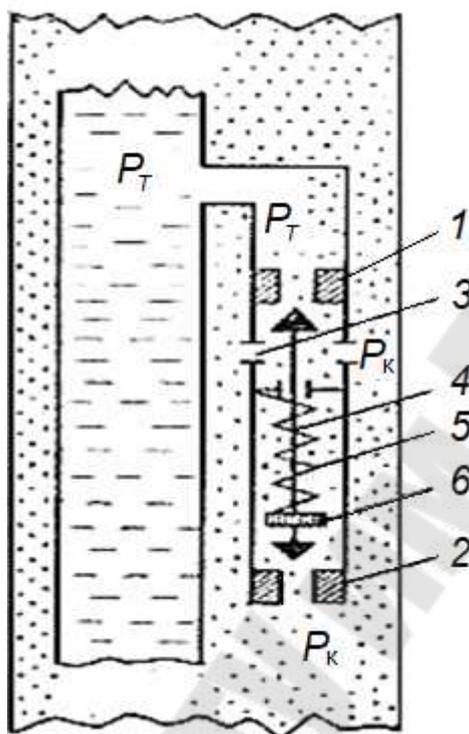


Рис. 5.5.1. Пружинный дифференциальный клапан

Поскольку $f_1 \gg f_2$, то согласно (5.5.2) клапан будет оставаться закрытым даже при малом перепаде давлений ($P_k - P_T$). При уменьшении разницы ($P_k - P_T$) до определенного минимума пружина преодолевает силу $f_1(P_k - P_T)$ и клапан откроется. Эта разница давлений называется открывающим перепадом. Таким образом, открытие клапана произойдет при условии:

$$f_1 \Delta P_{\text{от}} \leq F_{\text{п}}. \quad (5.5.3)$$

Сопоставляя (5.5.1) и (5.5.3) и учитывая, что $f_1 \gg f_2$, можно видеть, что $\Delta P_{\text{зак}} \gg \Delta P_{\text{от}}$. Величины $\Delta P_{\text{зак}}$ и $\Delta P_{\text{от}}$ можно регулировать, изменяя натяжение пружины регулировочной гайкой 6, а также изменением сечения f_2 штуцера 2. Пропускная способность клапана по газу регулируется числом или размером отверстий 3. Важной характеристикой для клапана является зависимость его пропускной способности от перепада давлений на клапане (рис. 5.5.2). К моменту закрытия клапана и отсечки газа уровень жидкости в межтрубном про-

странстве обнажает следующий клапан, который вступает в действие вместо закрытого предыдущего.

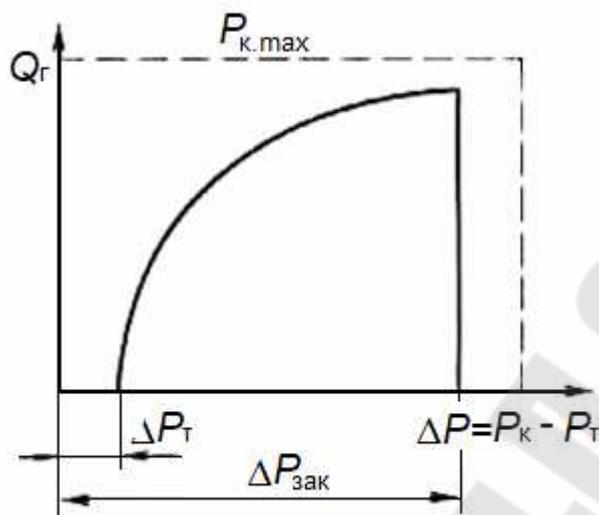


Рис. 5.5.2. Зависимость пропускной способности от перепада давлений на клапане

Сильфонные клапаны бывают двух типов:

- работающие от давления в межтрубном пространстве P_k ;
- работающие от давления в НКТ P_T .

Сильфонный клапан, управляемый давлением P_k , (рис. 5.5.3), состоит из сильфонной камеры 1, заряженной азотом до определенного давления.

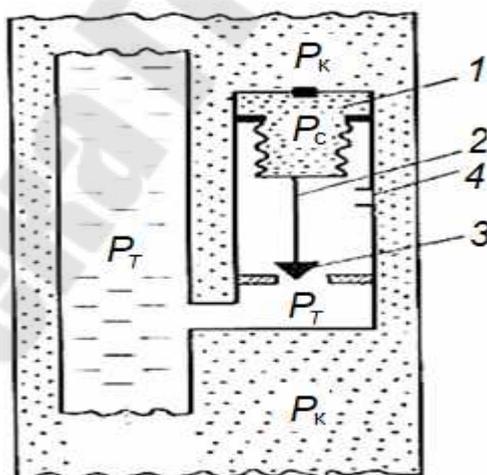


Рис. 5.5.3. Сильфонный клапан, управляемый межтрубным давлением

Эффективная площадь сечения сильфона f_c . На штоке 2 имеется клапан 3, сечение седла которого f_k . Через штуцерное отверстие 4 газ поступает из межтрубного пространства через клапан в НКТ. При закрытом клапане давление P_k в нем будет действовать на площадь

сильфона f_c за вычетом площади клапана f_k . Со стороны НКТ на площадь f_k будет действовать давление P_T . Обе эти силы будут стремиться открыть клапан. Препятствовать открытию будет давление газа в сильфоне P_c , действующее на площадь f_c .

Открытие клапана произойдет, если:

$$(P_k)_{от} \geq \frac{P_c f_c - P_T f_k}{(f_c - f_k)}. \quad (5.5.4)$$

Проведя ряд преобразований, можно получить, что

$$(P_k)_{от} \geq P_c \frac{1}{1-R} - P_T \frac{R}{1-R}, \quad (5.5.5)$$

где R – соотношение площади отверстия клапана к площади сильфона, $R = f_k / f_c$.

Это будет давление в межтрубном пространстве, при котором клапан откроется. Решая (5.5.5) относительно P_c – давления зарядки сильфона, найдем:

$$P_c = (P_k)_{от} \cdot (1-R) - P_T R. \quad (5.5.6)$$

Это будет давление, которое необходимо создать в сильфонной камере при ее зарядке на поверхности при заданном давлении в межтрубном пространстве для открытия клапана $(P_k)_{от}$.

$R = f_k / f_c$ является важной величиной, определяющей характеристику клапана. Обычно диаметр седла клапана колеблется в пределах от 3 до 12 мм, а R от 0,08 до 0,5. Однако действительная величина R из-за не учета сил трения газа в клапане меньше. Это означает, что эффективное значение R меньше действительного. Уменьшение составляет ~ 6-7%. Таким образом, изменением давления в межтрубном пространстве можно управлять работой клапана.

5.6. Оборудование газлифтных скважин

Арматура, устанавливаемая на устье газлифтных скважин, аналогичная фонтанной арматуре и имеет то же назначение - герметизацию устья, подвеску подъемных труб и возможность осуществления различных операций по переключению направления закачивания газа, операций по промывке скважины и пр.

На газлифтных скважинах часто используется фонтанная арматура, остающаяся после фонтанного периода эксплуатации, но обычно применяется специальная упрощенная и более легкая арматура,

поскольку возможные неполадки в ней не угрожают открытым фонтаном. Часто арматуру приспособливают для нагнетания газа либо только в межтрубное пространство, либо в центральные трубы. Когда эксплуатация газлифтных скважин сопровождается интенсивным отложением парафина, арматура устья дополнительно оборудуется лубрикатором, через который в НКТ вводится скребок, спускаемый на проволоке для механического удаления парафина с внутренних стенок труб.

На устье газлифтных скважин устанавливается регулирующая аппаратура – обычно клапан-регулятор давления с мембранным исполнительным механизмом, регулирующим давление после себя, для поддержания постоянного давления нагнетаемого в скважину газа, так как в магистральных линиях часто наблюдаются колебания давления, нарушающие нормальную работу скважин, а иногда вызывающие и их остановку. В системах централизованного газоснабжения регуляторы давления, различные расходомеры, а также запорная арматура устанавливаются на газораспределительных пунктах (ГРП). При такой централизации контроля и управления за работой газлифтных скважин улучшается надежность и качество их обслуживания.

Важнейшим достижением в области газлифтной эксплуатации было создание и освоение так называемой техники и технологии спуска и извлечения газлифтных клапанов через НКТ, устанавливаемых в специальных эксцентричных камерах, размещенных на колонне насосно-компрессорных труб на расчетных глубинах. Это исключило необходимость извлечения всей колонны труб для замены пусковых или рабочих клапанов при их отказе или поломке.

В расчетных местах на колонне труб устанавливаются специальные эксцентричные камеры с карманом для ввода в него газлифтного клапана. В посадочном кармане спускаемый в него клапан уплотняется с помощью верхних и нижних колец из нефтестойкой резины и стопорной пружинной защелки. На внешней стороне эксцентричной камеры в месте расположения клапана между его уплотнительными кольцами делаются сквозные отверстия. Через эти отверстия газ из межтрубного пространства проходит в посадочный карман, а затем через боковые отверстия в самом клапане и его седле – в насосно-компрессорные трубы.

Эксцентричная камера делается таким образом, что проходное сечение колонны труб и их соосность полностью сохраняются. В верхней части эксцентричной камеры (рис. 5.6.1) устанавливается

специальная направляющая втулка, ориентирующая инструмент, на котором спускается клапан так, чтобы он при отклонении точно попал в посадочный карман.

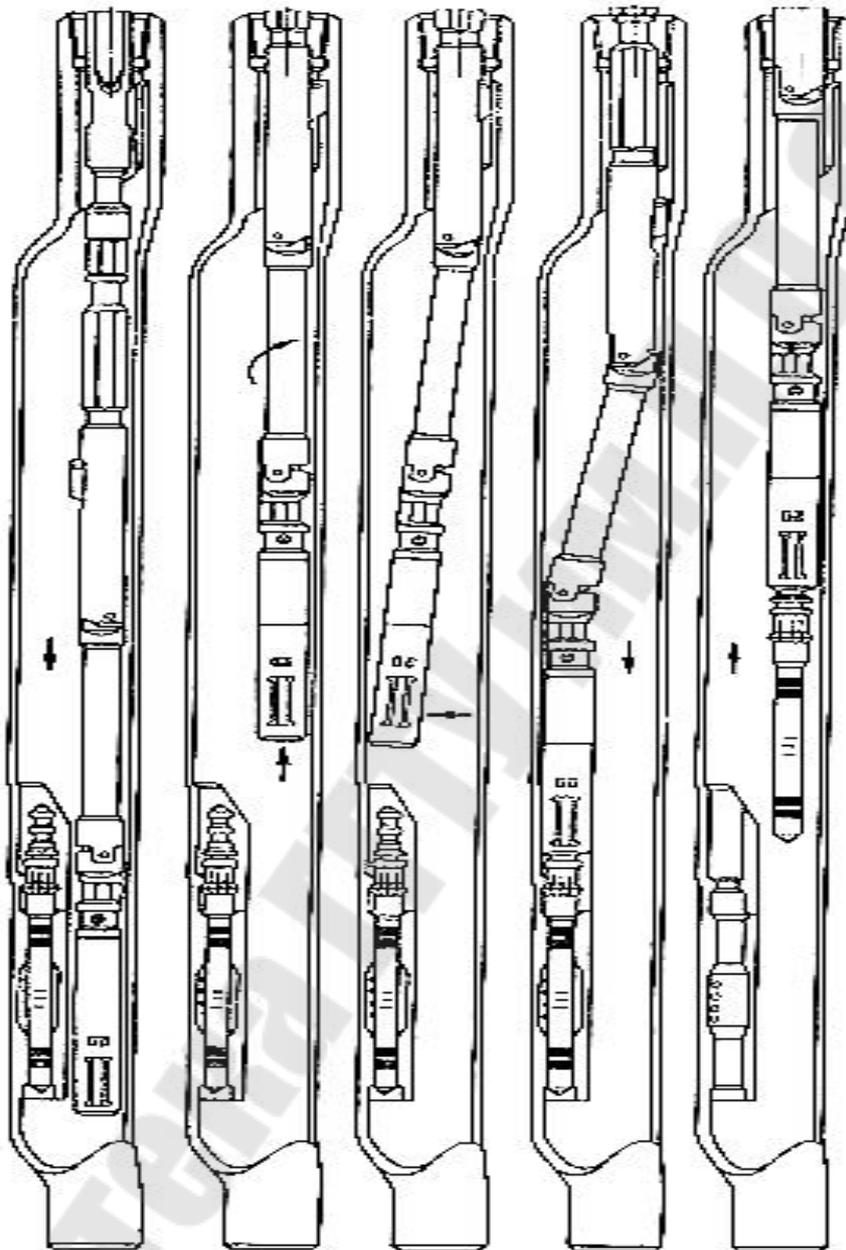


Рис. 5.6.1. Последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

На нижнем конце сборки посадочного инструмента имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает головку клапана после его посадки в карман. Посадочный инструмент, имеющий шарнирные соединения, после того как он будет правильно ориентирован направляющей втулкой, переламывается в этих шарнирных соедине-

ниях с помощью пружинных устройств с тем, чтобы продольная ось спускаемого клапана совпала с продольной осью посадочной камеры. Посадочный инструмент спускается в НКТ на стальной проволоке диаметром от 1,8 до 2,4 мм через устье скважины.

Клапаны извлекаются также с помощью канатной техники. Для этого в скважину спускается экстрактор, который, попадая в эксцентричную камеру, после последующего небольшого подъема ориентируется там направляющей втулкой в плоскости посадочной камеры клапана. После ориентации экстрактора его звенья под действием пружин переламываются в сочленениях так, что становятся в положение перед ловильной головкой клапана. Захватное пружинное приспособление на конце экстрактора при посадке на ловильную головку клапана захватывает ее и при подъеме вырывает сам клапан из посадочной камеры. Для замены газлифтных клапанов в эксцентричных камерах или установки вместо газлифтных клапанов просто заглушек, не прибегая при этом к глушению или остановке скважины, на устье скважины устанавливается специальное оборудование устья газлифта ОУГ-80×350 с проходным диаметром 80 мм и рассчитанное на давление 35 МПа, представляющее собой лубрикатор особой конструкции (рис. 5.6.2).

На фланец верхней крестовины 1 газлифтной арматуры или на фланец буферной задвижки устанавливается малогабаритный перекрывающий механизм – превентор 2 с ручным приводом, имеющий эластичные (резиновые) уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже в том случае, когда в ней остается проволока. На превентор с помощью быстросъемных соединений крепятся секции лубрикатора 3, на верхнем конце которого имеется сальник 4 для пропуска проволоки 5 или тонкого каната и ролик 6. Внизу арматуры укрепляется натяжной шкив 7, через который канатик направляется на барабан лебедки с механическим приводом. Параллельно лубрикутору крепится небольшая съемная мачта 8 с полиспастом 9 для облегчения поднятия и сборки лубрикатора и ввода в него необходимого инструмента или извлечения поднятых клапанов. Натяжной шкив связан механически с датчиком 10, преобразующим силу натяжения канатика в электрические сигналы, передаваемые по кабелю 11 на индикаторное устройство. Датчик показывает натяжение канатика и дает информацию о захвате и извлечении газлифтного клапана из посадочной камеры.

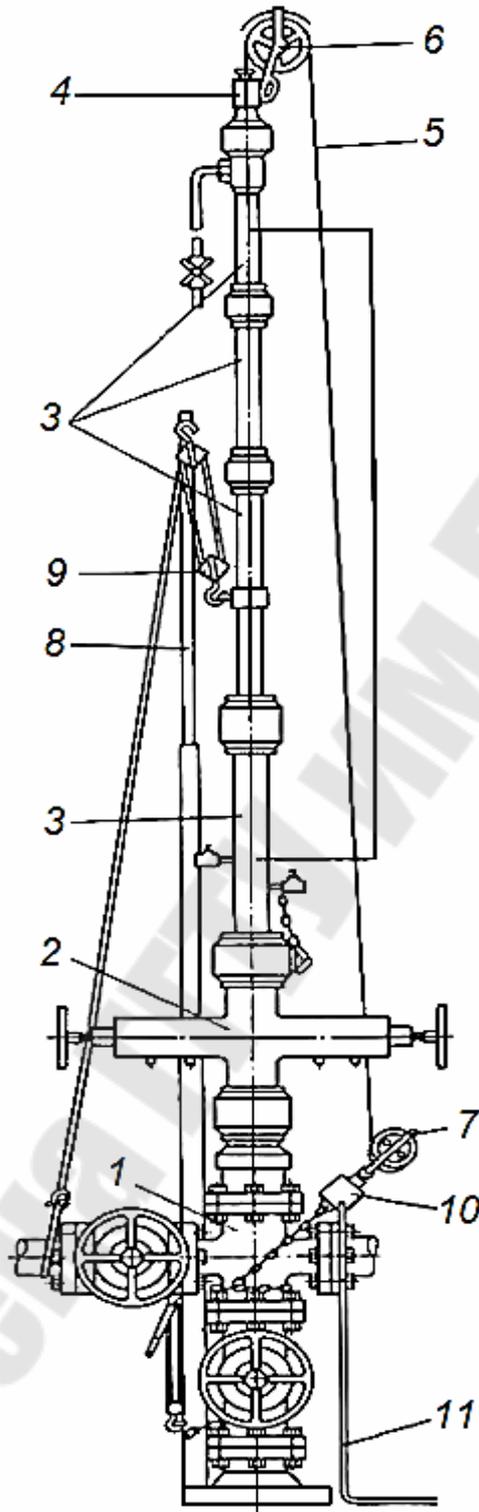


Рис. 5.6.2. Устьевой лубрикатор для спуска и подъема газлифтных клапанов с помощью канатной техники

При использовании канатной техники по натяжению канатика можно судить о проводимых операциях на глубине. В связи с этим точности определения натяжения канатика, предотвращению его об-

рыва придается особое значение при использовании канатной техники. В качестве привода для барабана лебедки используется гидравлический двигатель для более точного и плавного осуществления этих операций.

Системы газоснабжения и газораспределения. Технически правильно организованная система газлифтной эксплуатации обязательно должна предусматривать использование отработанного в газлифтных скважинах газа низкого давления или так называемый замкнутый технологический цикл. Сущность его состоит в сборе отработанного газа и подаче его вновь на прием компрессоров, снабжающих газлифтные скважины газом высокого давления. Источником газа высокого давления могут быть как компрессорные станции, так и скважины чисто газовых месторождений. Отработанный газ после интенсивного перемешивания с нефтью в подъемных трубах насыщается тяжелыми газообразными углеводородами и для повторного использования требует предварительной подготовки.

Природный газ газовых месторождений так же нуждается в предварительной подготовке – в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистральных и в контрольно-измерительной арматуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения. Подготовка газа - отделение конденсата и осушка – может производиться различными способами и составляет особую проблему, начиная от сооружения специальных газоперерабатывающих заводов с установками для низкотемпературной сепарации, абсорбционных установок для отделения тяжелых бензиновых фракций, осушки газа от влаги при его прокачке через «молекулярные сита» (твердые адсорбенты), очистки от сероводорода, механических примесей до простого подогрева газа в беспламенных газовых печах перед подачей его в скважины. В наиболее простом виде подготовка осуществляется на специальных установках и состоит в следующем.

1. Дозированный ввод в поток газа на устье газовых скважин ингибиторов для предотвращения гидратообразования. Такими ингибиторами могут быть растворы хлористого кальция (CaCl_2), гликоли, метанол и другие вещества.

2. Охлаждение газа с одновременным частичным понижением давления с последующим пропуском его через сепараторы для отделения сконденсировавшейся капельной жидкой фазы.

3. Дросселирование газа через последовательную систему штуцеров для снижения давления газа до нужных пределов.

4. Подогрев газа в газовых пламенных или беспламенных печах до температуры 60-90°C.

5. Пропуск газа через сосуды высокого давления – фильтры-пылеуловители для отделения механических примесей, вызывающих эрозию газлифтных клапанов, контрольно-измерительной и регулирующей аппаратуры и ряд других осложнений в работе всего газлифтного хозяйства.

Для стабилизации давления в промышленной газораспределительной сети перед установкой по подготовке газа предусматривают регулятор давления «после себя». При движении по промышленным распределительным сетям газ охлаждается и газоконденсат, который улавливается в сепараторах и автоматически отводится при его накоплении по конденсатопроводам в нефтяную групповую установку.

Опыт внедрения газлифта показал, что наиболее простым способом предотвращения осложнений в работе системы газораспределения, связанных с гидратообразованием, является подогрев газа. С этой целью разработаны передвижные подогреватели газа, состоящие из двух секций трубчатого змеевика. В первой секции змеевик нагревается за счет теплоизлучения от раскаленных панелей беспламенных газовых горелок. Во второй секции – за счет конвективного подогрева отходящими газами. Змеевики, нагревательные элементы, а также вся автоматика подогревателя крепятся на сварной металлической конструкции, снабженной салазками для транспортировки. Нагревательные элементы питаются горячим газом низкого давления. Отклонение температуры уходящего газа от заданной воспринимается регулятором температуры, воздействующим на клапан топливного газа. При увеличении температуры давление топливного газа понижается и наоборот. Установка снабжена необходимой автоматикой, запальным устройством и работает в автоматическом режиме.

В газораспределительной батарее сосредоточено все управление и контроль за работой группы ближайших газлифтных скважин. Обычно к ней подводятся две линии – линия высокого давления для пуска скважин и линия нормального давления для работы газлифтных скважин. Регулировка рабочего давления и измерение расхода газа по каждой газлифтной скважине осуществляются на газораспределительных батареях, в которых устанавливаются одна или несколько блочных газораспределительных батарей. Так газораспределительная

батарея ГРБ-14 рассчитана на подключение 14 скважин, изготавливается в заводских условиях и доставляется на промыслы в собранном виде (рис. 5.6.3).

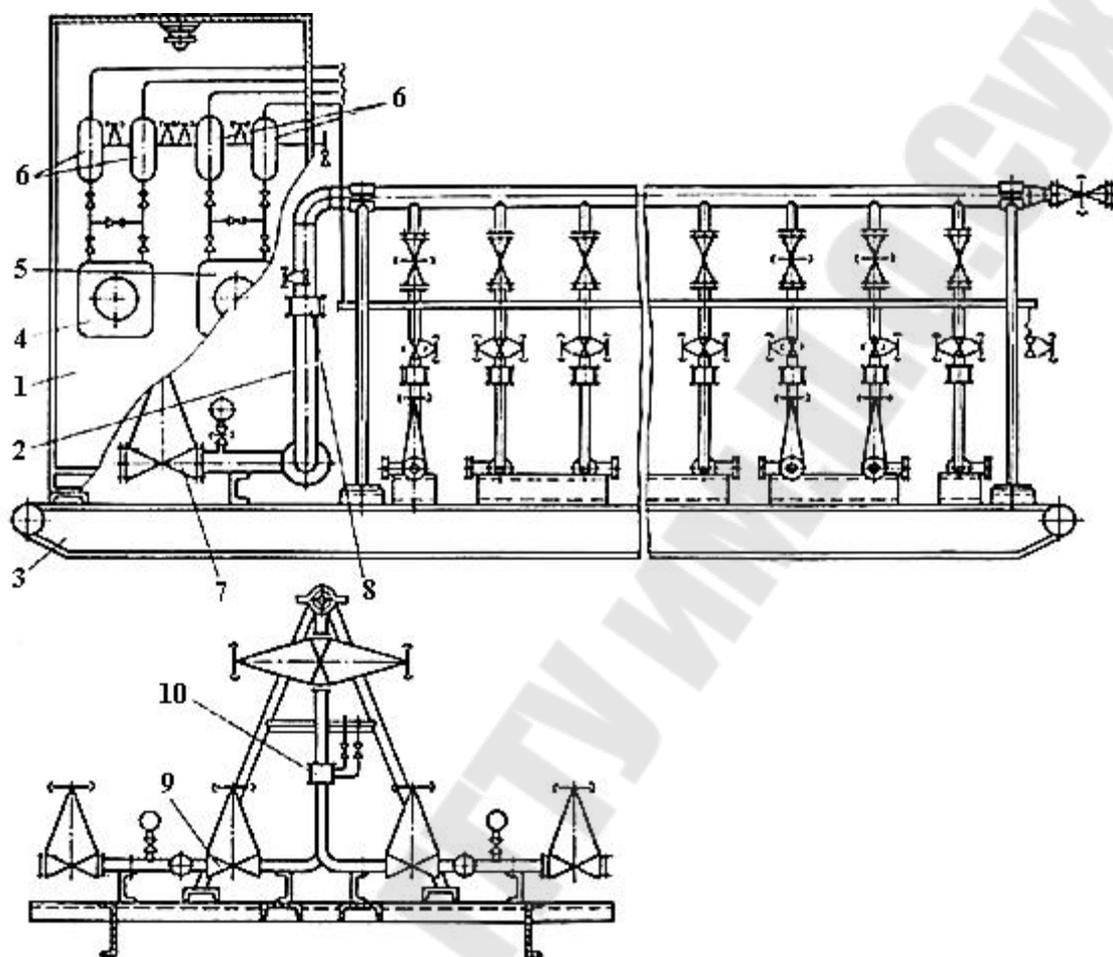


Рис. 5.6.3. Блочная газораспределительная батарея для газлифтной эксплуатации:
 1 – шкаф КИП; 2 – трубопроводная обвязка; 3 – рама; 4, 5 – дифманометры;
 6 – разделительный сосуд; 7 – запорная арматура; 8, 10 – диафрагма;
 9 – регулирующая арматура

Батарея смонтирована на раме, имеет габариты 8×2 м, и массу 5 т. Суточный расход газа на одну скважину 5-12 тыс. м³. На каждой линии установлен игольчатый регулировочный вентиль и измерительная шайба. Дифференциальное давление до и после шайбы по тонким трубкам подается на регистрирующий самопишущий прибор с часовым механизмом для круглосуточной записи абсолютного давления и расхода. В ряде случаев на линиях к скважинам устанавливается регулировочный клапан с мембранным исполнительным механизмом (МИМ), связанным с расходомером особой конструкции и позволяющим автоматически поддерживать заданный режим работы

газлифтной скважины без ручной регулировки игольчатым вентилем. Трубопроводная обвязка и соответствующая запорная арматура позволяют осуществлять питание каждой скважины либо от пусковой, либо от рабочей линии. Выкидные линии скважин оборудуются обратными клапанами.

В помещениях, где размещаются ГРБ, устанавливаются взрывобезопасное освещение и вентиляционные устройства. Кроме того, в нагнетаемый в газлифтные скважины газ часто вводят различные ингибиторы или ПАВ для борьбы с образованием стойких эмульсий и лучшего диспергирования газожидкостных смесей, которое снижает потери давления на относительное скольжение газа и повышает КПД подъема.

5.7. Периодический газлифт

Разработка нефтяного месторождения сопровождается снижением пластового давления. Для стабильной работы газлифта необходимо иметь относительное погружение подъемников под уровень жидкости $\varepsilon = 0,5-0,6$. При значительном снижении пластового давления приходится опускать башмак насосно-компрессорных труб до самого забоя скважины. Относительное погружение при этом уменьшается, что влечет за собой необходимость увеличения удельных расходов нагнетаемого газа. В конце концов, эксплуатация скважин газлифтом из-за больших расходов газа становится невыгодной и возникает вопрос либо о переводе такой скважины на насосный способ эксплуатации, либо на периодический газлифт. Перевод на насосную эксплуатацию не всегда возможен из-за большого газового фактора в условиях приема насоса, даже если его приходится устанавливать на забое, либо из-за обильного поступления песка. Такие скважины целесообразно перевести на периодический газлифт, при котором нагнетаемый в скважину газ подается периодически. Цикл работы периодического газлифта можно разделить на период накопления жидкости в скважине без закачки газа; период закачки сжатого газа в скважину; период расширения закачанного газа и выброса накопившейся в скважине жидкости.

Вследствие цикличности работы скважины давление на забое периодически изменяется от минимального в начале периода накопления T_n до максимального к концу этого периода, т. е. перед началом периода выброса жидкости T_b . Уровень жидкости в скважине также

изменяется от своего наинизшего положения перед началом периода накопления до наивысшего – к концу этого периода. Периодический газлифт называют еще лифтом замещения, так как накопившаяся жидкость замещается газом и выталкивается по насосно-компрессорным трубам в виде жидкостной пробки, которая в процессе своего подъема частично, а иногда и полностью смешивается с газом, образуя газожидкостную смесь. Дебит скважины при периодической эксплуатации всегда меньше, чем при непрерывной, при прочих равных условиях, так как средняя депрессия на пласт вследствие периодических колебаний динамического уровня всегда меньше постоянной депрессии при непрерывной эксплуатации. Чем больше разница между средними депрессиями при периодической и непрерывной эксплуатациях, тем больше будет потеря добычи нефти при переходе на лифт замещения. Эта разница зависит от частоты циклов. Чем короче периоды, т. е. чем чаще циклы, тем меньше амплитуда колебаний динамического уровня жидкости в скважине и тем ближе его среднее значение к уровню, устанавливаемому при непрерывной работе скважины. Таким образом, переход на периодическую эксплуатацию неизбежно связан с частичной потерей в дебите скважины. Эти потери зависят от частоты циклов, которую можно изменять. Поэтому переход на периодический газлифт оправдан, если экономия от уменьшения удельного расхода газа, энергии и других затрат, связанных с таким переходом, превышает стоимость потерянной нефти. Необходимо заметить, что при определенной комбинации условий эксплуатировать скважину непрерывным газлифтом вообще становится невозможно из-за низких уровней жидкости, слабых притоков, наличия песка и большого удельного расхода газа. Существует несколько разновидностей периодического газлифта:

1. Обычный газлифт с отсекателем на поверхности, действующим периодически.
2. Установка с концевым рабочим клапаном дифференциального действия и пакером, перекрывающим межтрубное пространство.
3. Установка с камерой замещения и двухрядным лифтом.
4. Установки с камерой замещения, однорядным лифтом и пакером.
5. Установки с плунжером.

Газлифт с отсекателем – это обычная газлифтная скважина, которая работает периодически на режиме повторных пусков, причем циклы задаются клапаном-прерывателем, устанавливаемым на подво-

дающей газовой линии у устья скважины. Программное устройство задает периоды, когда клапан открывает доступ газа в скважину для ее продувки и выброса жидкости и когда клапан находится в закрытом состоянии для накопления жидкости на забое. Такая система периодического газлифта имеет существенные недостатки.

1. При каждой подаче газа в межтрубное пространство давление этого газа передается на забой, в результате чего не только приостанавливается приток, но часть жидкости может поглощаться пластом благодаря возникновению давления больше пластового.

2. После каждого выброса происходит полная разрядка, т. е. выпуск газа из труб и из межтрубного пространства до давления на устье, что существенно увеличивает удельный расход газа.

Установка с рабочим клапаном дифференциального действия и пакером (рис. 5.7.1) устраняет оба существенных недостатка обычного периодического газлифта, так как газ отсекается после выброса всей жидкости клапаном 1 у самого башмака НКТ, благодаря чему объем газа в межтрубном пространстве после окончания продувки сохраняется.

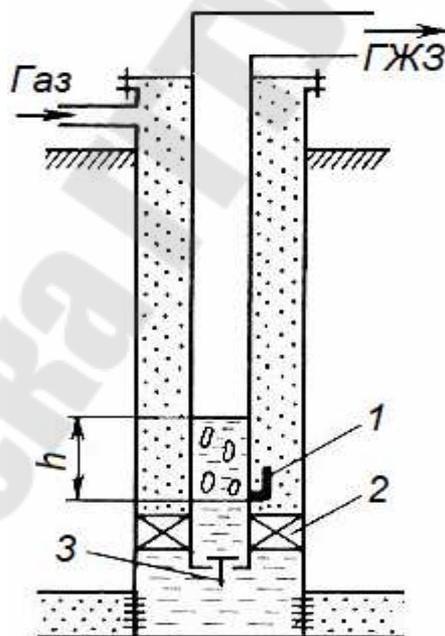


Рис. 5.7.1. Схема периодического газлифта с рабочим клапаном-отсекателем и пакером

Пакер 2 и обратный клапан 3 на башмаке НКТ изолируют пласт от давления газа со стороны НКТ в периоды продувки скважины, но одновременно и приостанавливают приток жидкости из пласта, так как на забое нет камеры или пространства, где эта жидкость могла бы

накапливаться. Клапан 1 (рис. 5.7.1) нормально закрыт. Давление газа в межтрубном пространстве благодаря пакеру 2 и обратному клапану 3 не воздействует на пласт и не препятствует притоку жидкости, которая накапливается в НКТ. Сильфон клапана-отсекателя 1, чувствительный к давлению столба жидкости в НКТ, после достижения ею определенной высоты h сжимается и открывает доступ газа в НКТ. Клапан 3 предотвратит действие давления газа на пласт. После выброса жидкости давление P_T на уровне клапана в НКТ уменьшается практически до давления P_y на устье. При этом перепаде давления клапан-отсекатель закроется, предотвратит «выпуск» газа из межтрубного пространства и будет оставаться закрытым до тех пор, пока в НКТ снова не накопится столб жидкости высотой h , при котором клапан вновь откроется. Недостатком схемы является периодическое прекращение притока жидкости из пласта в скважину в периоды подъема и выброса столба жидкости.

Установка с камерой замещения и двухрядным подъемником показана на рис. 5.7.2. На конце внешнего первого ряда труб 3 спускается камера замещения 1 для накопления в ней жидкости. Обратный клапан 2 предохраняет пласт от воздействия сжатого газа в периоды продавки скважины. Приток жидкости при этом не приостанавливается, так как вся притекающая жидкость накапливается не только в камере замещения, но и в межтрубном пространстве 6. Автомат-отсекатель 5, установленный на подводящей газовой линии и снабженный программным устройством, в определенные моменты времени открывает доступ газа в пространство между первым и вторым рядами труб. Жидкость из камеры 1 выдавливается во второй внутренний ряд труб 4. После выброса жидкости и падения давления нагнетаемого газа автомат-отсекатель перекрывает доступ газа на период накопления жидкости. Преимуществом этой схемы является непрерывный приток жидкости из пласта в скважину и уменьшение потерь газа при разрядке за счет малого объема межтрубного пространства между рядами труб по сравнению с объемом обсадной колонны. К недостаткам следует отнести наличие двух рядов труб и специального автомата-отсекателя на газовой линии.

Установка с камерой замещения и однорядным подъемником показана на рис. 5.7.3.

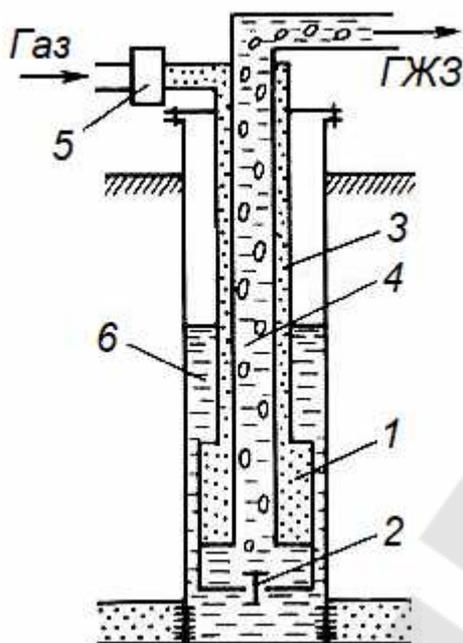


Рис. 5.7.2. Двухрядный периодический газлифт с камерой замещения

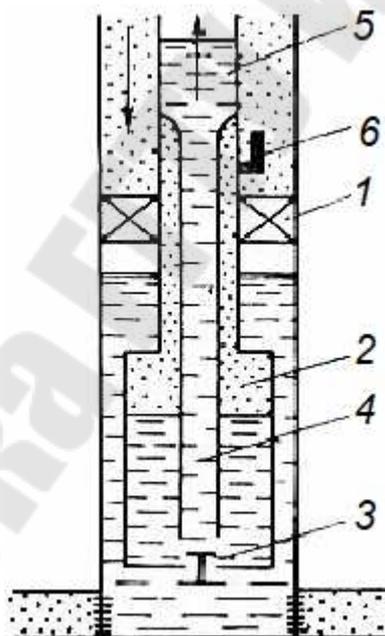


Рис. 5.7.3. Однорядный периодический газлифт с камерой замещения и пакером

По межтрубному пространству, перекрытому в нижней части пакером, непрерывно подается сжатый газ. Пакер 1, накопительная камера 2 с обратным клапаном 3 и вспомогательной трубкой 4 в нижней части спускаются в скважину на одной колонне НКТ 5. Над пакером устанавливается клапан-отсекатель 6. По мере накопления жидкости в камере 2, межтрубном пространстве обсадной колонны, а

также в НКТ растет давление, действующее на клапан 6 со стороны труб. При достижении определенного давления, на которое отрегулирован клапан, последний открывается и впускает газ в накопительную камеру из межтрубного пространства. Обратный клапан 3 закрывается. Происходит выброс жидкости и общее падение давления в системе. Перепад давления в отсекающем клапане достигает максимума, так как давление газа в межтрубном пространстве остается постоянным и равным давлению нагнетания. В этот момент клапан закрывается, предотвращая дальнейшее расходование газа из межтрубного пространства. После выброса и падения давления в НКТ обратный клапан 3 открывается. Жидкость, накопившаяся под пакером, перетекает и заполняет камеру замещения 2 и объем НКТ над клапаном 6. При достижении определенного давления на клапан 6 со стороны НКТ он снова открывается и цикл повторяется. Такая схема периодического газлифта экономична, так как имеет один ряд труб и обеспечивает минимально возможный при данных условиях удельный расход газа. Однако регулировка продолжительности циклов, связанная с изменением регулировки клапана-отсекателя, затруднительна, ибо связана с необходимостью извлечения его на поверхность вместе со всем оборудованием.

В связи с этим в последнее время созданы конструкции периодического газлифта, в которых рабочие клапаны-отсекатели устанавливаются в эксцентричных камерах и извлекаются с помощью канатной техники, как это описано выше.

Типичной установкой периодического газлифта с плунжером является так называемый плунжерный лифт. При вытеснении газом столба жидкости, накопившейся в камере замещения, по НКТ в установках периодического газлифта происходит неполное вытеснение жидкости на поверхность. Часть жидкости стекает по стенкам труб вниз. Количество стекающей вниз жидкости, очевидно, зависит от высоты подъема, диаметра труб и вязкости жидкости. Чем больше высота подъема и диаметр труб и чем меньше вязкость жидкости и скорость подъема, тем больше жидкости стечет вниз по внутренним стенкам колонны труб назад в камеру замещения. При некоторой комбинации условий вся поднимаемая жидкость в процессе такого подъема заместится газом и стечет назад по стенкам труб. Это привело к мысли установить подвижную перегородку на границе раздела жидкости и газа. В качестве такой подвижной перегородки используют поршень-плунжер в виде свободно двигающейся в НКТ короткой

трубы длиной 0,5-0,6 м. На внешней поверхности поршня делаются кольцевые канавки для увеличения гидравлического сопротивления в зазоре между плунжером и трубой, служащие лабиринтным уплотнением. Зазор между поршнем и внутренним диаметром НКТ составляет 1,5-2 мм. В нижней части поршня имеется клапан со штоком. При нажатии на шток клапан закрывается и может оставаться в закрытом состоянии, если давление, действующее на него снизу, больше давления, действующего сверху. При выравнивании давлений клапан падает под действием собственной тяжести и устанавливается в специальном посадочном седле, открывая боковые окна для свободного прохода газа через поршень. В таком состоянии (с открытым клапаном) поршень падает вниз по НКТ, достигает уровня жидкости, погружается в нее и доходит до упора на башмаке НКТ. Шток клапана, ударяясь об упор, закрывает клапан, а газ, накапливающийся под плунжером, начинает толкать его вверх вместе со столбом жидкости, находящимся над поршнем. Происходит подъем очередной порции жидкости и ее перелив в отводную нефтесборную линию. После слива жидкости давления над и под плунжером выравниваются, клапан открывается и утапливается в свое седло, оставляя каналы открытыми для свободного прохода газа. В таком состоянии плунжер беспрепятственно падает по НКТ вниз до упора на башмаке, при ударе о который он снова закрывается. Цикл повторяется.

Наличие такого разделительного поршня между столбом жидкости и подпирающим его газом существенно уменьшает потери жидкости, поскольку ее утечки в малом зазоре (1,5-2 мм) между поршнем и подъемными трубами малы. Кроме того, уменьшению этих утечек способствует и то, что давление газа под поршнем всегда несколько больше гидростатического давления столба жидкости над ним. Полет поршня вниз при открытом клапане происходит с большой скоростью. Поэтому для смягчения его ударов в нижней части НКТ вместо жесткого упора устанавливается пружинный амортизатор, не препятствующий проходу жидкости, но смягчающий удары поршня при падении. На буфере скважины, в верхней части колонны НКТ также устанавливается пружинный амортизатор, смягчающий удары поршня при подъеме.

5.8. Исследование газлифтных скважин

Исследование газлифтных скважин необходимо для:

- установления режима работы скважины с минимальным расходом нагнетаемого газа;
- снятия индикаторной линии или определения уравнения притока;
- определения глубины ввода газа в лифт;
- снятия профиля притока при эксплуатации многопластового горизонта с помощью скважинных дебитомеров.

При работе газлифтных скважин нередко наблюдается пульсация, т. е. чередование выбросов жидкости и газа. Такое явление наблюдается, когда режим работы газлифтной скважины соответствует той части кривой $Q(V)$, которая лежит слева от точки оптимального режима, т. е. на левой крутой ветви кривой $q(V)$. При пульсирующем режиме работы скважины удельный расход газа может быть намного больше, чем при работе на оптимальном режиме. Как отмечалось ранее, одним из методов борьбы с пульсацией является установление концевого рабочего клапана.

Для установления оптимального режима газлифтная скважина исследуется методом установившихся отборов. Изменение отборов, т. е. дебитов, достигается изменением количества подаваемого газа на газораспределительном пункте или непосредственно у скважины, что приводит к изменению пропускной способности лифта. Изменение пропускной способности приводит к нарушению баланса между количеством жидкости, притекающей из пласта, и поднимаемой газлифтным подъемником из скважины. В результате жидкость либо накапливается в скважине (при двухрядном лифте), либо расходуется из затрубного пространства. Это приводит к изменению положения динамического уровня, а, следовательно, погружения и рабочего давления у башмака лифта. В соответствии с этим изменяется рабочее давление на устье и в ГРБ. После наступления нового установившегося режима работы скважины, что отмечается постоянством расхода газа, его давления и дебита скважины, на забой можно спустить манометр и замерить соответствующее данному дебиту забойное давление. Изменяя таким образом несколько раз режим работы скважины, можно получить данные об изменениях дебита, удельного расхода нагнетаемого газа, рабочего давления на устье и забойного давления. По этим данным строятся графики изменения показателей от расхода газа, по

которым можно установить желаемый режим работы газлифтной скважины и, в частности, оптимальный режим. Такое исследование дает наиболее точную информацию об условиях работы скважины и, в частности, наиболее точную индикаторную линию. Однако спуск манометра – процесс трудоемкий. Поэтому часто ограничиваются измерением только рабочего давления, расхода газа, дебита и вычислением удельного расхода нагнетаемого газа при различных режимах работы скважины. Регулировку расхода газа V_r начинают с самых малых значений, при которых возможна работа скважины, и доводят ступенчато до самых больших расходов, при которых наблюдается снижение дебита. По полученным данным строят графики, показанные на рис. 5.8.1.

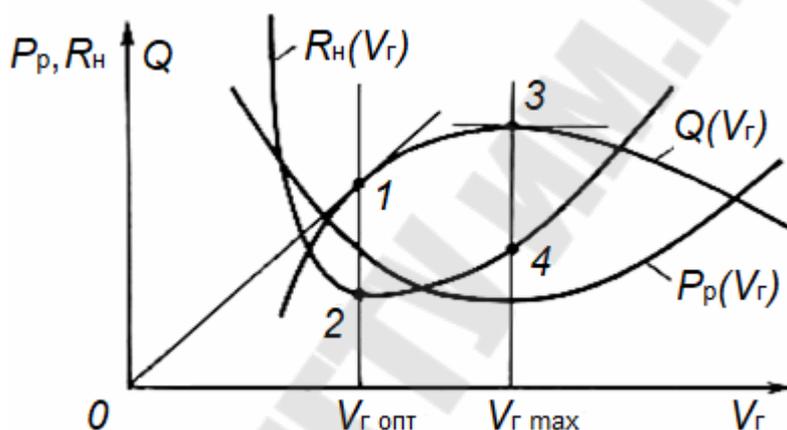


Рис. 5.8.1. График зависимости дебита газлифтной скважины от расхода нагнетаемого газа

Увеличение дебита соответствует понижению давления на забое P_c , снижению динамического уровня и погружения, а, следовательно, и рабочего давления у башмака НКТ P_b и на устье P_p . Поэтому кривая изменения P_p должна иметь минимум против максимума дебита Q . Однако кривая P_p не является зеркальным отображением кривой Q , так как в характер зависимости P_p вносятся некоторые изменения за счет веса столба газа и его трения в межтрубном пространстве, а также за счет изменения плотности столба газожидкостной смеси между забоем и башмаком труб. Касательная, проведенная из начала координат к линии Q , определяет точку касания 1, соответствующую такому дебиту газлифтной скважины, при котором удельный расход нагнетаемого газа $R_n = V_r/Q$ минимальный. На рис. 5.8.1 показана кривая $R_n(V_r)$, на которой точка 2 соответствует $(R_n)_{\min}$. Точка 3 на кривой

$Q(V_r)$ характеризует максимальный дебит жидкости, который может быть получен, если не накладывать никаких ограничений на расходуемое количество газа и на КПД его использования. Точка 4 на кривой $R_n(V_r)$ соответствует удельному расходу газа при максимальной подаче газлифтного подъемника. При установлении режима работы скважины по данным ее исследования кроме дебита жидкости необходимо также учитывать рабочее давление газа, его ресурсы и КПД процесса. По полученным таким способом данным можно построить индикаторную линию притока, однако достоверность ее будет тем меньше, чем больше расстояние между башмаком и забоем и чем больше пластовый газовый фактор. Дело в том, что по показанию манометра, замеряющего устьевое рабочее давление P_p , и по барометрической формуле, можно достаточно точно определить давление у башмака труб P_6 . Потери давления на трение газа при его движении от устья до башмака обычно малы (при глубине скважины 1000 м, расходе газа 10000 м³/сут (средний – реальный расход), диаметре обсадной колонны 168 мм, диаметре НКТ 73 мм, $P_y = 5$ МПа потери на трение составляют 0,07 МПа.). В крайнем случае, их нетрудно определить по соответствующим формулам, используемым при расчете систем транспортирования газа по трубопроводам.

Таким образом, величина P_6 определяется достаточно надежно. Для перехода от P_6 к давлению на забое скважины P_c необходимо учесть гидростатическое давление в интервале между башмаком труб и забоем скважины, так как

$$P_c = P_6 + \rho g(H - L), \quad (5.8.1)$$

где ρ – средняя плотность ГЖС между забоем H и башмаком труб L . Кроме того, в интервале $(H - L)$ происходят потери давления на трение, которые, вообще говоря, невелики и поддаются оценке с помощью формул трубной гидравлики. Наибольшие затруднения возникают при определении ρ , и чем больше пластовый газовый фактор, тем больше погрешности в оценке средней плотности ρ на интервале $(H - L)$. Дополнительные погрешности возникают в случае движения обводненной нефти, так как в этом случае из-за большей плотности воды по сравнению с нефтью возникает отрицательная относительная скорость воды по отношению к нефти, и достоверный учет этих явлений затруднителен.

Глава 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ

6.1. Основные виды глубиннонасосных установок

Многообразие глубиннонасосных установок, применяемых в процессах добычи нефти, требует их классификации. Можно выделить следующие основные классы глубиннонасосных установок:

1. По принципу действия глубинного насоса:

- плунжерные (поршневые);
- центробежные;
- винтовые;
- струйные;
- вибрационные (звуковые);
- диафрагменные;
- роторно-поршневые.

2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя:

- штанговые;
- бесштанговые.

Скважинные штанговые насосные установки делятся на:

- балансирные;
- безбалансирные.

3. По типу используемого привода на:

- механические,
- гидравлические,
- пневматические.

Бесштанговые глубиннонасосные установки делятся по типу используемого привода и его местоположению:

- с электроприводом;
- с гидроприводом;
- с приводом, расположенным на поверхности;
- с приводом, расположенным в скважине.

4. По назначению (рис. 6.1.1) глубиннонасосные установки можно разделить на классы:

- для эксплуатации низкодебитных скважин (до $10 \text{ м}^3/\text{сут}$);
- для эксплуатации среднедебитных скважин ($10 - 100 \text{ м}^3/\text{сут}$);

- для эксплуатации высокодебитных скважин (свыше $100 \text{ м}^3/\text{сут}$);
- для эксплуатации неглубоких скважин (до 500 м);
- для эксплуатации скважин средней глубины (500-1500 м);
- для эксплуатации глубоких скважин (свыше 1500 м).

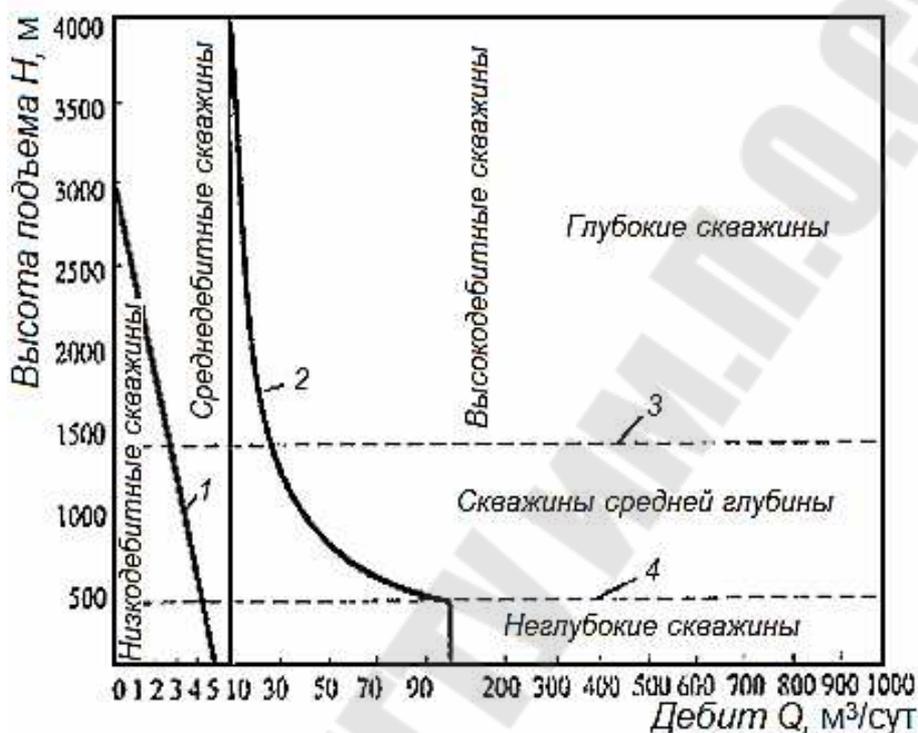


Рис. 6.1.1. Классы глубиннонасосного оборудования по назначению: 1 – граница между низко- и среднедебитными скважинами; 2 – граница между средне- и высокодебитными скважинами; 3 – граница между глубокими скважинами и скважинами средней глубины; 4 – граница между неглубокими скважинами и скважинами средней глубины

В Белоруссии и России наибольшее распространение по добывающему фонду скважин получили штанговые глубиннонасосные установки (ШГН), а по объему добычи – электроцентробежные насосы (ЭЦН). Это связано с тем, что установки ШГН предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки ЭЦН — для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки – гидropоршневые насосы (ГПН), электро-винтовые насосы (ЭВН), электро-диафрагменные насосы (ЭДН), струйные насосы (СН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с ШГН и ЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин и условий продуктивных пластов.

Остановимся вкратце на делении скважин на низко-, средне- и высокодебитные. Классификация скважин по дебиту связана, в основном, с высотой подъема жидкости, т. к. с ростом высоты подъема жидкости возможная подача большинства глубиннонасосных установок достаточно быстро снижается (а, следовательно, снижается возможный дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей насосной установки). Взаимосвязь высоты подъема жидкости и подачи установки как для ШГН, так и для ЭЦН может быть выражена уравнением гиперболы:

$$Q = A/H, \quad (6.1.1)$$

где Q – подача установки (дебит скважины по жидкости), м³/сут; H – высота подъема жидкости, м; A – постоянная числовая величина, имеющая размерность м³/сут и выбираемая из практических соображений.

Зависимость (6.1.1) может быть использована в определенных ограниченных пределах по подаче и высоте подъема. Так, для ШГН такие ограничения обусловлены фактической работоспособностью колонны штанг, используемой для передачи плунжеру глубинного насоса возвратно-поступательного движения от наземного привода (станка-качалки), для ЭЦН – характеристиками напора – H выпускаемых погружных центробежных насосов. Естественно, для различных глубиннонасосных установок пределы по подаче и высоте подъема различны. Поэтому во избежание неоднозначности границ между низко-, средне- и высокодебитными скважинами для различных глубиннонасосных установок, проведем разделение на рассматриваемые категории скважин для ШГН. Исходя из этого, в дальнейшем зависимость (6.1.1) будет использована в следующих пределах: по подаче $Q \leq 100$ м³/сут, по высоте подъема $H \leq 3000$ м.

Для выпускаемого в настоящее время оборудования ШГН можно принять постоянную величину A , равной $4 \cdot 10^4$ м³/сут, и с использованием этой величины определить границу между средне- и высокодебитными скважинами:

$$Q = 4 \cdot 10^4 / H. \quad (6.1.2)$$

Исходя из пределов использования выражения (6.1.2), к высокодебитным скважинам относятся скважины с дебитом жидкости более 100 м³/сут, независимо от высоты подъема, и с высотой подъема более 3000 м, независимо от дебита. К низкодебитным скважинам будем относить такие, дебит которых не более 10,0 м³/сут при высоте подь-

ема менее 3000 м. Скважины, которые не попадают в группы высоко- и низкодебитных, относят к среднедебитным.

По высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории:

1. Неглубокие – при высоте подъема до 500 м.
2. Средней глубины – при высоте подъема жидкости от 500 до 1500 м.
3. Глубокие – при высоте подъема более 1500 м.

Приведенные области применения глубиннонасосного оборудования являются достаточно обоснованными и позволяющими сделать два принципиальных вывода:

1. Установки ШГН предназначены, в основном, для эксплуатации низко- и среднедебитных неглубоких и средней глубины скважин, хотя могут оставаться рентабельными при эксплуатации высокодебитных и глубоких скважин (в определенных пределах).

2. Установки погружных центробежных электронасосов предназначены, в основном, для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин различной глубины.

6.2. Схема и принцип действия штанговых глубиннонасосных установок

При эксплуатации скважин штанговыми глубиннонасосными установками используются различные плунжерные насосы. Все известные плунжерные глубинные насосы могут быть классифицированы по следующим признакам:

1. По конструкции
 - 1.1. Насосы простые (с одним плунжером постоянного диаметра).
 - 1.2. Насосы дифференциальные (с двумя и более плунжерами различных диаметров).
 - 1.3. Трубные насосы (цилиндр спускается в скважину на колонне НКТ, а плунжер - на колонне штанг).
 - 1.4. Вставные насосы (цилиндр и плунжер спускаются вместе на колонне штанг).
 - 1.5. Насосы с неподвижным цилиндром и движущимся плунжером.
 - 1.6. Насосы с движущимся цилиндром и неподвижным плунжером.

2. По характеру всасывания продукции.
 - 2.1. Всасывание при ходе вверх.
 - 2.2. Всасывание при ходе вниз.
 - 2.3. Всасывание при ходе вверх и вниз.
3. По принципу действия.
 - 3.1. Одинарного действия.
 - 3.2. Двойного действия.
4. По назначению.
 - 4.1. Для добычи жидкости в обычных условиях.
 - 4.2. Для добычи жидкости со значительным содержанием свободного газа.
 - 4.3. Для добычи вязких жидкостей.
 - 4.4. Для добычи больших объемов жидкости.
 - 4.5. Для добычи жидкости с содержанием механических примесей (песка).

На рис. 6.2.1 представлены основные схемы глубинных плунжерных насосов.

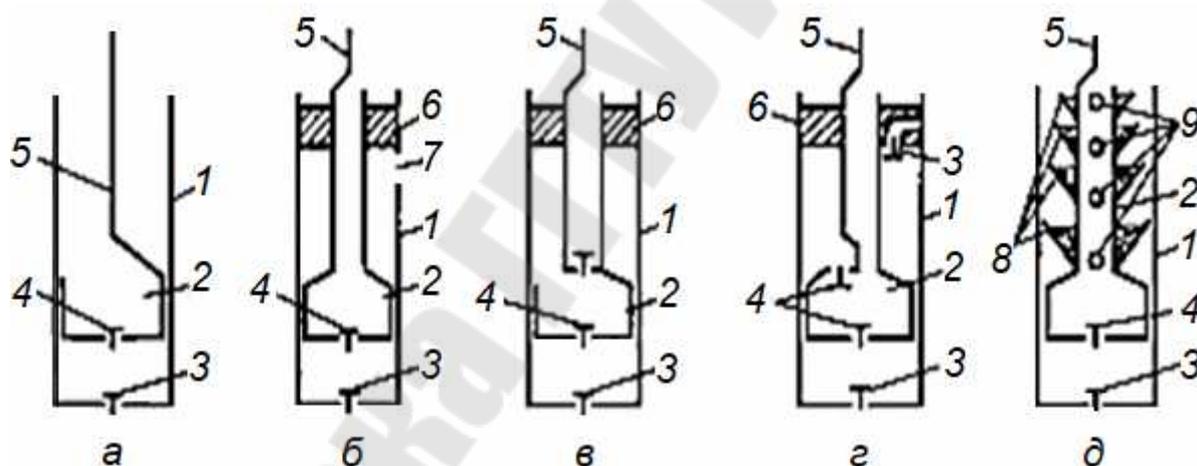


Рис. 6.2.1. Принципиальные схемы глубинных плунжерных насосов: а – насос обычный (простой); б – насос для откачки вязких жидкостей; в – насос для откачки жидкости со значительным содержанием свободного газа; г – насос высокой производительности; д – насос для добычи жидкости с механическими примесями. 1 – цилиндр; 2 – плунжер; 3 – всасывающий клапан; 4 – нагнетательный клапан; 5 – колонна штанг; 6 – уплотнитель; 7 – отверстие в цилиндре насоса; 8 – полки-пескоприемники; 9 – отверстие в полый штанге

Каждый из приведенных на рис. 6.2.1 насосов имеет свою область применения, а в целом, гамма разработанных насосов закрывает основные осложняющие факторы в процессе добычи нефти.

В соответствии с классификационными признаками, представленными на рисунке 6.2.1, насос на рис. 6.2.1, *а* обладает такой характеристикой 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, что расшифровывается следующим образом: насос простой, всасывание осуществляется при ходе вверх, насос одинарного действия, предназначен для откачки жидкости в обычных условиях.

Насос на рис. 6.2.1, *б* классифицируется так – 1.2, 2.1, 3.1, 4.3, что обозначает: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, предназначен для добычи вязких жидкостей.

Насос на рис. 6.2.1, *в* классифицируется так – 1.2, 2.1, 3.1, 4.2: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, для добычи жидкости со значительным содержанием свободного газа (насос ступенчатого сжатия).

Насос на рис. 6.2.1, *г* классифицируется так – 1.2, 2.3, 3.2, 4.4: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх и вниз, двойного действия, для добычи больших объемов жидкости (насос высокой производительности).

Насос на рис. 6.2.1, *д* классифицируется так – 1.1, 2.1, 3.1, 4.5: насос простой, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, для добычи жидкости с содержанием механических примесей.

Штанговая глубиннонасосная установки (рис. 6.2.2) состоит из наземного и подземного оборудования. Подземное оборудование включает: штанговый скважинный насос с всасывающим клапаном (неподвижный) на нижнем конце цилиндра, нагнетательным клапаном (подвижный) на верхнем конце поршня-плунжера, насосных штанг и НКТ. Кроме того, подземное оборудование может включать различные защитные устройства (газовые и песочные якоря, хвостовики), присоединяемые к приемному патрубку ШГН и улучшающие его работу в осложненных условиях (песок, газ).

Наземное оборудование – станок-качалка (СК) сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску для сочленения с верхним концом полированного штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спускоподъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте.

Балансир СК качается на поперечной оси, укрепленной в подшипниках, и сочленяется с двумя массивными кривошипами с помощью двух шатунов, расположенных по обе стороны редуктора. Кривошипы с подвижными противовесами могут перемещаться относительно оси вращения главного вала редуктора на то или иное расстояние вдоль кривошипов. Противовесы необходимы для уравнивания СК.

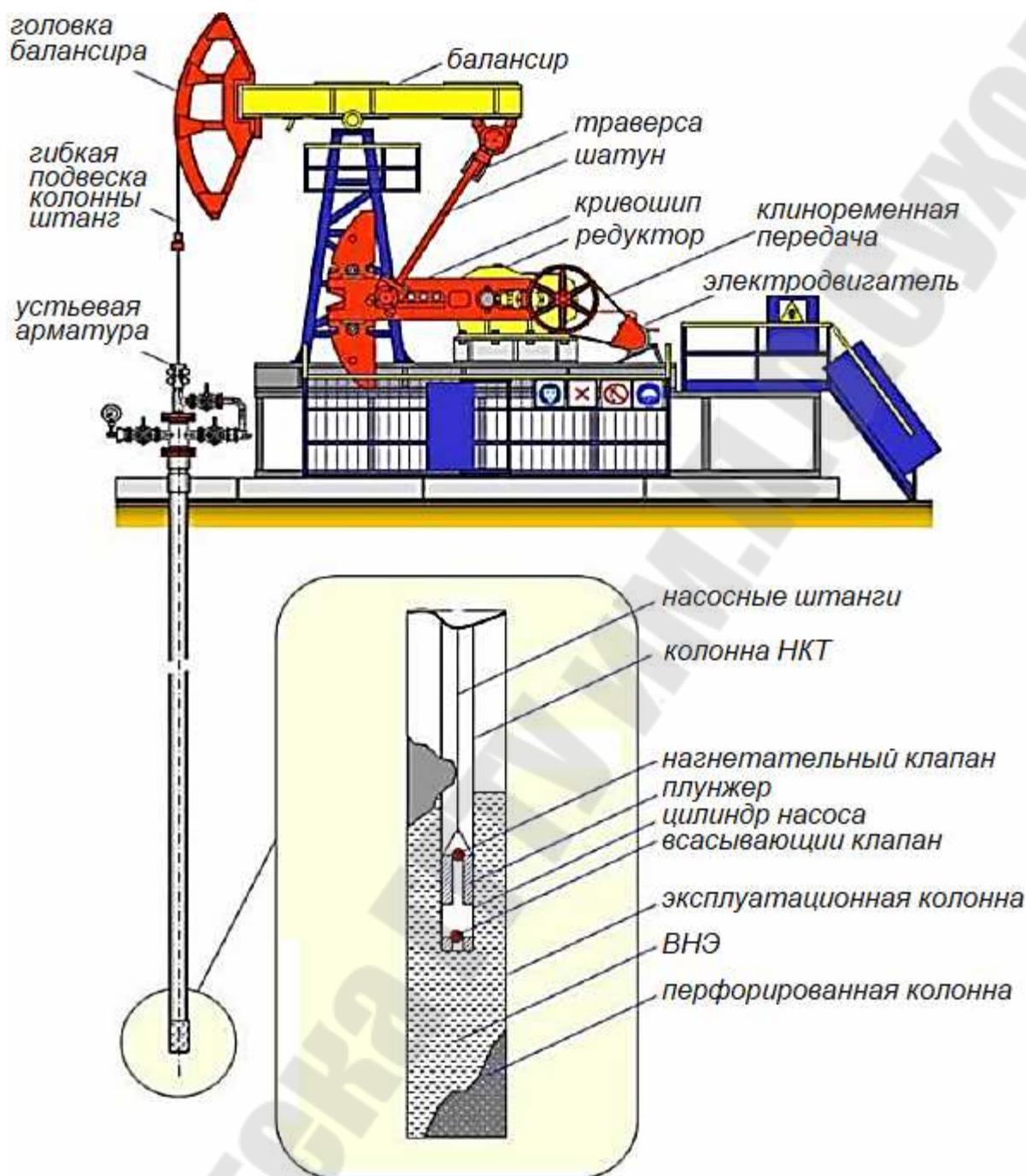


Рис. 6.2.2. Общая схема штанговой насосной установки

Редуктор с постоянным передаточным числом, маслозаполненный, герметичный имеет трансмиссионный вал, на одном конце которого предусмотрен трансмиссионный шкив, соединенный клиноременной передачей с малым шкивом электродвигателя. На другом конце трансмиссионного вала имеется тормозной барабан. Опорный подшипник балансира укреплен на металлической стойке-пирамиде.

Все элементы станка-качалки – пирамида, редуктор, электродвигатель – крепятся к единой раме, которая закрепляется на бетонном фундаменте. Кроме того, все СК снабжены тормозным устройством, необходимым для удержания балансира и кривошипов в любом заданном положении. Точка сочленения шатуна с кривошипом может менять свое расстояние относительно центра вращения перестановкой пальца кривошипа в то или иное отверстие, которых для этого предусмотрено несколько. Этим достигается ступенчатое изменение амплитуды качаний балансира, т. е. длины хода штанг.

Поскольку редуктор имеет постоянное передаточное число, то изменение частоты качаний достигается только изменением передаточного числа клиноременной трансмиссии и сменой шкива на валу электродвигателя на больший или меньший диаметр.

Промышленностью выпускается большое число станков-качалок различных типоразмеров (так называемый нормальный ряд) грузоподъемностью на головке балансира от 10 до 200 кН, в соответствии с широким диапазоном глубин и дебитов скважин, которые приходится оборудовать штанговыми установками. Типоразмеры СК и их основные параметры регламентируются государственным стандартом.

Штанговый скважинный насос состоит из длинного (2-4 м) цилиндра той или иной конструкции. На нижнем конце цилиндра укреплен неподвижный всасывающий клапан, открывающийся при ходе вверх. Цилиндр подвешивается на трубах. В нем перемещается поршень-плунжер, выполненный в виде длинной (1,0-1,5 м) гладко обработанной трубы, имеющей нагнетательный клапан, также открывающийся вверх. Плунжер подвешивается на штангах. При движении плунжера вверх жидкость через всасывающий клапан под воздействием давления на приеме насоса заполняет внутреннюю полость цилиндра. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, жидкость под плунжером сжимается и открывает нагнетательный клапан. Таким образом, плунжер с открытым клапаном погружается в жидкость. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер превращается в поршень и поднимает жидкость на высоту, равную длине хода (0,6-6 м). Накапливающаяся над плунжером жидкость достигает устья скважины и через тройник поступает в нефтесборную сеть.

6.3. Подача ШГН и коэффициент подачи

При перемещении плунжера вверх на величину его хода $S_{\text{п}}$ вытесняется объем жидкости

$$q_1 = S_{\text{п}}(F - f), \quad (6.3.1)$$

где F – площадь сечения плунжера (или цилиндра насоса); f – площадь сечения штанг.

При перемещении плунжера вниз на ту же величину $S_{\text{п}}$ вытесняется дополнительный объем жидкости, равный

$$q_2 = S_{\text{п}}f. \quad (6.3.2)$$

За полный (двойной) ход плунжера подача насоса равна сумме подач за ход вверх и ход вниз:

$$q = q_1 + q_2 = S_{\text{п}}(F - f) + S_{\text{п}}f = S_{\text{п}}F. \quad (6.3.3)$$

Если плунжер делает n ходов в минуту, то минутная подача будет равна (q_n). Умножая на число минут в сутки, получим суточную подачу в объемных единицах:

$$Q = S_{\text{п}} \cdot F \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot S_{\text{п}} \cdot F \cdot n. \quad (6.3.4)$$

Между плунжером и точкой подвеса штанг, т. е. головкой балансира, от которого плунжеру передается возвратно-поступательное движение, находится длинная колонна штанг, которую необходимо рассматривать как упругий стержень. Поэтому движение плунжера ни по амплитуде, ни по фазе не совпадает с движением точки подвеса. Другими словами, ход плунжера $S_{\text{п}}$ не равен ходу точки подвеса S . Действительный ход плунжера не поддается прямому измерению. Ход точки подвеса поддается измерению и бывает известен из паспортной характеристики станка-качалки. Поэтому в формулу (6.3.4) вместо $S_{\text{п}}$ подставляют S , при этом получается так называемая теоретическая подача ШГН:

$$Q_{\text{т}} = 1440 \cdot S \cdot F \cdot n. \quad (6.3.5)$$

Действительная подача $Q_{\text{д}}$, замеренная на поверхности после сепарации и охлаждения нефти, как правило, меньше теоретической (за исключением насосных скважин с периодическими фонтанными проявлениями) в силу целого ряда причин. Отношение $Q_{\text{д}}$ к $Q_{\text{т}}$ называют коэффициентом подачи насоса, который учитывает все возможные факторы, отрицательно влияющие на подачу ШГН. Таким образом, коэффициент подачи:

$$\eta = Q_{\text{д}} / Q_{\text{т}}. \quad (6.3.6)$$

Для каждой конкретной скважины величина η служит в известной мере показателем правильности выбора оборудования и режима откачки установки. Нормальным считается, если $\eta > 0,6-0,65$.

Однако бывают условия (большие газовые факторы, низкие динамические уровни), когда не удается получить и этих значений коэффициентов подачи, и тем не менее откачка жидкости с помощью ШГН может оставаться самым эффективным способом эксплуатации.

На коэффициент подачи ШГН влияют постоянные и переменные факторы.

К постоянным факторам можно отнести:

- влияние свободного газа в откачиваемой смеси;
- уменьшение полезного хода плунжера по сравнению с ходом точки подвеса штанг за счет упругих деформаций насосных штанг и труб;
- уменьшение объема откачиваемой жидкости (усадка) в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации в сепарационных устройствах.

К переменным факторам, изменяющимся во времени, можно отнести:

- утечки между цилиндром и плунжером, которые зависят от степени износа насоса и наличия абразивных примесей в откачиваемой жидкости;
- утечки в клапанах насоса из-за их не мгновенного закрытия и открытия и, главным образом, из-за их износа и коррозии;
- утечки через не герметичности в муфтовых соединениях НКТ, которые все время подвергаются переменным нагрузкам.

Переменные факторы, сводящиеся к различного рода утечкам, меняются во времени и поэтому их трудно определить расчетным путем, за исключением утечек через зазор между плунжером и цилиндром. Это приводит к тому, что коэффициент подачи η вновь спущенного в скважину насоса, после незначительного его снижения в начальный период в результате приработки плунжера, затем стабилизируется и длительное время остается практически постоянным. Затем он заметно начинает снижаться в результате прогрессирующего износа клапанов, их седел и увеличения зазора между плунжером и цилиндром. Наряду с этим может произойти и резкое уменьшение коэффициента подачи в результате смещения втулок насосов, отворотов и не герметичностей в муфтах.

Таким образом, результирующий коэффициент подачи насоса можно представить, как произведение нескольких коэффициентов, учитывающих влияние на его подачу различных факторов:

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4,$$

где η_1 – коэффициент наполнения цилиндра насоса жидкостью, учитывающий влияние свободного газа; η_2 – коэффициент, учитывающий влияние уменьшения хода плунжера; η_3 – коэффициент утечек, учитывающий наличие неизбежных утечек жидкости при работе насоса; η_4 – коэффициент усадки, учитывающий уменьшение объема жидкости при достижении ею поверхностных емкостей.

6.4. Оборудование штанговых глубиннонасосных установок

ШГН разделяются на невставные или трубные и вставные (рис. 6.4.1). Основные особенности их конструкции состоят в следующем.

Не вставные насосы (рис. 6.4.1, а, б). Цилиндр спускается в скважину на насосных трубах без плунжера. Плунжер спускается отдельно на насосных штангах. Плунжер вводится в цилиндр вместе с подвешенным к плунжеру всасывающим клапаном. Чтобы плунжер довести до цилиндра насоса без повреждений через трубы, последние должны иметь внутренний диаметр больше наружного диаметра плунжера (примерно на 6 мм). Для извлечения не вставного насоса в случае замены или ремонта необходимо сначала извлечь штанги с висящим на их конце плунжером, а затем насосные трубы с висящим на их конце цилиндром насоса.

Вставные насосы (рис. 6.4.1, в). Цилиндр в сборе с плунжером и клапанами спускается на штангах. В этом случае на конце насосных труб заранее устанавливается специальное посадочное устройство - замковая опора, на которой происходит посадка и уплотнение насоса. Для извлечения вставного насоса в случае ремонта достаточно извлечь только штанги, вместе с которыми извлекается весь насос. Поскольку при вставном насосе через трубы данного диаметра пропускается не только плунжер, но и цилиндр вместе с кожухом, то диаметр плунжера вставного насоса должен быть намного меньше диаметра трубного. Поэтому подача вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше подачи не вставного.

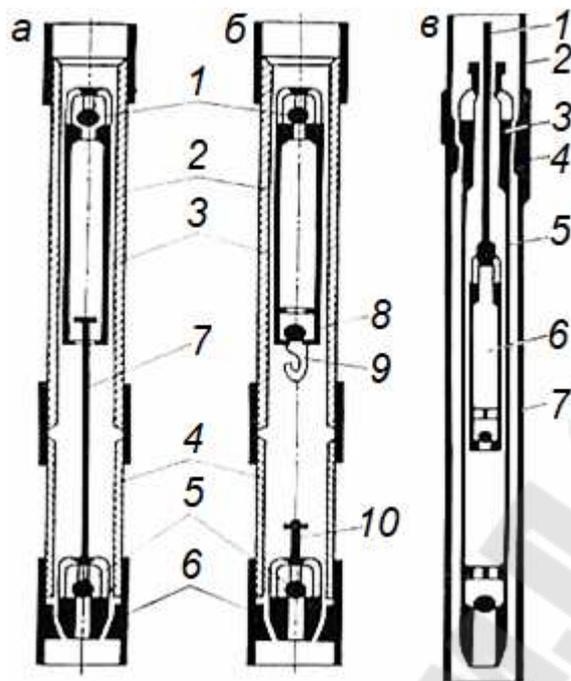


Рис. 6.4.1. Принципиальная схема скважинных штанговых насосов: *а* – не вставной насос со штоком типа НГН-1; *б* – не вставной насос с ловителем типа НГН-2; 1 – нагнетательные клапаны, 2 – цилиндры, 3 – плунжеры; 4 – патрубки-удлинители, 5 – всасывающие клапаны, 6 – седла конусов, 7 – захватный шток, 8 – второй нагнетательный клапан, 9 – ловитель, 10 – наконечник для захвата клапана; *в* – вставной насос типа НГВ-1: 1 – штанга, 2 – НКТ, 3 – посадочный конус, 4 – замковая опора, 5 – цилиндр, 6 – плунжер, 7 – направляющая трубка

Как видно из рис. 6.4.1, *а*, в не вставном насосе НГН-1 всасывающий клапан 5 держится в седле конуса 6 и соединен с плунжером 3 специальным штоком 7. Это позволяет при подъеме штанг, а, следовательно, и плунжера сразу извлечь всасывающий клапан 5. Такая операция необходима не только для замены или ремонта клапана, но и для спуска жидкости из насосных труб перед их подъемом. Однако наличие длинного штока не позволяет установить в нижней части плунжера второй нагнетательный, клапан для уменьшения вредного пространства и повышения надежности работы насоса. Кроме того, наличие штока внутри плунжера ограничивает ход последнего, и в насосах этой конструкции он не превышает 1 м.

В насосах НГН-2 (рис. 6.4.1, *б*) – два нагнетательных клапана. Это существенно уменьшает объем вредного пространства и повышает коэффициент наполнения при откачке газированной жидкости. У этих насосов для посадки и извлечения всасывающего клапана 5 имеется специальный ловитель 9, которым захватывается шток 10. После спуска плунжера на штангах и посадки всасывающего клапана на ко-

нус поворотом штанг ловитель разъединяется от штока, и плунжер может производить возвратно-поступательное движение с любой допускаемой для цилиндра величиной хода. Перед подъемом насоса для его ремонта необходимо ловителем захватить шток конуса. Это осуществляется поворотом штанг по часовой стрелке при посаженном плунжере до отказа. Если операция ловли конуса неудачна, то насосные трубы приходится поднимать вместе с жидкостью, что сильно осложняет работу бригады текущего ремонта.

Вставные насосы НГВ-1 имеют один или два клапана, размещенные в верхней и нижней части плунжера. Поскольку на штангах извлекается и опускается весь насос в сборе, то отпадает необходимость иметь ловитель или шток для подъема всасывающего клапана.

Серийно выпускаемые насосы имеют следующие номинальные диаметры цилиндров, мм:

НГН-1 – 28; 32; 43; 55; 68;

НГН-2 – 28; 32; 38; 43; 55; 68; 82; 93;

НГВ-1 – 28; 32; 38; 43; 55; 68.

Фактические диаметры могут отличаться от номинальных на 1-2 мм в большую сторону (для 93-мм насоса фактический диаметр может доходить до 96 мм). Это объясняется повторным использованием как плунжеров, так и цилиндров, а также и других деталей насосов после их реставрации на заводах или в мастерских.

Цилиндры насосов. Цилиндры собираются из коротких (0,3 м) стальных или чугунных втулок, вставляемых на специальной оправке в кожух и сжатых с торцов муфтами кожуха. Число втулок в насосах НГН-1 – от 2 до 7, что обеспечивает ход плунжера до 0,9 м; в насосах НГН-2 – от 6 до 24 и в насосах НГВ-1 – от 9 до 27, что обеспечивает ход плунжера до 6 м. В некоторых случаях цилиндры короткоходных насосов изготавливаются из цельной стальной трубы с гладко обработанной внутренней поверхностью. Длинные цельные цилиндры изготовить технически трудно, так как при этом не удастся выдержать необходимую точность.

Конструктивно вставные насосы несколько сложнее не вставных.

Все насосы по зазору между плунжером и цилиндром делятся на три группы посадки:

Группа посадки	I	II	III
Зазор, мкм	20-70	70-120	120-170

Насосы III группы посадки, как правило, применяются для глубоких скважин при откачке вязких нефтей и эмульсий и при больших отборах жидкости. Насосы II группы посадки применяются при средних глубинах и откачке масляной нефти. Насосы I группы применяют для глубоких скважин при откачке масляной нефти при полном отсутствии песка в откачиваемой жидкости.

Плунжеры насосов. Плунжеры изготавливаются из стальных труб стандартной длины 1,2 м. Наружная поверхность - полированная хромированная. Плунжеры бывают гладкие (рис. 6.4.2, а), с кольцевыми канавками (рис. 6.4.2, б), с винтовой канавкой (рис. 6.4.2, в) и типа «пескобрей» (рис. 6.4.2, г).

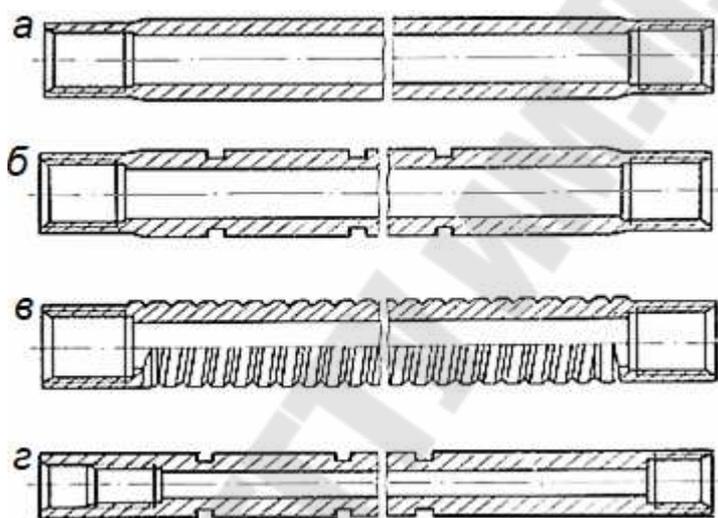


Рис. 6.4.2. Плунжеры, применяемые для штанговых глубинных насосов

Кроме того, имеются плунжеры, армированные тремя или четырьмя резиновыми кольцами, которые применяются в насосах НГН-2Р, что означает: насос глубинный невставной типа 2 с плунжером, имеющим резиновые кольца (Р).

Если цилиндр насоса безвтулочный, а плунжер с резиновыми кольцами, то к шифру будет добавлена буква Б, например, НГН-1РБ (буква Б означает безвтулочный).

Клапаны насоса (рис. 6.4.3, 6.4.4). Наиболее быстро изнашиваемым узлом в насосе является клапан. Непрерывные удары шарика по седлу под действием столба жидкости в течение длительного времени разбивают поверхность контакта, и герметичность клапана нарушается. Особенно тяжелые условия для работы клапана создаются при откачке жидкости с абразивной взвесью (песком) и при наличии коррозионной среды.

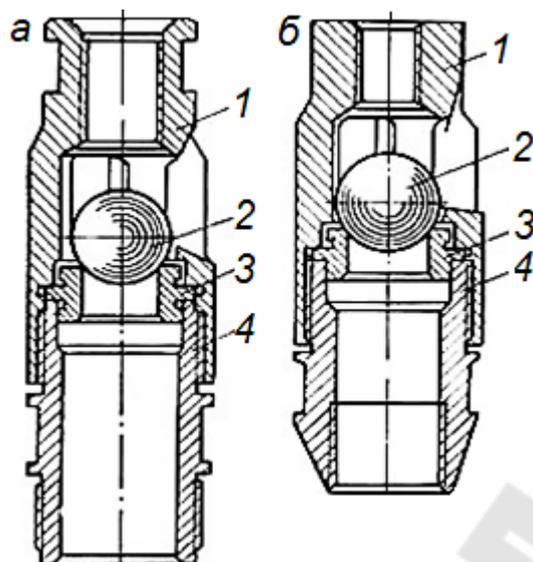


Рис. 6.4.3. Клапанные узлы: а - нагнетательный клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм); б - всасывающий клапан для насосов НГН-1 (43, 55 и 68 мм);
1 – клетка клапана; 2 – шарик; 3 – седло клапана; 4 – ниппель или ниппель-конус

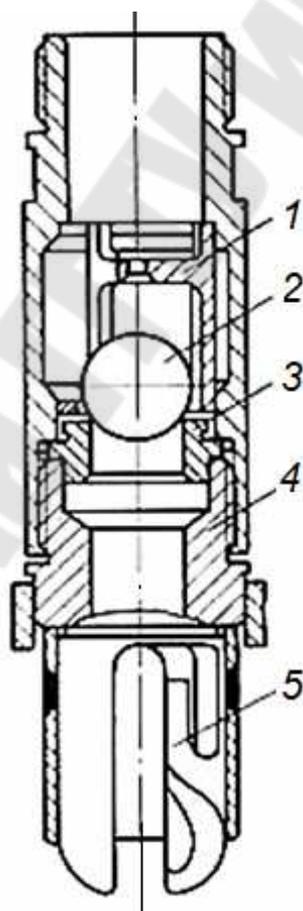


Рис. 6.4.4. Нижний нагнетательный клапан насосов НГН-2 с ловителем для захвата штока всасывающего клапана: 1 – клетка клапана; 2 – шарик; 3 – седло клапана;
4 – корпус ловителя; 5 – ловитель

Штанги. Обычные штанги выпускаются четырех номинальных размеров по диаметру тела штанги: 16, 19, 22 и 25 мм. Концы штанги имеют утолщенные головки с квадратным сечением для захвата специальными ключами при свинчивании и развинчивании колонны штанг. Штанги соединяются штанговыми муфтами (рис. 6.4.5).

Кроме штанг нормальной длины (8 м) выпускаются укороченные штанги длиной 1; 1,2; 1,5; 2; 3 м стандартных диаметров. Укороченные штанги необходимы для регулировки длины всей колонны штанг с таким расчетом, чтобы висящий на них плунжер перемещался в цилиндре насоса в заданных пределах. Верхний конец колонны штанг заканчивается утолщенным полированным штоком, проходящим через сальниковое уплотнение устья скважины. В зависимости от условий эксплуатации штанги выпускаются с различной прочностной характеристикой. Для их изготовления используются стали марки 40 или никель-молибденовые стали марки 20НМ с термообработкой и последующим поверхностным упрочнением токами высокой частоты.

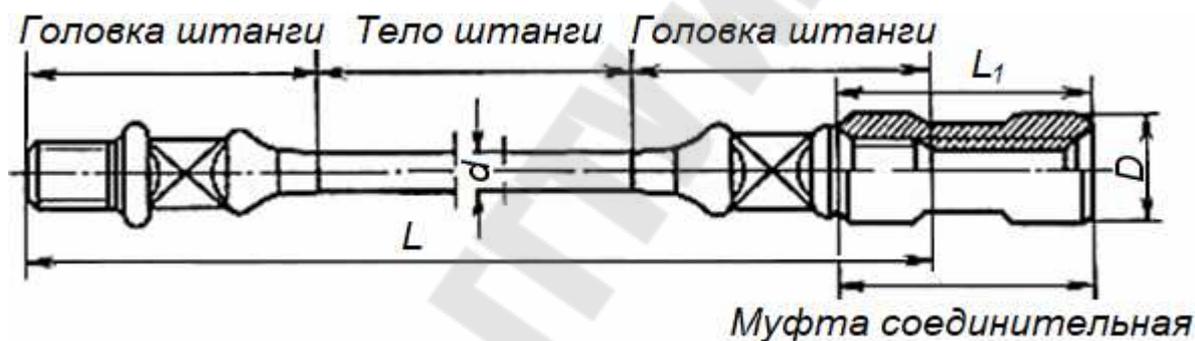


Рис. 6.4.5. Насосная штанга и соединительная муфта

Несмотря на то, что верхние сечения штанг обычно бывают наиболее нагруженными, практика показывает, что поломки и обрывы штанг случаются и в нижних сечениях. При использовании насосов больших диаметров (56, 70, 95 мм), особенно при откачке вязких жидкостей и при больших скоростях плунжера ($S_n > 30$) нижние штанги могут испытывать продольный изгиб и, как следствие, отвороты и поломки. В таких случаях прибегают к установке «утяжеленного низа», состоящего из 2-6 тяжелых штанг или труб общей массой 80-360 кг. Это улучшает условия работы нижней части колонны штанг, но одновременно сокращает предельную глубину подвески насоса.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) бывают с гладкими и высаженными (равнопрочные) концами. Трубы с гладкими концами

имеют постоянный диаметр по длине и поэтому в местах нарезки под муфтовые соединения несколько ослаблены. Трубы с высаженными наружу концами имеют утолщенные концы в местах нарезки под муфтовые соединения и поэтому повышенную прочность нарезанной части трубы.

По длине НКТ разделяются на три группы: *I* – от 5,5 до 8 м; *II* – 8-8,5 м; *III* – 8,5-10 м.

Трубы изготавливаются из сталей пяти групп прочности: Д, К, Е, Л, М. Гладкие трубы и муфты к ним групп прочности К, Е, Л, М, а также все трубы с высаженными концами подвергаются термообработке.

НКТ в скважинах, особенно при работе ШГН, несут большую нагрузку. Кроме растяжения от действия собственного веса они подвержены нагрузке от веса столба жидкости, заполняющей НКТ, и иногда от веса колонны штанг при их обрыве в верхней части или при посадке плунжера на шток всасывающего клапана. В искривленных скважинах они подвергаются трению штанговыми муфтами. При больших противодавлениях на устье еще добавляется сила, равная произведению устьевого давления на площадь сечения трубы. Обычно коэффициент запаса прочности для НКТ принимают равным 1,3-1,5, считая по нагрузке, соответствующей напряжению текучести.

Трубы маркируются у муфтового конца. На клейме указываются условный диаметр, толщина стенки (мм), товарный знак завода, группа прочности (буква), месяц и год выпуска. Толщина стенок указывается только для труб 73 и 89 мм.

Недопустим спуск НКТ без смазки резьбовых соединений, а также их транспортировка без предохранительных колец и деревянных заглушек.

Для уменьшения собственного веса труб при необходимости их спуска на большую глубину применяют ступенчатую колонну НКТ с большим диаметром вверху и малым внизу. Для работы в коррозионной среде находят все большее применение НКТ с внутренним покрытием лакокрасками, эмалями или металлическим покрытием из алюминия.

Оборудование устья скважины. Устьевое оборудование штанговой насосной скважины предназначено для герметизации затрубного пространства и отвода продукции скважины.

В связи с широким распространением однострунной системы сбора продукции скважин при централизованных установках по сепарации

рации газа и замеру дебитов сильно возросли давления на выкидах насосных установок. В некоторых случаях возникает необходимость иметь на устье скважин (удаленные скважины, высокие вязкости жидкости) давления, достигающие до 4 МПа. Это усложняет конструкцию устьевого оборудования и повышает к нему технические требования. Типичной обвязкой устья скважины, оборудованной ШГН, является конструкция, показанная на рис. 6.4.6.

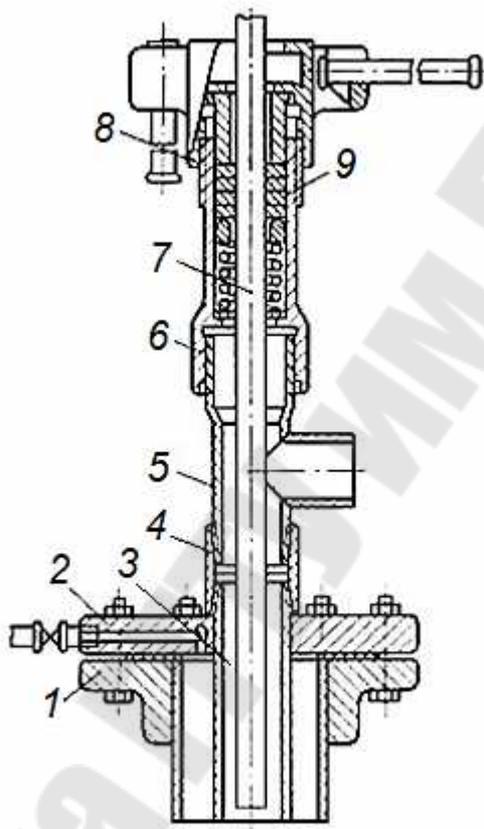


Рис. 6.4.6. Типичное оборудование устья скважины для штанговой глубиннонасосной установки: 1 – колонный фланец; 2 – планшайба; 3 – НКТ; 4 – опорная муфта; 5 – тройник, 6 – корпус сальника, 7 – полированный шток, 8 – головка сальника, 9 – сальниковая набивка

Устьевой сальник герметизирует выход полированного штока. В полость сальника укладываются разрезные кольца из прорезиненного тканевого ремня или специальной нефтестойкой резины, которые уплотняются вворачиванием верхней нажимной муфты. Часто причиной нарушения герметичности устьевого сальника является несовпадение центра сальника с центром канатной подвески штанг или ее отклонение от вертикали при движениях балансира. Такие отклонения в той или иной мере всегда имеют место при недостаточной точности уста-

новки станка-качалки, балансира или их нарушении в процессе длительной работы. Это обусловило появление устьевых сальников с самоустанавливающейся головкой с шаровым шарнирным соединением. Такой сальник рассчитан на давление до 4,0 МПа. Шаровая головка сальника допускает отклонение его оси от вертикали в любую сторону до 3° . Герметичность в шаровом сочленении обеспечивается уплотнительным кольцом из нефтестойкой резины. Шаровое сочленение увеличивает срок службы сальниковой набивки и полированного штока. При необходимости периодически сальниковую набивку подтягивают завинчиванием крышки головки

Канатная подвеска. Сальниковый шток присоединяется к головке балансира с помощью канатной подвески. Конструкция канатной подвески допускает установку прибора – динамографа для снятия диаграммы - зависимости силы, действующей в точке подвеса, от хода штока – $P(S)$. Кроме того, с помощью канатной подвески регулируется посадка плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра.

Канатная подвеска (рис. 6.4.7) состоит из нижней 1 и верхней 4 траверс. В нижнюю траверсу заделаны с помощью специальных зажимов 2 концы канатной петли 7. На верхней траверсе укреплен клиновой зажим 5, удерживающий сальниковый шток. По краям нижней траверсы имеются винты 3 для подъема верхней траверсы при установке в их разъем динамографа. Элементы конструкции канатных подвесок, входящих в комплект станка-качалки, стандартизованы. Канатная петля одевается на специальный ролик, имеющийся на головке балансира. Изменение места захвата сальникового штока клиновым захватом достигается перестановкой верхней траверсы вдоль штока на требуемое место и повторной затяжкой клинового захвата муфтой 6.

Штанговращатель. Штанговращатель – механическое приспособление, закрепляемое на сальниковом штоке для медленного проворачивания колонны штанг и плунжера «на заворот» при каждом ходе головки балансира. Штанговращатели применяются при эксплуатации искривленных скважин для предотвращения одностороннего истирания штанг, муфт и плунжера, для предотвращения отворотов штанговых колонн, а также в случаях применения пластинчатых скребков, укрепляемых на колонне штанг для удаления отложений парафина на внутренних стенках насосных труб.

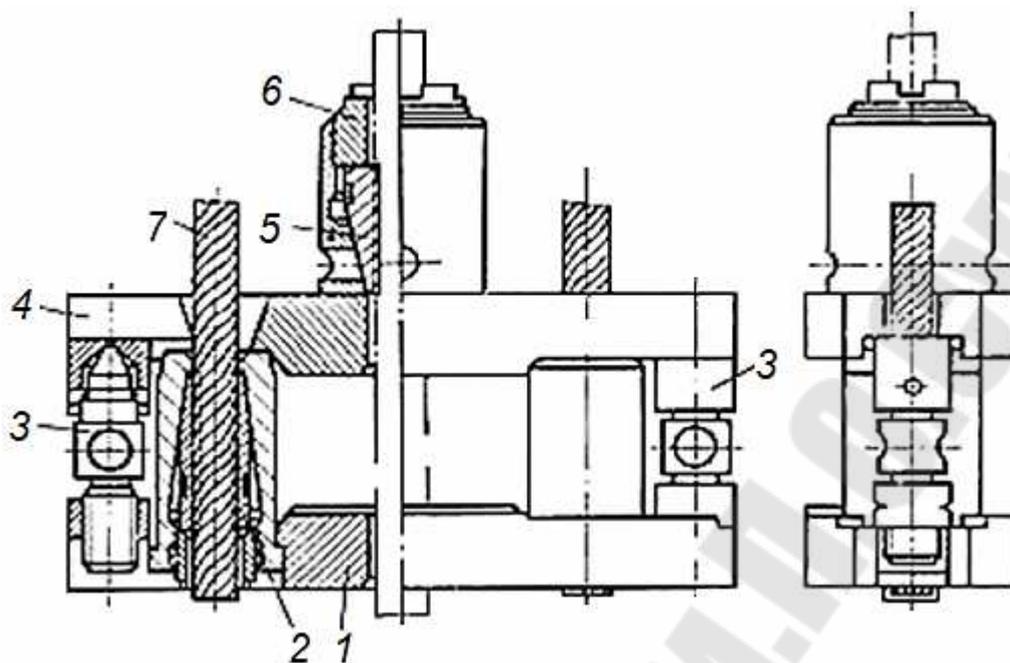


Рис. 6.4.7. Канатная подвеска сальникового штока

Обычно штанговращатель состоит из зубчатого круглого диска, закрепляемого на теле штока горизонтально, и храпового механизма с шарнирным зубом и рычагом, который тросом соединяется с неподвижной точкой. При каждом качании балансира трос натягивается, перемещает рычаг, с помощью которого шарнирный зуб (собачка) поворачивает диск на один шаг. Таким образом, штанги делают один оборот за такое число качаний, сколько зубьев имеется в диске по его периметру. Штанговращатели существенно улучшают работу ШГН при осложненных условиях эксплуатации.

Станки-качалки (СК). На нефтяных промыслах в эксплуатации имеются СК различных типоразмеров и конструкций. В механическом и кинематическом отношении они достаточно совершенны (рис. 6.4.8). В современных конструкциях СК имеют не откидную головку балансира, а поворотную, что облегчает работу бригады подземного ремонта и сокращает возможность травматизма. Кроме того, предусматривается плавное, механизированное перемещение кривошипных противовесов и ряд других изменений. Имеется широкий ассортимент СК. В шифре СК указывается грузоподъемность, максимальный ход и допустимый момент на валу редуктора.

Пример шифра СК3-1,2-630. Это означает: грузоподъемность станка-качалки – 3 т, максимальный ход – 1,2 м, наибольший крутящий момент на валу редуктора – 630 кгс·м.

Новые СК имеют только роторное уравнивание, двухступенчатые редукторы с шевронными зубчатыми колесами с зацеплением Новикова.

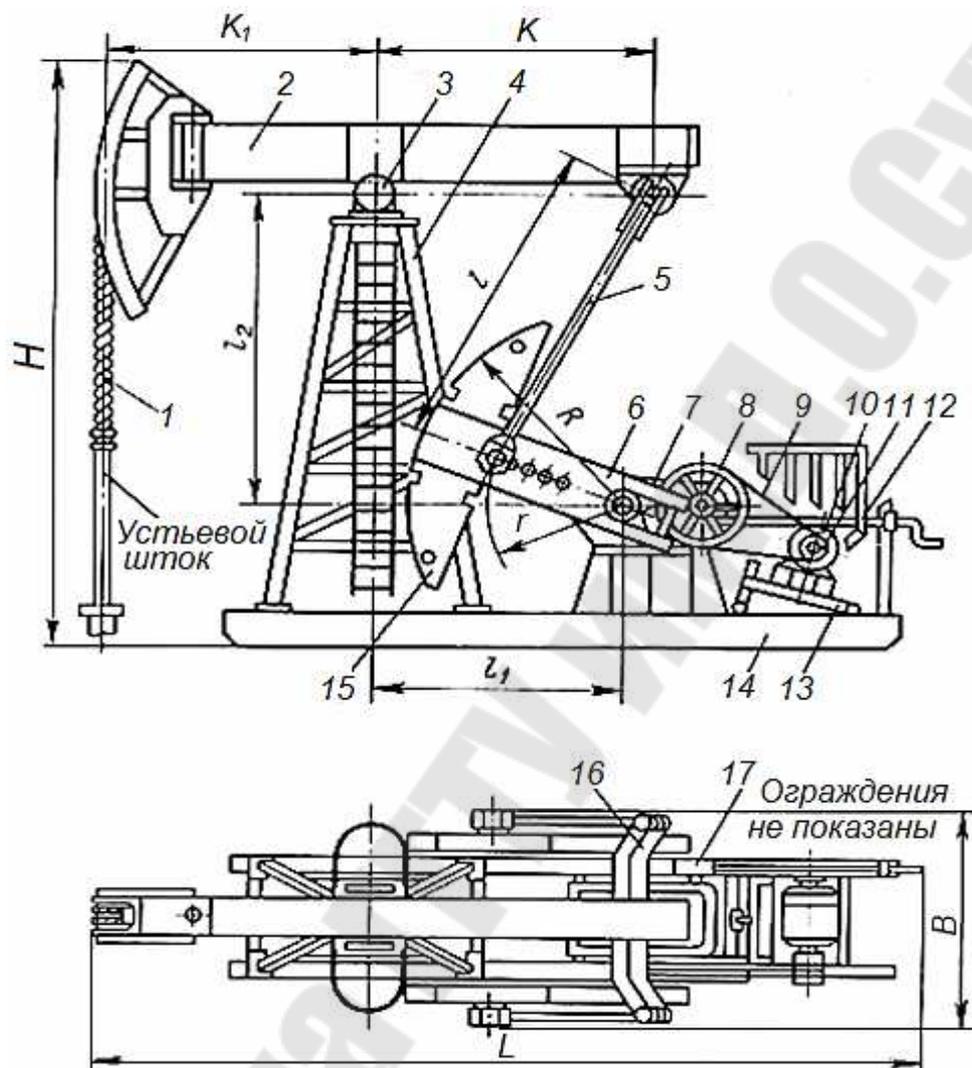


Рис. 6.4.8. Схема балансирующего станка-качалки: 1 – канатная подвеска; 2 – балансир с поворотной головкой; 3 – опора балансира; 4 – стойка; 5 – шатун; 6 – кривошип; 7 – редуктор; 8 – ведомый шкив; 9 – клиноременная передача; 10 – электродвигатель; 11 – ведущий шкив; 12 – ограждения; 13 – салазки поворотные для электродвигателя; 14 – рама; 15 – противовес; 16 – траверса; 17 – тормозной шкив

Тихоходный вал редуктора имеет два шпоночных паза, расположенных под углом 90° . Это позволяет переставлять кривошип на 90° и перераспределять зону износа зубьев редуктора на менее изношенные участки. Такая мера увеличивает сроки службы редуктора.

СК оборудованы двухколодочным тормозом с ручным приводом. Тормозной барабан закреплен на трансмиссионном валу редуктора. С помощью тормоза балансир и противовесы качалки могут

быть зафиксированы в любом положении. Электродвигатель устанавливается на салазках, наклон которых регулируется для достижения необходимого натяжения тиксотропных ремней трансмиссионной передачи. Изменение длины хода балансира достигается перестановкой пальца шатуна на кривошипе, а изменение числа качаний достигается сменой шкива на валу электродвигателя на другой размер.

Кроме описанных балансирных станков-качалок существует много других индивидуальных приводов для штанговых насосных установок, не получивших, однако, широкого распространения. К числу таких приводов можно отнести безбалансирные станки-качалки, в которых возвратно-поступательное движение штанг осуществляется с помощью цепи или канатов, перекинутых через шкивы-звездочки, укрепленные на наклонной к устью скважины пирамиде-опоре. Канатная подвеска (или цепь) прикрепляется к штангам, а другим концом к кривошипу редуктора.

При вращении вала редуктора и укрепленных на валу кривошипов канаты подвески и колонна штанг совершают возвратно-поступательное движение. Отсутствие тяжелого высокоподнятого на пирамиде-стойке балансира позволяет уменьшить массу безбалансирных станков и несколько улучшить кинематику привода. Безбалансирные СК уравниваются с помощью противовесов, укрепляемых на кривошипе, как и у балансирных СК.

Существуют балансирные СК с гидропневматическим и пневматическим уравниванием. Эти станки более компактные, чем обычные балансирные, имеют более плавный ход, меньшие инерционные нагрузки. Однако они сложнее в изготовлении, дороже и, несмотря на некоторое уменьшение габаритных размеров, более металлоемки. Уравнивание в них достигается как за счет использования роторных противовесов, так и за счет сжатия воздуха в специальном цилиндре с перемещающимся в нем поршнем. Кроме того, на СК с пневматическим уравниванием обязательно имеется небольшой одноцилиндровый компрессор для подкачки воздуха в систему уравнивания.

6.5. Исследование скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками

Исследование скважин с ШГН необходимо для изучения интенсивности притока из пласта и построения индикаторной кривой, а

также для изучения работы самого насоса и выявления причин низкого коэффициента подачи.

Изменение отбора жидкости ШГН достигается либо изменением хода полированного штока перестановкой пальца шатуна на кривошипе, либо изменением числа качаний сменой шкива на валу электродвигателя.

При каждом изменении режима откачки после выхода скважины на установившийся режим, что определяется по стабилизации дебита, замеряется прямым или косвенным методом забойное давление, соответствующее данному установившемуся режиму работы. Для прямого измерения забойного давления созданы малогабаритные скважинные манометры диаметром 22-25 мм. Такие приборы могут быть спущены в межтрубное пространство скважины на стальной проволоке через отверстие в планшайбе при эксцентричной подвеске НКТ на устье. Полученные таким образом данные о забойном давлении наиболее достоверны. Однако в глубоких искривленных скважинах, а также при малых зазорах в межтрубном пространстве бывают прихваты манометра и обрывы проволоки. Для предотвращения этого используются так называемые лифтовые скважинные манометры, подвешиваемые к приемному патрубку ШГН и спускаемые в скважину вместе с НКТ. Эти манометры имеют часовой механизм с многосуточным заводом и фиксируют динамику изменения давления на глубине спуска прибора в процессе трех-четырёхкратного изменения режимов откачки (дебитов). Такой метод позволяет получить достаточно надежные результаты исследования, однако он связан с необходимостью осуществления спускоподъемных операций для спуска и подъема лифтового манометра. Поэтому эти замеры приурочивают к очередным ремонтным работам на скважине или очередной смене насоса.

К косвенным методам исследования скважины на приток относится замер глубины динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве, устанавливающегося при том или ином режиме откачки специальными приборами – эхолотами.

Эхолот работает следующим образом. В межтрубное пространство посылается звуковой импульс, который отражается от уровня жидкости, возвращается к устью скважины и улавливается микрофоном, соединенным через усилитель с регистрирующим устройством, записывающим все сигналы. Измеряя расстояние между двумя пиками диаграммы, соответствующими начальному импульсу и отраженному от уровня, можно определить глубину этого уровня.

Поскольку звуковой сигнал проходит двойное расстояние от устья до уровня и обратно, то, если известна скорость распространения звуковой волны в газовой среде межтрубного пространства, глубина уровня может быть найдена из простого соотношения:

$$S = vt / 2,$$

где S – глубина уровня; t – время от момента подачи импульса до прихода отраженного сигнала, который проходит за это время путь $2S$; v – скорость звука в газовой среде межтрубного пространства; l – расстояние между двумя пиками.

Этот метод определения уровня жидкости имеет ряд недостатков. Скорость звука v в межтрубном пространстве зависит от давления, температуры и плотности газа, заполняющего это пространство. Погрешность в определении v непосредственно влияет на определяемую величину уровня S .

При измерении нескольких значений S_i и вычислении по ним величин ΔS_i , соответствующих нескольким режимам отбора жидкости в той же скважине, погрешности уменьшаются, так как систематическая ошибка в величине v одинаково отразится на всех измеряемых значениях S .

Чтобы исключить ошибки, связанные с определением скорости звука в межтрубном пространстве, на колонне НКТ устанавливают репер – утолщенную муфту, на 50-60% перекрывающую межтрубное пространство. Глубина установки этого репера S_0 заранее известна. В этом случае на эхограмме получаются три пика: первый соответствует моменту подачи импульса на устье, второй – отраженному сигналу от репера и третий – отраженному сигналу от уровня. Очевидно, что расстояния между пиками эхограммы пропорциональны глубинам установки репера S_0 и уровня S . Из пропорции $S / S_0 = l / l_0$ находим $S = S_0 l / l_0$.

Установка репера исключает необходимость определения скорости звука в кольцевом пространстве. Для большей точности репер устанавливают вблизи уровня жидкости.

Современные высокочувствительные эхолоты не требуют установки репера, так как фиксируют сигналы, отраженные от каждой муфты колонны НКТ. В этом случае глубина измеряемого уровня определяется подсчетом по эхограмме числа пиков до сигнала, соответствующего уровню жидкости, и умножением числа пиков на длину одной трубы.

Для создания звукового импульса и улавливания отраженных сигналов имеется «хлопушка» – специальный короткий патрубок, присоединяемый к фланцу задвижки межтрубного пространства, с ударником, производящим выстрел маломощного порохового заряда. Кроме того, в хлопушке или ее боковом отводе имеется кварцевый чувствительный микрофон. В некоторых конструкциях эхолотов вместо микрофона используют термофоны. Микрофон превращает звуковые сигналы в электрические, поступающие в усилитель. В современных эхолотах имеется электронный усилитель с трехканальным фильтром для глушения помехи и выделения измеряемого сигнала. Усилитель питается от батареи постоянного тока.

Три канала, устанавливаемых поворотом трехпозиционного переключателя, обеспечивают выделение (с помощью электрических фильтров) сигналов, отраженных от верхних муфт, выделение сигналов от муфт, находящихся на большой глубине, и выделение сигнала от уровня жидкости при больших глубинах (рис. 6.5.1).

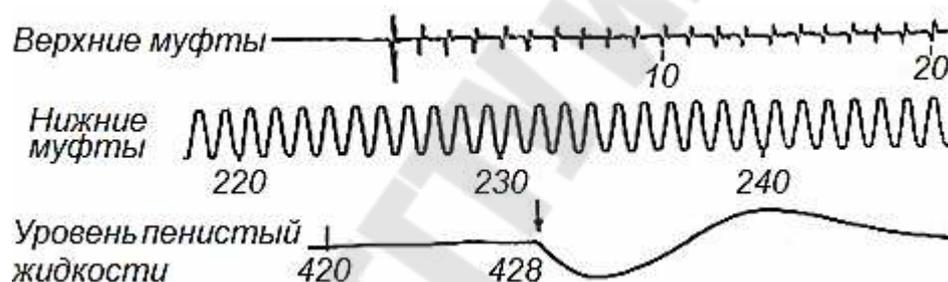


Рис. 6.5.1. Типичные эхограммы, снятые с помощью трехканального эхолота

Эхолот – переносной прибор, собран в небольшом ящике-футляре. Хлопушка присоединяется без разрядки газа из межтрубного пространства и допускает измерения при давлениях до 2,5 МПа.

Наличие вспененной жидкости в межтрубном пространстве скважины затрудняет получение четкого отраженного сигнала от уровня и является общим недостатком измерения эхолотом. Поэтому перед измерением очень важно не производить разрядки газа из межтрубного пространства во избежание вспенивания. Однако это не всегда возможно, так как некоторые конструкции хлопушек предусматривают ее соединение через специальное отверстие в устьевой планшайбе, закрываемое винтовой пробкой. Необходимо также отметить, что для определения по уровню забойного давления, соответствующего данному отбору жидкости, надо знать среднюю плотность стол-

ба жидкости от уровня до забоя. Определение этой плотности, зависящей от обводненности продукции и газосодержания столба жидкости, затруднительно.

В промысловой практике нашли применение так называемые волномеры, представляющие собой те же эхолоты, но вместо звукового импульса в межтрубное пространство посылается импульс давления газа. Этот импульс создается либо кратковременным впуском газа из баллона высокого давления, либо выпуском газа из межтрубного пространства с помощью специального отсекающего, присоединяемого к межтрубной задвижке.

Динамометрия ШГН. Снятие диаграммы нагрузки на полированный шток в зависимости от хода насоса называется динамометрией ШГН. Она осуществляется силоизмерительным регистрирующим прибором - динамометром.

Сопоставление снятой на ШГН динамограммы с теоретической позволяет выявить отклонения от нормальной работы установки в целом и дефекты в работе самого ШГН. Регулярное обследование ШГН является обязательным, так как позволяет своевременно предотвратить более серьезные осложнения. Динамограмма, кроме того, позволяет уточнить режим от качки и по возможности его улучшить.

Известны динамографы механические, гидравлические, электрические, электромагнитные, тензометрические и др.

Серийно выпускаемый динамограф ГДМ-3 (гидравлический динамограф), установленный в разъем траверс контактной подвески (показана в разрезе), изображен на рис. 6.5.2. В этом динамографе жидкостная камера встроена в верхнем рычаге силоизмерительной части (пластине) 11 силоизмерительного устройства. Правая опора пластин силоизмерительного устройства допускает перестановку опоры, при которой соотношение плеч рычажной системы изменяется. Это позволяет 3 раза изменить масштаб усилий: 1; 0,75; 0,53, что в свою очередь обеспечивает пределы измерения усилий в полированном штоке в 40; 80; 100 кН. Записывающее динамограмму устройство может быть как графическим, так и электронным.

В настоящее время находят широкое применение электронные средства контроля и диагностики нефтедобывающих скважин. Одним из таких средств является электронный динамограф серии СИДДОС и уровнемер серии СУДОС, позволяющие получать информацию с применением современной компьютерной техники и программного обеспечения. Динамографы серии СИДДОС обеспечивают автомати-

зацию контроля динамограмм типа «нагрузка-положение» в рабочем состоянии и при выходе ШГН на режим, а также контроль утечек (тест клапанов). Результаты измерений могут быть распечатаны на микропринтере на скважине, переданы в блок визуализации на промысле или в базу данных.

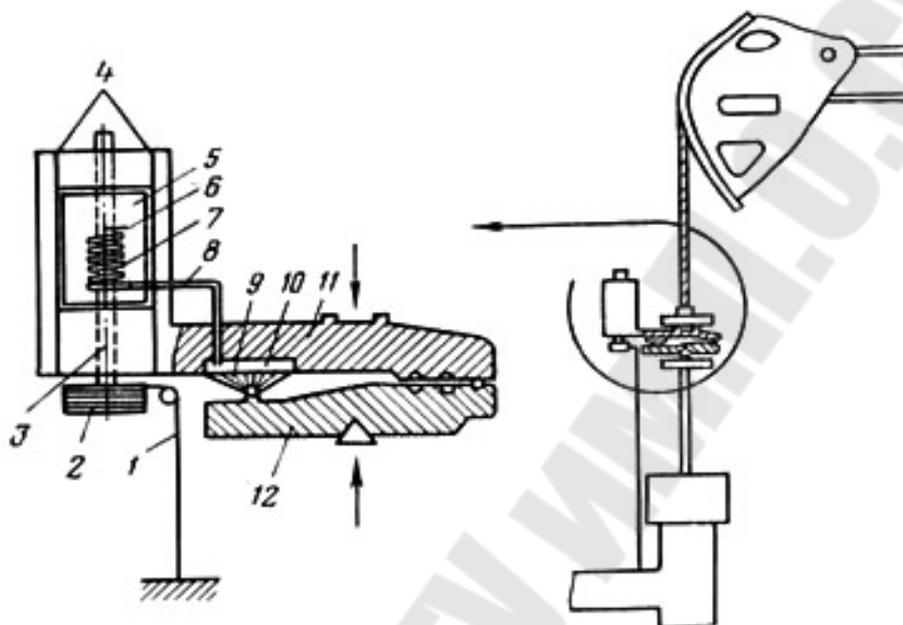


Рис. 6.5.2. Принципиальная схема гидравлического динамографа и его установки между траверсами канатной подвески: 1 – шнур, 2 – шкив ходового вита; 3 – ходовой винт столика; 4 – направляющие салазки столика; 5 – блок записи динамограммы; 6 – перо геликсной пружины; 7 – геликсная пружина; 8 – капиллярная трубка, соединяющая геликсную пружину с полостью силоизмерительной камеры 9; 10 – нажимной диск; 11 – верхний рычаг силоизмерительной части; 12 – нижний рычаг силоизмерительной части

Динамограмма и ее интерпретация. Теоретическая динамограмма показана на рис. 6.5.3. На нее наложена (показана пунктиром) типичная фактическая динамограмма исправного насоса, спущенного на небольшую глубину и работающего в условиях отсутствия газа.

Линия *аб* означает деформацию штанг и труб и отражает процесс восприятия штангами нагрузки от веса жидкости. Это происходит при перемещении штока на величину λ , начиная от нижней мертвой точки (н. м. т.).

Линия *бв* – полезный ход плунжера, во время которого статическая нагрузка на шток равна весу штанг и жидкости.

Точка *в* соответствует верхней мертвой точке (в. м. т.). Линия *вга* – соответствует ходу вниз, при котором также штанги и трубы деформируются, но в обратном порядке, так как нагнетательный кла-

пан открывается, штанги теряют при этом нагрузку и сокращаются, а трубы (всасывающий клапан закрывается) приобретают ее и удлиняются.

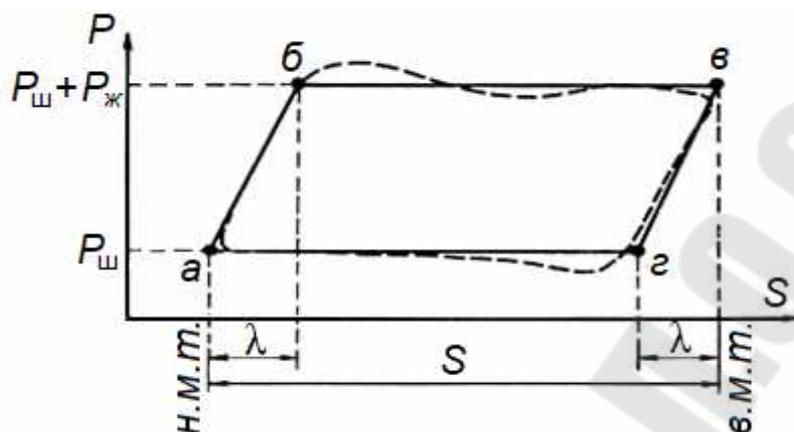


Рис. 6.5.3. Теоретическая динамограмма (сплошная линия), совмещенная с фактической (пунктирная линия), нормально работающей штанговой насосной установки при малых глубинах

Реальная динамограмма всегда отличается от теоретической. Превышение пунктира над линией *бв* означает появление дополнительных нагрузок, связанных с инерцией системы и трением, этим же объясняется снижение пунктирной линии по отношению к линии *га* при ходе вниз. Изучение снятой динамограммы и ее сопоставление с теоретической позволяет выяснить ряд дефектов и неполадок в работе ШГН. Так, смещение точек *б* и *г* вправо означает пропуски в нагнетательной части насоса в результате растягивания во времени процесса перехода нагрузки $P_{ж}$ (вес жидкости) с труб на штанги. Пропуск в нагнетательной части приводит к заполнению объема цилиндра, высвобождаемого плунжером, перетекающей жидкостью и, таким образом, создает на плунжер подпор снизу. Чем больше утечки в нагнетательной части, тем сильнее смещение точек *б* и *г* вправо.

При пропуске в приемной части (всасывающий клапан) происходит обратное явление. Точки *б* и *г* смещаются влево. Утечки жидкости в приемной части раньше времени снимают подпор плунжера снизу и штанги воспринимают вес жидкости быстрее.

На динамограмме отражается вредное влияние газа, попадающего в ШГН. В этом случае переход от точки *в* к линии *аг* происходит плавно, что означает сжатие газа в цилиндре под плунжером. Динамограммы позволяют выявить правильность посадки плунжера в цилиндре. Появление короткого спада нагрузки вблизи н. м. т., ниже

$P_{шт}$, свидетельствует об ударе плунжера о всасывающий клапан. Резкое снижение нагрузки ниже $P = P_{шт} + P_{ж}$ вблизи в. м. т. означает выход плунжера из цилиндра насоса (если насос не вставной), а появление пика у в. м. т. – удары плунжера об ограничительную гайку цилиндра в случае вставного насоса (рис. 6.5.4).

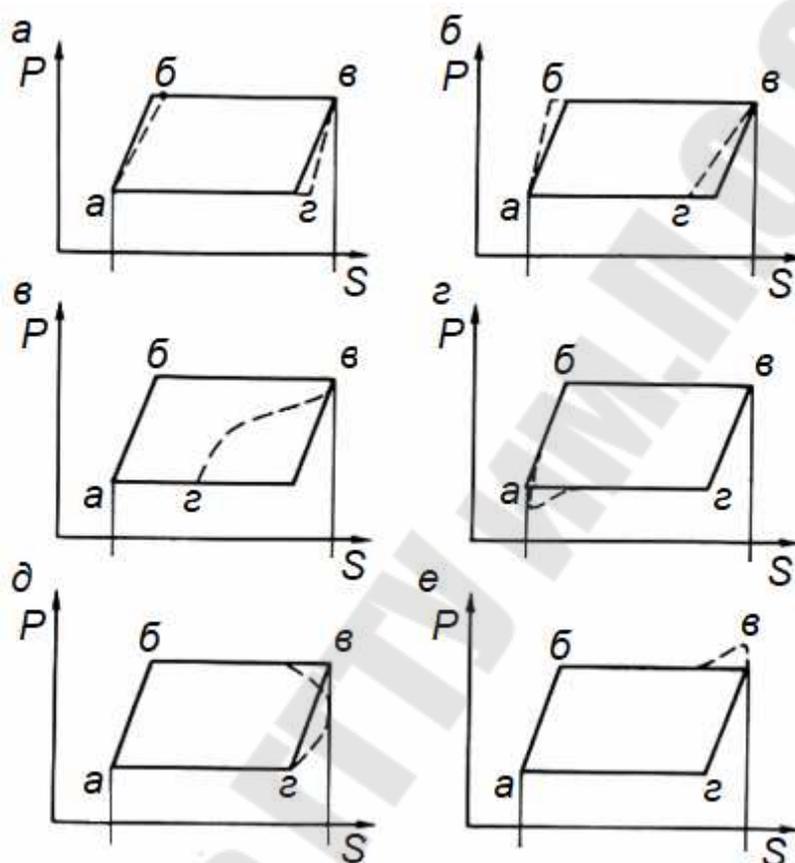


Рис. 6.5.4. Отражение основных дефектов работы штангового насоса на динамограмме: *a* – пропуски в нагнетательной части; *б* – пропуски во всасывающей части; *в* – влияние газа; *г* – низкая посадка плунжера; *д* – выход плунжера из цилиндра трубного насоса; *е* – удары плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса

Подобная расшифровка динамограмм, однако, возможна в ограниченных случаях (малые глубины, жесткие штанги, малые диаметры плунжера). При возникновении колебательных нагрузок, т. е. при динамическом режиме откачки, динамограмма искажается и в некоторых случаях при нормально работающем скважинном насосе может приобрести очень сложный вид. Это является результатом наложения на нормальную динамограмму нагрузок, вызванных колебательными процессами в штангах, которые в свою очередь есть результат интерференции собственных упругих колебаний штанг и вынужденных колебаний, вызванных работой станка-качалки.

6.6. Эксплуатация скважин с ШГН в осложненных условиях

При работе штанговых глубиннонасосных установок часто встречаются условия, осложняющие их работу. К ним следует отнести: большое газосодержание на приеме насоса; большое содержание песка в откачиваемой жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти. В ряде случаев эти осложняющие условия действуют совместно, и тогда возникает необходимость борьбы одновременно с несколькими осложняющими факторами.

Чаще всего возникают осложнения вследствие влияния газа на работу насоса, уменьшающего коэффициент наполнения цилиндра. Из общей теории работы штангового насоса следует, что коэффициент наполнения зависит от газосодержания в условиях приема насоса и доли вредного пространства по отношению к объему, описанному плунжером. Величина газосодержания на приеме насоса $R_{ж}$ в свою очередь зависит от газового фактора Γ_o , растворимости газа в нефти α , давления на приеме насоса $P_{пр}$, коэффициента сепарации m и обводненности продукции n . Такие величины, как обводненность, газовый фактор, растворимость газа, температура на приеме насоса, являются природными факторами и не поддаются изменению. Другие факторы, такие как давление на приеме, коэффициент сепарации и коэффициент вредного пространства, можно изменять. Уменьшение вредного пространства и газового фактора на приеме насоса увеличивает коэффициент его наполнения. Уменьшение вредного пространства достигается применением насоса, имеющего на нижнем конце плунжера дополнительный нагнетательный клапан. Из этого следует, что применение насосов НГН-1 со штоком неэффективно в скважинах с большим газосодержанием на приеме. Существенное уменьшение вредного пространства достигается правильной посадкой плунжера в цилиндре насоса, т. е. такой посадкой, при которой плунжер и его нижний нагнетательный клапан при крайнем нижнем положении головки балансира приближается к всасывающему клапану на минимально возможное расстояние. Увеличение хода при одновременном уменьшении диаметра насоса также уменьшает относительную долю объема вредного пространства.

При увеличении давления на приеме насоса $P_{пр}$, что достигается увеличением глубины погружения насоса под динамический уровень, уменьшается газосодержание на приеме, т. е. величина $R_{ж}$, как за счет дополнительного растворения газа в нефти, так и за счет сжатия газа, оставшегося в свободном состоянии. При погружении насоса на глубину, где давление равно давлению насыщения, вредное влияние газа вообще прекращается, так как свободного газа на этой глубине нет.

На наполнение насоса в известной мере можно влиять, изменяя коэффициент сепарации газа m на приеме насоса, который зависит от условий всасывания газожидкостной смеси. С помощью особых устройств и приспособлений, называемых газовыми якорями, удается увеличить долю газа, уходящего через межтрубное пространство, а, следовательно, уменьшить долю газа, поступающего в цилиндр насоса.

Работа газовых якорей основана на различных принципах, например, таких как отделение газовых пузырьков за счет их всплытия в потоке жидкости, направленном вниз, использование принципа центрифугирования при завихрении потока, использование вибрации тарелок на пружинных подвесках и др.

Так, в однокорпусном якоря (рис. 6.6.1) ГЖС заходит в кольцевое пространство между корпусом якоря 1 и центральной трубой 2, верхний конец которой присоединяется к приемному клапану насоса 4. Направление потока изменяется, газовые пузырьки всплывают и уходят в межтрубное пространство. Жидкость, обедненная газом, поступает в центральную трубку через отверстия 5 и далее в цилиндр насоса. Газовый пузырек 3 увлекается вниз нисходящим потоком жидкости, скорость которого зависит от дебита скважины и площади сечения кольцевого пространства между корпусом 1 и трубкой 2.

Более эффективны для газоотделения двух-, трех- или четырехкорпусные якоря (рис. 6.6.2). В каждую секцию якоря попадает только часть общего расхода. Это означает, что нисходящая скорость потока в корпусе якоря будет меньше, а отделение газа лучше.

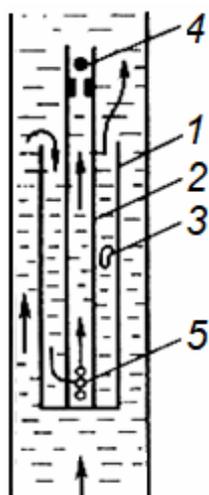


Рис. 6.6.1. Принципиальная схема обычного однокорпусного газового якоря

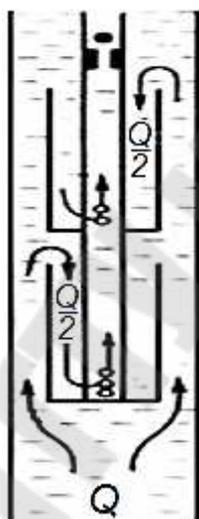


Рис. 6.6.2. Принципиальная схема двухкорпусного газового якоря

Примером удачной конструкции якоря может служить газовый якорь зонтичного типа (рис. 6.6.3). В этом случае межтрубное пространство перекрывается эластичным пакером 1. Газожидкостная смесь поступает в кольцевой зазор между корпусом якоря 2 и всасывающей трубкой 3. Через отверстия в верхней части корпуса ГЖС попадает в межтрубное пространство, газ поднимается вверх, а внизу над эластичным пакером скапливается жидкость практически без газа. Эта жидкость по каналу 4 поступает на прием насоса. Хорошая сепарация газа получается при спуске насоса в зумпф скважины, который в этих условиях действует по принципу якоря-зонта.

Другим фактором, осложняющим работу ШГН, является присутствие в откачиваемой жидкости мелкого песка и иной абразивной

взвеси. Песок, попадая в насос, разрушает пригнанные поверхности деталей насоса, увеличивает утечки жидкости через клапаны и зазор между цилиндром и плунжером, а иногда вызывает заклинивание плунжера и обрывы штанг. Межремонтный период таких скважин составляет несколько недель, после чего необходимы извлечение подземного оборудования и замена насоса. Для борьбы с вредным влиянием песка применяются различные меры, например, крепление призабойной зоны скважины различными смолами, образующими после их кристаллизации на забое прочную проницаемую пористую среду.

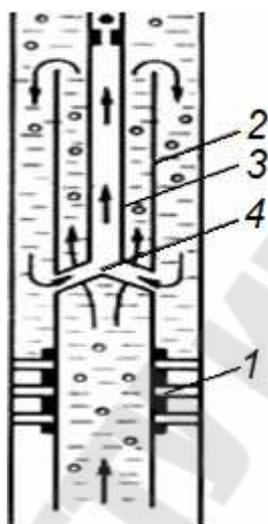


Рис. 6.6.3. Газовый якорь «зонтичного» типа

Для тех же целей используют различные фильтры, а также приспособления, устанавливаемые перед приемным патрубком насоса, называемые песочными якорями. В песочном якорю (рис. 6.6.4, а) жидкость изменяет направление движения на 180° , песок отделяется и скапливается в специальном кармане в нижней части якоря. При заполнении кармана песком якорь извлекают на поверхность и очищают. Условием эффективной работы песочного якоря является существование в якорю скорости восходящего потока жидкости, меньшей скорости оседания частиц песка. По опытным данным эффективность обращенного якоря (рис. 6.6.4, б) выше прямого, так как в нем благодаря насадке создается повышенная скорость потока с песком, направленная вниз. В результате условия оседания песка улучшаются.

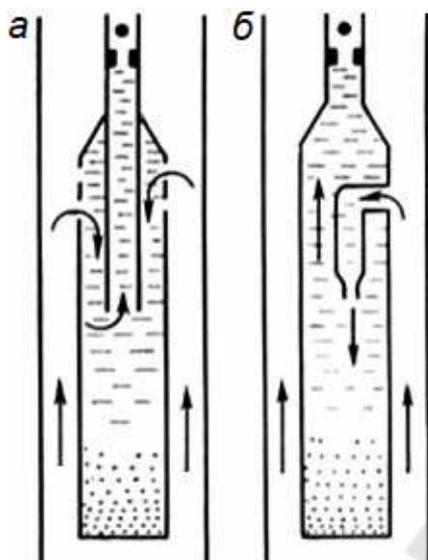


Рис. 6.6.4. Принципиальная схема песочного якоря

Наряду с песочными якорями для борьбы с вредным влиянием песка применяют различные фильтры, привинчиваемые к приемному клапану насоса. При сильном пескопроявлении и для предотвращения оседания песка на забое также применяют подлив жидкости в межтрубное пространство скважины. С этой целью часть откачиваемой из скважины жидкости сбрасывают в межтрубное пространство, насос спускают до забоя и таким образом создают повышенную скорость восходящего потока жидкости, при которой песок не оседает на забой и не образует песчаных пробок. Иногда с той же целью устанавливают на поверхности насос, от которого по трубопроводам подливают жидкость в несколько скважин, работа которых осложнена песком.

Осложнения, вызванные отложением парафина, устраняют различными методами.

1. Периодической тепловой обработкой скважины, обычно закачкой пара в межтрубное пространство от передвижной паровой установки (ППУ) без остановки работы станка-качалки. Перегретый пар и конденсирующаяся из него горячая вода прогревают НКТ, парафиновые отложения расплавляются и потоком жидкости уносятся в нефтесборный коллектор.

2. Закачкой в межтрубное пространство различных растворителей (керосин, солярка, нестабильный бензин). Попадая через насос в трубы, растворитель омывает внутреннюю поверхность НКТ и смывает парафин.

3. Прикреплением к колонне штанг пластинчатых скребков, на расстоянии друг от друга, равном ходу полированного штока. В этом случае штанги медленно вращаются (на заворот) с помощью специального механизма – штанговращателя, укрепляемого на канатной подвеске, а скребки убирают парафин.

4. В настоящее время для предотвращения отложения парафина на внутренних стенках НКТ в насосных (а также и в фонтанных и газлифтных) скважинах применяют остеклованные трубы, т. е. трубы, внутренняя поверхность которых покрыта слоем стекла толщиной около 1 мм. Это существенно снижает интенсивность запарафинивания труб. Однако при разрушении стеклянной поверхности труб от ударов и, особенно в искривленных скважинах их применение приводит к частым заклиниваниям плунжера стеклянной крошкой.

5. Наиболее радикальным средством борьбы с парафином является извлечение из скважины штанг и труб, их пропарка и очистка на поверхности с помощью паровой передвижной установки.

Осложнения, вызванные отложением солей (главным образом гипса), устраняются также различными методами, как, например:

- периодической закачкой в пласт растворов различных кислот;
- применением скважинных дозаторов, с помощью которых в поток ниже приема насоса в малых количествах вводятся растворители солевых отложений или специальные реагенты (ингибиторы солеотложений);

- периодической промывкой скважины и насосного оборудования через межтрубное пространство растворителями. Борьба с этим явлением требует тщательного изучения химического состава солей и подбора соответствующих растворителей.

При работе насосных установок в наклонных скважинах наблюдается истирание насосных труб и штанг вплоть до образования длинных щелей в трубах или обрыва штанг. Для уменьшения подобных осложнений применяются штанговращатели, а колонна штанг оборудуется специальными муфтами-вставками, снабженными роликами, которые могут перекашиваться по внутренней поверхности труб, не допуская соприкосновения тела штанги или муфты с трубой.

При откачке нефтей с вязкостью, превышающей 0,5 Па·с, сила трения штанг о жидкость при их ходе вниз и особенно при высоких давлениях на устье скважины может превысить собственный вес штанг и привести к «зависанию» штанг при ходе вниз, т. е. к явлению, когда скорость опускания штанг в вязкой жидкости станет меньше

скорости движения головки балансира. В таком случае неизбежны рывки и удары в канатной подвеске и возможны обрывы штанг. Кроме того, при откачке вязких жидкостей при ходе плунжера вверх возникают большие силы трения жидкости о внутренние стенки труб. Расчеты показывают, что эти силы соизмеримы с собственным весом штанг. В этих случаях традиционные методы расчета штанг и нагрузок, действующих на них, дают заниженные напряжения, а расчет штанг надо вести не на начало хода вверх, как это обычно делается, а на момент, соответствующий середине хода вверх, когда инерционная сила обращается в нуль, а сила трения становится максимальной, так как в этот момент скорость движения штанг максимальна.

Глава 7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (ЭЦН)

7.1. Схема и принцип действия ЭЦН

Погружные центробежные электронасосы (ЭЦН) – это многоступенчатые центробежные агрегаты с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. ЭЦН опускается в скважину под расчетный динамический уровень – обычно на 150-300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясками (клямсами) электрокабель.

Общая схема оборудования скважины установкой погружного центробежного насоса приведена на рис. 7.1.1. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой. Установка ЭЦН включает маслозаполненный погружной электродвигатель (ПЭД) 1; звено гидрозащиты или протектор 2; приемную сетку насоса для забора жидкости 3; многоступенчатый центробежный насос ЭЦН 4; НКТ 5; бронированный трехжильный электрокабель 6; пояски (клямсы) для крепления кабеля к НКТ 7; устьевую арматуру 8; барабан для намотки кабеля при спуско-подъемных работах и хранения некоторого запаса кабеля 9; трансформатор или автотрансформатор 10; станцию управления с автоматикой 11 и компенсатор 12.

Насос, протектор и электродвигатель являются отдельными узлами, соединяемыми болтовыми шпильками. Концы валов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки.

При необходимости подъема жидкости с больших глубин секции ЭЦН соединяются друг с другом так, что общее число ступеней достигает 400. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению. ЭЦН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напо-

ру, так и по расходу, достаточно высоким КПД, возможностью откачки больших количеств жидкости и большим межремонтным периодом. Следует отметить, что средние дебиты жидкости скважин, оснащенных ЭЦН, по России составляют 115 т/сут, а ШГН – 14 т/сут.

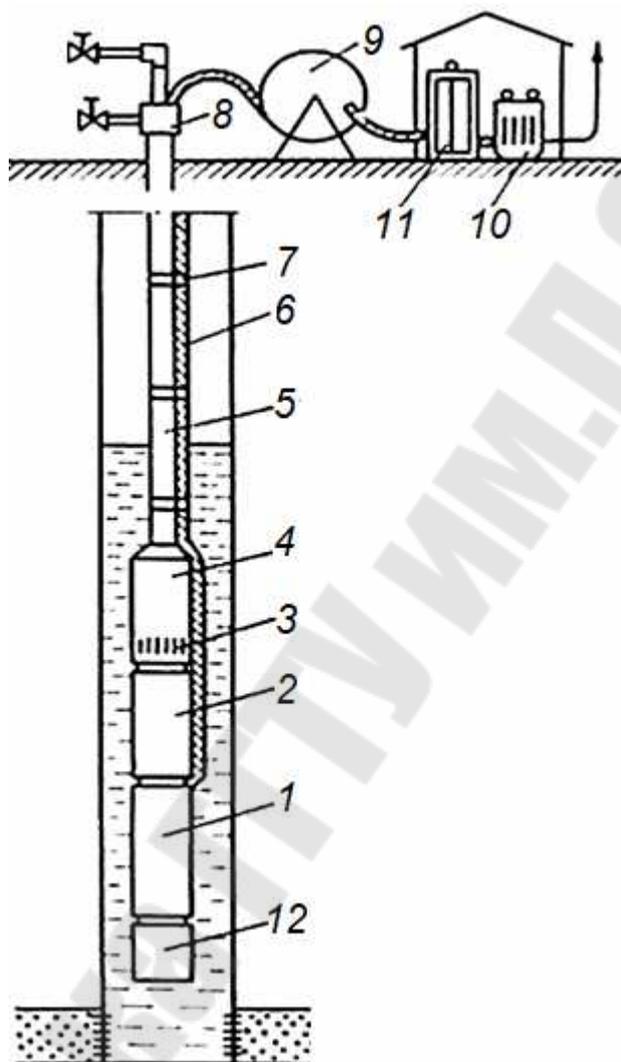


Рис. 7.1.1. Общая схема оборудования скважины установкой погружного центробежного насоса

Основные элементы устьевого и скважинного оборудования ЭЦН представлены на рис. 7.1.2.

Все насосы делятся на две основные группы; обычного и износостойкого исполнения. Подавляющая часть действующего фонда насосов (около 95 %) – обычного исполнения. Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы в скважинах, в продукции которых имеется небольшое количество песка и других механических примесей (до 1 % по массе). По поперечным размерам все насосы де-

ляются на 3 условные группы: 5; 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны, (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос. Группа 5 имеет наружный диаметр корпуса 92 мм, группа 5А – 103 мм и группа 6 – 114 мм. Частота вращения вала насосов соответствует частоте переменного тока в электросети. В Беларуси и России это частота – 50 Гц, что дает синхронную скорость (для двухполюсной машины) 3000 мин⁻¹. В шифре ЭЦН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме. Например, ЭЦН5-40-950 означает центробежный электронасос группы 5 с подачей 40 м³/сут (по воде) и напором 950 м. ЭЦН5А-360-600 означает насос группы 5А с подачей 360 м³/сут и напором 600 м.

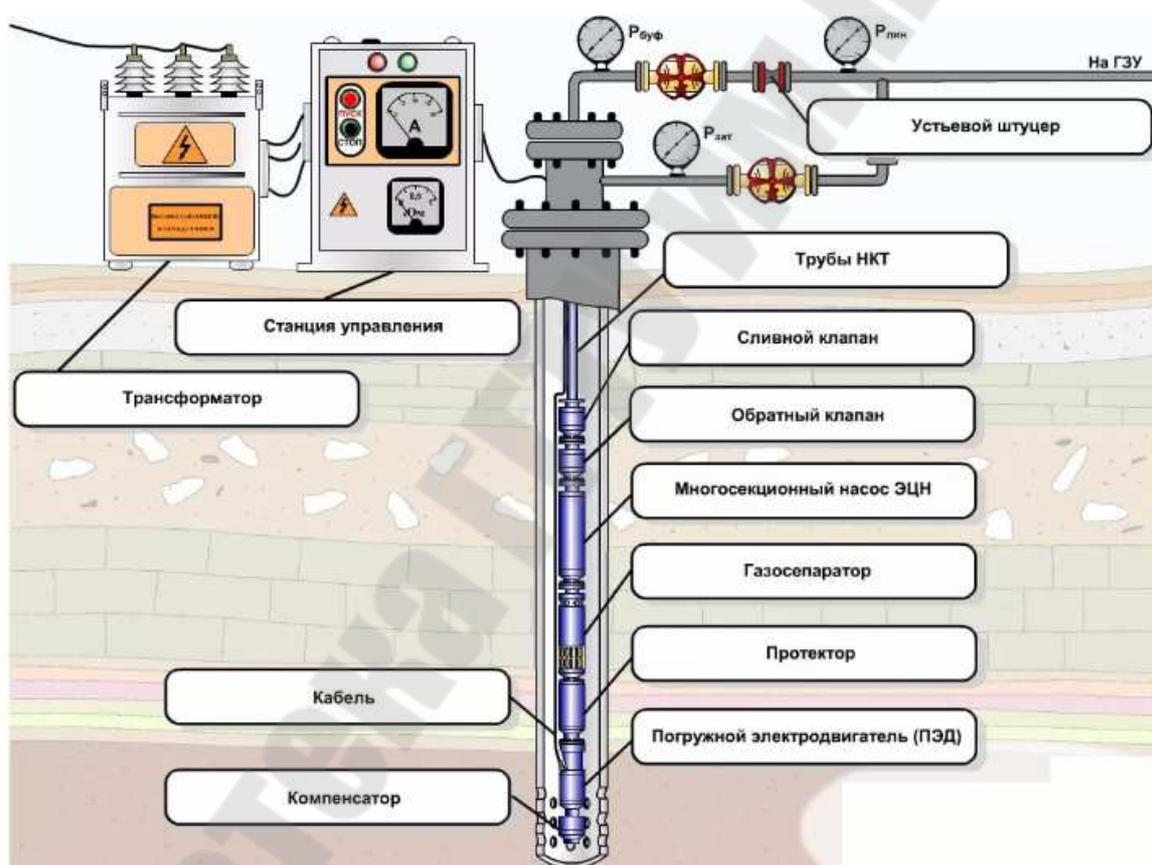


Рис. 7.1.2. Схема компоновки и основные элементы устьевого и скважинного оборудования ЭЦН

В шифре насосов износостойкого исполнения имеется буква И, означающая износостойкость. В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из полиамидной смолы (П-68). В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные резинометаллические центрирующие вал подшипники, в результате

чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор. Торцовые опоры рабочих колес не чугунные, а в виде запрессованных колец из закаленной стали 40X. Вместо текстолитовых опорных шайб между рабочими колесами и направляющими аппаратами применяются шайбы из маслостойкой резины.

Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (КПД, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале (рис. 7.1.3).

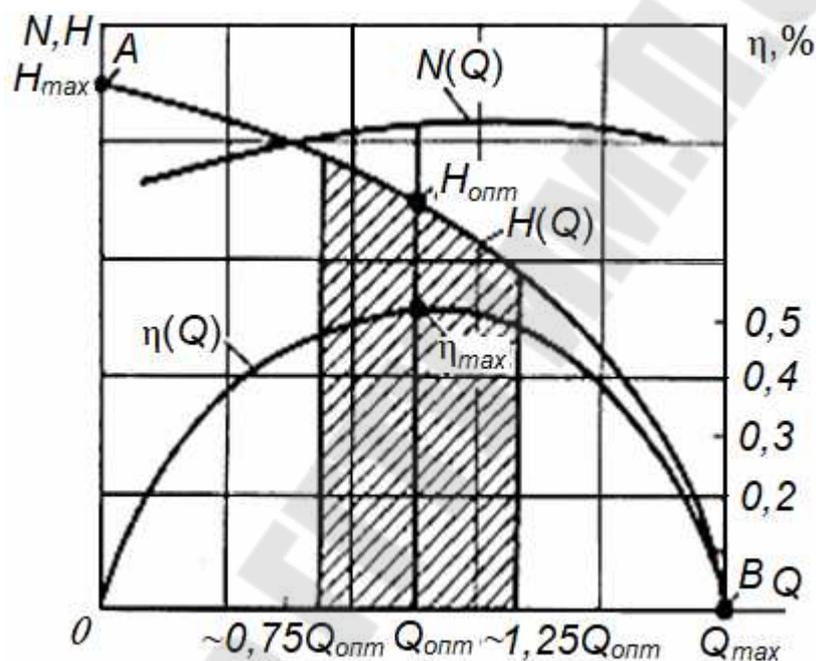


Рис. 7.1.3. Рабочие характеристики ЭЦН

Всякий центробежный насос, в том числе и ЭЦН, может работать при закрытой выкидной задвижке (точка A на рис. 7.1.3: $Q=0$; $H=H_{max}$) и без противодавления на выкиде (точка B : $Q=Q_{max}$; $H=0$). Поскольку полезная работа насоса пропорциональна произведению подачи на напор, то для этих двух крайних режимов работы насоса полезная работа будет равна нулю, а следовательно, и КПД будет равен нулю. При определенном соотношении Q и H , обусловленном минимальными внутренними потерями насоса, КПД достигает максимального значения, равного примерно 0,5-0,6. Обычно насосы с малой подачей и малым диаметром рабочих колес, а также с большим числом ступеней имеют пониженный КПД. Подача и напор, соответствующие максимальному КПД, называются оптимальным режимом

работы насоса. Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа ЭЦН при режимах, отличающихся от оптимального в ту и другую сторону на некоторую величину. Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ЭЦН и должны соответствовать разумному снижению КПД насоса (примерно на 3-5%). Это обуславливает целую область возможных режимов работы ЭЦН, которая называется рекомендованной областью (рис. 7.1.3, область штриховки).

Подбор насоса к скважинам, по существу, сводится к выбору такого типоразмера ЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины. Выпускаемые в настоящее время насосы рассчитаны на номинальные расходы от 40 (ЭЦН5-40-950) до 500 м³/сут (ЭЦН6-500-750) и напоры от 450 м (ЭЦН6-500-450) до 1500 м (ЭЦН6-100-1500). Кроме того, имеются насосы специального назначения, например, для закачки воды в пласты. Эти насосы имеют подачу до 3000 м³/сут и напоры до 1200 м.

Напор, который может преодолеть насос, прямо пропорционален числу ступеней. Развиваемый одной ступенью при оптимальном режиме работы, он зависит, в частности, от размеров рабочего колеса, которые зависят в свою очередь от радиальных габаритов насоса. При внешнем диаметре корпуса насоса 92 мм средний напор, развиваемый одной ступенью (при работе на воде), равен 3,86 м при колебаниях от 3,69 до 4,2 м. При внешнем диаметре 114 мм средний напор 5,76 м при колебаниях от 5,03 до 6,84 м.

7.2. Наземное и подземное оборудование ЭЦН

Функционирование ЭЦН осуществляется с помощью комплекса наземного и подземного оборудования (рис. 7.1.2).

К наземному оборудованию ЭЦН относится станция управления, автотрансформатор, барабан с электрокабелем и устьевая арматура.

Электрооборудование, в зависимости от схемы токоподвода, включает в себя либо комплектную трансформаторную подстанцию для погружных насосов (КТППН), либо трансформаторную подстанцию (ТП), станцию управления и трансформатор.

Электроэнергия от трансформатора (или от КТПН) к погружному электродвигателю подается по кабельной линии, которая состо-

ит из наземного питающего кабеля и основного кабеля с удлинителем. Соединение наземного кабеля с основным кабелем кабельной линии осуществляется в клеммной коробке, которая устанавливается на расстоянии 3-5 метров от устья скважины.

Площадка для размещения наземного электрооборудования защищается от затопления в паводковый период и очищается от снега в зимний период и должна иметь подъезды, позволяющие свободно монтировать и демонтировать оборудование.

Станция управления

При помощи станции управления осуществляют ручное управление двигателем, автоматическое отключение агрегата при прекращении подачи жидкости, нулевую защиту, защиту от перегрузки и отключения агрегата при коротких замыканиях.

Автотрансформатор

Трансформатор (автотрансформатор) используют для повышения напряжения тока от 380 (промышленная сеть) до 400-2000 В. У трансформаторов предусмотрено масляное охлаждение. Они предназначены для работы на открытом воздухе. На высокой стороне обмоток трансформаторов выполняется по пятьдесят ответвлений для подачи оптимального напряжения на электродвигатель в зависимости от длины кабеля, загрузки электродвигателя и напряжения сети. Переключение отпаяк производится при полностью отключенном трансформаторе.

Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток высокого (ВН) и низкого (НН) напряжения, бака, крышки с вводами и расширителя с воздухоосушителем.

Бак трансформатора заполняется трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение не ниже 40 кВт.

На трансформаторах мощностью 100-200 кВт установлен термосифонный фильтр для очистки трансформаторного масла от продуктов старения.

На крышке бака смонтирован:

- привод переключателя ответвлений обмоток ВН (один или два);
- ртутный термометр для измерения температуры верхних слоев масла;
- съемные ввода ВН и НН, допускающие замену изоляторов без подъема извлекаемой части;
- расширитель с маслоуказателем и воздухоосушителем;

– металлический короб для предохранения вводов от попадания пыли и влаги.

Воздухоосушитель с масляным затвором предназначен для удаления влаги и очистки от промышленных загрязнений воздуха, поступающего в трансформатор при температурных колебаниях уровня масла

Устьевая арматура

Устьевая арматура предназначена для отвода продукции из скважины в выкидную линию и герметизации межтрубного пространства.

Устьевая арматура скважины, подготовленной к запуску ЭЦН, оборудуется манометрами, обратным клапаном на линии, соединяющей затрубное пространство с выкидом, штуцерной камерой (при технологической целесообразности) и патрубком для исследования.

Устьевая арматура скважины, манифольды и выкидные линии, имеющие сложную конфигурацию, усложняют гидродинамику потока. Находящееся на поверхности прискважинное оборудование сравнительно доступно и относительно просто очищается от отложений, в основном, термическими методами.

Скважинное оборудование

Погружной насосный агрегат

Насосный агрегат состоит из насоса, узла гидрозащиты, погружного электродвигателя (ПЭД), компенсатора, присоединяемого к нижней части ПЭД.

Насос состоит из следующих деталей (рис. 7.2.1): головки с шаровым обратным клапаном для предупреждения слива жидкости из НКТ при остановках; верхней опорной пяты скольжения, воспринимающей частично осевую нагрузку из-за разности давлений на входе и выкиде насоса; верхнего подшипника скольжения, центрирующего верхний конец вала; корпуса насоса; направляющих аппаратов, которые опираются друг на друга и удерживаются от вращения общей стяжкой в корпусе; рабочих колес; вала насоса, имеющего продольную шпонку, на которой насаживаются рабочие колеса со скользящей посадкой. Вал проходит через направляющий аппарат каждой ступени и центрируется в нем втулкой рабочего колеса, как в подшипнике; нижнего подшипника скольжения; основания, закрытого приемной сеткой и имеющего в верхней части круглые наклонные отверстия для подвода жидкости к нижнему рабочему колесу; концевой подшипника скольжения.

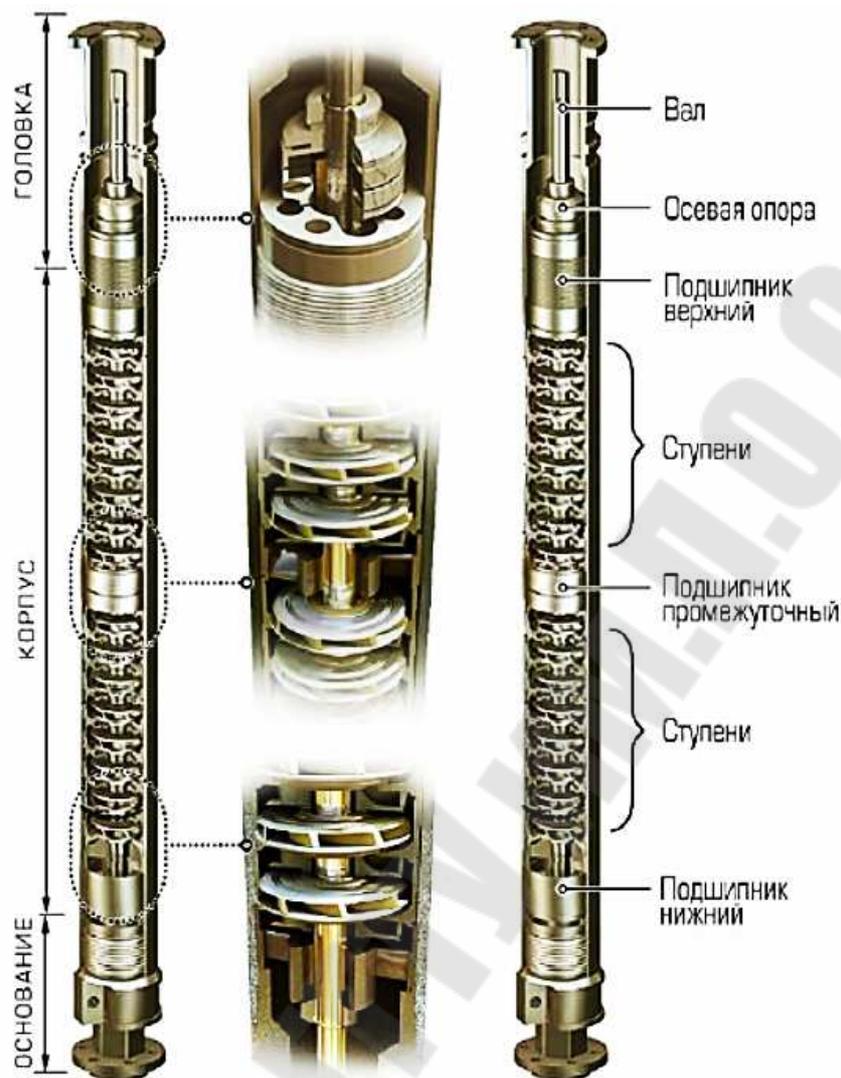


Рис. 7.2.1. Конструктивные особенности насосного модуля ЭЦН

Длина корпуса насоса обычно не превышает 5,5 м. Когда же нужно число ступеней (в насосах, развивающих большие напоры) разместить в одном корпусе не удастся, их размещают в два или три отдельных корпуса, составляющих самостоятельные секции одного насоса, которые состыковываются вместе при спуске насоса в скважину.

Узел гидрозащиты – самостоятельный узел, присоединяемый к ЭЦН болтовым соединением (рис. 7.2.2). На рис. 7.2.2 узел гидрозащиты, как и сам ЭЦН на рис. 7.2.1, показан с транспортировочными заглушками, герметизирующими торцы.

Верхний конец вала гидрозащиты соединяется шлицевой муфтой с нижним концом вала насоса. Легкое торцевое уплотнение разделяет верхнюю полость, в которой может быть скважинная жид-

кость, от полости ниже уплотнения, которая заполнена трансформаторным маслом, находящимся, как и скважинная жидкость, под давлением, равным давлению на глубине погружения насоса. Ниже торцевого уплотнения располагается подшипник скользящего трения, а еще ниже – опорная пята, воспринимающая осевое усилие вала насоса. Опорная пята скольжения работает в жидком трансформаторном масле.

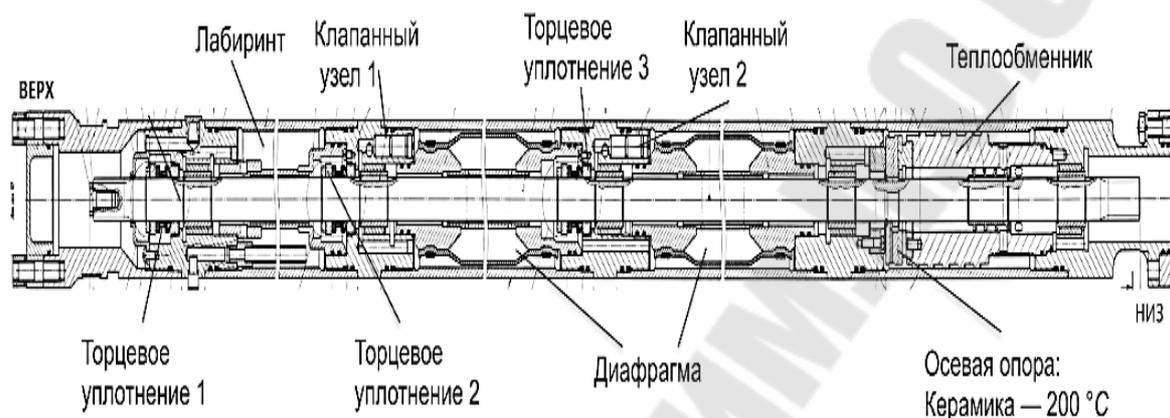


Рис. 7.2.2. Схема узла гидрозащиты

Ниже размещается второе торцевое уплотнение для более надежной герметизации двигателя. Оно конструктивно не отличается от первого. Под ним располагается резиновый мешок в корпусе. Мешок герметично разделяет две полости: внутреннюю полость мешка, заполненного трансформаторным маслом, и полость между корпусом и самим мешком, в которую имеет доступ внешняя скважинная жидкость через обратный клапан.

Скважинная жидкость через клапан проникает в полость корпуса и сжимает резиновый мешок с маслом до давления, равного внешнему. Жидкое масло по зазорам вдоль вала проникает к торцевым уплотнениям и вниз к ПЭД.

Разработаны две конструкции устройств гидрозащиты. Гидрозащита ГД отличается от описанной гидрозащиты Г наличием на валу малой турбинки, создающей повышенное давление жидкого масла во внутренней полости резинового мешка.

Для привода ЭЦН служат специальные вертикальные асинхронные маслозаполненные двухполюсные электродвигатели (ПЭД). **Электродвигатели насоса** делятся на 3 группы: 5; 5А и 6. Поскольку вдоль корпуса электродвигателя, в отличие от насоса, электрокабель не проходит, диаметральные размеры ПЭД названных групп несколь-

ко больше, чем у насосов, а именно: группа 5 имеет максимальный диаметр 103 мм, группа 5А – 117 мм и группа 6 – 123 мм.

В маркировку ПЭД входит номинальная мощность (кВт) и диаметр; например, ПЭД65-117 означает: погружной электродвигатель мощностью 65 кВт с диаметром корпуса 117 мм, т. е. входящий в группу 5А. Малые допустимые диаметры и большие мощности (до 125 кВт) вынуждают делать двигатели большой длины – до 8 м, а иногда и больше. Верхняя часть ПЭД соединяется с нижней частью узла гидрозащиты с помощью болтовых шпилек. Валы стыкуются шлицевыми муфтами.

Верхний конец вала ПЭД (рис. 7.2.3) подвешен на пяте скольжения, работающей в масле. Ниже размещается узел кабельного ввода. Обычно этот узел представляет собой штекерный кабельный разъем. Это одно из самых уязвимых мест в насосе, из-за нарушения изоляции которого установки выходят из строя и требуют подъема. Ниже расположены выводные провода обмотки статора; верхний радиальный подшипник скользящего трения; секция статора, набранная из штампованных пластин трансформаторного железа с пазами для продерживания проводов статора. Секции статора разделены друг от друга немагнитными пакетами, в которых укрепляются радиальные подшипники вала электродвигателя. Нижний конец вала центрируется нижним радиальным подшипником скользящего трения.

Ротор ПЭД также состоит из секций, собранных на валу двигателя из штампованных пластин трансформаторного железа. В пазы ротора типа беличьего колеса вставлены алюминиевые стержни, закороченные токопроводящими кольцами, с обеих сторон секции. Между секциями вал двигателя центрируется в подшипниках. Через всю длину вала двигателя проходит отверстие диаметром 6-8 мм для прохождения масла из нижней полости в верхнюю. Вдоль всего статора также имеется паз, через который может циркулировать масло. Ротор вращается в жидком трансформаторном масле с высокими изолирующими свойствами. В нижней части ПЭД имеется сетчатый масляный фильтр.

Головка 1 *компенсатора* (рис. 7.2.4) присоединяется к нижнему концу ПЭДа; перепускной клапан служит для заполнения системы маслом. Защитный кожух в нижней части имеет отверстия для передачи внешнего давления жидкости на эластичный элемент.

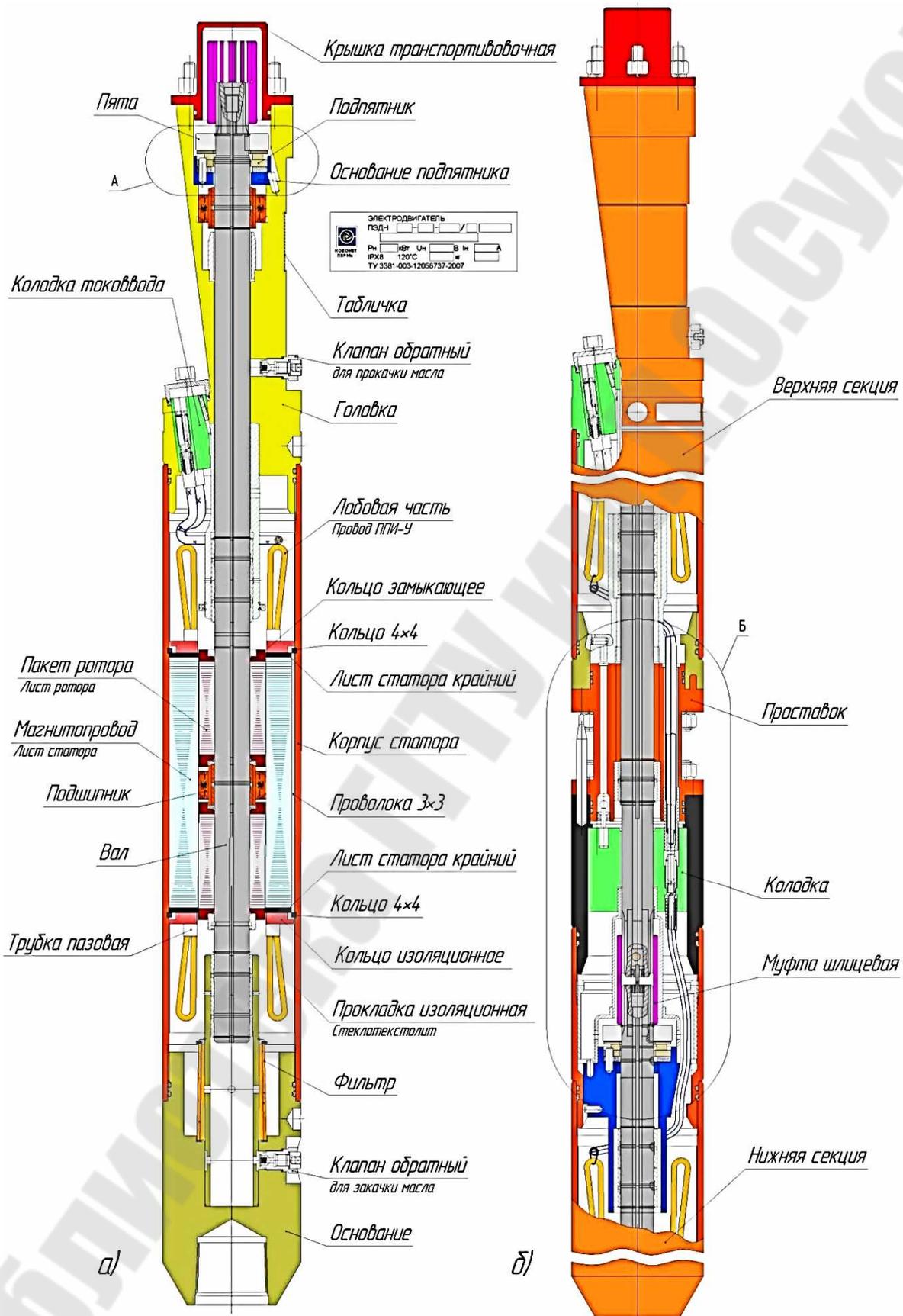


Рис. 7.2.3. Схема конструкции ПЭД



Рис. 7.2.4. Схема конструкции компенсатора

При охлаждении масла его объем уменьшается, и скважинная жидкость через отверстия заходит в пространство между мешком и кожухом. При нагревании мешок расширяется, и жидкость через те же отверстия выходит из кожуха.

ПЭДы, применяемые для эксплуатации нефтедобывающих скважин, имеют мощности обычно от 10 до 125 кВт.

Для поддержания пластового давления применяются специальные погружные насосные агрегаты, укомплектованные ПЭД мощностью 500 кВт. Напряжение питающего тока в ПЭД колеблется от 350 до 2000 В. При высоких напряжениях удается пропорционально

уменьшить ток при передаче той же мощности, а это позволяет уменьшить сечение токопроводящих жил кабеля, а, следовательно, поперечные габариты установки. Это особенно важно при больших мощностях электродвигателя.

При работе ПЭД выделяется много теплоты, поэтому для нормальной работы двигателя требуется охлаждение. Такое охлаждение создается за счет непрерывного протекания пластовой жидкости по кольцевому зазору между корпусом электродвигателя и обсадной колонной. По этой причине отложения парафина в НКТ при работе насосов всегда значительно меньше, чем при других способах эксплуатации. В производственных условиях случается временное обесточивание силовых линий из-за грозы, обрыва проводов, из-за их обледенения и пр. Это вызывает остановку ЭЦН. При этом под влиянием стекающего из НКТ через насос столба жидкости вал насоса и статор начинают вращаться в обратном направлении. Если в этот момент подача электроэнергии будет восстановлена, то ПЭД начнет вращаться в прямом направлении, преодолевая силу инерции столба жидкости и вращающихся масс.

Пусковые токи при этом могут превысить допустимые пределы, и установка выйдет из строя. Чтобы этого не случилось, в выкидной части ЭЦН устанавливается шаровый обратный клапан, препятствующий сливу жидкости из НКТ.

Обратный клапан обычно размещается в головке насоса. Наличие обратного клапана осложняет подъем НКТ при ремонтных работах, так как в этом случае трубы поднимают и развинчивают с жидкостью. Кроме того, это опасно в пожарном отношении. Для предотвращения таких явлений выше обратного клапана в специальной муфте делается сливной клапан. В принципе сливной клапан – это муфта, в боковую стенку которой вставлена горизонтально короткая бронзовая трубка, запаянная с внутреннего конца. Перед подъемом в НКТ бросается металлический короткий дротик. От удара дротика бронзовая трубка отламывается, в результате чего боковое отверстие в муфте открывается и жидкость из НКТ сливается.

Разработаны и другие приспособления для слива жидкости, устанавливаемые над обратным клапаном ЭЦН. К ним относятся так называемые суфлеры, позволяющие измерять межтрубное давление на глубине спуска насоса скважинным манометром, спускаемым в НКТ, и устанавливающие сообщение межтрубного пространства с измерительной полостью манометра.

Для контроля за температурой ПЭД разработаны простые электрические температурные датчики, передающие на станцию управления информацию о температуре ПЭД по силовому электрическому кабелю без применения дополнительной жилы. Аналогичные устройства имеются для передачи на поверхность постоянной информации о давлении на приеме насоса. При аварийных состояниях станция управления автоматически отключает ПЭД.

ПЭД питается электроэнергией по трехжильному кабелю, спускаемому в скважину параллельно с НКТ. Кабель крепится к внешней поверхности НКТ металлическими поясками по два на каждую трубу. Кабель работает в тяжелых условиях. Верхняя его часть находится в газовой среде, иногда под значительным давлением, нижняя – в нефти и подвергается еще большему давлению. При спуске и подъеме насоса, особенно в искривленных скважинах, кабель подвергается сильным механическим воздействиям (прижимы, трение, заклинивание между колонной и НКТ и т. д.). По кабелю передается электроэнергия при высоких напряжениях. Использование высоковольтных двигателей позволяет уменьшить ток и, следовательно, диаметр кабеля. Однако кабель для питания высоковольтного ПЭД должен обладать и более надежной, а иногда и более толстой изоляцией. Все кабели, применяемые для питания ПЭД ЭЦН, сверху покрыты эластичной стальной оцинкованной лентой для защиты от механических повреждений.

Необходимость размещения кабеля по наружной поверхности ЭЦН уменьшает габариты последнего. Поэтому вдоль насоса укладывается плоский кабель, имеющий толщину примерно в 2 раза меньше, чем диаметр круглого, при одинаковых сечениях токопроводящих жил.

Все кабели, применяемые для ЭЦН, делятся на круглые и плоские. Круглые кабели имеют резиновую (из нефтестойкой резины) или полиэтиленовую изоляцию, что отображено в шифре: КРБК означает кабель резиновый бронированный круглый или КРБП – кабель резиновый бронированный плоский. При использовании полиэтиленовой изоляции в шифре вместо буквы Р пишется П: КПБК – для круглого кабеля и КПБП – для плоского.

Круглый кабель крепится к НКТ, а плоский – только к нижним трубам колонны НКТ и к насосу. Переход от круглого кабеля к плоскому сращивается методом горячей вулканизации в специальных пресс-формах. При недоброкачественном выполнении такой сросстки

она может служить источником нарушения изоляции и отказов. В последнее время переходят только к плоским кабелям, идущим от ПЭД вдоль колонны НКТ до станции управления. Однако изготовление таких кабелей сложнее, чем круглых.

Имеются еще некоторые разновидности кабелей с полиэтиленовой изоляцией. Кабели с полиэтиленовой изоляцией на 26-35 % легче кабелей с резиновой изоляцией. Кабели с резиновой изоляцией предназначены для использования при номинальном напряжении электрического тока не более 1100 В, при температурах окружающей среды до 90°C. Кабели с полиэтиленовой изоляцией могут работать при напряжении до 2300 В, температуре до 120°C. Эти кабели обладают большей устойчивостью против воздействия газа и высокого давления. Все кабели имеют броню из волнистой оцинкованной стальной ленты, что придает им нужную прочность.

Работа ЭЦН управляется станцией управления ПГХ5071 или ПГХ5072. Причем станция управления ПГХ5071 применяется при автотрансформаторном питании ПЭД, а ПГХ5072 – при трансформаторном. Станции ПГХ5071 обеспечивают мгновенное отключение установки при замыкании токоведущих элементов на землю.

Обе станции управления обеспечивают следующие возможности контроля и управления работой ЭЦН.

1. Ручное и автоматическое (дистанционное) включение и отключение установки.

2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.

3. Автоматическую работу установки на периодическом режиме (откачка, накопление) по установленной программе с суммарным временем 24 ч.

4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.

5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40%, превышающих нормальный рабочий ток.

6. Кратковременное отключение на время до 20 с при перегрузках ПЭД на 20% от номинала.

7. Кратковременное (20 с) отключение при срыве подачи жидкости в насос.

Двери шкафа станции управления имеют механическую блокировку с блоком рубильников. Имеется тенденция к переходу на бесконтактные, герметически закрытые станции управления с полупроводниковыми элементами, которые, как показал опыт их эксплуатации, более надежны, не подвержены воздействию пыли, влаги и осадков. Станции управления предназначены для установки в помещениях сарайного типа или под навесом (в южных районах) при температуре окружающей среды от -35 до $+40^{\circ}\text{C}$. Масса станции около 160 кг. Габариты $1300 \times 850 \times 400$ мм.

В комплект поставки ЭЦН входит барабан с кабелем, длина которого определяется заказчиком. Во время эксплуатации скважины по технологическим причинам глубину подвески насоса приходится изменять. Чтобы не рубить и не наращивать кабель при таких изменениях подвески, длина кабеля берется по максимальной глубине подвески данного насоса и при меньших глубинах его излишек оставляется на барабане. Этот же барабан используется для намотки кабеля при подъеме ЭЦН из скважин.

При постоянстве глубины подвески и стабильных условиях работы насоса конец кабеля заправляется в соединительную коробку, и необходимость в барабане отпадает. В таких случаях при ремонтах используют специальный барабан на транспортной тележке или на металлических санях с механическим приводом для постоянного и равномерного подтягивания извлекаемого из скважины кабеля и намотки его на барабан. При спуске насоса с такого барабана равномерно подается кабель. Барабан приводится в движение электроприводом с реверсом и фрикционом для предупреждения опасных натяжений.

Кабель спущенного насосного агрегата пропускают через сальниковые уплотнения устья и герметизируют в нем с помощью специального разъемного герметизирующего фланца в устьевой крестовине.

Типичная арматура устья скважины, оборудованной для эксплуатации ЭЦН (рис. 7.2.5), состоит из крестовины 1, которая навинчивается на обсадную колонну. В крестовине имеется разъемный вкладыш 2, воспринимающий нагрузку от НКТ. На вкладыш накладывается уплотнение из нефтестойкой резины 3, которое прижимается разъемным фланцем 5. Фланец 5 прижимается болтами к фланцу крестовины и герметизирует вывод кабеля 4. Арматура предусматривает отвод затрубного газа через трубу 6 и обратный клапан 7. Арматура собирается из унифицированных узлов и запорных кранов. Она

сравнительно просто перестраивается для оборудования устья при эксплуатации штанговыми насосами.

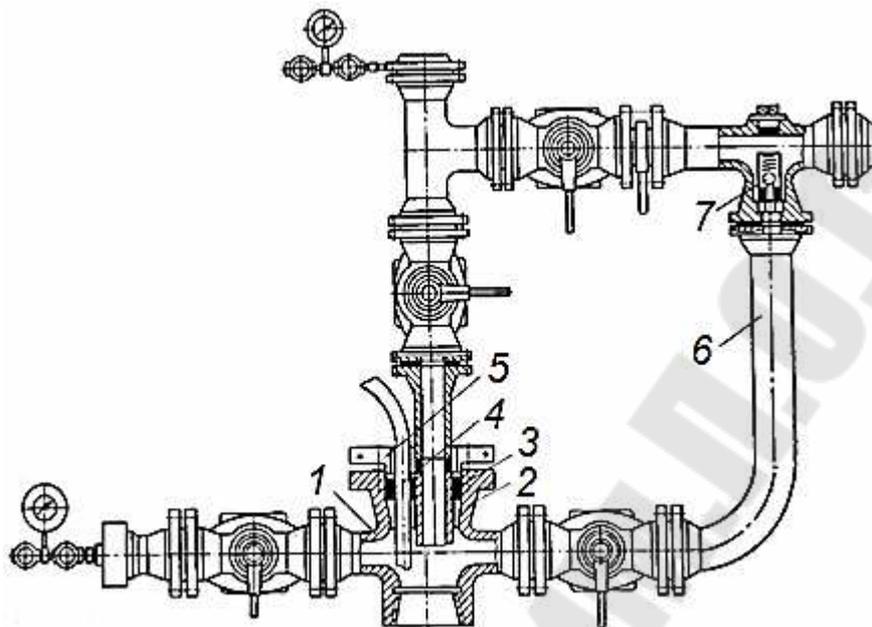


Рис. 7.2.5. Типичная арматура устья скважины, оборудованной для эксплуатации ЭЦН

Установка ЭЦН специального назначения

В нефтедобыче погружные центробежные насосы применяются не только для эксплуатации добывающих скважин. Они находят применение:

1. В водозаборных и артезианских скважинах для снабжения технической водой систем ППД и для бытовых целей. Обычно это насосы с большими подачами, но с малыми напорами.

2. В системах ППД при использовании пластовых высоконапорных вод при оборудовании водозаборных скважин с непосредственной закачкой воды в соседние нагнетательные скважины (подземные кустовые насосные станции). Для этих целей используются насосы с внешним диаметром 375 мм, подачей до 3000 м³/сут и напором до 2000 м.

3. Для внутрислоистовых систем поддержания пластового давления при закачке воды из нижнего водоносного пласта в верхний нефтяной или из верхнего водоносного в нижний нефтяной через одну скважину. Для этой цели используются так называемые перевернутые насосные установки, у которых в верхней части двигатель, затем гидрозашита и в самом низу сам центробежный насос. Такая компоновка приводит к значительным конструктивным изменениям, но оказывается необходимой по технологическим причинам.

4. Специальные компоновки насоса в корпусах и с каналами перетока для одновременной, но раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной. Такие конструкции по существу являются приспособлениями известных элементов стандартной установки погружного насоса для работы в скважине в сочетании с другим оборудованием (газлифт, ШГН, фонтан, ЭЦН и т. д.).

5. Специальные установки погружных центробежных насосов на кабель-канате. Стремление увеличить радиальные габариты ЭЦН и улучшить его технические характеристики, а также стремление упростить спуско-подъемные работы при замене ЭЦН привели к созданию установок, спускаемых в скважину на специальном кабель-канате. Кабель-канат выдерживает нагрузку 100 кН. Он имеет сплошную двухслойную (крест-накрест) наружную оплетку из прочных стальных проволок, обвитых вокруг электрического трехжильного кабеля, с помощью которого осуществляется питание ПЭД. Область применения ЭЦН на кабель-канате как по напорам, так и по подаче шире, чем насосов, спускаемых на трубах, так как увеличение за счет устранения бокового кабеля радиальных габаритов двигателя и насоса при тех же размерах колонн, позволяют существенно улучшить технические характеристики агрегатов. Вместе с тем использование ЭЦН на кабель-канате по схеме беструбной эксплуатации вызывает и некоторые трудности, связанные с отложениями парафина на стенках обсадной колонны.

К преимуществам этих насосов следует отнести:

1. Более полное использование поперечного сечения обсадной колонны.

2. Практически полное исключение гидравлических потерь напора на трение в подъемных трубах из-за их отсутствия.

3. Увеличенный диаметр насоса и электродвигателя позволяет повысить напор, подачу и к. п. д. агрегата.

4. Возможность полной механизации и удешевления работ по подземному ремонту скважин при смене насоса.

5. Снижение металлоемкости установки и стоимости оборудования из-за исключения НКТ, благодаря чему масса оборудования, спускаемого в скважину, уменьшается с 14-18 до 6-6,5 т.

6. Снижение вероятности повреждения кабеля при спускоподъемных операциях.

Наряду с этим необходимо отметить и недостатки беструбных установок ЭЦН.

1. Более тяжелые условия работы оборудования, находящегося под давлением выкида насоса.

2. Кабель-канат по всей длине находится в жидкости, откачиваемой из скважины.

3. Узел гидрозащиты, ПЭД и кабель-канат подвержены не давлению приема, как в обычных установках, а давлению выкида насоса, которое значительно превышает давление приема.

4. Поскольку подъем жидкости на поверхность происходит по обсадной колонне, то при отложении парафина на стенках колонны и на кабеле возникают трудности с ликвидацией этих отложений.

Установка погружного центробежного насоса на кабель-канате включает следующие элементы (рис. 7.2.6): 1 – шлипсовый пакер; 2 – приемная сетка; 3 – клапан; 4 – посадочные кольца; 5 – обратный клапан; 6 – насос; 7 – ПЭД; 8 – штекер; 9 – гайка; 10 – кабель; 11 – оплетка кабеля; 12 – отверстие.

На расчетную глубину предварительно спускается и закрепляется на внутренних стенках колонны шлипсовый пакер 1, воспринимающий вес столба жидкостей над ним и вес погружного агрегата. Насосный агрегат в сборе на кабель-канате опускается в скважину, сажается на пакер и уплотняется в нем. Одновременно патрубок с приемной сеткой 2 проходит через пакер и открывает обратный клапан 3 тарельчатого типа, имеющийся в нижней части пакера. При посадке агрегата на пакер герметизация достигается за счет касания посадочных колец 4. Выше посадочных колец, в верхней части всасывающего патрубка находится обратный клапан 5. Над клапаном размещается насос 6, затем узел гидрозащиты и ПЭД 7. В верхней части двигателя имеется специальный трехполюсный коаксиальный штекер 8, на который плотно насаживается и закрепляется накидной гайкой 9 присоединительный наконечник кабеля 10. В наконечнике заправлены грузонесущая проволочная оплетка кабеля 11 и электрические жилы, подсоединенные к контактным кольцам стыковочного штекерного устройства. Жидкость, подаваемая ЭЦН, выбрасывается через отверстия 12 в межтрубное пространство, частично охлаждая ПЭД.

На устье скважины кабель-канат герметизируется в устьевом сальнике арматуры, и конец его присоединяется через обычную станцию управления к трансформатору.

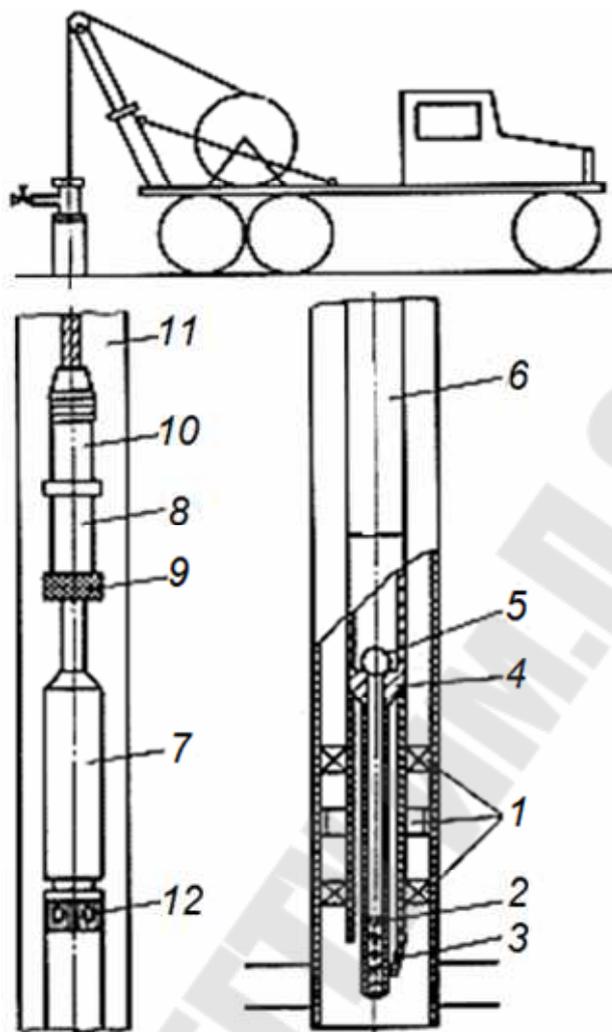


Рис. 7.2.6. Схема скважинного оборудования ЭЦН на кабель-канате

Спускают и поднимают установку с помощью кабельного барабана, расположенного на шасси специально оборудованного тяжелого автомобиля-вездехода (агрегат АПБЭ-1,2 / 8А).

Время спуска установки на глубину 1000 м – 30 мин, подъема – 45 мин.

При подъеме насосного агрегата из скважины всасывающий патрубок выходит из пакера и дает возможность захлопнуться тарельчатому клапану. Это позволяет в фонтанных и полуфонтанных скважинах спускать и поднимать насосный агрегат без предварительного глушения скважины.

7.3. Определение глубины подвески ЭЦН

Глубина подвески насоса определяется:

1) глубиной динамического уровня жидкости в скважине H_d при отборе заданного количества жидкости (при заданном дебите скважины);

2) глубиной погружения ЭЦН под динамический уровень $H_{\text{п}}$, минимально необходимой для обеспечения нормальной работы насоса;

3) противодавлением на устье скважины P_y , которое необходимо преодолеть;

4) потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока $h_{\text{тр}}$;

5) работой выделяющегося из жидкости газа H_g , уменьшающего необходимый суммарный напор. Таким образом, можно записать:

$$L = H_d + H_{\text{п}} + \frac{P_y}{\rho g} + h_{\text{тр}} - H_g. \quad (7.3.1)$$

Все слагаемые в выражении (7.3.1) зависят от отбора (дебита) жидкости из скважины. Глубина динамического уровня определяется из уравнения притока или по индикаторной кривой. Если уравнение притока известно:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_c)^n,$$

то, решая его относительно давления на забое P_c и приведя это давление в столб жидкости получим:

$$P_c = P_{\text{пл}} - \left(\frac{Q}{K}\right)^{\frac{1}{n}}. \quad (7.3.2)$$

Или

$$P_c = \rho_{\text{ср}} g h = P_{\text{пл}} - \left(\frac{Q}{K}\right)^{\frac{1}{n}}.$$

Откуда

$$h = \frac{P_{\text{пл}} - \left(\frac{Q}{K}\right)^{\frac{1}{n}}}{\rho_{\text{ср}} g}, \quad (7.3.3)$$

где $\rho_{\text{ср}}$ – средняя плотность столба жидкости в скважине от забоя до уровня; h – высота столба жидкости от забоя до динамического уровня по вертикали.

Вычитая h из глубины скважины (до середины интервала перфорации) H_c , получим глубину динамического уровня H_d от устья:

$$H_d = H_c - h. \quad (7.3.4)$$

Если скважины наклонные и φ_1 – средний угол наклона относительно вертикали на участке от забоя до уровня, а φ_2 – средний угол наклона относительно вертикали на участке от уровня до устья, то необходимо внести поправки на кривизну скважины. С учетом кривизны искомый H_d будет равен:

$$H_d = \left(H_c - \frac{h}{\cos \varphi_1} \right) \cos \varphi_2. \quad (7.3.5)$$

Здесь H_c – глубина скважины, измеренная вдоль ее оси.

Величина H_n – погружение под динамический уровень, при наличии газа определяется сложно. Как правило, H_n принимается таким, чтобы на приеме ЭЦН обеспечить за счет давления столба жидкости газосодержание β потока, не превышающее 0,15-0,25. В большинстве случаев это соответствует $H_n = (150-300)$ м.

Величина $P_y/\rho g$ есть устьевое давление, выраженное в метрах столба жидкости плотностью ρ . Если продукция скважины обводнена и n – доля воды в единице объема продукции скважины, то плотность жидкости определяется как средневзвешенная:

$$\rho = \rho_n \frac{Q_n}{Q} + \rho_v \frac{Q_v}{Q} = \rho_n (1-n) + \rho_v n. \quad (7.3.6)$$

Здесь ρ_n, ρ_v – плотности нефти и воды.

Величина P_y зависит от системы нефтегазосбора, удаленности данной скважины от сепарационных пунктов и в некоторых случаях может составлять значительную величину. Величина $h_{тр}$ рассчитывается по обычной формуле трубной гидравлики:

$$h_{тр} = \lambda \frac{LC^2}{2gd}, \quad (7.3.7)$$

где C – линейная скорость потока, м/с,

$$C = \frac{Q_n b_n + Q_v b_v}{86400 f}. \quad (7.3.8)$$

Здесь Q_n и Q_v – дебит товарной нефти и воды, м³/сут; b_n и b_v – объемные коэффициенты нефти и воды для средних термодинамических условий, существующих в НКТ; f – площадь сечения НКТ.

Как правило, $h_{тр}$ – малая величина и составляет примерно 20-40 м. Величину H_r можно определить достаточно точно. Однако такой расчет сложный и, как правило, проводится на ЭВМ с применением специальных программных продуктов.

Приведем упрощенный расчет процесса движения ГЖС в НКТ. На выкиде насоса жидкость содержит в себе растворенный газ. При снижении давления газ выделяется и способствует подъему жидкости, снижая тем самым необходимый напор на величину H_r . По этой причине в уравнение (7.3.1) H_r входит с отрицательным знаком. Величину H_r можно приближенно определить по формуле, следующей из термодинамики идеальных газов, подобно тому, как это может быть сделано при учете работы газа в НКТ в скважине, оборудованной ШГН.

Однако, при работе ЭЦН для учета большей производительности по сравнению с ШГН и меньших потерь скольжения можно рекомендовать более высокие значения коэффициента полезного действия для оценки эффективности работы газа:

при добыче чистой нефти $\eta = 0,8$;

при обводненной нефти $0,2 < n < 0,5$ $\eta = 0,65$;

при сильно обводненной нефти $0,5 < n < 0,9$ $\eta = 0,5$;

При наличии фактических замеров давления на выкиде ЭЦН величина η может быть уточнена.

Для согласования $H(Q)$ характеристики ЭЦН с условиями скважины строится так называемая напорная характеристика скважины (рис. 7.3.1) в зависимости от ее дебита. С учетом рис. 7.3.1 и в соответствии с выражением (7.3.1) можно получить так называемую напорную характеристику скважины:

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{P_y}{\rho g} + h_{\text{тр}} - H_r. \quad (7.3.9)$$

На рис. 7.3.1 показаны кривые изменения слагаемых в уравнении (7.3.9) от дебита скважины и определяющих результирующую напорную характеристику скважины $H_{\text{скв}}$ (2). Линия 1 – зависимость $H_{\text{д}}$ (2), определяемая по формуле (7.3.5) и (7.3.3) и строится по точкам для различных произвольно выбранных Q . Очевидно, при $Q = 0$, $H_{\text{д}} = H_{\text{ст}}$, т. е. динамический уровень совпадает со статическим.

Прибавляя к $H_{\text{д}}$ величину буферного давления, выраженного в метрах столба жидкости ($P_y/\rho g$), получим линию 2 – зависимость этих двух слагаемых от дебита скважины. Вычисляя по формуле (7.3.7) для разных Q величину $h_{\text{тр}}$ и прибавляя вычисленные $h_{\text{тр}}$ к ординатам линии 2 получим линию 3 – зависимость первых трех слагаемых в (7.3.9) от дебита скважины. Вычисляя по формуле величину H_r и вычитая ее значение от ординат линии 3, получим результирующую линию 4, называемую напорной характеристикой скважины.

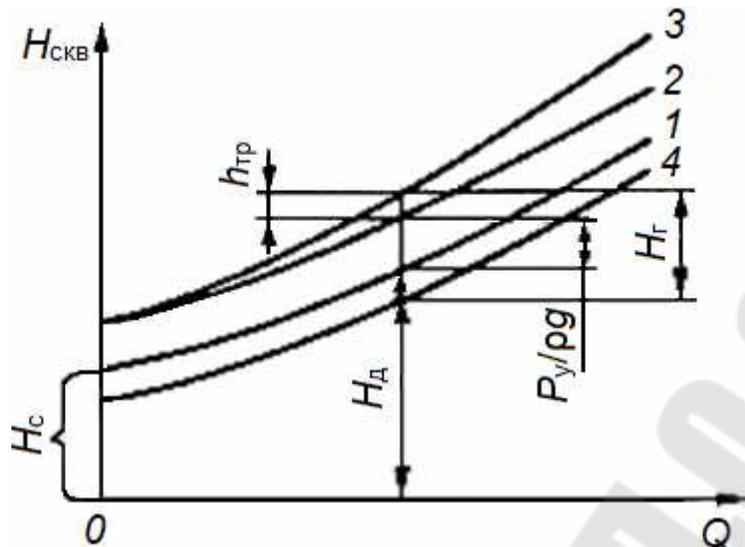


Рис. 7.3.1. Напорные характеристики скважины: 1 – глубина (от устья) динамического уровня, 2 – необходимый напор с учетом давления на устье, 3 – необходимый напор с учетом сил трения, 4 – результирующий напор с учетом «газлифтного эффекта»

На напорную характеристику скважины накладывается $H(Q)$ – характеристика насоса, необходимая для определения точки их пересечения, определяющей такой дебит скважины, который будет равен подаче ЭЦН при совместной работе насоса и скважины (рис. 7.3.2).

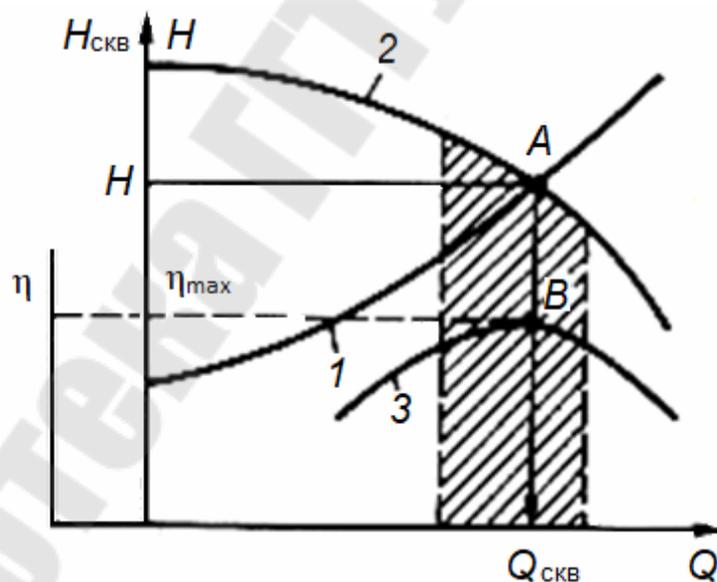


Рис. 7.3.2. Согласование напорной характеристики скважины (1) с $H(Q)$, характеристикой ЭЦН (2), 3 – линия КПД

Точка A (рис. 7.3.2) – пересечение характеристик скважины (кривая 1) и ЭЦН (кривая 2). Абсцисса точки A дает дебит скважины при совместной работе скважины и насоса, а ордината – напор H , раз-

виваемый насосом. Для эффективной и экономичной работы необходимо подобрать ЭЦН с такими характеристиками, чтобы точка пересечения характеристик совпала бы с максимальным КПД (кривая 3) (точка В) или, по крайней мере, лежала бы в области рекомендованных режимов работы данного насоса (штриховка).

В некоторых случаях для согласования характеристики скважины и ЭЦН повышают противодавление на устье скважины с помощью штуцера или снимают лишние рабочие ступени в насосе и заменяют их направляющими вкладышами (рис. 7.3.3).

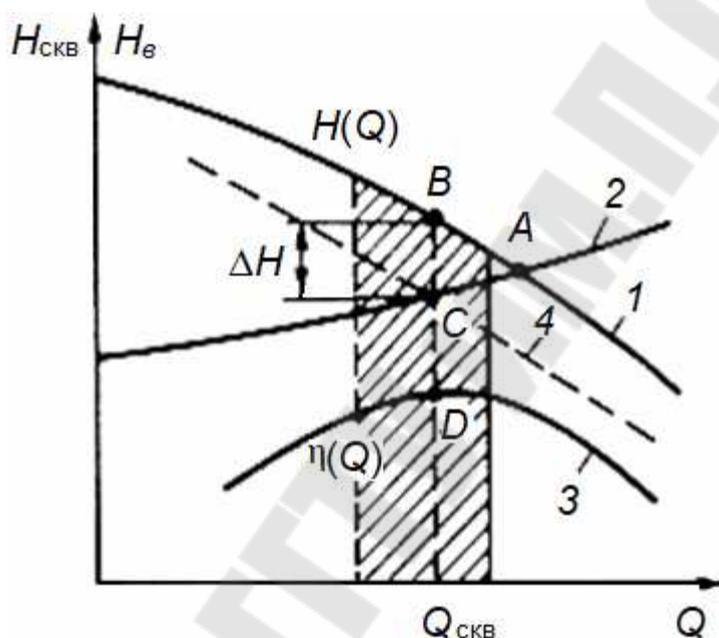


Рис. 7.3.3. Согласование напорной характеристики скважины повышением противодавления на устье

Как видим, точка А пересечения характеристик получилась в этом случае за пределами заштрихованной области. Желая обеспечить работу насоса на режиме η_{\max} (точка D), находим подачу насоса (дебит скважины) $Q_{\text{скв}}$, соответствующую этому режиму. Напор, развиваемый насосом при подаче $Q_{\text{скв}}$ на режиме η_{\max} , определяется точкой В. В действительности при этих условиях работы необходимый напор определится точкой С. Разница $BC = \Delta H$ есть избыточный напор. В этом случае можно повысить давление на устье скважины на $\Delta P = \Delta H \rho g$ установкой штуцера или снять часть рабочих ступеней насоса и заменить их вкладышами. Число снимаемых ступеней насоса определяется из простого соотношения:

$$\Delta Z = Z(\Delta H / H_0). \quad (7.3.10)$$

Здесь Z – общее число ступеней в насосе; H_0 – напор, развиваемый насосом при полном числе ступеней.

С энергетической точки зрения штуцирование на устье для согласования характеристик невыгодно, так это как приводит к пропорциональному снижению КПД установки. Снятие ступеней позволяет сохранить КПД на прежнем уровне или даже несколько повысить его. Однако разобрать насос и заменить рабочие ступени вкладышами можно лишь в специализированных цехах.

При описанном выше согласовании характеристик скважины – насоса необходимо, чтобы $H(Q)$ характеристика ЭЦН соответствовала действительной характеристике при его работе на скважинной жидкости определенной вязкости и при определенном газосодержании на приеме. Паспортная характеристика $H(Q)$ определяется при работе насоса на воде и, как правило, является завышенной. Поэтому важно иметь действительную характеристику ЭЦН, прежде чем согласовывать ее с характеристикой скважины. Наиболее надежный метод получения действительной характеристики насоса – это его стендовые испытания на скважинной жидкости при заданном проценте обводненности.

7.4. Осложнения при эксплуатации ЭЦН и методы борьбы с ними

Основные факторы, осложняющие работу скважин, оборудованных ЭЦН являются АСПО, отложения солей, наличие в продукции скважин механических примесей, кривизны ствола скважин, высокая вязкость продукции, образование стойких водонефтяных эмульсий, высокий газовый фактор, а в ряде случаев коррозионная активная среда.

Наиболее серьезные осложнения и отказы оборудования возникают в связи с отложением парафина, солей на забое скважин, в подъемных трубах, в наземном и подземном оборудовании.

Отложение парафина и солей на рабочих органах установки, на стенках подъемных труб, арматуре и трубопроводах уменьшают (а некоторых случаях полностью перекрывают) проходное сечение, создавая дополнительные сопротивление движению продукции, как следствие этого, дебит жидкости уменьшается вплоть до полного прекращения подачи установки. К тому же значительное снижение производительности может привести к перегреву ПЭД и преждевременному выходу его из строя.

В результате отложения парафина и солей в ПЗП происходит снижение проницаемости и как следствие, падения дебита скважины.

Наличие в откачиваемой продукции механических примесей, кривизна ствола скважин обуславливают увеличение интенсивности износа рабочих органов и опор насоса, увеличение уровня вибраций погруженного агрегата, снижение срока службы ЭЦН, а в ряде случаев наряду с коррозией могут послужить причиной аварий, связанных с падением оборудования на забой скважин.

Повышенная вязкость продукции, образование стойких, высоковязких водонефтяных эмульсий снижает производительность и КПД ЭЦН и наряду с ростом энергозатрат на подъем продукции из скважин может послужить причиной перегрева ПЭД, преждевременного выхода из строя ЭЦН.

Для предотвращения и удаления АСПО могут применяться различные методы: промывка скважин растворителями (например, дистиллятом); ввод в продукцию скважин ингибиторов парафиноотложений (диспергаторов); подогрев продукции скважин стационарными электронагревателями или периодический подогрев подъемного лифта спуском в него электронагревателя на каротажном кабеле, включение в составе подъемного лифта магнитных установок, периодическая механическая очистка НКТ специальным скребком с применением геофизического подъемника.

Перспективным средством защиты от отложений солей в ЭЦН является применение рабочих колес ЭЦН из угленапыленного полиамида, который имеют повышенную чистоту поверхности проточных каналов рабочего колеса, что повышает характеристики насоса.

Метод использования ингибиторов занимает особое место вследствие его высокой технологической эффективности в промышленных условиях. Механизм действия ингибиторов солеотложения, замедляющих процесс осадкообразования, заключается в том, что молекулы ингибиторов диффундируют через объем раствора, адсорбируются на поверхности микрочастиц солей, что препятствует образованию крупных агрегатов.

Наличие свободного газа может привести к значительному снижению напора и КПД ЭЦН, риску возникновения срыва подачи и внутрисменных простоев, перегреву оборудования. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса под уровень жидкости является газосодержание на его приеме. У разных исследователей приводятся различные значения допустимого содержания свободного

газа на приеме насоса. Как правило, при газосодержании до 7% напорная характеристика насоса не ухудшается. При газосодержании от 7% до 20% необходимо в расчет напора насоса вносить поправки. При газосодержании более 30% наблюдаются срывы подачи насоса.

Появление газа в водонефтяной смеси (при высокой обводненности продукции скважины) также изменяет свойства последней и поведение рабочей характеристики насоса. Значение оптимального газосодержания дополнительно будет зависеть от свойств нефти и содержания воды в смеси

Газовый фактор имеет большое значение при выборе способа эксплуатации и проектировании оптимального режима работы системы пласт-скважина. Указанные факторы осложняют условия эксплуатации и требуют индивидуального подхода, если не к каждой скважине в отдельности, то к группе однотипных скважин на одном объекте разработки в целом.

Известны следующие методы борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН:

- спуск насоса в зону, где давление на приеме обеспечивает оптимальную подачу насоса и устойчивую его работу;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Для этого в ЭЦН первые 10-15 рабочих ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов) устанавливают на повышенную подачу газожидкостной смеси. В промысловых условиях это легко осуществить, используя рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но с большей подачей.

Нефти многих нефтяных месторождений парафинистые. В таких нефтях содержание парафинов превышает 2%. В нормальных условиях парафины являются твердыми кристаллическими веществами, в пластах они чаще всего встречаются растворенными в нефти.

Основной причиной образования парафиноотложений является охлаждение газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой нефти и теплообмена.

Интенсивность парафиноотложения зависит от следующих факторов:

- физико-химических свойств нефти;

- наличия высокого газового фактора;
- низкой продуктивности пластов;
- темпов обводнения;
- наличия слоёв многолетнемерзлых пород;
- термодинамических условий залегания пластов.

При использовании электропогружных насосов и добыче обводненной продукции происходит интенсивное перемешивание водонефтяного потока в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах. Это все приводит к образованию стойких эмульсий.

Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные многими исследователями, как в лабораторных, так и в промышленных условиях в обводненных скважинах при откачке высокопарафиновых нефтей, позволили объяснить причину снижения подачи ЭЦН с увеличением вязкости откачиваемой водонефтяной эмульсии и образованием в ней твердой фазы.

Последние представлены флоккулами и агрегатами, состоящими из кристаллов парафина, асфальтосмолистых компонентов, воды, нефти, механических частиц. Эти агрегатные частицы соизмеримы с размерами каналов рабочих ступеней ЭЦН и, попадая в них, препятствуют движению эмульсии, вследствие чего увеличивается гидравлическое сопротивление и, следовательно, происходит потеря напора насоса.

Глава 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ГИДРОПОРШНЕВЫХ, СТРУЙНЫХ, ВИНТОВЫХ И ДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

8.1. Установки гидропоршневых насосов (ГПН)

Рассмотрим принцип действия гидропоршневого насоса. Гидропоршневые насосы (ГПН) состоят из двух основных частей: гидравлического поршневого двигателя объемного типа D (рис. 8.1.1) и соединенного с двигателем общим штоком поршневого насоса двухстороннего действия H . Важным элементом ГПН, управляющим его работой, является золотниковое устройство 3. По принципу действия оно аналогично действию четырехходового крана. Внутренняя часть золотника с каналами может поворачиваться на 90° и занимать два положения (рис. 8.1.1, сплошные и пунктирные линии). Такие переключения (повороты) осуществляются автоматически от штока двигателя.

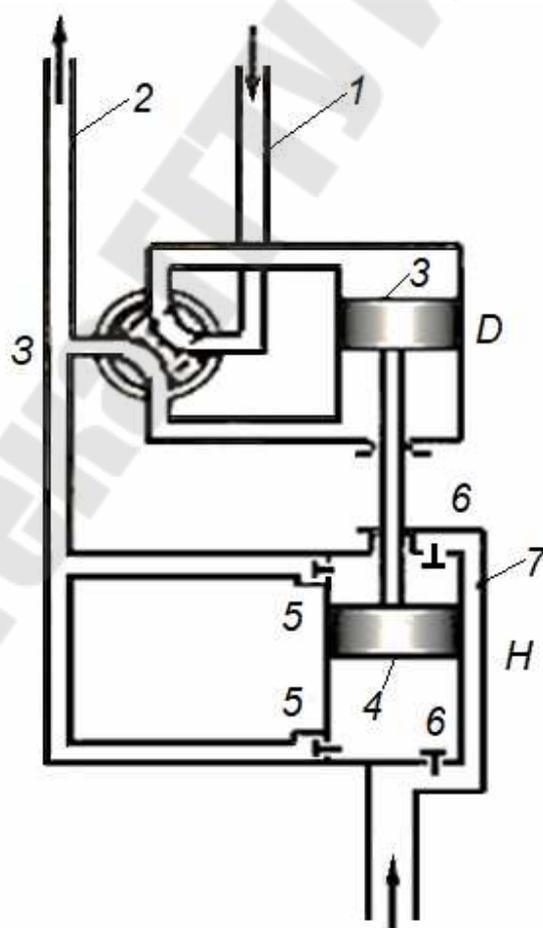


Рис. 8.1.1. Принципиальная схема гидропоршневого насоса

Рабочая жидкость нагнетается с поверхности силовым насосом по трубопроводу 1 (НКТ) и при положении золотника, показанном на рис. 8.1.1, попадает в верхнюю полость цилиндра двигателя D . Одновременно нижняя полость цилиндра двигателя D с помощью золотника сообщается с выкидной линией 2 (кольцевое пространство).

Под действием давления рабочей жидкости поршень 3 двигателя совершает ход вниз. Жидкость из-под поршня выходит через золотник в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство). В конце хода вниз четырехходовой кран (золотник) автоматически поворачивается на 90° , а его каналы занимают положение, показанное на рис. 8.1.1 пунктиром. Рабочая жидкость из трубопровода 1 (НКТ) благодаря новому положению золотника получает доступ в нижнюю полость цилиндра двигателя D , а отработанная жидкость из верхней полости цилиндра попадает в выкидную линию 2. Под действием давления рабочей жидкости, поступающей в нижнюю полость, поршень 3 совершает ход вверх. В конце хода вверх золотник, связанный со штоком двигателя, снова поворачивается на 90° в обратную сторону, а его каналы снова занимают первоначальное положение. Это обеспечивает поступление рабочей жидкости в верхнюю полость двигателя и ход вниз.

Скорость перемещения поршня двигателя и число его ходов, очевидно, будет зависеть от скорости закачки рабочей жидкости. При малой скорости закачки число ходов поршня двигателя будет малым и наоборот. Однако число ходов не может увеличиваться беспредельно. Инерция поршневой группы агрегата, золотника и жидкости в каналах будет лимитировать число ходов, которое обычно не превышает 100.

Жестко со штоком двигателя связан поршень (плунжер) 4 скважинного насоса H , который также совершает возвратно-поступательное движение. Цилиндр насоса имеет с обеих сторон по одному нагнетательному 5 и всасывающему 6 клапану. При ходе поршня 4 вниз пластовая жидкость под действием давления на глубине погружения насоса будет поступать в верхнюю полость цилиндра насоса, проходя по обводному каналу 7 и через верхний всасывающий клапан 6.

Пластовая жидкость из нижней полости цилиндра при ходе поршня 4 вниз будет вытесняться через нижний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2 (кольцевое пространство), смешиваясь там с отработанной рабочей жидкостью. При ходе поршня 4 вверх

в полости под поршнем будет происходить всасывание пластовой жидкости через нижний всасывающий клапан 6, а в полости над поршнем нагнетание пластовой жидкости через верхний нагнетательный клапан 5 в выкидной трубопровод 2, т. е. в кольцевое пространство.

Конструктивно золотник выполнен в виде фасонной втулки, сидящей на штоке двигателя, которая может перемещаться в своем цилиндре с подводщими и отводящими каналами. В верхней и нижней частях штока двигателя имеются короткие пазы – каналы, через которые рабочая жидкость попадает в цилиндр золотника и смещает фасонную втулку для сообщения полостей цилиндра двигателя с трубопроводами 1 и 2. Благодаря двойному действию подача насоса почти в 2 раза больше подачи обычного плунжерного насоса одинарного действия при прочих равных условиях (диаметре, длине хода, габаритах).

Существуют ГПН одинарного действия или так называемого дифференциального типа, в которых подача насосом пластовой жидкости происходит только при ходе вверх (рис. 8.1.2.).

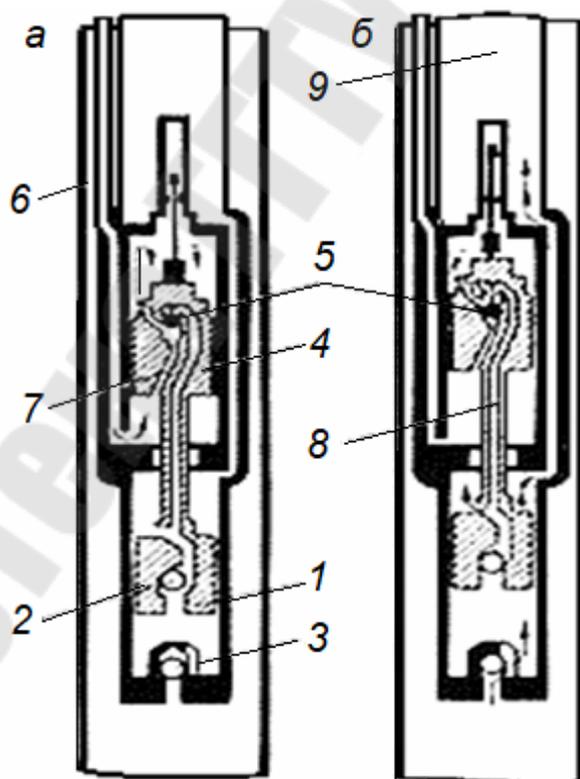


Рис. 8.1.2. Принципиальная схема ГПН дифференциального типа (одинарного действия): а – ход вниз, б – ход вверх

Рабочая жидкость подается по каналу 6 в пространство под поршень двигателя и далее через специальный канал 7 в поршне, перекрываемый управляющим клапаном 5, попадает в полость над поршнем 4 (рис. 8.1.2а).

Поскольку верхняя площадь поршня 4 больше нижней на величину площади штока, то сила, действующая сверху, будет больше, чем снизу, поэтому поршень 4 двигателя переместится вниз. Вместе с ним получит перемещение вниз плунжер 1 в насосном цилиндре. Нагнетательный клапан 2 в плунжере откроется. При крайнем нижнем положении поршня двигателя управляющий клапан 5 перекроется, и канал 7 закроется (рис. 8.1.2б).

Верхняя полость двигателя через канал 8 и внутреннее сверление в теле штока получит сообщение с пространством над плунжером насоса и по обводному каналу с насосными трубами 9.

Давление под поршнем двигателя будет нарастать, пока поршень не сделает ход вверх. При ходе вверх всасывающий клапан 3 откроется и цилиндр насоса будет заполняться пластовой жидкостью. В крайнем верхнем положении управляющий клапан механического действия снова откроет канал 7 и закроет канал 8. Произойдет ход вниз.

Работа ГПН одинарного действия сопровождается сильной пульсацией давления рабочей жидкости на поверхности. Замеряя давление рабочей жидкости с помощью самопишущего манометра, можно получить динамограмму работы ГПН. Насос подобного типа американской фирмы «Коуб» носит название «Гидролифта». Он имеет номинальный размер от 50 до 137 мм, ход 1,53 м и производительность от 24 до 2400 м³/сут.

Нагнетательным каналом для подачи рабочей жидкости к ГПН служит обычно колонна НКТ, на конце которых размещается агрегат ГПН. Каналом для возвращения на поверхность отработанной рабочей жидкости, а также для подачи на поверхность пластовой жидкости, откачиваемой насосом, служит кольцевое пространство между первым и вторым рядом НКТ. Таким образом, для обеспечения работы ГПН необходимо два канала, а, следовательно, два ряда труб. Однако существуют схемы и с одним рядом труб. В этих схемах вторым каналом для возврата жидкостей на поверхность является кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. При работе по такой схеме на глубине подвески насоса устанавливается пакер, герметизи-

рующий кольцевое пространство, и весь пластовый газ вынужден проходить вместе с жидкостью через насос.

Применение различных сепарационных устройств в виде газовых якорей становится бесполезным. Это приводит к уменьшению коэффициента наполнения насоса.

Существуют трехканальные системы, при которых рабочая жидкость подается по внутреннему малому диаметру НКТ, а возвращается на поверхность по кольцевому промежутку между первым и вторым рядом НКТ без смешивания ее с пластовой жидкостью. Пластовая жидкость поступает на поверхность по третьему каналу, между вторым и третьим рядами НКТ. Как видно, при работе по такой схеме нужны три ряда НКТ. В крайнем случае, третьим каналом для подачи пластовой жидкости на поверхность может служить кольцевое пространство между вторым - наружным рядом НКТ и обсадной колонной.

Трехканальная схема имеет преимущество перед двухканальной, так как отпадает необходимость отделения рабочей жидкости от пластовой, ее подготовка и регенерация для повторного использования. При трехканальной схеме сепарационные устройства и подготовка рабочей жидкости на поверхности сильно упрощаются.

Большим недостатком трехканальных или, как их называют, закрытых систем является большая металлоемкость установки, а, следовательно, высокая стоимость оборудования скважины.

Спуск и установка ГПН в скважине может осуществляться двумя путями: спуск и подвеска ГПН на НКТ и спуск ГПН и посадка его на рабочее место проталкиванием нагнетаемой жидкостью через НКТ (так называемые свободные ГПН).

На поверхности у устья скважины устанавливается силовой насос, нагнетающий рабочую жидкость в НКТ для привода ГПН. При этом имеются индивидуальные системы, когда на каждой скважине установлен силовой насос и групповые, когда один, более мощный силовой насос предназначен для нескольких скважин, оборудованных ГПН. Обычно в качестве силовых используются трехплунжерные вертикальные и горизонтальные насосы высокого давления различной мощности с приводом от электродвигателя или газового двигателя внутреннего сгорания.

К числу поверхностных сооружений относятся сепарационные устройства и установка по очистке от песка и воды рабочей жидкости, так как для работы такого сложного агрегата с обилием точно при-

гнанных поверхностей и узких каналов требуется очень чистая рабочая жидкость. Это сильно удорожает и усложняет технику и практику эксплуатации скважин с помощью ГПН.

8.2. Установки струйных насосов (УСН)

В настоящее время разработаны струйные насосные установки с наземным и погружным силовым приводом; при этом струйный насос может быть стационарным (спускаемым на НКТ) или вставным (сбрасываемым в НКТ с поверхности).

Струйные насосные установки с наземным приводом могут быть двухтрубными и одноструйными, но с использованием пакера. Струйные насосные установки с погружным силовым приводом, как правило, одноструйные без пакера. Каждая система имеет преимущества, недостатки и свою область рационального применения. Особое место занимают струйные насосные установки с погружным приводом, в качестве которого используется ЭЦН. Такие установки получили название тандемных установок: они обладают рядом существенных преимуществ перед любыми другими способами механизированной эксплуатации скважин, выводя технологию эксплуатации скважин на более высокий уровень.

Наземное оборудование струйных насосных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы (куста) скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для ее очистки от механических примесей. Сепарация газа от добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости, либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости. В последнем случае в компоновку наземного оборудования входит подпорный насос, который производит рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон. Устье скважины оборудуется 4-ходовым клапаном, позволяющим менять схему циркуляции рабочей жидкости в скважине при спуске и подъеме струйного насоса. Во многих случаях источником рабочей жидкости служит вода из системы ППД.

В струйном насосе происходит двойное преобразование гидравлической энергии: сначала потенциальная энергия рабочей жидкости преобразуется в сопле в кинетическую энергию, за счет чего в поток рабочей жидкости подмешивается инжестируемый поток. Смешан-

ный поток рабочей и инжектируемой жидкостей, проходя через камеру смешения, поступает в диффузор, где происходит преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию. Принципиальная схема струйного насоса представлена на рис. 8.2.1.

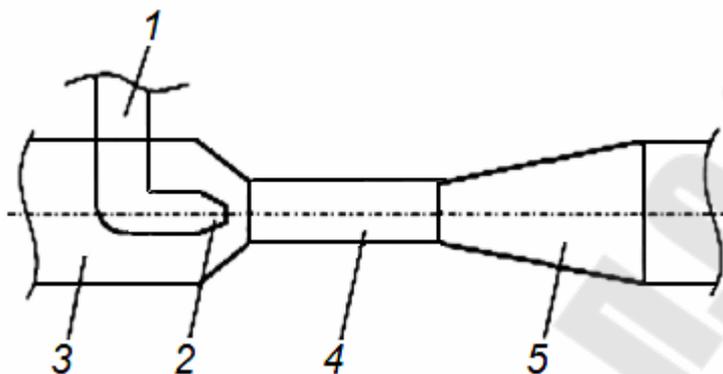


Рис. 8.2.1. Принципиальная схема струйного насоса

Насос состоит из следующих элементов: канала подвода рабочего агента 1, активного сопла 2, канала подвода инжектируемой жидкости 3 (в области сопла этот канал часто называют приемной камерой), камеры смешения 4 и диффузора 5. Принцип работы струйного насоса заключается в следующем: рабочий агент, обладающий значительной потенциальной энергией, подводится к активному соплу 2, в котором происходит преобразование части потенциальной энергии в кинетическую. Струя рабочего агента, вытекающая из сопла 2, понижает давление в приемной камере (объем между началом камеры смешения и срезом сопла), вследствие чего часть инжектируемой жидкости (продукция скважины) подмешивается к рабочему агенту и поступает в камеру смешения 4. В камере смешения 4 рабочий агент и инжектируемая жидкость перемешиваются, выравниваются их скорости и давления, и смешанный поток поступает в диффузор 5. В диффузоре происходит плавное снижение кинетической энергии смешанного потока и рост его потенциальной энергии. На выходе из диффузора смешанный поток должен обладать потенциальной энергией, достаточной для подъема его на поверхность. Несмотря на достаточно известный и понятный принцип работы этого насоса, расчет его основных элементов является чрезвычайно сложным, что связано со сложностью учета продукции скважины (инжектируемого потока). К настоящему времени преодолены практически все трудности проектирования таких насосов, и они используются в возрастающем объеме для эксплуатации скважин с осложненными условиями.

Силовое оборудование и оборудование для подготовки рабочей жидкости устанавливается на поверхности. Может использоваться однотрубная или двухтрубная система. При однотрубной системе используется пакер, который отделяет всасывающую линию от нагнетательной. При такой компоновке погружного оборудования возможны два варианта работы струйного насоса:

1. Рабочая жидкость под давлением силового поверхностного насоса подается к соплу струйного насоса через затрубное пространство, а смешанный поток поднимается на поверхность по колонне НКТ. Такая схема (прямая) наименее благоприятна, т. к. высокое давление рабочей жидкости действует на внутреннюю стенку обсадной колонны, нередко приводит к нарушению ее герметичности в резьбовых соединениях.

2. Рабочая жидкость под давлением силового насоса подается к соплу струйного насоса через колонну НКТ, а смешанный поток поднимается на поверхность по затрубному пространству (обратная схема).

На рис. 8.2.2 представлена схема стационарной части погружного оборудования УСН, спускаемой на колонне НКТ вместе с пакером. Эта часть включает колонну НКТ 1, корпус 2 струйного насоса, пакер 8 и приемный патрубок 9. В корпусе 2 струйного насоса выполнены радиальные каналы 3, сообщающие полость посадочного конуса 4 с каналами 5 подвода инъецируемой жидкости, а также размещен диффузор 6, сообщающийся радиальными отверстиями 7 с затрубным пространством скважины. Подпакерное пространство соединено с насосом патрубком 9. Эффективная эксплуатация скважин УСН зависит от герметичности основных элементов погружного оборудования.

При любой компоновке погружного оборудования образуется три смежных полости с различными давлениями движущихся в них жидкостей: подпакерная полость, полость НКТ и полость затрубного пространства. При этом каждая из полостей связана с погружным струйным насосом. Исходя из изложенного, герметичность элементов погружного оборудования является одним из важных условий нормальной работы УСН. Поэтому контроль герметичности системы является основной операцией при запуске УСН в работу. Для опрессовки УСН перед началом работы разработаны специальные опрессовочные узлы.

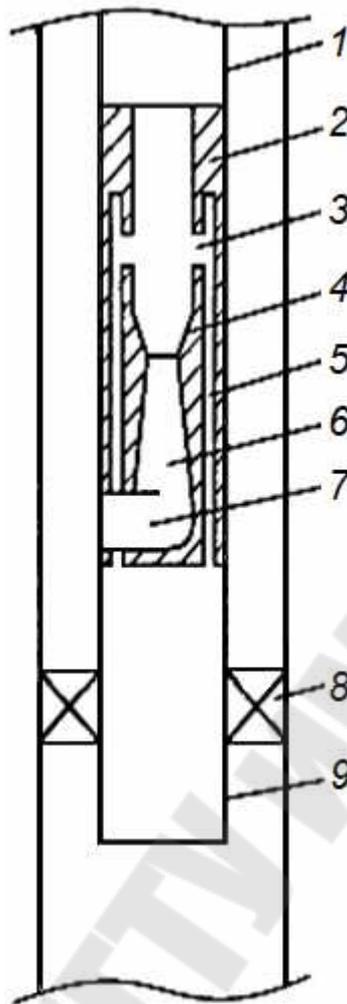


Рис. 8.2.2. Схема расположения в скважине струйного насоса с поверхностным силовым приводом

Установки струйных насосов обладают рядом существенных преимуществ по сравнению с другими способами эксплуатации:

- простота и компактность скважинного оборудования;
- отсутствие движущихся частей, кабеля и насосных штанг;
- высокая надежность скважинного оборудования, большой межремонтный период работы;
- простота регулирования отбора продукции скважины;
- замена насоса без подземного ремонта;
- подача в скважину необходимых реагентов и тепловой энергии с рабочей жидкостью;
- доступ на забой без подъема скважинного оборудования;
- создание требуемых депрессий на пласт;
- проведение гидродинамических исследований в скважине и оптимизация отбора жидкости;

– добыча нефти из малодебитных скважин с дебитами менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$;

– минимальные затраты на подъем жидкости при дебитах до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$;

– эксплуатация скважин в осложненных условиях (высокая температура, высокий газовый фактор, высокое давление насыщения нефти газом, большая вязкость откачиваемой продукции, большая глубина, соле- и парафиноотложения, высокое содержание песка, низкая проницаемость коллектора, нестабильный приток жидкости из пласта, большая кривизна скважины вплоть до горизонтали).

Принцип работы всех УСН заключается в следующем. Рабочая жидкость под высоким давлением подается в сопло и истекает с высокой скоростью (до 300 м/с). При этом, создается область разрежения, и добываемая жидкость через специальные отверстия всасывается в диффузор. Диаметр диффузора в несколько раз (4-6) больше диаметра сопла, и поэтому скорость жидкости быстро падает. Происходит обратный процесс перехода кинетической энергии жидкости в потенциальную энергию ее подъема на поверхность.

Давление зависит от плотности и вязкости жидкостей и от присутствия газа, расчет работы насоса сложен и требует численного решения.

8.3. Установки винтовых насосов

Основным элементом погружного винтового насоса (ВН) является червячный винт, вращающийся в резиновой обойме специального профиля. В пределах каждого шага винта между ним и резиновой обоймой образуются полости, заполненные жидкостью и перемещающиеся вдоль оси винта. Приводом служит такой же ПЭД, как и для ЭЦН, с частотой вращения, вдвое меньшей. Это достигается такими соединениями и укладкой статорной обмотки двигателя, что создается четырехполюсное магнитное поле с синхронной частотой вращения 1500 оборотов в минуту.

Если для ЭЦН увеличение частоты вращения улучшает эксплуатационные характеристики насоса, то для ВН, наоборот, желательно уменьшение частоты вращения вала, так как в противном случае увеличивается износ, нагрев, снижается КПД и другие показатели. Внешнее оборудование ВН мало отличается от ЭЦН.

В комплект установки входят:

- автотрансформатор или трансформатор на соответствующие напряжения для питания ПЭД;
- станция управления с необходимой автоматикой и защитой;
- устьевое оборудование, герметизирующее устье скважины и ввод кабеля в скважину;
- электрический кабель круглого сечения, прикрепляемый поясками к НКТ;
- винтовой насос, состоящий из двух работающих навстречу друг другу винтов с двумя приемными сетками и общим выкидом;
- гидрозащита электродвигателя;
- маслonaполненный четырехполюсный электродвигатель переменного тока – ПЭД.

Основной рабочий орган винтового насоса (рис. 8.3.1) стальной полированный и хромированный однозаходный винт (ротор) с плавной нарезкой, вращающийся в резинометаллической обойме, изготовленной из нефтестойкой резины особого состава.

Внутренняя полость обоймы представляет собой винтовую поверхность с шагом в два раза больше, чем шаг винта. Винт соединен с ПЭД с промежуточной эксцентриковой муфтой.

Любое поперечное сечение стального винта есть правильный круг, однако центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения всего винта. В любом сечении винта, перпендикулярном к его оси, круговое сечение оказывается смещенным от оси вращения на расстояние e , называемое эксцентриситетом. Винтовой насос состоит из ротора в виде простой спирали (винта) с шагом l_p и статора в виде двойной спирали с шагом l_c , в два раза превышающим шаг ротора, т.е. $l_c = 2l_p$ (рис. 8.3.2).

Основными параметрами винтового насоса являются диаметр ротора D , длина шага статора l_c и эксцентриситет e . Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости перемещаются как по радиусу, так и по оси. Перемещение полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Ротор представляет собой однозаходный винт с плавной нарезкой и изготавливается из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза большим, чем

шаг винта ротора, изготавливается из резины или пластического материала и устанавливается в корпусе насоса.

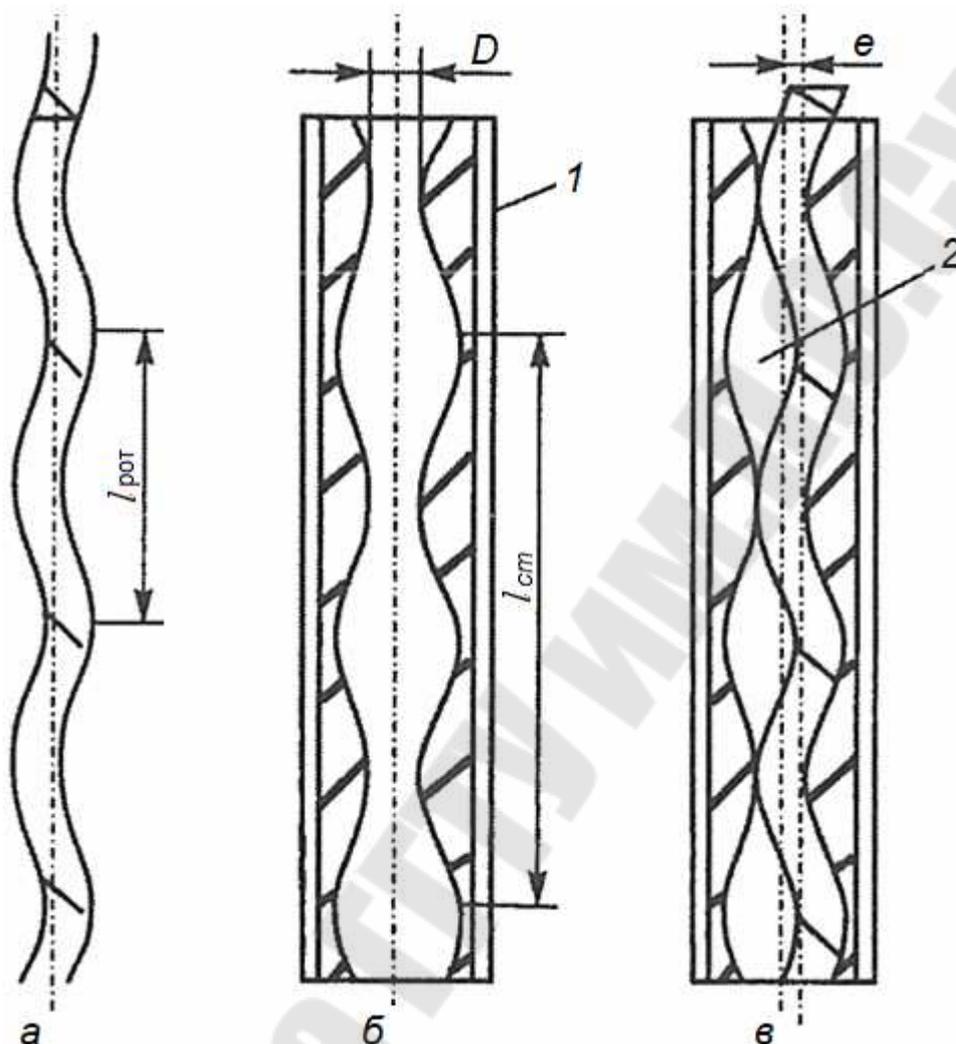


Рис. 8.3.1. Принципиальная схема устройства винтового насоса: а – ротор; б – статор; в – насос в сборе; 1 – корпус насоса; 2 – полость между ротором и статором

Поперечные сечения внутренней полости резиновой обоймы в любом месте вдоль оси винта одинаковые, но повернуты относительно друг друга. Через расстояние, равное шагу, эти сечения совпадают.

Само сечение внутренней полости в любом месте представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения винта, раздвинутые друг от друга на расстояние $4e$ (рис. 8.3.3). При работе двигателя винт вращается вокруг собственной оси. Одновременно сама ось винта совершает вращательное движение по окружности диаметром $d = 4e$.

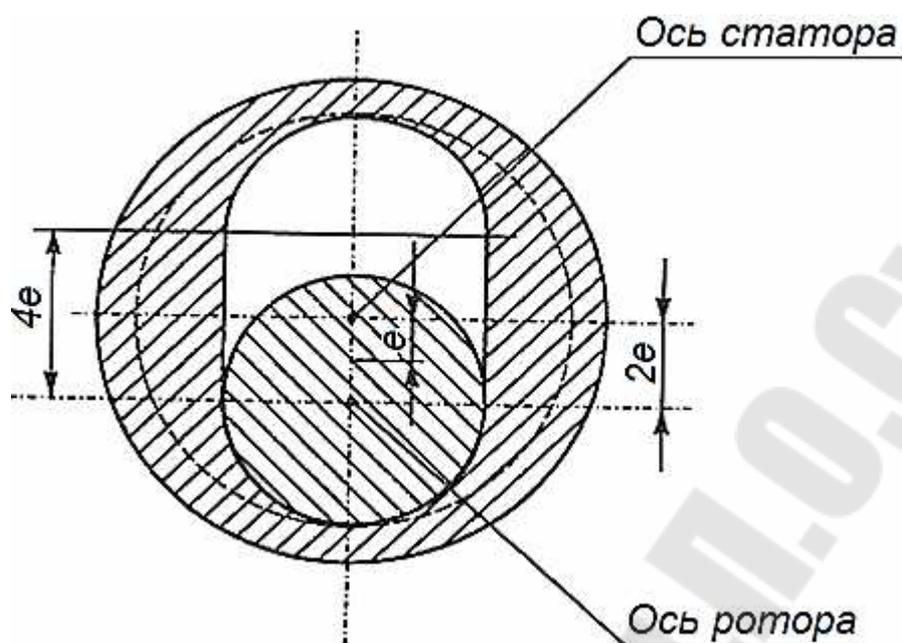


Рис. 8.3.2. Поперечное сечение статора и ротора винтового насоса

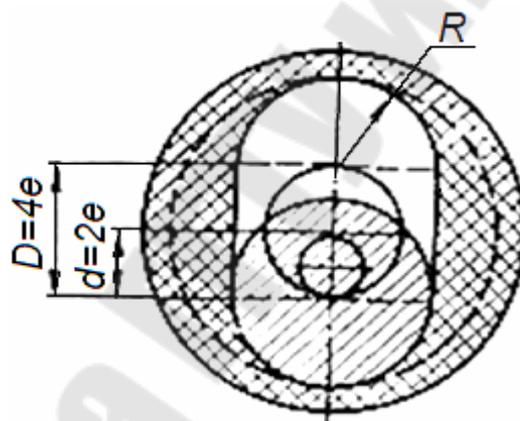


Рис. 8.3.3. Схема перемещения ротора при работе винтового насоса

Гребень спирали винта по всей своей длине находится в непрерывном соприкосновении с резиновой обоймой. Между винтом и обоймой образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра винта D на $4e$, а высота этой полости в направлении оси винта равна шагу обоймы T ($T = 2t$, где t – шаг винта). Перекачиваемая жидкость заполняет полость между винтом и обоймой в пределах каждого шага и, так как при вращении винт в осевом направлении не движется, то жидкость будет перемещаться вдоль оси винта на расстояние одного шага при повороте винта на один оборот. Следовательно, суточная подача винтового насоса будет равна:

$$Q = 4eDTn \cdot 60 \cdot 24\alpha. \quad (8.3.1)$$

В выражении (8.3.1) n – частота вращения вала ПЭД (примерно 1480 мин^{-1}); α – коэффициент подачи насоса: коэффициент подачи насоса, учитывает обратные протечки через линию соприкосновения гребня спирали винта с внутренней полостью обоймы; неполное заполнение полостей за счет наличия газа во всасываемой смеси; усадку нефти при переходе ее от термодинамических условий насоса к условиям на поверхности.

На рис. 8.3.4 показаны четыре последовательных положения сечения винта в обойме при одном его повороте. *I* – исходное положение, *II* – положение при повороте на 90° , *III* – положение при повороте на 180° , *IV* – положение при повороте на 270° , *V* – положение при повороте на 360° ; k – фиксированная точка на поверхности винта (вращение против часовой стрелки).

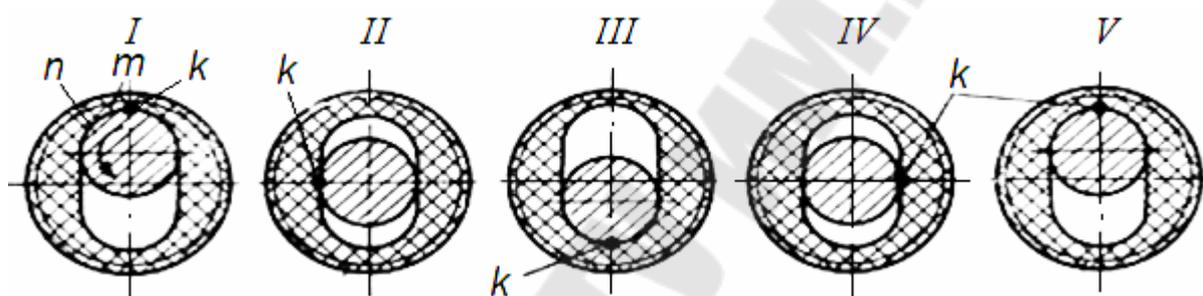


Рис. 8.3.4. Схема последовательных положения сечения винта в обойме при одном повороте винтового насоса

Как видно из описания, ВН – несложная машина с небольшим числом деталей (в противоположность ЭЦН) и в настоящее время имеет высокую надежность и достаточно большой межремонтный период. На нефтяных промыслах уже прошли широкие промышленные испытания несколько серийных конструкций, рассчитанных на номинальную подачу жидкости $40, 80$ и $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при диаметрах обсадных колонн 146 и 168 мм . Насосы изготавливаются с двумя винтами. Благодаря двум винтам с правым и левым направлением их спиралей эти насосы во время работы взаимно гидравлически разгружаются, поэтому их опорные подшипники и пяты не подвергаются большим осевым усилиям. Друг от друга насосы отличаются только размерами винтов и резиновых обойм, благодаря чему достигнута и высокая унификация, и взаимозаменяемость всех остальных деталей и узлов. Наиболее слабым местом в винтовых насосах является резиновая обойма, которая при недостатке смазки сразу выходит из строя. Винтовые насосы на вязкой жидкости работают лучше, чем на сильно об-

водненной продукции скважин. Они не эмульгируют нефть, как центробежные насосы. КПД насоса достигает 0,8.

Винтовые насосы имеют шифр, подобный шифру центробежных насосов. Например, ЭВНТ5А-100-1000 означает: электровинтовой насос (ЭВН) тихоходный (Т) под колонну 5А с подачей 100 м³/сут, напором 1000 м. Имеются насосы, развивающие напор 1400 м. Насос ЭВНТ5А-100-1000 имеет на воде максимальный к. п. д. 0,68-0,7, а при незначительном повышении вязкости жидкости до 0,4 см²/с его максимальный КПД увеличивается до 0,73-0,75.

Применение ВН весьма эффективно при откачке высоковязких нефтей. Они менее чувствительны к присутствию в нефти газа, а попадание последнего в рабочие органы не вызывает срыва подачи.

В погружных винтовых насосах одним из ответственных элементов является *поршеньково-золотниковый клапан* и выполняет следующие функции:

- при спуске погружного агрегата в скважину сообщает затрубное пространство с колонной НКТ (переток жидкости из затрубного пространства в колонну НКТ через насос невозможен);

- при подъеме погружного агрегата из скважины сообщает полость НКТ с затрубным пространством с возможностью слива жидкости из НКТ;

- при откачке жидкости с большим содержанием свободного газа или при недостаточном притоке из пласта сбрасывает часть продукции с выкида в затрубное пространство; при нормальной подаче сброс жидкости прекращается;

- при непредвиденном повышении давления на выкиде насоса, например, за счет закрытия задвижки на устье, клапан срабатывает и сбрасывает жидкость в затрубное пространство (винтовой насос является объемным насосом, поэтому не может работать в режиме закрытой задвижки на нагнетательной линии);

- исключает работу насоса в режиме сухого трения ротора в статоре, предотвращая поломку насоса;

- предотвращает снижение динамического уровня до приемной сетки верхнего насоса, сбрасывая часть жидкости с выкида в затрубное пространство; при этом подача установки снижается, срабатывает защита в станции управления, и установка отключается. После восстановления нормального динамического уровня, клапан закрывает спускной канал, и установка переходит в нормальный режим работы с расчетной подачей.

Шламовая труба предназначена для улавливания твердых частиц, которые могут появляться в колонне НКТ (окалина, стеклянная крошка или кусочки эмали при использовании остеклованных или эмалированных труб), и предотвращения их попадания в насос. В противном случае эти частицы попадают в зазор между ротором и статором, приводя к повреждению статора.

Наиболее слабым элементом погружного винтового насоса является статор, т.к. при откачке продукции с механическими примесями происходит повреждение поверхности статора; кроме того, статор повреждается при недостаточной его смазке. Наличие резиновой обоймы накладывает температурные ограничения на область применения винтовых насосов, температура откачиваемой жидкости должна быть ниже 90°C. Кроме того, установка имеет недостаточную гибкость по изменению производительности.

Винтовые насосные установки рекомендуются для эксплуатации скважин со следующими условиями:

- вязкость нефти до 20 Па·с;
- повышенное содержание свободного газа;
- большие отклонения скважины от вертикали (до 70°). КПД винтовых насосов достигает 80%.

8.4. Установки диафрагменных насосов

Одной из характерных особенностей разработки нефтяных месторождений является существенное увеличение числа низкодебитных скважин. Наиболее распространенными при эксплуатации таких скважин являются установки скважинных штанговых насосов. Однако при увеличении интенсивности искривления ствола скважины и обводненности продукции, а также при наличии в откачиваемой жидкости твердых механических примесей имеет место резкое уменьшение межремонтного периода (МРП) скважин, оборудованных ШГН, что обусловлено заклиниванием или повышением износа плунжера насоса, обрывом и истиранием насосных труб и штанг. Для таких условий эксплуатации были разработаны установки электродиафрагменных насосов (УЭДН), которые относятся к бесштанговым насосам, что определяет их эксплуатационные качества.

Отличительными конструктивными особенностями диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от

перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью.

По принципу действия диафрагменный насос сравним с поршневым насосом – рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Погружной диафрагменный агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, а питание электродвигателя осуществляется по кабелю, закрепленному на колонне НКТ (рис. 8.4.1).

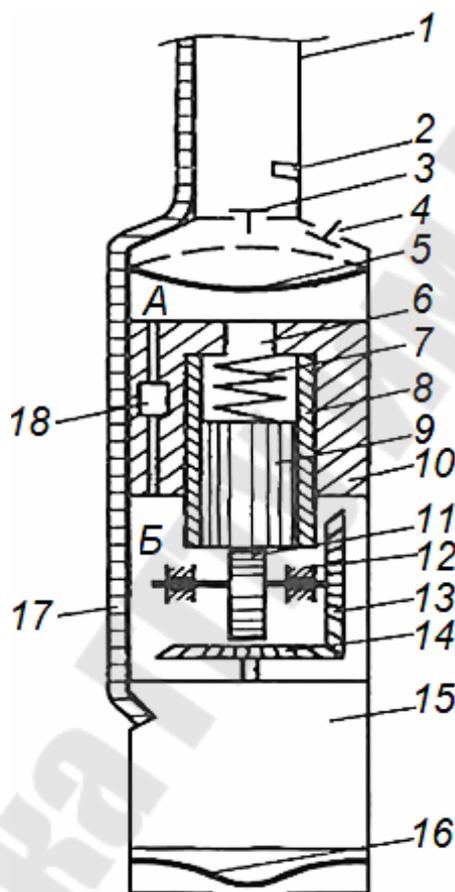


Рис. 8.4.1. Принципиальная схема погружного агрегата диафрагменной насосной установки: 1 – колонна НКТ; 2 – сливной клапан; 3 – нагнетательный клапан; 4 – всасывающий клапан; 5 – диафрагма; 6 – осевой канал; 7 – винтовая пружина; 8 – цилиндр; 9 – поршень; 10 – корпус; 11 – эксцентрик; 12 – опора; 13, 14 – зубчатые колеса; 15 – погружной электродвигатель; 16 – компенсационная диафрагма; 17 – электрический кабель; 18 – специальный клапанный узел

Погружные диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

– по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;

- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сильфонная;
- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах прошлого столетия. Специалистов привлекли следующие конструктивные достоинства УЭДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

- отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;
- небольшая установочная мощность электропривода;
- простота монтажа и эксплуатации;
- удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;
- возможность применения в скважинах с низкими дебитами;
- возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками (море, болота и др.).

Схема УЭДН похожа на монтажную схему установок погружных электронасосов.

Погружной электродиафрагменный насос опускают в скважину на НКТ с условным диаметром 42; 48 и 60 мм (рис. 8.4.2). Для увеличения рабочего объема кольцевой шламовой камеры у шламовых труб 3 и 4 первая труба над электронасосом должна иметь диаметр 60 мм. Между первой и второй трубами устанавливается сливной клапан 5. Кабельная линия 6, по которой подводится электроэнергия к насосу 1, по мере спуска крепится к трубам поясами 2, а на поверхности – соединяется сигнальным проводом 10 со станцией управления 11. На поверхности располагается устьевое оборудование 7, конструкция которого выбирается потребителем установки в зависимости от условий эксплуатации. Устьевое оборудование специальным отводом соединяется с наземным трубопроводом сбора скважинной продукции. Электроконтактный манометр 9 соединяется с трубкой 8 манометра с отводом и сигнальным проводом 10 со станцией управления 11. Для предупреждения обратного движения откачиваемой жидкости из наземного трубопровода в НКТ отвод должен быть снабжен обратным клапаном.

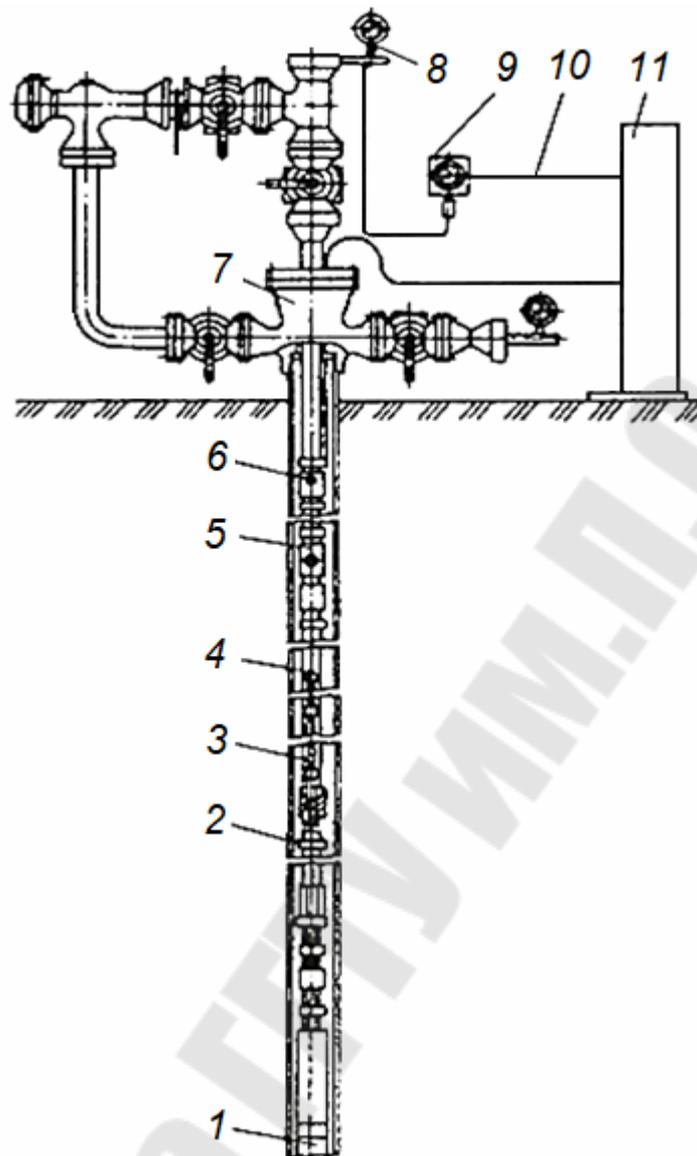


Рис. 8.4.2. Установка диафрагменного насоса: 1 – насос; 2 – трубные пояса; 3, 4 – шламовые трубы; 5 – сливной клапан; 6 – кабельная линия; 7 – устьевое оборудование; 8 – манометр; 9 – электроконтактный манометр; 10 – сигнальный провод; 11 – станция управления

Электродиафрагменные насосы и установки различных типоразмеров были полностью унифицированы. При этом они отличаются рабочим диаметром сменной плунжерной пары, входящей в состав плунжерного насоса, а установки – сечением и длиной круглого кабеля, входящего в состав кабельной линии

УЭДН к скважинам подбирают по их условной характеристике, определяющей зависимость между суточным дебитом и давлением, расходуемым на подъем жидкости из скважины с определенным противодавлением.

Оптимальный режим работы УЭДН и увязка ее с работой пласта производятся по общепринятым положениям: подача насоса должна быть равна дебиту скважины.

Наиболее слабым узлом современных УЭДН является электродвигатель: 67% подъемов насосов произошло из-за отказа привода. При этом основной причиной отказа является пробой обмотки статора ПЭД из-за слабой межвитковой изоляции провода. На сопротивление изоляции влияет попадающий в двигатель газ, диффундирующий через диафрагму.

Недостаточно надежным является клапанный узел насоса, изнашивающийся при воздействии на него механических примесей.

Опыт применения установок погружных электродиафрагменных насосов типа УЭДН5 на промыслах России показывает, что их основными технико-экономическими преимуществами являются:

- высокий КПД электронасоса – от 34 до 40% в зависимости от типоразмера;
- незначительный износ его основных узлов, герметично изолированных от перекачиваемой среды и работающих в чистом масле;
- простота монтажа на устье скважины, куда электронасос поступает моноблоком;
- отсутствие громоздкого наземного привода и фундаментов для его размещения; сокращение в 2-3 раза общей металлоемкости и установочной мощности при обустройстве скважин;
- возможность применения НКТ малого диаметра;
- сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание в связи с отсутствием привода;
- эффективность применения в скважинах с очень низкими дебитами, так как обеспечивается непрерывная работа взамен периодической эксплуатации, отрицательно влияющей на нефтеотдачу пласта;
- эффективность использования в скважинах с кривыми или наклонно-направленными стволами.

Глава 9. ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ (ОРЭ) ПЛАСТОВ

9.1. Общие принципы организации ОРЭ

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных пропластков, пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. Решать эту задачу обычно приходится на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их, как говорят, «общим фильтром».

Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем, на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, участии отдельных прослоев в процессе разработки, выявляется более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослои или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают ее в результате вскрытия общим фильтром. Такие явления легко обнаруживаются при снятии профилей притоки скважинными дебитомерами. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия связи их с нагнетательными скважинами. Лишь сильным понижением забойных давлений удастся отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением или из пласта, в котором нефть обладает большим начальным напряжением сдвига. В этом случае депрессии на такие пласты будут различны, а, следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинаковой. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних, с хорошей проницаемостью, и консервации запасов нефти в других, с плохой проницаемостью или слабым участием в процессе разработки по тем или иным причинам.

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром. Но это не снимает вопроса о целесообразности раздельных эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину.

С этой целью на первых этапах развития технологии раздельной эксплуатации предлагались и осуществлялись проекты многорядных скважин. При этом в один пробуренный ствол увеличенного диаметра спускались две или три малогабаритные обсадные колонны, которые цементировались и перфорировались каждая против своего пласта с помощью направленной перфорации для предотвращения прострела соседней колонны. Это оказалось возможным при малых глубинах залегания пластов и вызывало существенные осложнения при последующей их эксплуатации, ремонтных работах и т. д. Дальнейшее развитие технологии раздельной эксплуатации нескольких пластов пошло по пути создания специального оборудования, спускаемого в скважину, вскрывающую два или три пласта. Основным элементом такого оборудования является пакер, изолирующий пласты друг от друга, с отдельными каналами для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для раздельной эксплуатации пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного забойного давления против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- получение на поверхности продукции разных пластов без их смешивания в скважине, так как свойства нефтей (сернистые и несернистые) могут быть различными;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;
- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины.

Другими словами, технология и соответствующее оборудование для раздельной эксплуатации должны допускать осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяют при вскрытии этих пластов отдельными скважинами. Полностью выполнить эти

требования практически не удается даже в простейшем случае, т. е. при отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину. Возможности отдельной эксплуатации через одну скважину существенно зависят от размера эксплуатационной колонны. При больших диаметрах эксплуатационных колонн (168 мм и больше) легче удовлетворить большую часть изложенных требований и создать достаточно надежное оборудование.

9.2. Схемы оборудования скважин для ОРЭ

Отдельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами.

1. Оба пласта фонтанным способом.
2. Один пласт фонтанным, другой – механизированным способом.
3. Оба пласта механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема насос-фонтан означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний – фонтанным. Теоретически возможны следующие комбинации способов эксплуатации: фонтан-фонтан; фонтан-газлифт; газлифт-фонтан; насос-фонтан; фонтан-насос; насос-газлифт; газлифт-насос; насос-насос; газлифт-газлифт.

Отдельная эксплуатация трех пластов через одну скважину возможна только в особых наиболее простых случаях и поэтому применяется крайне редко.

Наиболее простой схемой оборудования скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной является система с двумя параллельными рядами НКТ (рис. 9.2.1), работающая по схеме фонтан-фонтан. Один ряд труб имеет на конце пакер 1, устанавливаемый в промежутке между двумя пластами. На колонне НКТ, эксплуатирующей нижний пласт, устанавливаются малогабаритные пусковые клапаны 3 с принудительным открытием. В НКТ, по которым поступает продукция верхнего пласта, также устанавливаются клапаны 4 специальной конструкции, которые открывают принудительно с поверхности спуском в НКТ оправки на проволоке, отжимающей пружинные клапаны для впуска газа из обсадной колонны.

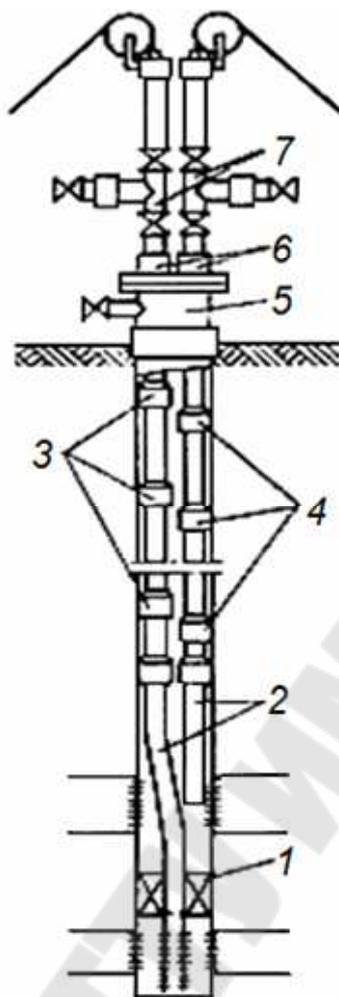


Рис. 9.2.1. Оборудование скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной по схеме фонтан-фонтан

Оборудование устья состоит из тройника 5 для сообщения с пространством обсадной колонны и планшайбы, на которой подвешиваются оба ряда НКТ и уплотняются двухрядным сальником 6. Продукция из каждого пласта поступает на поверхность без смешивания и через тройники 7 отводится в нефтесборную сеть. Оба пласта осваиваются закачкой газа в обсадную колонну через тройник 5, причем освоение можно проводить раздельно. После перехода на нормальный режим фонтанирования подача газа в колонну прекращается.

Борьба с отложениями парафина может осуществляться закачкой пара в пространство обсадной колонны от передвижной паровой установки (ППУ) или с малогабаритными скребками, спускаемыми на проволоке через лубрикатор с помощью автоматической лебедки. Работа обоих пластов регулируется, как обычно, сменой штуцеров на арматуре устья.

При спуске двух параллельных рядов труб с использованием оборудования, показанного выше, можно осуществить отдельную эксплуатацию двух пластов по схемам фонтан-насос или насос-фонтан. В этом случае одна из колонн НКТ, предназначенная для эксплуатации верхнего или нижнего пласта с помощью ШГН, берется большего диаметра, допускающего спуск в них вставного насоса. Сначала спускается колонна НКТ, предназначенная для эксплуатации нижнего пласта с разделительным пакером для изоляции пластов друг от друга. Затем спускается вторая колонна. На колонне НКТ, предназначенной для фонтанной эксплуатации, устанавливаются шариковые малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием с поверхности с помощью оправки, спускаемой на проволоке через лубрикатор. На второй колонне НКТ большего диаметра, предназначенной для насосной эксплуатации на заранее определенной глубине, устанавливается замковая опора для посадки на нее вставного насоса, спускаемого на штангах. Для того чтобы при спуске или подъеме колонны НКТ не происходило зацепление муфт, над последними устанавливаются конические кольца (по одному кольцу над каждой муфтой обеих колонн). На устье скважины специальная арматура должна обеспечивать выход продукции пласта, эксплуатируемого фонтанным способом, и установку тройника и сальника для полированного штока штанговой насосной установки, эксплуатирующей второй пласт.

Борьба с отложениями парафина проводится при этой схеме, как обычно: в фонтанной колонне – малогабаритными скребками, а в насосной колонне – с помощью установки на штангах пластинчатых скребков и штанговращателя. Пласты при работе по схеме фонтан-насос исследуют следующим образом: нижний пласт, фонтанный – малогабаритным манометром, спускаемым на проволоке в НКТ, а изменение отбора достигается сменой штуцеров; верхний пласт, насосный – с помощью эхолота. При этом отбор регулируется изменением режима откачки, т. е. длины хода или числа качаний станка-качалки. При работе по схеме насос-фонтан измерение динамического уровня нижнего, насосного пласта становится невозможным, так как он перекрывается пакером. Таким образом, исследование нижнего пласта может ограничиваться только получением зависимостей подачи насоса от длины хода или числа качаний. Построение индикаторной линии исключается из-за невозможности измерения забойных давлений. Исследование верхнего, фонтанного пласта осуществимо в полном объеме обычными способами, так как доступ к верхнему пласту через фонтанные трубы открыт. Применение описанных установок ограни-

чено трудностями спуска двух параллельных рядов труб, герметизации устья, отсутствием выхода отсепарированного подпакерного газа при работе по схеме насос-фонтан и необходимостью его пропуска через насос, а также малыми габаритами обсадных колонн. Однако установки подобного типа обладают важным достоинством – наличием отдельных каналов для продукции обоих пластов. Это может иметь решающее значение при эксплуатации двух пластов, когда один из них дает сернистую нефть, которую, как правило, собирают, транспортируют и перерабатывают отдельно, без смешивания с обычными парафинистыми или масляными нефтями.

Сложнее установки для отдельной эксплуатации, в которых используют погружной центробежный электронасос по схеме ЭЦН-фонтан (рис. 9.2.2).

Подземное оборудование состоит из пакера, устанавливаемого в промежутке между двумя пластами, центробежного насоса, заключенного в специальный кожух для перевода жидкости нижнего пласта из-под пакера к приемной сетке ЭЦН, находящейся над электродвигателем и гидрозщитным устройством насоса; разобщителя, позволяющего с помощью плунжера сообщать межтрубное пространство скважины с внутренней полостью НКТ. Жидкость нижнего пласта охлаждает электродвигатель и попадает на прием центробежного насоса. Далее жидкость нижнего пласта попадает в НКТ. Жидкость верхнего, фонтанного пласта проходит по кольцевому зазору между обсадной колонной и кожухом ЭЦН и через боковое отверстие в специальном разобщителе попадает в НКТ.

Таким образом, жидкости обоих пластов выше разобщителя смешиваются и поднимаются по НКТ. Разобщитель имеет сменный плунжер, в котором заблаговременно устанавливается штуцер заданного размера, зависящий от установленной нормы отбора жидкости из верхнего фонтанного пласта. Плунжер спускается в НКТ на обычной скребковой проводке через лубрикатор с помощью ловильного или посадочного приспособления. Наличие двух обратных клапанов (один под пакером, второй над ЭЦН) и разобщителя позволяет осуществлять промывку либо через межтрубное пространство в НКТ, либо через НКТ в межтрубное пространство (прямую или обратную) и, таким образом, осваивать верхний пласт. После освоения фонтанного пласта, установления его режима работы и спуска плунжера с соответствующим штуцером осваивается нижний пласт запуском насоса.

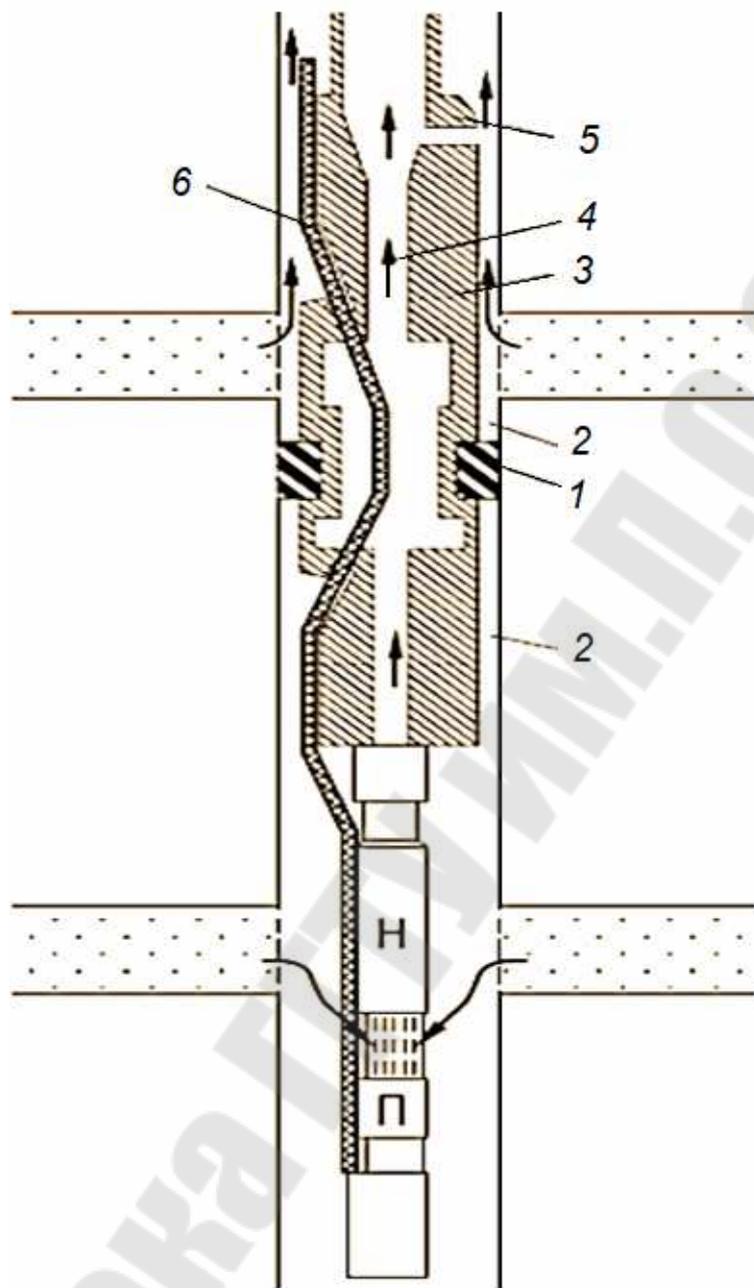


Рис. 9.2.2. Оборудование скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной по схеме ЭЦН-фонтан: 1 – пакер; 2 – затрубное пространство; 3 – корпус; 4 – центральный канал; 5 – головка; 6 – кабель; Н – насос; П – протектор

Описанное подземное оборудование спускается в скважину на НКТ и подвешивается в обсадной колонне на специальном плашечном трубном якорь, в котором предусмотрен проход для электрокабеля. Трубный якорь воспринимает нагрузку от веса НКТ и не передает ее на подвешенное насосное оборудование благодаря подвижному сальниковому сочленению нижней и верхней частей НКТ в якорь. На устье скважины устанавливается обычная фонтанная арматура и

станция управления ЭЦН с автотрансформатором. Установка не позволяет исследовать скважину традиционными способами. Однако допускает обычное измерение манометром давления в НКТ над разобшителем. Зная это давление и потери давления в штуцере плунжера (по результатам его тарировки), можно косвенно определить давление против верхнего, фонтанного пласта. Сменой штуцеров и повторными измерениями давления над разобшителем можно получить зависимость изменения суммарного дебита обоих пластов от забойного давления верхнего, фонтанного пласта. Однако такая информация не позволяет построить индикаторные линии для обоих пластов. Благодаря наличию одного канала для движения жидкости довольно просто решается проблема борьбы с отложениями парафина. С этой целью могут быть применены либо остеклованные трубы, либо другие методы очистки парафиновых отложений.

При работе по схеме фонтан-насос (рис. 9.2.3) пласты разобщаются 2-мя пакерами. Вся сборка, состоящая из ПЭД, ЭЦН, разобшителя, обводного канала спускается в скважину на НКТ вместе с кабелем. Хвостовая часть сборки входит в канал между пакерами и уплотняется там с помощью резиновых манжет.

На поверхности, как обычно, устанавливается арматура, станция управления и автотрансформатор. В данной установке вместо кожуха используется обводная трубка для прохода жидкости из нижнего, фонтанного пласта к штуцерному сменному плунжеру в разобшителе. Жидкость из верхнего, насосного пласта по кольцевому зазору между обсадной колонной и корпусом ПЭД и ЭЦН поднимается вверх и достигает приемной сетки насоса. Через обратный шариковый клапан жидкость подается в НКТ, минуя разобшитель. Выше разобшителя жидкости смешиваются. Над центробежным насосом снаружи НКТ устанавливается трубный якорь, воспринимающий нагрузку от веса труб и передающий ее посредством шлицевого сцепления на обсадную колонну. В нижнем пакере, в его нижней части имеется подпружиненный шариковый клапан, который при подъеме сборки освобождается хвостовиком и перекрывает доступ жидкости из нижнего, фонтанного пласта в скважину. Это позволяет ремонтировать без предварительного глушения скважины тяжелой жидкостью.

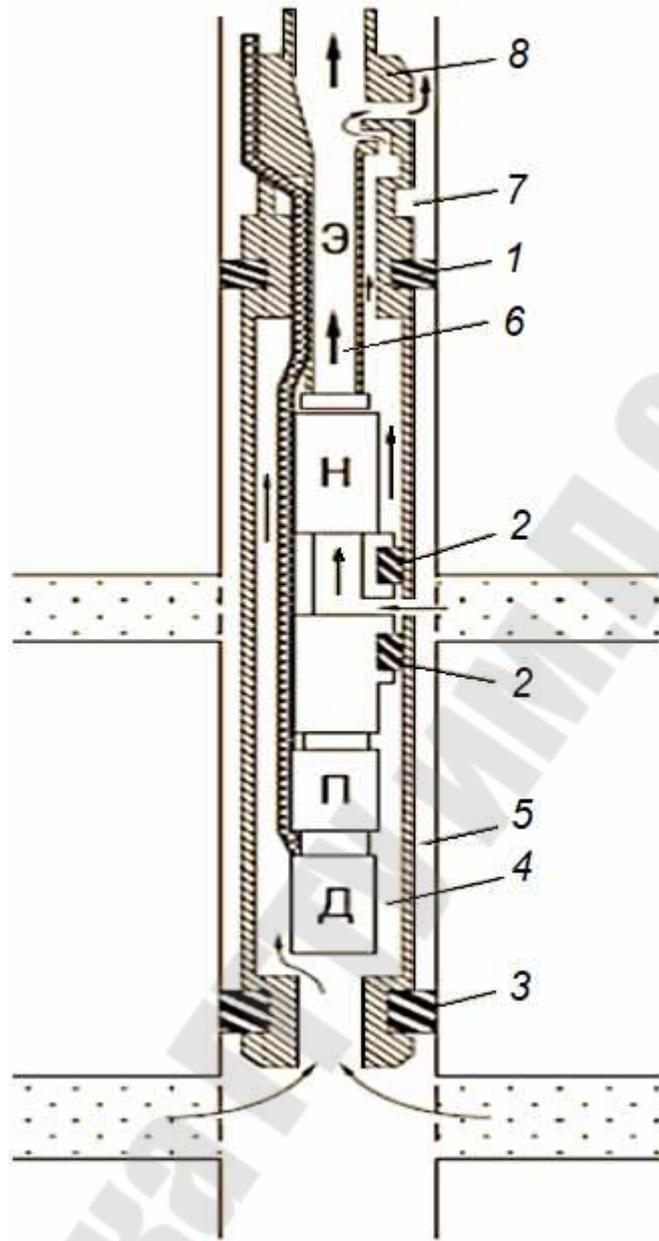


Рис. 9.2.3. Оборудование скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной по схеме фонтан-ЭЦН: 1 и 3 – пакеры; 2 – манжета; 4 – кольцевой канал; 5 – межпакерное пространство; 6 – центральный канал; 7 – затрубное пространство; 8 – головка оборудования; Н – насос; П – протектор; Д – электродвигатель

Не менее сложны установки для раздельной эксплуатации обоих пластов штанговыми насосами. Откачка жидкости из каждого пласта по схеме ШГН-ШГН производится спаренными штанговыми насосами, подвижные части которых соединены специальной штангой. Оба насоса спускаются на одной колонне труб и приводятся в действие одной колонной штанг от станка-качалки (рис. 9.2.4).

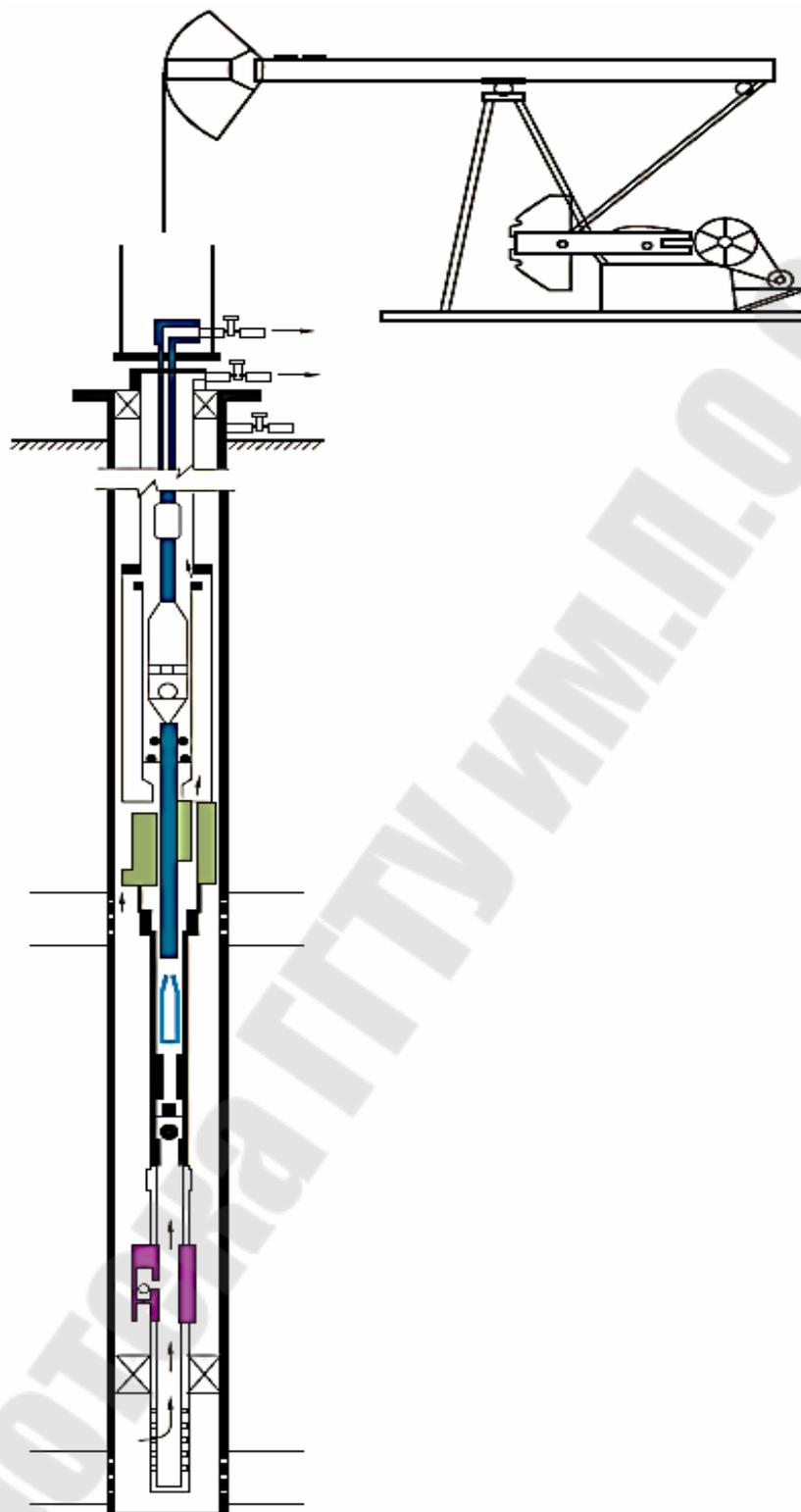


Рис. 9.2.4. Оборудование скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной по схеме ШГН-ШГН

Нижний ШГН забирает жидкость из-под пакера из нижнего пласта и подает ее в пространство НКТ над верхним ШГН через обвод-

ные каналы, имеющиеся в посадочном устройстве верхнего ШГН. Из верхнего пласта жидкость поступает на прием верхнего насоса через боковое отверстие, имеющееся в посадочном устройстве. Жидкость из верхнего ШГН также подается в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов смешиваются и подаются на поверхность по колонне НКТ. Пласты, как обычно, изолированы друг от друга разделительным пакером.

Посадочное устройство верхнего ШГН может быть оборудовано каналами для отвода в затрубное пространство подпакерного газа из нижнего пласта. В этом случае в промежутке между насосами подвешивается дополнительная колонна НКТ. По межтрубному пространству, образованному этой дополнительной колонной, отсепарированный газ от приема нижнего насоса отводится в затрубное пространство через каналы посадочного устройства верхнего ШГН. Необходимость установки дополнительной колонны НКТ для отвода газа уменьшает размеры насоса при сохранении внешних габаритов оборудования. Другими словами, отвод подпакерного газа для увеличения коэффициента наполнения насоса достигается существенным усложнением конструкции и ущемлением его технологических возможностей (подачи).

В подземное оборудование включают еще дополнительные устройства, такие как автосцеп для насосных штанг и плунжерные клапаны для слива жидкости из НКТ при их подъеме из скважины. Смещением штанг за пределы обычного их хода достигается перемещением плунжерного клапана сливного устройства, при этом боковые отверстия совмещаются, и жидкость из НКТ сливается через газоотводные каналы в посадочном устройстве верхнего ШГН в межтрубное пространство скважины.

Во всех установках для отдельной эксплуатации скважин типа насос-насос нижние насосы вставные и подвешиваются на обычных замковых посадочных опорах, установленных в верхней части насосов. Верхние ШГН в установках также вставные с замковыми посадочными опорами в нижней части насосов. Некоторые разновидности установок типа насос-насос имеют верхние ШГН не вставного типа, снабженные автосцепами штанг. Не вставные ШГН позволяют увеличить диаметр рабочего плунжера и подачу насоса.

Разработаны стандартные установки для отдельной эксплуатации скважин насосным способом с отводом накопившегося под пакером газа и без отвода его. Наземное оборудование обычное. Это стан-

дартное устьевое оборудование и станок-качалка соответствующей грузоподъемности. Очистка НКТ от парафина осуществляется с помощью пластинчатых скребков и штанговращателя с обязательным применением штангового вертлюжка в нижней части колонны штанг, так как вращение соединительной штанги между верхним и нижним ШГН недопустимо из-за конструктивных особенностей установки. Отложения парафина, если они неинтенсивные, можно ликвидировать с помощью прогрева верхней части НКТ паром от передвижной паровой установки (ППУ).

9.3. Раздельная закачка в два пласта через одну скважину воды

Оборудование для раздельной закачки воды (ОРЗ) в два пласта через одну скважину предусматривает возможность закачки по двум независимым каналам при различных давлениях нагнетания (рис. 9.3.1).

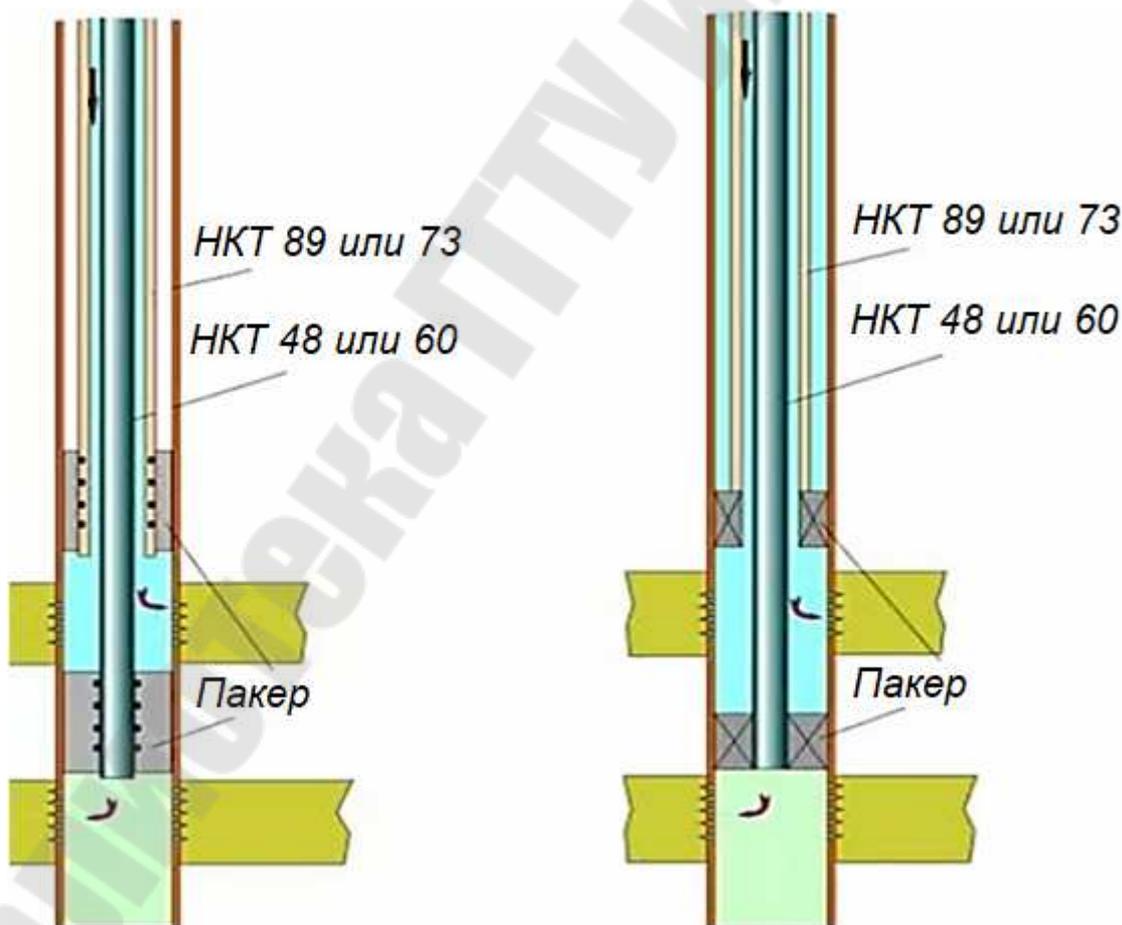


Рис. 9.3.1. Оборудование скважины для одновременной раздельной закачки воды в два пласта

Дифференциация давлений достигается либо прокладкой двух водоводов от ближайшей кустовой насосной станции с различным давлением нагнетаемой воды (разные насосы), либо дросселированием давления путем пропуска части воды общего водовода через штуцер непосредственно на устье скважины. В последнем случае давление в общем водоводе должно быть равно или больше давления нагнетания в плохо проницаемый пласт. Однако дросселирование давления связано с потерей энергии и с энергетической точки зрения невыгодно. Разработаны конструкции подземного оборудования для раздельной закачки в два пласта при эксплуатационной колонне 146 мм (ОРЗ-2П-5) и 168 мм (ОРЗ-2П-6). На колонне насосных труб в скважину опускается шлицевой пакер специальной конструкции. В дополнение к обычным узлам пакер имеет муфту перекрестного течения, подпружиненный промывочный клапан и центральный патрубок, нижний конец которого пропущен через сальник.

Оборудование для раздельной закачки воды должно обеспечивать периодическую промывку фильтров водопоглощающих пластов для восстановления или повышения их приемистости, которая всегда имеет тенденцию к затуханию вследствие заиливания. По приведенной схеме предусматривается закачка воды через межтрубное пространство в верхний водопоглощающий пласт и по центральному патрубку в нижний водопоглощающий пласт. Давление воды, нагнетаемой в верхний пласт, по каналам перекрестной муфты и далее по центральному патрубку пакера передается вниз на подпружиненный тарельчатый промывочный клапан, который при этом закрывается, что предотвращает переток воды в нижний пласт внутри скважины. Вода, закачиваемая по НКТ, через межтрубный канал между центральным патрубком и основной трубой в пакере и далее через специальные отверстия попадает в нижний пласт. Промывочный клапан позволяет нагнетать промывочную воду в НКТ. В этом случае вода через НКТ, пройдя межтрубный канал и специальные отверстия, промоет фильтр нижнего пласта и далее через башмак попадет под промывочный клапан. Если давление под клапаном будет больше, чем над ним, он откроется и даст доступ промывочной воде в промывочный патрубок и далее через каналы перекрестной муфты в обсадную колонну.

При этом одновременно будет происходить промывка фильтровой части верхнего пласта. На поверхность промывочная вода поступает по межтрубному пространству. Для того чтобы промывочный

клапан открылся, кольцевое сечение обсадной колонны отключается от водовода и давление падает. Для того, чтобы промывочный клапан был закрыт при нормальной работе, необходимо в верхний пласт по межтрубному пространству закачивать воду с более высоким давлением. так как в этом случае давление над клапаном будет больше, чем под ним, и он будет закрыт.

Если вода с более высоким давлением должна закачиваться не в верхний, а в нижний пласт, то перед спуском оборудования в скважину необходимо перевернуть корпус промывочного клапана и присоединить его к переводнику. При такой компоновке оборудования ствол скважины и фильтры обоих пластов промываются закачкой воды в межтрубное пространство (обратная промывка). Расходы воды в оба пласта замеряются на поверхности. Если в большинстве случаев 146-мм обсадная колонна обеспечивает нужную прочность при нагнетании воды в пласт, то в колонных диаметром 168 мм, прочность на разрыв которой меньше, нагнетание возможно только при низких давлениях. Для защиты 168-мм обсадной колонны от давления воды разработана конструкция ОРЗ-2П-6 с двумя разделительными пакерами, обращенными раструбом вниз.

При спуске оборудования в скважину для защиты манжеты на нее одевается предохранительный металлический кожух, который сбрасывается с нее давлением жидкости при опрессовке оборудования в скважине. Выше самоуплотняющейся манжеты на сердечнике пакера устанавливаются ограничительные втулки с резиновыми манжетами, которые сжимаются весом колонны труб и фиксируют пакер по центру эксплуатационной колонны, обеспечивая нормальную работу самоуплотняющейся манжеты. Конструкция оборудования ОРЗ-2П-6 под колонну 168 мм похожа на ранее описанную. Технологической схемой использования оборудования ОРЗ-2П-6 предусматривается закачка воды с более высоким давлением в верхний пласт по НКТ, а с низким давлением – в нижний пласт по эксплуатационной колонне. Очистка скважины проводится обратной промывкой.

Глава 10. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

10.1. Назначение и методы исследования скважин

Методы исследования скважин и пластов разделяют на геофизические, гидродинамические, дебитометрические, термодинамические.

Геофизические методы исследования. Из всех методов исследования скважин и пластов следует выделить особый комплекс геофизических методов. Они основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при воздействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука.

Геофизические методы исследования скважин и геологического разреза проводятся на стадиях бурения, заканчивания, а также текущей эксплуатации. Они дают обильную информацию о состоянии горных пород, их параметрах и об их изменениях в процессе эксплуатации месторождения и часто используются при осуществлении не только геологических, но и чисто технических мероприятий на скважинах. В силу своей специфичности, необходимости знания специальных предметов, связанных с физикой земли, горных пород, а также с ядерными процессами, эти методы исследования, их теория, техника осуществления и интерпретация результатов составляют особую отрасль знаний и выполняются геофизическими партиями и организациями, имеющими для этой цели специальный инженерно-технический персонал, оборудование и аппаратуру. Геофизические исследования скважин – это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой.

Гидродинамические методы исследования. Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неуставившихся режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Скважинные дебитометрические исследования. Они позволяют определить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (профили притока) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (профили поглощения) с помощью регистрирующих приборов – дебитомеров и расходомеров, спускаемых в скважину и перемещаемых вдоль перфорированного интервала.

Скважинные дебитометрические исследования дают важную информацию о действительно работающей толщине пласта, о доле участия в общем дебите отдельных пропластков, о результатах воздействия на те или иные пропластки с целью интенсификации притока или увеличения поглотительной способности скважин. Эти исследования, как правило, дополняются одновременным измерением влагосодержания потока (% воды), давления, температуры и их распределением вдоль ствола скважины.

10.2. Гидродинамические исследования скважин

Гидродинамические исследования подразделяются на стационарные при установившихся режимах фильтрации (метод установившихся отборов) и нестационарные при неустановившихся режимах фильтрации (регистрация кривой восстановления давления (КВД) после остановки эксплуатации скважины, регистрация кривых восстановления/падения уровня (КВУ, КПД) при остановке-запуске скважин, регистрация кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважин в эксплуатацию).

Исследование скважин при установившихся режимах. Исследования скважин на установившихся режимах фильтрации заключается в последовательном изменении режима эксплуатации скважин и изменении на каждом установившемся режиме дебита и соответствующего ему давления. Сущность исследования заключается в замерах дебита и забойного давления на нескольких (не менее трех) установившихся режимах ее работы. Изменение режима работы скважины достигается за счет изменения забойного давления.

За установившееся состояние работы скважины принимается такое состояние, когда изменением величины дебита скважины и изменением величины давления на забое практически можно пренебречь. Время установления нового режима в зависимости от конкретных условий колеблется в широких пределах (от десятков минут до нескольких суток). Режим эксплуатации скважины считается установившим-

ся, если дебит, забойное и пластовое давление с течением времени практически не изменяются. Время перехода с одного режима на другой режим называется периодом стабилизации. Период стабилизации может определяться минутами, часами, сутками и зависит от многих факторов и в первую очередь от продуктивных характеристик пластов.

Последовательность проведения исследований следующая

1. Устанавливают несколько режимов работы скважины (обычно не менее 3 режимов – для построения индикаторной диаграммы и качественной интерпретации графика). Как правило, это достигается принудительным изменением дебита скважины и для каждого дебита определяют $P_{\text{заб}}$ (ΔP – депрессию на пласт). Для газовых скважин – это достигается установлением штуцеров различного диаметра на устье скважины.

Для нефтяных скважин:

а) установление штуцеров на устье скважины в выкидной линии при фонтанном и артезианском способе эксплуатации;

б) изменение режима работы погружных насосов при механизированном способе эксплуатации. Изменение режима эксплуатации ШГН можно достигнуть: изменением длины хода полированного штока; изменением числа качаний балансира; одновременным изменением длины хода штока и числа качаний.

На скважинах, оборудованных ЭЦН, изменение режима эксплуатации производится чаще всего уменьшением или увеличением устьевого противодавления путем смены штуцера или прикрытием задвижки на выходе.

Дебит и давление измеряют в конце периода стабилизации. После этого скважину переводят на новый режим.

Режим эксплуатации нагнетательных скважин изменяют с помощью регулирующих устройств на насосной станции, а забойное давление определяют по манометру, установленному на устье с учетом гидростатического давления столба жидкости, которой заполнена скважина.

При исследовании замеряют на каждом установившемся режиме: дебит нефти (газа); пластовое давление; забойное давление; количество выносимого песка; количество выносимой воды; газовый фактор скважины. Дебит нефти на устье скважины измеряют объемным методом путем подачи нефти в специальные измерительные емкости или на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ)

«Спутник». Пластовое давление – определяют как средневзвешенное по всему пласту путем замера давления в пьезометрических, простаивающих и других скважинах. Забойное давление в нефтяных скважинах можно определить двумя путями:

1) прямым – с использованием регистрирующих дистанционных манометров (более точный);

2) расчетным – гораздо сложнее, т.к. сложный характер течения жидкости в НКТ, изменяется плотность жидкости по стволу скважины при ее разгазировании, осуществляется движении двухфазной (жидкость+газ) смеси в НКТ и т.д., значения $P_{\text{заб}}$ получаются менее точными.

По результатам исследований строят графики зависимости дебита скважины от забойного давления $P_{\text{заб}}$ или от депрессии ($\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$), называемые индикаторными диаграммами (ИД). Индикаторные диаграммы добывающих скважин располагаются ниже оси абсцисс, а нагнетательных – выше этой оси. Если процесс фильтрации жидкости в пласте подчиняется линейному закону, т. е. индикаторная линия имеет вид прямой, зависимость дебита гидродинамически совершенной скважины от депрессии на забое описывается формулой Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon(P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}, \quad (10.2.1)$$

где P_k – пластовое давление на контуре питания; P_c – забойное давление; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины; ε – гидропроводность пласта kh/μ ; k – проницаемость пласта; h – мощность пласта; μ – вязкость пластового флюида.

Из формул (10.2.1) видно, что дебит жидкости q зависит от депрессии $P_k - P_c$, которая является независимым аргументом. Группу постоянных величин, входящих в эту формулу, можно обозначить через A . Таким образом:

$$A = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k/r_{\text{пр}})}. \quad (10.2.2)$$

Тогда дебит скважины будет равен:

$$q = A(P_k - P_c). \quad (10.2.3)$$

Формулы (10.2.1) и (10.2.3) определяют дебит жидкости в пластовых условиях. На практике дебит q измеряется при стандартных условиях и не в объемных единицах, а в т/сут. Учитывая усадку неф-

ти, т. е. вводя объемный коэффициент b_H , и плотность нефти при стандартных условиях ρ_H , а также переходя от секунд к суткам, можем формулу (10.2.3) переписать так:

$$Q = q \frac{86400}{b_H} \rho_H = \frac{A \cdot 86400 \rho_H}{b_H} (P_K - P_C). \quad (10.2.4)$$

Введя обозначение:

$$K = \frac{A \cdot 86400 \rho_H}{b_H}, \quad (10.2.5)$$

получим

$$Q = K (P_K - P_C), \quad (10.2.6)$$

где Q – дебит скважины при стандартных условиях, т/сут; K – коэффициент продуктивности, т/(сут×МПа).

Формула (10.2.6) получила название формулы притока. Из нее видно, что приток линейно зависит от депрессии или при постоянном давлении на контуре от давления на забое скважины. Из (10.2.6) следует:

$$K = Q / (P_K - P_C), \quad (10.2.7)$$

т. е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. Подставляя в (10.2.5) значения A из (10.2.2) и раскрывая значение ε , можем записать:

$$K = \frac{2\pi kh \cdot 86400 \rho_H}{\mu b_H \ln(R_K / r_{пр})}. \quad (10.2.8)$$

Иногда пользуются понятием удельный коэффициент продуктивности $K_y = K/h$, т. е. коэффициент продуктивности отнесенным к единице толщины пласта. Это позволяет более объективно сопоставлять фильтрационные способности пластов в различных скважинах. Графическое изображение зависимости $Q = f(P_K - P_C)$ или $Q = f(P_C)$ называется индикаторной линией. Из (10.2.7) видно, что индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом K . Чтобы построить индикаторную линию, необходимо иметь несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления P_C .

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии $\Delta P = P_K - P_C$, т. е. $Q(\Delta p)$. Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления P_C , т. е. $Q(P_C)$. Экстраполируя индикатор-

торную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление как ординату P , соответствующую нулевому значению дебита (рис. 10.2.1).

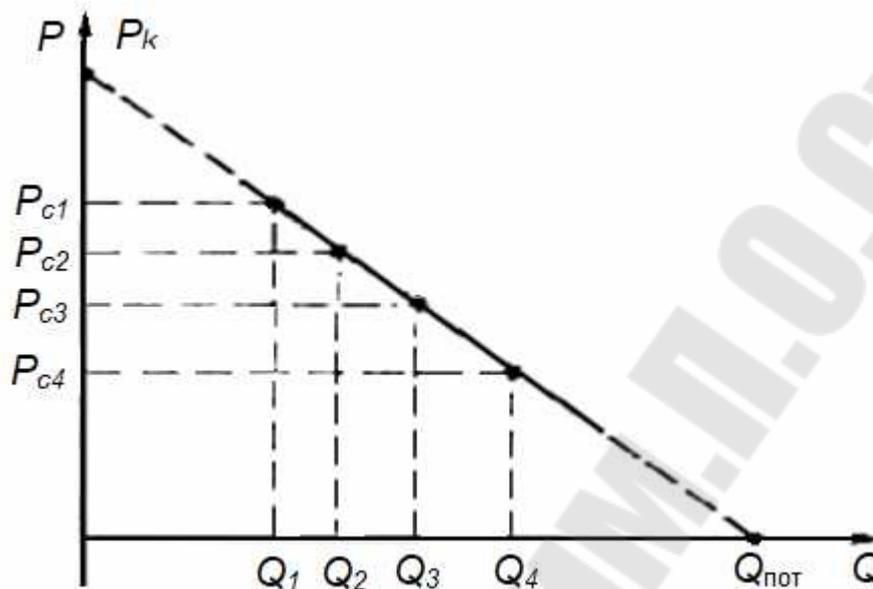


Рис. 10.2.1. Индикаторная линия в координатах $Q - P_c$

Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита $Q_{\text{пот}}$, т. е. дебита при нулевом давлении на забое скважины.

Эксплуатировать скважины при $Q_{\text{пот}}$ по геологическим и техническим причинам практически нельзя, за исключением скважин с открытым забоем, работающих в условиях гравитационного режима. Фактические точки $Q(P)$, получаемые при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах, обычно не ложатся точно на прямую, как на рис. 10.2.1, а дают разброс, иногда значительный. Кроме того, индикаторные линии не всегда получаются прямыми, как это следует из формулы притока (10.2.7). Они могут быть S -образными, искривленными к оси давлений или оси дебитов (рис. 10.2.2). Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарси. Это объясняется тремя причинами.

1. Образование вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже давления насыщения. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть +

газ) фильтрации и, следовательно, больше фильтрационное сопротивление.

2. Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления.

3. Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

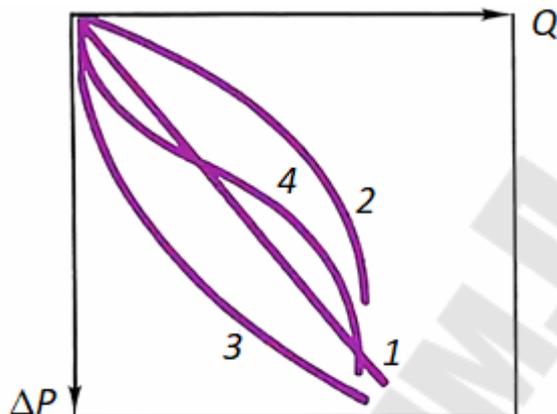


Рис. 10.2.2. Виды индикаторных линий

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков с разными значениями в них пластовых давлений. Это можно пояснить на примере двухслойного пласта. Если пластовое давление в первом пропластке $P_{к_1}$ а во втором $P_{к_2}$ причем $P_{к_1} > P_{к_2}$, то при всех забойных давлениях P_c , лежащих в пределах $P_{к_1} > P_c > P_{к_2}$, приток будет только из первого пропластка. При снижении P_c до величины $P_c < P_{к_2} < P_{к_1}$ будут работать оба пропластка, т. е. дебит непропорционально возрастет.

На забое всегда имеются взвесь, илистые и глинистые осадки, которые при возникновении репрессии закрывают поры, т. е. работают как обратный клапан: выпускают жидкость из пласта в скважину и задерживают в обратном направлении. Наличие многих прослоев сглаживает ход результирующей индикаторной линии, плавно загибающейся в сторону оси дебитов.

Исследование скважин на неустановившихся режимах. Исследование на неустановившихся режимах заключается в регистрации изменения давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья после рабо-

ты с известным дебитом на установившемся режиме или запуска остановленной скважины в работу. Забойное давление измеряют глубинным манометром. Исследования проводят в следующей последовательности.

1. В скважину спускают скважинный манометр, который регистрирует на бланке изменение давления на забое во времени.

2. После непродолжительной выдержки манометра на забое работающей с постоянным дебитом скважины ее закрывают.

3. После того как давление на забое восстановится до пластового манометр поднимают на поверхность и извлекают бланк записи изменения забойного давления во времени.

Если давление на забое P_c , а тем более пластовое P_k превышает давление насыщения $P_{нас}$, то предполагается, что перераспределение давления в пласте после любых возмущений происходит по законам упругого режима. В подземной гидродинамике рассматривается задача притока упругой жидкости к скважине в бесконечном упругом пласте после ее внезапного пуска или остановки. Решением этой задачи является формула:

$$\Delta P(r, t) = -\frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right). \quad (10.2.12)$$

Физическая интерпретация этой формулы, следующая: $\Delta P(r, t)$ означает изменение давления в упругом пласте в точке M , удаленной от точки возмущения – скважины на расстояние r через время t после начала возмущения.

В данном случае под возмущением понимается либо пуск скважины с дебитом Q , либо внезапная остановка скважины, работавшей перед этим длительное время, с дебитом Q (Q – расход при стандартных условиях). При пуске скважины давление в точке M уменьшается на ΔP по сравнению с первоначальным, а при внезапной остановке скважины, длительно работавшей с дебитом Q , на ΔP происходит увеличение давления в точке M по сравнению с первоначальным, $E_i(-x)$, где $x = r^2/4\chi t$ – специальная табулированная экспоненциальная функция, значения которой можно найти в таблицах специальных функций. Здесь $\chi = k/m\beta^x$ – пьезопроводность пласта, причем β^x – приведенный объемный коэффициент упругости пластовой среды (вода, нефть, порода), t – время с момента пуска или остановки скважины.

Решение (10.2.12) является строго аналитическим, поэтому оно справедливо для любых радиусов и, в частности, для радиуса r , равного радиусу скважины r_c . В этом случае формула (10.2.12) будет описывать закон изменения давления на стенке самой скважины и является характеристикой процесса «самопрослушивания» скважины. Таким образом, если остановить скважину и зарегистрировать изменение во времени давления на забое скважины, можно будет найти те параметры пласта, при которых закон изменения $\Delta P(t)$ совпадет с фактически зарегистрированным. Для практического использования формулу (10.2.12) несколько упрощают. Дело в том, что при исследовании скважин на неустановившихся режимах, т. е. при «самопрослушивании», приходится иметь дело с малыми значениями аргумента $x = r_c^2 / 4\chi t$, так как r_c – радиус скважины мал, а t составляет сотни и тысячи секунд.

При малых x экспоненциальная функция

$$E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

хорошо аппроксимируется логарифмической функцией $E_i(-x) = \ln(x) + 0,5772$, где 0,5772 – постоянная Эйлера. Поэтому формулу (10.2.12) можно переписать следующим образом:

$$\Delta P = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \left(\ln \frac{r_c^2}{4\chi t} + 0,5772 \right). \quad (10.2.13)$$

Вводя знак минус в скобки и учитывая, что $\ln(e) = 1$, можем записать:

$$\Delta P = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\chi t}{r_c^2} + \ln e^{0,5772} \right).$$

Так как $e^{0,5772} = 1,781$ после некоторых преобразований получим:

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \ln \frac{2,2459\chi t}{r_c^2}. \quad (10.2.14)$$

Обычно числовой коэффициент под логарифмом округляют, так что $2,24587 = 2,25$. Таким образом, если остановить скважину, работающую с дебитом Q , то на ее забое давление начнет повышаться в зависимости от времени t согласно формуле (10.2.14). При этом предполагают, что режим упругий и давление на забое больше давления насыщения.

На формуле (10.2.14) основана методика исследования скважины при не установившихся режимах. Следует отметить, что формула (10.2.14) предполагает мгновенную остановку скважины (при $t = 0$, $Q = 0$). Это равносильно срабатыванию крана или клапана непосредственно на забое скважины. В действительности остановка, например, фонтанной скважины производится на устье путем закрытия задвижки. В НКТ находится газожидкостная смесь, которая после остановки начнет сжиматься под действием возрастающего забойного давления. В затрубном пространстве также произойдет рост давления и сжатие газовой шапки. Мгновенной остановки скважины не произойдет, а будет продолжаться последующий затухающий приток жидкости из пласта в скважину, чего формула (10.2.14) не предусматривает. Поэтому последующий приток является источником некоторых погрешностей, которые возможно исключить путем специальной обработки фактических данных.

Формулу (10.2.14) можно переписать так, чтобы время t было выделено, а именно:

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} + \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \ln t. \quad (10.2.15)$$

Если обозначить $y = \Delta P(t)$,

$$a = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2}, \quad (10.2.16)$$

$$b = \frac{Q\mu b_H}{4\pi kh}, \quad (10.2.17)$$

$$x = \ln t,$$

то выражение (10.2.15) запишется в виде: $y = a + bx$.

Последнее выражение есть уравнение прямой, не проходящей через начало координат. Отсюда следует правило, что фактически снятая на забое скважины кривая восстановления давления (КВД) $\Delta P(t)$, перестроенная в полулогарифмических координатах $y = \Delta P$, $x = \ln t$, должна иметь вид прямой отсекающей на оси y ординату a , значение которой определяется формулой (10.2.16), и имеющей угловой коэффициент b , определяемый формулой (10.2.17).

КВД на забое скважины записывается регистрирующим скважинным манометром с автономной или дистанционной записью показаний. Такой манометр, спускаемый на забой скважины до ее остановки, дает запись изменения P_c в функции времени t . Поэтому фак-

тическую кривую $\Delta P(t)$ необходимо перестроить в координаты $\Delta P(\ln t)$ и найти ее постоянные коэффициенты a и b (рис. 10.2.3). Начальный участок КВД не укладывается на прямую, что связано частично с последующим притоком, о котором было сказано выше, и инерцией масс жидкости, которые вообще не учитываются формулой (10.2.15).

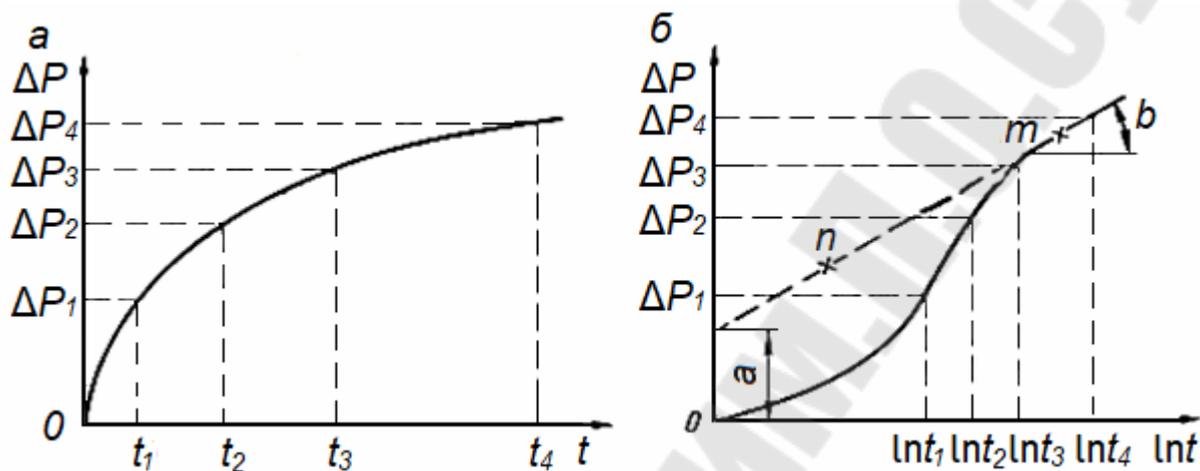


Рис. 10.2.3. Зарегистрированная манометром (а) и перестроенная в полулогарифмические координаты (б) кривая восстановления давления в остановленной скважине

На перестроенной кривой $\Delta P(\ln t)$ отыскивается прямолинейный участок, по двум точкам которого определяется угловой коэффициент:

$$b = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\ln t_1 - \ln t_2}. \quad (10.2.18)$$

Вычислив b , можем определить из формулы (10.2.17) гидропроводность $\varepsilon = kh / \mu$:

$$\varepsilon = \frac{Qb_{\text{н}}}{4\pi b}. \quad (10.2.19)$$

Зная ε , легко найти проницаемость k .

Отрезок a на оси ординат можно получить либо графическим построением, либо аналитически. Из формулы (10.2.15) имеем:

$$\frac{Q\mu b_{\text{н}}}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} = \Delta P_i - \frac{Q\mu b_{\text{н}}}{4\pi kh} \ln t_i,$$

или, подставляя b , получим:

$$b \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} = \Delta P_i - b \ln t_i, \quad (10.2.20)$$

где ΔP_i и $\ln t_i$ – ордината и абсцисса любой точки прямой. Поделив все на b и разложив логарифмы, можно выражение (10.2.20) переписать следующим образом:

$$\ln 2,25 + \ln \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - \ln t_i,$$

откуда

$$\ln \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - \ln t_i - \ln 2,25. \quad (10.2.21)$$

Так как $\ln 2,25 = 0,80909$ и учитывая, что $\ln e = 1$, можно (10.2.21) переписать так:

$$\ln \frac{\chi}{r_c^2} = \ln e^{\frac{\Delta P_i}{b}} - \ln t_i - \ln 2,25 = \ln \frac{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}}{2,25 t_i}.$$

После преобразования последнего выражения получим:

$$\frac{r_c^2}{\chi} = \frac{2,25 t_i}{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}}. \quad (10.2.22)$$

По формуле (10.2.22) определяется комплекс r_c^2/χ . Если по другим данным известна пьезопроводность χ , то можно определить приведенный радиус скважины $r_{пр}$, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины, так как известно, что для перехода от совершенной скважины с радиусом r_c к несовершенной достаточно подставить вместо радиуса скважины $r_{пр}$.

Параметры пласта, определенные по КВД описанным методом, характерны для удаленных зон пласта.

Аналогично методом неустановившихся режимов исследуются нагнетательные скважины. Поскольку в нагнетательных скважинах ствол полностью заполнен жидкостью, то погрешности, связанные с явлениями последующего притока, в данном случае не возникают. Кроме того, отсутствие газированного столба жидкости в скважине позволяет измерять давления непосредственно на устье, добавляя к этим показаниям гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Для снятия КВД нагнетательной скважины, работавшей длительное время с приемистостью Q , в принципе достаточно на устье закрыть задвижку, т. е. прекратить закачку и снять кривую падения давления $\Delta P = f(t)$ на устье. Величина ΔP определяется как разность

между давлением на устье при установившемся режиме закачки, т. е. давлением нагнетания, и текущим давлением на устье после прекращения закачки.

Обработка полученных данных для определения пластовых параметров не отличается от описанной выше. Аналитический аппарат для обработки результатов исследования добывающих и нагнетательных скважин на неустановившихся режимах, описанный выше, пригоден и для обработки результатов при ступенчатом изменении дебита на величину ΔQ . Ступенчатое изменение дебита может быть достигнуто сменой штуцера или прикрытием задвижки. При этом скважинным манометром фиксируется КВД $\Delta P(t)$ при переходе от начального дебита Q_1 к новому дебиту Q_2 , изменившемуся на величину $\Delta Q = Q_2 - Q_1$. В соответствующие формулы вместо Q необходимо подставить ΔQ . В остальном обработка остается прежней.

Аналогичные приемы используются и для так называемого гидропрослушивания пласта. В этом случае в одной скважине вызывается возмущение, т. е. пуск или остановка (начало закачки или прекращение), а в другой – удаленной или в нескольких скважинах – реагирующих фиксируется изменение давления во времени. Для обработки результатов используется также формула (10.2.12), причем за величину r принимается расстояние между скважинами, за t – время, истекшее с начала возмущения, а за Q – дебит остановленной добывающей или нагнетательной скважины. Поскольку на подобные возмущения удаленные скважины реагируют слабо, то при гидропрослушивании в реагирующих скважинах замеряют изменения статического уровня с помощью опускаемых приборов-пьезографов.

10.3. Термодинамические исследования скважин

Известно, что колебания температуры на земной поверхности вызывают изменения температуры на малой глубине. Суточные колебания температуры затухают на глубине менее метра, а годовые – на глубине примерно 15 м. Этот уровень называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно нарастает от действия теплового потока, идущего из глубины земли. Общий тепловой поток земного шара составляет 25,12 млрд. кДж/с. Для создания такого теплового потока нужно в сутки сжигать 50 млрд. м³ метана. Интенсивность или мощность теплового потока q связана простым

соотношением с теплопроводностью λ и температурным градиентом $\Gamma = dT/dx$:

$$q = \lambda \frac{dT}{dx}. \quad (10.3.1)$$

Если тепловой поток постоянен, то, измеряя распределение температурного градиента, можно оценить значения λ горных пород и дифференцировать их по этой величине. В однородной толще осадочных пород геотерма $T(x)$, стационарного теплового потока будет представляться прямой линией с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли $\Gamma = dT/dx$, имеющему различные значения в различных геологических районах земли (в среднем $\Gamma \approx 0,03 \text{ }^\circ\text{C/м}$). При чередовании горизонтальных пластов с различными коэффициентами теплопроводности геотерма стационарного теплового потока земли будет представляться ломаной линией, состоящей из прямолинейных отрезков с различными углами наклона. Чем меньше теплопроводность λ , тем больше наклон линии $T(x)$ против данного прослоя. Отклонения от естественной геотермы $T(x)$ связываются с гидро- и термодинамическими процессами, происходящими в пластах и, что особенно интересно, в продуктивном перфорированном интервале.

Начальная термограмма, замеренная до пуска скважины в работу, дает представление о естественном невозмущенном тепловом поле Земли. Термограмма работающей скважины отражает все тепловые возмущения, вызванные притоком жидкости или ее поглощением, а также изменением их интенсивности. Поэтому основой для выделения продуктивных или поглощающих интервалов, определения их толщины, интенсивности поглощения и выявления общего состояния призабойной зоны являются различия между геотермой и термограммой действующей скважины. Если бы поток имел бесконечно большую скорость, то он достигал бы поверхности без изменения температуры – линия AC_0 на рис. 10.3.1. Так как его скорость конечна, он успевает охладиться и, начиная с некоторой глубины (точка B на рис. 10.3.1), термограмма потока перейдет в наклонную линию, параллельную геотерме T_r . Разница температур $T_{\Pi} - T_r = \Delta T$ установится такой, при которой при данных теплофизических свойствах горных пород потери теплоты в окружающую среду сравниваются с теплотой, принесенной восходящим потоком. Она прямо пропорциональна

интенсивности притока или, что, то же, скорости восходящего потока и теплоемкости жидкости:

$$\Delta T = T_{\text{п}} - T_{\text{г}} = aCQ, \quad (10.3.2)$$

где, a – коэффициент пропорциональности, характеризующий условие теплообмена; C – теплоемкость жидкости.

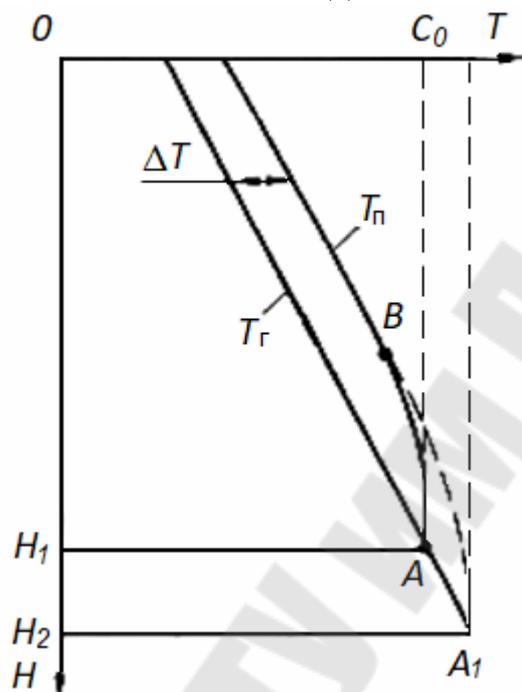


Рис. 10.3.1. Распределение температуры по стволу добывающей скважины:
 $T_{\text{г}}$ – геотерма – естественное распределение температуры в неработающей скважине;
 $T_{\text{п}}$ – термограмма – распределение температуры в работающей скважине

При увеличении дебита точка B на соответствующих кривых будет подниматься и при достаточно больших дебитах она может находиться выше устья скважины. Это означает, что стабилизация температурного градиента не успевает наступить при данных гидротермодинамических условиях потока.

Предположим, что на глубине H_2 находится второй пласт (рис. 10.3.1) с таким же дебитом, что и первый пласт, расположенный на глубине H_1 . Оба пласта продуцируют жидкость с одинаковыми теплофизическими свойствами. Термограмма второго потока при неработающем первом (пунктирная линия, идущая от точки A_i , рис. 10.3.2) совпала бы с термограммой потока из первого пласта. И, несмотря на большую температуру второго пласта, поток из пласта H_1 и из пласта H_2 на устье имел бы одинаковую температуру.

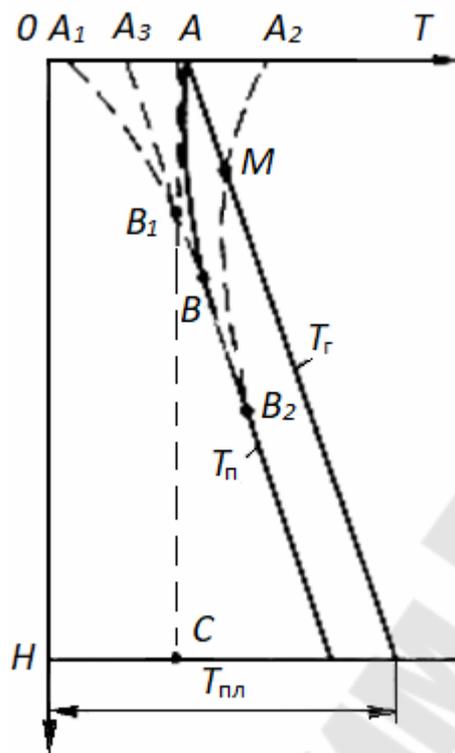


Рис. 10.3.2. Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины:
 T_g – геотерма; T_n – термограмма

Аналогично происходят изменения температур и при нагнетании воды в скважину (рис. 10.3.2). Точка A соответствует температуре нейтрального слоя. Предположим, что закачиваемая вода также имеет эту температуру. Если бы скорость закачки была бесконечно большой, то вода достигла бы забоя без изменения температуры (пунктирная линия AC). Разница в температуре воды и окружающих горных пород с увеличением глубины будет расти, и вода начнет нагреваться. На некоторой глубине (точка B) теплообменные процессы стабилизируются, и термограмма потока T_n практически станет параллельной геотерме T_g . При увеличении расхода точка B , на соответствующих кривых, будет опускаться, а при очень большом расходе точка B может опуститься ниже пласта H_1 , т. е. стабилизация теплообмена не наступит.

При закачке холодной воды (точка A_1), вода начнет нагреваться интенсивнее, так как разница температуры воды и окружающих горных пород больше. Стабилизация теплообменных процессов наступит раньше, и точка B_1 переместится вверх (рис. 10.3.2).

При закачке горячей воды (точка A_2) сначала будет происходить передача теплоты от воды к окружающим горным породам. На неко-

торой глубине термограмма потока $T_{\text{п}}$ пересечет геотерму $T_{\text{г}}$ в точке M , называемой точкой инверсии. Ниже точки M будет происходить нагрев воды. Стабилизация теплообмена наступит на некоторой глубине в точке B_2 ниже которой $T_{\text{п}}$ будет параллельна геотерме $T_{\text{г}}$. Из этого следует, что возможен случай, когда геотерма и термограмма будут параллельны, начиная с самого устья (точка A_3).

Выше предполагалось, что температура выходящей из пласта жидкости равна пластовой.

Это было бы верно для статических условий, когда нет движения жидкости по пласту. При фильтрации жидкости перепад давлений $\Delta P = P_{\text{к}} - P_{\text{с}}$ расходуется на преодоление сил трения, в результате чего температура вытекающей из пласта жидкости увеличивается по сравнению с геотермальной. При фильтрации газа в отличие от жидкости его температура падает вследствие сильного расширения. Установившееся изменение температуры пластовой жидкости ΔT зависит от перепада давления. Эта зависимость, называемая эффектом Джоуля-Томсона, определяется (в первом приближении) формулой:

$$\Delta T = -\bar{\varepsilon} \cdot \Delta P, \quad (10.3.3)$$

где знак минус означает, что падению давления соответствует повышение температуры; ε – интегральный коэффициент Джоуля-Томсона, который в практическом диапазоне изменения давлений можно считать постоянным. Для воды $\varepsilon = 0,24 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$; для нефтей $\varepsilon = (0,41-0,61) \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$; для газов $\varepsilon = (2,55-4,08) \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Па}$.

Это означает, что при депрессиях порядка 10 МПа нефть может иметь температуру на 4-6 $^\circ\text{C}$ выше геотермальной. Таким образом, за счет эффекта Джоуля-Томсона геотерма при фильтрации жидкости должна сдвинуться вправо, в сторону увеличения температуры на величину $\Delta T_{\text{ж}}$, а при движении газа – влево на величину $\Delta T_{\text{г}}$, так как произойдет снижение температуры, которое иногда может быть очень существенным (25-40 $^\circ\text{C}$).

Современные скважинные электротермометры имеют погрешность порядка 0,1 $^\circ\text{C}$. Поэтому дроссельные эффекты могут сравнительно просто регистрироваться и учитываться. При одновременной работе нескольких пластов или пропластков их продукция, имеющая различную температуру, смешивается, обуславливая калориметрический эффект и скачкообразное изменение температуры потока смеси (рис. 10.3.3). Амплитуда этого скачка зависит от исходных температур смешивающихся потоков, от их расходов и теплоемкостей и оп-

ределяется калориметрической формулой, предполагающей равенство отданной и полученной теплоты:

$$\Delta T_{\text{в}} C_{\text{в}} Q_{\text{в}} = \Delta T_{\text{п}} C_{\text{п}} Q_{\text{п}}, \quad (10.3.4)$$

где $\Delta T_{\text{в}}$ – понижение температуры восходящего потока в интервале смешения; $\Delta T_{\text{п}}$ – повышение температуры присоединяющегося потока; C , Q – теплоемкости и расходы соответственно (индекс в относится к восходящему потоку нижнего пласта, индекс п означает присоединяемую жидкость верхнего пласта).

На рис. 10.3.3. показан ход термограмм с учетом калориметрического эффекта при смешивании потоков.

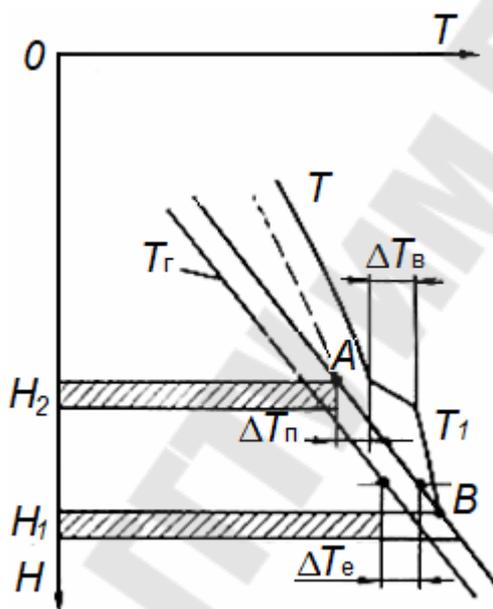


Рис. 10.3.3. Распределение температуры в скважине с учетом калориметрического эффекта Джоуля-Томсона

$T_{\text{г}}$ – геотерма статического состояния без учета нагрева жидкости за счет дроссельного эффекта.

$\Delta T_{\text{е}}$ – смещение температур (увеличение) за счет дроссельного эффекта Джоуля-Томсона.

A – исходная точка термограммы $T_{\text{г}}$ верхнего пласта H_2 при условии, что нижний не работает.

T_1 – термограмма нижнего пласта H_1 также с учетом дроссельного эффекта $\Delta T_{\text{е}}$.

B – исходная точка термограммы T_1 нижнего пласта H_1 с учетом дроссельного эффекта.

$\Delta T_{\text{в}}$ – понижение температуры восходящего потока в зоне смешения.

ΔT_{Π} – повышение температуры потока, присоединяющегося из верхнего пласта H_2 .

T – действительная термограмма обоих потоков после смешения.

Поскольку температурные скачки в зоне смешения зависят от расходов [см. формулу (10.3.4)], то измерив эти скачки, можно определить расходы. Другими словами, термограмму можно интерпретировать как дебитограмму, позволяющую не только выделять продуктивные интервалы, но и определить их притоки.

Из равенства (10.3.4) следует:

$$Q_{\Pi} = Q_{\text{в}} \frac{\Delta T_{\text{в}} C_{\text{в}}}{\Delta T_{\Pi} C_{\Pi}}. \quad (10.3.5)$$

Здесь $Q_{\text{в}}$ – расход восходящего потока в колонне до его смешивания с присоединяемым потоком Q_{Π} . Выше кровли верхнего пласта расход будет равен сумме $Q = Q_{\Pi} + Q_{\text{в}}$. Откуда:

$$Q_{\text{в}} = Q - Q_{\Pi}. \quad (10.3.6)$$

Подставляя (10.3.6) в (10.3.5), получим:

$$Q_{\Pi} = (Q - Q_{\Pi}) \frac{\Delta T_{\text{в}} C_{\text{в}}}{\Delta T_{\Pi} C_{\Pi}}. \quad (10.3.7)$$

Решая (10.3.7) относительно искомого Q_{Π} , получим:

$$Q_{\Pi} = Q \frac{\Delta T_{\text{в}} C_{\text{в}}}{\Delta T_{\Pi} C_{\Pi} + \Delta T_{\text{в}} C_{\text{в}}}. \quad (10.3.8)$$

Таким образом, для определения присоединяемого расхода Q_{Π} необходимо измерить Q – расход жидкости в колонне выше кровли присоединяемого пласта; $\Delta T_{\text{в}}$ – температурный скачок в зоне смешения потоков, т. е. охлаждение восходящего потока против присоединяемого пласта; ΔT_{Π} – увеличение температуры потока присоединяемого пласта, измеренное как разность температуры у кровли пласта и условной геотермы, т. е. геотермы, исправленной на дроссельный эффект (рис. 10.3.3); $C_{\text{в}}$ и C_{Π} – теплоемкости.

10.4. Скважинные дебитометрические исследования

Для добычи нефти и разработки нефтяного месторождения необходимо знать: отдающие продукцию интервалы, долю работающих интервалов от общей толщины пласта; поглощающие интервалы в нагнетательных скважинах; распределение нагнетаемого агента по ин-

тервалам, долевое участие пропластков в суммарной продукции скважин; распределение интенсивности притока или поглощения вдоль интервала вскрытия; состав продукции, поступающей в скважину из того или иного интервала; степень выработанности запасов нефти из отдельных пропластков, вскрытых общим фильтром, степень компенсации закачкой отобранной нефти; необходимость воздействия на призабойную зону скважины для стимулирования отдачи или поглощения пластов, а также результаты воздействия, параметры отдельных пропластков; долю работающих интервалов от общей толщины пласта или пропластка; поглощающие интервалы в нагнетательных скважинах; поглотительную способность каждого интервала; долевое участие различных интервалов или отдельных участков данного интервала в суммарной продукции скважины; как распределяется интенсивность притока или поглощения вдоль интервала вскрытия; состав продукции, поступающей в скважину из того или иного интервала (наличие обводненных или частично обводненных пропластков); степень выработанности запасов нефти из отдельных пропластков или пластов, вскрытых общим фильтром: степень компенсации закачкой отобранной нефти из тех или иных пропластков или пластов; интервалы, требующие воздействия кислотой, гидравлического разрыва или дополнительной перфорацией для стимулирования их работы на отдачу или на поглощение; результаты воздействия на призабойную зону геолого-технических мероприятий по интенсификации притока или поглощения; пластовые параметры отдельных пропластков, индикаторные линии и статические давления в этих пропластках. Ответы на перечисленные вопросы могут быть получены с помощью дебитометрических исследований скважины опускаемым на кабеле скважинным прибором – дебитомером для добывающих и расходомером для нагнетательных скважин. При перемещении такого прибора вдоль вскрытого интервала скважины получается информация о распределении интенсивностей притока или поглощения вдоль перфорированного участка пласта.

Принципы измерения расхода жидкости при притоке или при поглощении могут быть различными, но можно представить, что в приборе имеется вертушка (лопастное колесо), число оборотов которой пропорционально расходу протекающей жидкости. Обороты вертушки можно трансформировать в электрические импульсы, которые по кабелю передаются на поверхность и фиксируются специальным прибором – счетчиком импульсов.

Частота импульсов, пропорциональная расходу. Глубина спуска прибора и ее изменение при перемещении прибора также фиксируется соответствующим устройством. В результате получается зависимость притока или поглощения от глубины спуска прибора, т. е. дебитограмма.

Допустим, что спускаемый дебитомер дает показания о расходе жидкости в виде числа импульсов n в единицу времени, пропорционального расходу. При исследовании таким дебитомером однородного пласта, в котором по всей толщине интенсивность притока одинаковая, получится диаграмма (рис. 10.4.1а). Очевидно, в этом случае дебитомер, спущенный ниже подошвы пласта, где скорость восходящего потока равна нулю, покажет $n = 0$.

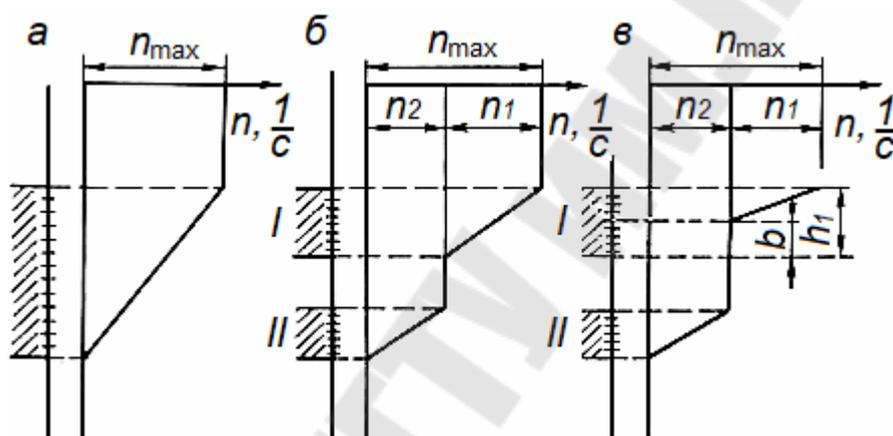


Рис. 10.4.1. Диаграмма интенсивности притока: а – равномерный приток по всей толщине пласта; б – равномерный приток при работе двух пластов; в – неравномерный приток при работе двух пластов (часть пласта I не работает)

При подъеме дебитомера приток будет нарастать, и выше кровли исследуемого пласта число импульсов будет максимальным. На рис. 10.4.1б представлена дебитограмма, когда пласт I и пласт II дают одинаковые притоки $n_1 = n_2$, $n_1 + n_2 = n_{\max}$ и каждый из этих пластов показывает одинаковую интенсивность притока всей работающей толщины. Из рис. 10.4.1в можно видеть, что в пласте II вся толщина работающая и производительность этого пласта, характеризуемая частотой импульсов n_2 , составляет долю от суммарной производительности обоих пластов равную,

$$\delta_{II} = \frac{n_2}{n_1 + n_2} = \frac{n_2}{n_{\max}}$$

Из этой дебитограммы можно установить, что часть перфорированной толщины пласта I не работает. Толщина неработающего ин-

тервала равна b при общей толщине h_1 . Поэтому охват пласта по толщине процессом вытеснения в районе данной скважины будет равен:

$$\beta = b/h_1 .$$

На дебитограммах отражаются интервалы не только притока, но и поглощения, т. е. с помощью скважинных дебитомеров можно обнаружить внутрискважинные перетоки и определить их интенсивность. По данным дебитометрических исследований скважин на нескольких установившихся режимах можно определить коэффициенты продуктивности отдельных пластов, построить для них индикаторные линии и определить пластовые давления для каждого пласта. Это позволяет глубже изучить гидромеханику работы такой сложной неоднородной многопластовой системы.

С этой целью при каждом установившемся режиме работы скважины, что характеризуется стабильностью ее дебита, проводятся дебитометрические измерения, на основании которых определяются дебиты каждого пласта Q_I , Q_{II} и Q_{III} и т. д. Одновременно манометром измеряется забойное давление, соответствующее первому режиму работы скважины. Эти данные могут быть получены и с помощью комплексного скважинного прибора, измеряющего одновременно расход, давление и другие величины, как, например, температуру и содержание воды в потоке. Сменой штуцера или прикрытием задвижки на устье скважины устанавливается второй режим, при котором также определяются дебитомером профили притока и новое забойное давление. Такие измерения можно повторить при нескольких режимах. Замеренные при разных режимах забойные давления можно пересчитать на глубины, соответствующие серединам работающих интервалов каждого пласта, т. е. учесть различие глубин залегания пластов и спуска манометра. Однако для разности забойных давлений такие пересчеты не потребуются, так как разность давлений остается неизменной. Коэффициенты продуктивности вычисляются как частное от деления изменения дебита на изменение давления при переходе от одного режима к другому. Например, для первого пласта коэффициент продуктивности будет равен:

$$K_I = \frac{(Q_I)_1 - (Q_I)_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2} .$$

Аналогично могут быть вычислены коэффициенты продуктивности II и III пластов:

$$K_{II} = \frac{(Q_{II})_1 - (Q_{II})_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2}, \quad K_{III} = \frac{(Q_{III})_1 - (Q_{III})_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2}.$$

Здесь $Q_I, Q_{II}, Q_{III}, P_c$ – дебиты и забойные давления, I, II и III пластов соответственно. Индексы 1 и 2 означают первый и второй режимы. В случае поглощения жидкости каким-либо пластом дебит при поглощении берется со знаком минус, а при вычислении коэффициента продуктивности в числителе дроби берется алгебраическая разность дебитов.

При исследовании скважин на нескольких режимах, имея результаты дебитометрических измерений, можно для каждого пласта построить индикаторную линию. Для удобства сопоставления таких индикаторных линий и решения некоторых вопросов совместной работы таких многопластовых систем, вскрываемых общим фильтром, целесообразно пользоваться приведенными забойными давлениями (рис. 10.4.2).

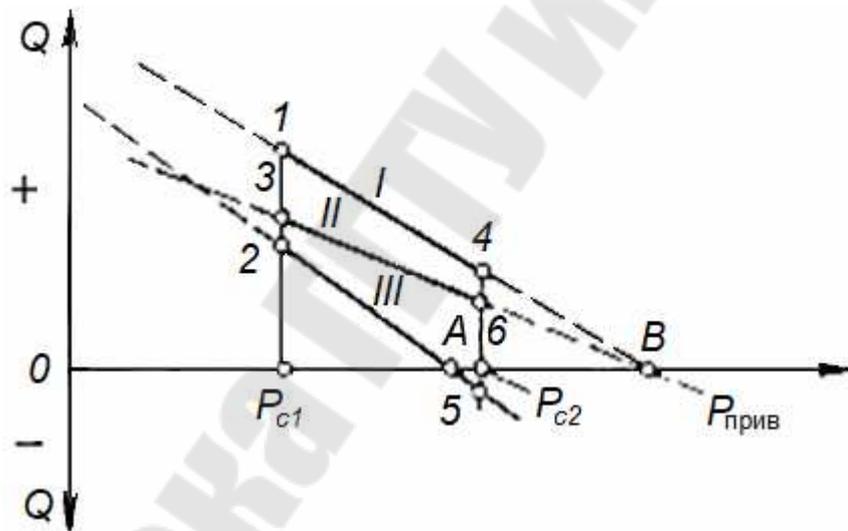


Рис. 10.4.2. Индикаторные линии трехпластовой системы

На рис. 10.4.2 точками 1, 2 и 3 отмечены дебиты I, II и III пластов соответственно при первом установившемся режиме работы скважины. Они имеют общую абсциссу – приведенное забойное давление P_{c1} . Точками 4, 5, 6 отмечены дебиты соответственно I, II и III пластов при втором режиме с приведенным забойным давлением P_{c2} .

Как видно из рис. 10.4.2, дебит пласта III при давлении P_{c2} имеет отрицательное значение (точка 5). Соединяя точки прямыми, т. е. предполагая линейный закон фильтрации во всем диапазоне дебитов, и экстраполируя эти прямые до пересечения с осью давлений, полу-

чим приведенные пластовые давления. Для пластов *I* и *II* индикаторные линии пересеклись в одной точке *B*. Следовательно, приведенное пластовое давление в этих двух пластах одинаковое, что является косвенным указанием на их гидродинамическую связь. Индикаторная линия пласта *III* пересекла ось *P* в точке *A*, абсцисса которой есть приведенное пластовое давление пласта *III*, которое меньше пластового давления в пластах *I* и *II* (точка *B*). Этим и объясняется поглощение жидкости пластом *III* при забойных давлениях, превышающих пластовое в пласте *III*.

При наличии данных исследования на трех и более режимах можно получить как прямолинейные, так и криволинейные индикаторные линии. Для определения действительных пластовых давлений в каждом пласте, залегающем на разных гипсометрических отметках, необходимо сделать пересчет от приведенных давлений к давлениям, соответствующим глубинам залегания пластов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для обоснованного выбора способов добычи нефти, установления режимов работы скважины необходимо изучить и систематизировать всю имеющуюся геолого-геофизическую характеристику объекта разработки и текущего технического состояния скважин. Это требование исходит из необходимости учета всей совокупности факторов, оказывающих влияние на формирование затрат на добычу нефти, включая энергетические.

На современном этапе производственно-хозяйственная деятельность предприятий по добыче нефти осуществляется в сложных технико-экономических условиях. Это связано с инфляцией, колебанием и нестабильными ценами на реализуемые углеводороды, несбалансированным ростом цен на нефтепромысловое оборудование, материально-технические и энергетические ресурсы, разрывом традиционных связей с поставщиками и другими факторами.

В создавшихся условиях имеют большое значение разработка и применение в процессах добычи нефти все более совершенного и энергосберегающего нефтепромыслового оборудования, а также обеспечение оптимальных условий его эксплуатации. Выбор способов добычи нефти, поддержание энергетического состояния нефтяных месторождений, общие затраты на добычу нефти, а также обеспечение приемлемых коэффициентов нефтеотдачи пластов являются важнейшими задачами выбора оптимальных систем разработки.

Для выбора и обоснования оптимального способа добычи нефти инженер-нефтяник должен иметь глубокие знания как по геолого-физическим свойствам пластов, так и по арсеналу современных технических средств, должен уметь извлекать из имеющегося массива данных наиболее корректную, достоверную информацию, что обеспечивает возможность повышения качества технологических процессов добычи нефти и минимизации затрат. Широкая профессиональная подготовка инженера-нефтяника, владеющего методами фундаментальных наук и обладающего специальными знаниями, является залогом успешной работы, способствующей прогрессу нефтегазодобывающей отрасли промышленности.

Литература

1. Башкирцева, Н. Ю. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Н. Ю. Башкирцева [и др.] // М-во образ. и науки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2016. – 108 с.

2. Билалова Г. А. Глубинно-насосная добыча нефти с использованием штанговых и электроцентробежных насосов: учеб. пособие / Г. А. Билалова // Ростов н/Д : Феникс, 2019. – 176 с.

3. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для ВУЗов / В. С. Бойко // – М.: Недра, 1990. – 427 с.

4. Гребнев, Д. А. Основы нефтегазопромыслового дела. Учебное пособие. / В. Д. Гребнев, Д. А. Мартюшев Г. П. Хижняк // Перм. нац. иссл. политех. ун-т. Пермь, 2013. – 185 с.

5. Демяненко Н. А. Методы повышения нефтегазоотдачи. Пособие по одноименной дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», заочная форма обучения / Н. А. Демяненко // – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 143 с.

6. Демяненко Н. А. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик, Д. В. Ткачев // – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021 – 270 с.

7. Кабиров, М. М. Скважинная добыча нефти: учебник / М. М. Кабиров, Ш. А. Гафаров // СПб.: ООО "Недра", 2010.— 416 с.

8. Крец, В.Г., Шадрин А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин // – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.

9. Лалазарян, Н. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Н. В. Лалазарян // – Алматы: КазНТУ, 2008. – 140 с.

10. Демяненко Н. А. Методы повышения нефтегазоотдачи. Пособие по одноименной дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», заочная форма обучения / Н. А. Демяненко // – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 143 с.

11. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко // – М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.

12. Повжик, П. П. Разработка нефтяных и газовых месторождений / П. П. Повжик, Н. А. Демяненко // – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 259 с.

13. Справочная книга по добыче нефти / под ред. проф. Ш. К. Гимадудинова // - М.: Недра, 1974. – 704 с.

14. Справочник инженера по добыче нефти / А. В. Данюшевский, И. И. Кагарманов, Ю. В. Зейгман и др. // – Стрежевой: ООО «Печатник». 2002. – 279 с.

15. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти: учебник для вузов / В. И. Щуров // М.: Недра, 1983. – 510 с.

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Пособие

**для слушателей специальности переподготовки
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

**Составители: Демяненко Николай Александрович
Ткачев Виктор Михайлович**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 13.09.23.

Per. № 145E.

<http://www.gstu.by>