МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ

РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И. САТПАЕВА

Н.В. Лалазарян

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Рекомендовано Республиканским учебно-методическим объединением в качестве учебного пособия

Алматы 2008

УДК 622.276 (075)
ББК 33.36 я 73

Л 20 **Лалазарян Н.В.** Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. - Алматы: КазНТУ, 2008 – 140 с.

ISBN 978-601-228-026-5

Учебное пособие предназначено для углубленного изучения теоретического курса дисциплины «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В учебном пособии приводятся основные положения эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Рассмотрены вопросы вызова притока и освоения скважин, способы эксплуатации, необходимое оборудование и процессы исследования скважин, управление их продуктивностью, ремонт скважин. Представлены схемы и рисунки, имеются контрольные вопросы для проверки усвоения материала.

Данное учебное пособие рекомендуется для студентов нефтегазовых специальностей ВУЗов при подготовке бакалавров, обучающихся по специальности 050706 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», 050708 «Нефтегазовое дело» а также может оказаться полезной работникам нефтяных и газовых промыслов.

Ил. 57. Библиогр. – 11 назв.

ББК 33.36 я 73

Рецензенты: *К.И. Джиембаева* – проф. каф. «Нефтегазовое дело» КОУ, канд. техн. наук, доц.
В.В. Тетельмин – д-р техн. наук, проф. каф. Нефтегазовой инженерии КБТУ
А.К. Касенов – зав. каф. «Бурение нефтяных и газовых скважин» КазНТУ им. К.И.Сатпаева, канд. техн. наук, доц.

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2008 год.

ISBN 978-601-228-026-5
© КазНТУ,2008 г.
© Лалазарян Н.В

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтяных и газовых месторождений представляет собой единый процесс при фильтрации жидкости и газа в пласте и подъеме газожидкостной смеси от забоя до устья скважин. Методы вскрытия нефтяного и газового пласта и методы освоения являются начальным этапом эксплуатации нефтяных и газовых скважин, выбор способа эксплуатации и подбор оборудования и режима его работы являются важнейшей задачей при добыче нефти и газа.

Поверхностные нефтегазопроявления на территории Казахстана были известны с древних времен. Об этом свидетельствуют многочисленные местные казахские названия такие как Майтобе, Карасерке, Майкомген, Карашунгул, Жаксымай и др. Первые сведения о наличии нефти в Атырауской области были обнаружены в записках Бековича – Черкасского, организовавшего по указу Петра I в 1717 г. военно-топографическую экспедицию в Хиву, затем в опубликованном отчете географа Н.А. Северцова в 1760 г. Большое значение для геологического изучения богатств региона имели исследования специальной экспедиции, направленной в 1892 г. в Западный Казахстан во главе с геологом С. Никитиным. При исследовании выходов нефти, экспедиция впервые использовала ручные буровые станки.

Установленные экспедицией нефтепроявления на Карашунгуле, Доссоре, Искине привлекли внимание нефтяных предпринимателей. Уже в конце 1892 г. появились первые заявки на разведку отдельных участков Доссора. 13 ноября 1899 г. на Карашунгуле из скважины № 7 на глубине 40 м впервые был получен фонтан легкой нефти. Это событие считается началом зарождения в Казахстане нефтедобывающей промышленности.

В 1910 г. компания, принадлежащая обществу «Урал–Каспий», организовала глубокое бурение на Доссоре, где из скважины № 3 (глубина 225–226 м) был получен мощный фонтан нефти. Скважина фонтанировала в течение 30 ч и выбросила 16700 м^3 нефти. Месторождение Доссор – первое месторождение на территории Казахстана, введенное в промышленную разработку (1911 г.). За период (1911–1913 гг.) было добыто 151,3 тыс. т нефти, в основном из месторождений Доссор, Макат. Скважины в то время копали вручную и добывали нефть колодезным способом. Вышки были деревянными, нефть собирали в земляные амбары.

В 1914–1917 гг. уровень добычи достиг 272,7 тыс. т. Построены два нефтеперегонных (керосиновых) завода около рыбацкого поселка Ракуша, откуда нефтепродукты в морские суда подавались по трубам длиной 13 км,

проложенных по дну моря. Реализацией нефтепродуктов занималась специальная фирма «Мазут» и товарищество «Бр. Нобель».

Первая мировая война, а затем иностранная интервенция привели нефтяную промышленность к упадку. Было почти прекращено бурение нефтяных скважин, добыча и переработка нефти сократились. Объем добычи нефти в 1917 г. составил 254,7 тыс. т. Сразу же после победы Октябрьской революции были ликвидированы все мелкие отечественные и иностранные товарищества, предприятия и фирмы и создается трест «Эмбанефть» (1923 г.) с местопребыванием в г. Москве.

В первые годы после национализации происходит массовое внедрение вращательного роторного бурения, переход на добычу нефти глубинными насосами и компрессорами. Одновременно начали использовать природный газ для отопления котлов и бытовых нужд. Уже в 1926 – 1927 гг. объем добычи нефти в республике превысил уровень 1913 г. на 131 тыс. т. Нефтедобывающая промышленность республики в годы довоенных пятилеток (1928–1940 гг.) интенсивно развивается. Создаются новые промышленные объекты, открываются новые нефтяные месторождения (Байчунас, Искине, Шубар-Кудук, Сагиз, Жаксымай). В Гурьеве построен механический завод по производству нефтяного оборудования, создается центральная научно-исследовательская лаборатория. Вступают в эксплуатацию нефтепровод Каспий – Орск, длиной 847 км и широколейная железная дорога Кандагач – Гурьев. Внедряется законтурное заводнение пермотриасовых горизонтов и бескомпрессорная закачка газа в нефтяные пласты на промысле Кульсары. Однако добыча нефти в республике до середины 60-х годов развивалась медленно. Средняя годовая добыча не превышала 1,5 млн. т. Единственным нефтяным районом оставался Эмбинский бассейн.

В конце 50-х годов начато глубокое разведочное бурение на полуострове Мангышлак, в результате которого открыты крупные нефтяные месторождения Узень и Жетыбай. В 1961 г. на месторождении Жетыбай получен первый фонтан. За короткий срок началось освоение новых месторождений. Строится железная дорога Мангышлак–Макат, организуется производственное объединение «Мангышлакнефть», и с 1965 г. здесь начинается промышленная разработка открытых месторождений.

Наиболее важными сооружениями являются строительство нефтепровода и сооружения по закачке воды для поддержания пластового давления (ППД) на месторождении Узень.

Первая очередь нефтепровода Узень–Жетыбай–Гурьев–Самара длиной 712 км вступила в эксплуатацию в 1969 г. на участке Узень-Гурьев. Этот нефтепровод является принципиально новым техническим решением проблемы транспортирования на дальние расстояния

парафинистой нефти. Одним из важных результатов, обеспечивши рост добычи явилось освоение нового нефтеносного района – полуострова Бузачи. Здесь введены в эксплуатацию нефтяные месторождения Каражанбас и Каламкас. Характерной особенностью их является сравнительно небольшая глубина залегания продуктивных горизонтов с большим удельным весом нефти с высоким содержанием ванадия. В последующие 10 лет на Мангышлаке и в различных районах Прикаспийской впадины введены в разработку нефтегазовые месторождения: Тенге, Тасбулат, Восточный Жетыбай, Карамандыбас, Мартыши, Камышитовый и др. В 1975 г. добыча нефти в республике достигла 23,9 млн. т и возросла в 1,8 раза по сравнению с 1970 г.

В 1976 г. на структуре Тенгиз впервые была подтверждена промышленная нефтегазоносность подсолевых отложений и в 1979 г. это месторождение введено в разработку, которое по запасам является одним из крупнейших месторождений мира. В последующие годы нефтегазовые месторождения в подсолевых отложениях открыты и в других районах Прикаспийской впадины – в Жанажоле, Карачаганаке. В 1981–1992 гг. в республике повышенными темпами развивается нефтедобыча. Годовая добыча от 19,1 млн. т, в 1981 г. возрастает до 25,8 млн. т в 1992 г. Важным событием явилось открытие в Арыскумском прогибе крупного нефтегазового месторождения Кумколь и в Прикаспийской впадине крупных нефтегазоконденсатных месторождений Жанажол, Карачаганак.

Открытие этих месторождений увеличило сырьевую базу нефтегазовой отрасти Казахстана и близость их от крупных промышленных центров выдвигает в число уникальных. После некоторого снижения в 1993 г. добыча нефти стала постепенно наращиваться.

В 2007 г. объем добычи нефти по республике составил около 68 млн. т. Это достигнуто в результате повышения производительности труда на действующих нефтепромыслах и интенсивного освоения новых месторождений на полуострове Мангышлак и Бузачи, в Прикаспийской и Южно-Тургайской впадинах.

В настоящее время в Казахстане добычей, транспортировкой и реализацией нефти и газа занимаются крупные акционерные общества и компании, такие как: НК «Казмунайгаз», «СНПС-Актобемунайгаз», «Мангистаумунайгаз», «Петро Казахстан», а также более 30-ти совместных предприятий. Среди иностранных фирм, участвующих в совместных предприятиях, присутствуют американские, немецкие, японские, кипрские, итальянские, английские и канадские компании, а также фирмы из Саудовской Аравии, Индонезии, Франции, Омана, Чехии, Венгрии и России.

По разведанным запасам нефти Казахстан занимает 13–е место в мире. На территории Казахстана выявлено и учтено 214 месторождений нефти (81 разрабатывается), из которых два месторождения по величине начальных извлекаемых запасов являются гигантскими, 4 – крупнейшими и 9 – крупными. Крупнейшие месторождения: Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Жанажол, Каламкас, Кенкияк, Каражанбас, Кумколь, Бузачи Северные, Алибекмола, Прорва, Кенбай, Королевское (Кашаган – 1,7 млр. т, Узень – свыше 1 млрд. т, Тенгиз – 1,3 млрд. т).

Большинство месторождений и основные запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в Западном Казахстане и приурочены к бортовым зонам Прикаспийской впадины, Северо-Бозащинскому поднятию, Мангышлакско-Устюртским прогибам. В юго-восточном Казахстане нефтегазовые месторождения выявлены в южной части Южно-Торгайской впадины и Шу-Сарысуйской впадины. Извлекаемые запасы нефти на континентальной территории Казахстана оцениваются в 3 млрд.т, конденсата 0,3 млрд. т. Практически 2/3 всех ресурсов нефти и газа страны приходится на казахстанский сектор Каспийского моря (КСКМ). Вероятные запасы углеводородов КСКМ оцениваются в 12–17 млрд. т условного топлива.

Крупнейшим событием общемирового значения уже стало открытие здесь гигантского месторождения Кашаган. Так, первоначально извлекаемые запасы нефти месторождения Кашаган на Северном Каспии составляют порядка 1,7 млрд.т. Значительный прирост запасов может обеспечить разведка принадлежащей Казахстану структуры Курмангазы.

Добыча нефти в Казахстане в 2010 г. по прогнозу составит 90 млн. т, а в 2015 – 150 млн. т. При этом значительный объем приходится на КСКМ.

В последние годы анализ мирового нефтегазового рынка показывает опережающее развитие газовой промышленности по отношению к производству и потреблению других видов энергоносителей. Предполагается, что доля углеводородного газообразного топлива в мировом энергобалансе к середине XXI в. может составить до 30 %. Вследствие чего предстоящий период в развитии энергетики характеризуется экспертами как эпоха природного газа (метана).

Объемы разведанных запасов природного газа РК, учтенные в Концепции развития газовой отрасли до 2015 г., составляли 1,8 трлн. куб. м. Однако на основании обновленных данных и Государственного баланса запасов полезных ископаемых по состоянию на 1 января 2002 г. с учетом оцененных запасов газа по месторождениям казахстанского сектора Каспийского моря, суммарные запасы составляют около 3,3 трлн. куб. м. При этом перспективные и прогнозные ресурсы газа

оцениваются в 6,0–8,0 трлн. куб. м, что связано в основном с освоением ресурсов Каспийского моря.

Выявленные прогнозные ресурсы углеводородов позволяют в перспективе довести добычу нефти с месторождений КСКМ до 100 млн. т. в год и удерживать его на этом уровне в течение 25–30 лет.

Казахстан по запасам углеводородного сырья входит в первую десятку государств мира и по оценкам специалистов в XXI в. может стать крупнейшим поставщиком нефти и газа.

Вопросы к теме:

1. Какая дата считается началом истории нефтяной промышленности Казахстана?
2. Какое месторождение и в каком году вступило в разработку первым на территории Казахстана?
3. Какие месторождения нефти и газа в республике Казахстан и в мире Вы знаете?
4. В каких регионах республики Казахстан ведется добыча нефти и газа?
5. Каковы перспективы развития добычи нефти и газа в Казахстане?

1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗА

Нефть и газ, угли и горючие сланцы, а также другие природные органические соединения составляют особую группу минеральных образований земной коры. Их называют горючими ископаемыми или каустобиолитами. Возникли они в результате органического вещества, первоисточником которого являлись остатки живых организмов.

1.1. Состав нефти

Нефть – это жидкое полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. По внешнему виду это маслянистая, чаще всего черного цвета жидкость, флюоресцирующая на свету.

По химическому составу нефти из различных залежей отличаются друг от друга, поэтому практическое значение их неравнозначно.

В состав нефти входят метановые или парафиновые (C_nH_{2n+2}), нафтеновые ($C_n H_{2n}$) и ароматические ($C_{6n}H_{n-6}$) углеводороды.

Асфальто-смолистые вещества определяют цвет нефти в тонком слое от желтого, коричневого до черного. Они представляют собой сложные смеси, в которых наряду с атомами углерода, водорода и кислорода входят атомы серы, железа, магния, ванадия, никеля и других веществ. Смолы нерастворимы в щелочах и кислотах, но полностью растворяются в легких нефтяных дистиллятах, представляют собой вязкие окрашенные жидкости. Асфальтены – вещества нерастворимые в легких бензинах, но полностью растворимы в бензоле, хлороформе – это хрупкие твердые вещества обычно черного цвета. Суммарное содержание асфальтенов и смол в нефтях может доходить до 20 – 50 %.

Элементный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов – углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком количественном преобладании первых двух – свыше 90 %. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме достигать 5 – 8 %, но обычно оно намного меньше.

Измерение физических параметров нефтей позволяет определить их товарные качества.

1.2. Физические свойства нефти

Плотность нефти определяется ее массой в единице объема. Единица плотности в СИ – кг/м^3. Плотность нефти зависит от состава компонентов, входящих в нее, давления, температуры, количества

газа, растворенного в нефти. Плотность нефти зависит от глубины залегания, как правило, уменьшаясь с увеличением глубины залегания.

Различия плотности нефтей связаны с количественными соотношениями углеводородов отдельных классов. Нефти с преобладанием метановых углеводородов легче нефтей, обогащенных ароматическими углеводородами. Плотность смолистых веществ нефти выше 1, поэтому, чем больше их в нефти, тем выше ее плотность. В пластовых условиях плотность нефтей меньше, чем на земной поверхности, т. к. в пластовых условиях нефти содержат растворенные газы.

Первичная характеристика нефти на промысле определяется по ее плотности, которая колеблется от 760 до 980 кг/м^3. Легкие нефти с плотностью до 880 кг/м^3 наиболее ценные, т. к. содержат больше бензиновых и масляных фракций.

Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения. У нафтеновых и ароматических углеводородов, у которых атомы углерода соединены в циклы, температура кипения выше, чем у метановых при одинаковом количестве атомов углерода. Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур – от 30 до 600 °С. Из нефтей путем разгонки получают большое количество товарной продукции.

Температура застывания и плавления различных нефтей неодинакова. Обычно нефти в природе встречаются в жидком состоянии, однако некоторые из них загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти зависит от ее состава. Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше температура ее застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние – с повышением их содержания температура застывания понижается.

Одно из основных физических свойств любой жидкости, в т. ч. и нефти – ***вязкость*** (или внутреннее трение), т. е. свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении.

Вязкостью определяются масштабы перемещения нефти и газа в природных условиях, ее необходимо учитывать в расчетах, связанных с добычей этих полезных ископаемых. Различают динамическую вязкость нефти, кинематическую и относительную.

Динамическая вязкость выражается величиной сопротивления взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 м^2, отстоящих друг от друга на расстоянии 1 м, при относительной скорости перемещения 1м/с под действием приложенной силы в 1Н. По динамической вязкости расчетным путем определяют значения рацио-

нальных дебитов скважин. Единица измерения динамической вязкости – Па·с.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости данной жидкости к ее плотности при той же температуре. Единица кинематической вязкости в СИ – $м^2/с$. Данные кинематической вязкости используются в технологических расчетах.

Поверхностное натяжение определяется работой, которую нужно произвести, чтобы увеличить свободную поверхность жидкости на 1 $см^2$, не меняя ее температуры. Выражается в СИ в $Дж/м^2$.

Оптические свойства нефтей также неодинаковы. Одной из качественных характеристик нефти является цвет. В зависимости от состава он меняется от черного, темно-коричневого до красноватого, желтого и светло-желтого. Углеводороды нефти бесцветны, цвет же ее обусловлен в основном содержанием в ней смолисто-асфальтеновых соединений – чем их больше, тем темнее нефть.

Некоторые нефти при освещении не только отражают часть падающего света, но и сами начинают светиться. Такое явление носит название люминесценции. Люминесцентный анализ широко применяется при поисках и разведке нефти.

Нефти содержат оптически активные вещества. При происхождении через них поляризованного луча плотность поляризации активности нефтей служат преимущественно полициклические нафтены.

Электрические свойства играют особую роль. Нефти не проводят электрический ток, поэтому для обнаружения в разрезах скважин нефтеносных пластов используют электрические методы. Электрические методы применяют и при отделении нефти от воды при подготовке нефти.

Теплота сгорания – или теплотворная способность – это количество теплоты (кДж), которое выделяется при полном сгорании 1 $м^3$ газа или 1 кг жидкого или твердого топлива. При расчетах обычно используется низшая теплота сгорания, т. к. водяные пары, испарение которых учитывается при вычислении высшей теплоты сгорания, уносятся с дымовыми газами. Теплоту сгорания определяют экспериментально (сжигая определенное количество топлива в калориметрах) или рассчитывают по формулам, исходя из известного элементарного состава или плотности. Теплота сгорания нефтей исключительно высокая.

Низшая теплота сгорания нефти 8,5 ккал/кг или 35кДж/кг, мазута 9,5 ккал/кг или 40 кДж/кг.

Отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти после дегазации, т. е. при "нормальных" условиях, носит название ***объемного коэффициента нефти*** **:**

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{нор}}.$$

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м^3 дегазированной нефти. Этот коэффициент всегда больше единицы. У некоторых нефтей он равен 3.

Естественной и неотъемлемой частью добываемой нефти является нефтяной газ, количество которого оценивается газовым фактором нефти.

Газовый фактор отражает суммарное количество газа, извлекаемое с нефтью из нефтяного пласта и выделившееся из нефти на поверхности. Обычно количество газа, выделяющееся из единицы объема или массы газа приводят к нормальным условиям (P=0,1 МПа и T=273 К). Единицы измерения газового фактора (м^3/м^3 или м^3/т).

Высоким газовым фактором характеризуются легкие нефти, добываемые из глубокозалегающих продуктивных горизонтов. Тяжелые асфальто-смолистые нефти, извлекаемые со сравнительно небольших глубин, содержат небольшое количество газа.

Давление насыщения нефти газом – максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти. Первоначально нефть находится под действием пластового давления, которое может быть выше или ниже давления насыщения. Знание давления насыщения позволяет прогнозировать условия, при котором происходит переход нефти в двухфазное состояние при движении ее по пласту, в скважине и в коммуникациях на поверхности.

Коэффициент растворимости показывает какое количество газа растворяется в единице объема нефти при увеличении давления на единицу. Растворимость газов в жидкости подчиняется закону Генри

$$V_г = \alpha p V_ж,$$

где α – коэффициент растворимости газа в нефти, 1/Па;

p – давление, Па;

$V_г$, $V_ж$ – объемы газа и жидкости, м^3.

Коэффициент растворимости зависит от компонентного состава нефти и газа, температуры и других факторов.

1.3. Состав и классификация природного газа

Углеводородные газы, генерируемые в осадочной оболочке земной коры, могут находиться в различных состояниях: свободном, растворенном и твердом. В свободном состоянии они образуют газовые скопления промышленного значения. Углеводородные газы хорошо

растворимы в подземных водах и нефтях. При определенных условиях они вступают в соединение с водой или переходят в твердое состояние, образуя газовые гидраты.

Горючие газы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений по химической природе сходны с нефтью. Они, также как и нефть, являются смесью различных углеводородов метанового ряда с общей формулой $\mathbf{C_n H_{2n+2}}$: метана, этана, пропана, бутана, пентана и выше. В состав природного газа могут входить и неуглеводородные газы: сероводород, азот, углекислый газ, гелий и другие инертные газы. В составе газа присутствуют также водяные пары.

Газы чисто газовых месторождений представлены в основном метаном (до 98,8 %) с примесью гомологов, а также неуглеводородных компонентов: углекислого газа, азота и сероводорода. Ввиду резкого преобладания метана и небольшого (до 0,2 %) количества жидких его гомологов эти газы относят к так называемым ***сухим газам.***

Газы газонефтяных месторождений называются попутными нефтяными газами. Нефтяные попутные газы резко отличаются от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и высших углеводородов, поэтому они получили название ***жирных газов.***

Газы газоконденсатных месторождений характеризуются повышенным содержанием углеводородов от пентана и выше, которые в атмосферных условиях представляют собой жидкость – *углеводородный конденсат.*

Таким образом, в зависимости от преобладания в нефтяных газах легких или тяжелых (от пропана и выше) углеводородов газы разделяются на две группы – сухие и жирные.

Сухой газ – природный газ, в котором не содержатся тяжелые углеводороды или содержание их незначительно. *Жирный газ* – газ, в котором тяжелые углеводороды содержатся в таких количествах, когда можно получать сжиженные газы или газовые бензины.

1.4. Физические свойства газа

Одним из основных физических параметров нефтяного газа является его ***плотность***, которая колеблется от 0,72 у метана до 3,2 кг/м^3 у пентана.

Отдельные углеводороды, входящие в состав нефтяных газов, отличаются друг от друга физическими свойствами. Это, естественно, отражается и на физических свойствах нефтяного газа. Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов (метана и этана), тем легче этот газ и меньше его теплота сгорания.

Плотность смеси газов зависит от состава и условий (давления и температуры). При атмосферных условиях плотность газа редко превышает 1кг/м^3.

На практике широко используют понятие ***относительной плотности газа по воздуху***, т. е. отношение плотности газа к плотности воздуха при нормальных условиях (Р=0,1 МПа и Т=273 К)

$$\Delta = \rho / 1{,}293,$$

где 1,293 кг/м^3 – плотность воздуха при нормальных условиях.

Вязкость газа очень мала и не превышает $1 \cdot 10^{-5}$ Па·с. С повышением давления вязкость увеличивается.

Растворимость газов при небольших давлениях подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газа в воде зависят от температуры и минерализации воды. Зависимость растворимости от температуры при невысоких температурах – примерно 90 °С – обратная, при более высоких температурах прямая. С ростом минерализации воды (увеличением содержания солей) растворимость газа падает.

Коэффициент сверхсжимаемости – очень важный параметр, применяемый при расчетах газа. Он характеризует отклонение реального газа от идеального и определяется на основании приведенного давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$ (приведенные параметры – безразмерные величины, показывающие во сколько раз действительные параметры газа отличаются от критических).

Уравнение Клайперона – Менделеева для реальных газов выглядит следующим образом: PV= z RT, где z – коэффициент сверхсжимаемости. Для идеального газа z=1.

1.5. Гидраты природных газов

Гидрат природного газа – это неустойчивое твердое кристаллическое вещество, по внешнему виду похожее на рыхлый снег с желтоватым оттенком, представляющее собой физико–химическое соединение воды с углеводородными и неуглеводородными газами.

Гидраты природных газов – смешанные гидраты, в которых гидратообразователями являются не отдельные компоненты, а смесь газов. Присутствие H_2S в смеси значительно повышает температуру гидратообразования. Условия образования смешанных гидратов зависят от состава газа. Чем выше плотность газа, тем выше и температура гидратообразования.

Гидраты могут образовываться на всем пути следования газа, при повышении давления и снижении температуры, причем температура гидратообразования может быть значительно выше нуля. Гидраты природного газа могут образовываться в скважинах, сборных и магистральных трубопроводах, а в некоторых случаях и в пластах – известны так называемые газогидратные залежи.

Вопросы к разделу:

1. Дайте определение нефти.
2. Что входит в состав нефти?
3. Какие свойства нефти Вы знаете?
4. Что называют давлением насыщения?
5. Что такое газовый фактор?
6. Что входит в состав природного газа?
7. Что называют углеводородным конденсатом?
8. Какие свойства природного газа Вы знаете?
9. Какие газы называют «сухими» и «жирными»?
10. Дайте определение «газовые гидраты».

2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1. Конструкция скважин

Скважина – горная выработка (вертикальная или наклонная) круглого сечения глубиной от нескольких метров до нескольких километров и диаметром свыше 75 мм, сооружаемая в толще горных пород (рис. 2.1).

Элементы скважины:

- Устье – выход на поверхность;
- забой – дно;
- ствол или стенка – боковая поверхность.

Расстояние от устья до забоя по оси ствола – длина скважины, а по проекции оси на вертикаль – ее глубина.

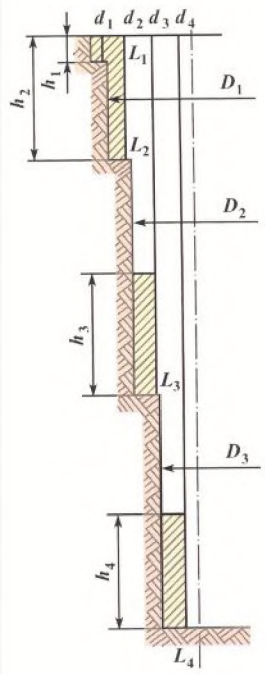
Непрерывный рост добычи нефти и газа возможен лишь при условии бурения тысяч скважин, обеспечивающих разведку и ввод в эксплуатацию десятков новых нефтяных и газовых месторождений.

Под ***конструкцией скважины*** понимают расположение обсадных колонн с указанием их диаметров, глубины перехода с большего диаметра скважины на меньший, глубины спуска обсадных колонн и интервалов их цементирования. Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают только эксплуатационную колонну, конструкцию называют *одноколонной.*

Если в скважину, кроме направления и кондуктора, спускают промежуточные и эксплуатационные колонны, то конструкцию называют *двухколонной* (при одной промежуточной колонне) или *трехколонной (*при двух промежуточных колоннах).

На рис. 2.1 показана двухколонная конструкция скважины.

Конструкцию скважины выбирают с учетом геологических особенностей месторождения (глубины залегания зон обвалов, поглощений, водопроявлений, глубины расположения продуктивных горизонтов), вида добываемого продукта (нефть или газ), способов эксплуатации и бурения, техники и технологии бурения.



После определения высоты подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной осуществляют подвеску обсадных колонн на устье и обвязку их между собой колонной головкой, герметизирующей затрубное пространство.

На рис. 2.2 показана схема обвязки устья одноколонной скважины. Колонная головка состоит из фланца *2,* навинчиваемого на кондуктор *3,* и пьедестала 7, который навинчивается на верхний конец эксплуатационной колонны. Контрольный отвод *4* с вентилем *5* служит для отвода газа из затрубного пространства.

Рис. 2.1. Двухколонная конструкция скважины:

D_1, D_2, D_3 — диаметры долот, применяемых соответственно при бурении под кондуктор, промежуточную и эксплуатационную колонны;

d_1, d_2, d_3, d_4 — диаметр направления кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонны;

h_1, h_2, h_3, h_4 — интервалы цементирования затрубного пространства за направлением, кондуктором, промежуточной и эксплуатационной колоннами;

L_1, L_2, L_3, L_4, — глубина спуска направления, кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн

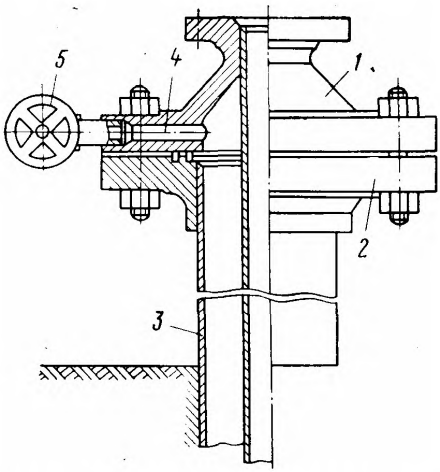


Рис. 2.2 Схема обвязки устья одноколонной скважины

2.2. Оборудование забоев скважин

Выбор конструкции призабойной части скважины осуществляется до начала бурения скважины в зависимости от ее местоположения на залежи, литологического и физического свойств пласта, наличия в кровле и подошве пласта водоносных горизонтов и ряда других факторов.

Распространены следующие конструкции призабойной части скважины.

Скважину бурят до кровли продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну и цементируют ее с подъемом цементного раствора через башмак. Затем разбуривают цементировочные пробки, упорное кольцо и углубляют скважину до подошвы продуктивного пласта.

Если пласт сложен устойчивыми породами и не содержит пропластков обваливающихся глин, то ствол скважины целесообразно оставить открытым (рис. 2.3 а). Такая конструкция называется ***открытый забой***.

Если пласт сложен рыхлыми породами, то для предупреждения попадания песка в эксплуатационную колонну против продуктивного пласта устанавливают фильтр. На рис. 2.3 *б* показано применение фильтра-хвостовика с сальниковым закреплением в нижней части эксплуатационной колонны. Иногда применяют другой вариант установки фильтра, показанный на рис. 2.3 *в*.

В этом случае продуктивный пласт разбуривается долотом такого же диаметра, как и вышележащие горизонты, спускается эксплуатационная колонна с оборудованным внизу фильтром и цементируется манжетным методом выше кровли пласта.

Как в том, так и в другом случае возможно применение щелевидных (см. рис. 2.3 *б*, *в),* металло-керамических, песчано-пластмассовых или гравийных фильтров.

Описанные конструкции призабойной части скважины применяются, когда отсутствуют водоносные горизонты в пласте, в его кровле и подошве.

а б в

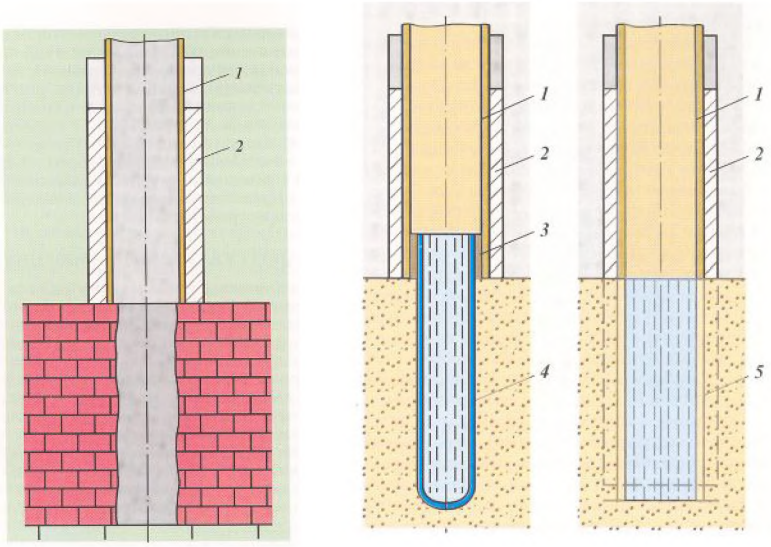


Рис. 2.3. Конструкция призабойной части скважины с открытым забоем с незацементированной эксплуатационной колонной:
1—эксплуатационная колонна; 2 — цементный раствор; 3 — место установки манжет; 4 – фильтр – хвостовик; 5 – фильтр – продолжение эксплуатационной колонны

Второй метод: скважину бурят несколько ниже подошвы продуктивного пласта, спускают эксплуатационную колонну, цементируют ее одно- или двухступенчатым способом. После твердения цементного раствора против продуктивного пласта перфорируют стенку колонны и цементное кольцо для сообщения эксплуатационной колонны с пластом (рис. 2.4 а). Иногда в целях предотвращения попадания песка в эксплуатационную колонну устанавливают фильтр (рис. 2.4 б).

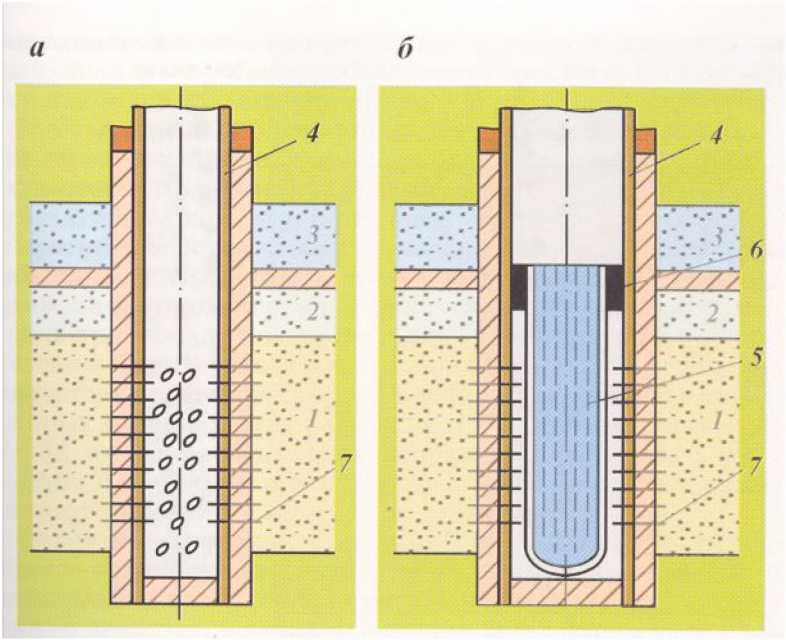


Рис. 2.4. Конструкция призабойной части скважины с зацементированной эксплуатационной колонной:
1 – нефтеносный пласт; 2 – газоносный пласт; 3 – водоносный пласт; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – фильтр–хвостовик; 6 – пакер; 7 – перфорированные отверстия

Приведенная конструкция призабойной части скважины применяется, когда нефтеносные пески переслаиваются с глинами и водоносными горизонтами, а также когда в кровле и подошве продуктивного горизонта имеются водоносные пласты.

Эта конструкция призабойной зоны наиболее распространена в практике бурения потому, что в практике бурения чаще встречаются неоднородные пласты с водоносными горизонтами, подстилающими и покрывающими их, хотя и имеет крупные *недостатки:*

- ухудшение коллекторских свойств пласта в связи с отрицательным воздействием на него цементного раствора;
- уменьшение площади питания пласта;
- растрескивание цементного камня за эксплуатационной колонной при некоторых видах перфорации и др.

2.3. Сообщение эксплуатационной колонны с пластом

При применении конструкции призабойной части скважины с зацементированной эксплуатационной колонной сообщение эксплуатационной колонны с пластом осуществляют после прострела отверстий в колонне, окружающем ее цементном кольце и в породе пласта при помощи специальных аппаратов – перфораторов.

После освоения скважины нефть и газ поступают из пласта в эксплуатационную колонну через эти отверстия. Диаметр и число отверстий на 1 м (плотность перфорации) рассчитывается таким образом, чтобы приток нефти или газа из пласта был максимальным.

Существует несколько типов перфорации:

- кумулятивная;
- торпедная;
- пулевая;
- гидропескоструйная.

Наиболее распространены **кумулятивные перфораторы**, позволяющие пробивать отверстия кумулятивной струёй в стальных обсадных трубах, цементном камне и создавать каналы в прилегающей к призабойной зоне породе (рис. 2.5).

Кумулятивная струя образуется вследствие всестороннего сжатия медной облицовки заряда ударными волнами при взрыве заряда. Под действием ударных волн внутренняя поверхность медной облицовки плавится и формируется в тонкую металлическую струю высокой плотности, выбрасываемую вместе с газообразными продуктами взрыва от центра облицовки радиально к обсадной колонне со скоростью 8000–10000 м/с. Струя жидкого металла, двигающаяся с такой скоростью, оказывает на стенку обсадной колонны давление около 30 ГПа и пробивает отверстие в ней. При этом образуется канал в породе глубиной до 300 мм и более.

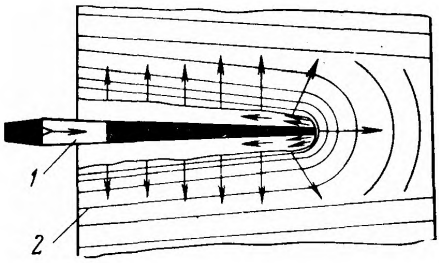


Рис.2.5. Действие кумулятивной струи на преграду:
1 – кумулятивная струя;
2 – преграда

Кумулятивный перфоратор состоит из толстостенной стальной герметически закрытой трубы, в которой по спирали просверлены отверстия для прохождения кумулятивных струй. Кумулятивные заряды устанавливаются в корпусе перфоратора против отверстий. Заряды срабатывают через детонирующий шнур от взрывного патрона, соединенного с электрокабелем, на котором перфоратор спускается в скважину.

Для прострела обсадных колонн, цементного кольца и пласта, сложенного устойчивыми породами, в нагнетательных скважинах применяют **торпедные перфораторы,** выстрел из которых проводится разрывными снарядами диаметром 22 – 32 мм. После выстрела снаряд входит в породу на глубину 200 – 250 мм и там разрывается. В результате взрыва в породе образуется каверна диаметром до 300 мм.

Пулевая перфорация пришла на смену механическим средствам перфорации (сверлению). Она применялась в широких масштабах до изобретения кумулятивных перфораторов.

Основной недостаток пулевой перфорации заключается в том, что во время простреливания цементный камень в затрубном пространстве может растрескаться.

В последнее время начали широко применять новый метод – **гидропескоструйную перфорацию**. При этом методе в насосно-компрессорные трубы, спущенные в эксплуатационную колонну, под большим давлением нагнетают жидкость с песком. На конце труб устанавливается струйный аппарат, из сопла которого с большой скоростью выбрасывается жидкость с песком. Эта смесь вызывает быстрое абразивное разрушение обсадной колонны, цементного кольца и породы.

При гидропескоструйной перфорации обсадная колонна и цементное кольцо не трескаются. Кроме того, этот метод позволяет регулировать глубину и диаметр отверстий.

2.4. Освоение скважин

После завершения работ по сообщению эксплуатационной колонны с пластом приступают к вызову притока нефти из пласта.

Освоением скважин называют комплекс мероприятий по вызову притока нефти и газа из пласта в скважину.

Существует несколько методов вызова притока нефти из пласта, сущность которых сводится к снижению противодавления на пласт, т. е. к проведению определенных мероприятий, в результате которых гидростатическое давление в скважине становится меньше пластового.

$$P_{\text{гидрост.}} < P_{\text{пл,}}$$

$$\mathbf{P_{гидрост.} = \rho_ж\, gH,}$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости, кг/м^3; g – ускорение свободного падения равное 9,81 м/с^2; Н– высота столба жидкости в скважине, м.

Уменьшить давление столба жидкости на пласт можно либо снижением плотности жидкости, находящейся в эксплуатационной колонне, либо понижением уровня жидкости в колонне.

Методы освоения:

1) снижение плотности жидкости;
2) компрессорный метод;
3) поршневание (свабирование).

Для снижения плотности жидкости в эксплуатационную колонну спускают фонтанные трубы, которые остаются в ней и при эксплуатации скважины. В пространство между фонтанными трубами и эксплуатационной колонной нагнетают воду, которая вытесняет в фонтанные трубы тяжелый глинистый раствор. При большом пластовом давлении скважина начинает фонтанировать и при неполной замене глинистого раствора водой.

Если замена глинистого раствора водой не дает эффекта, то воду заменяют нефтью.

В случае, когда и это мероприятие не помогает, в затрубное пространство одновременно нагнетают нефть (или воду) и газ (или воздух), т. е. применяют *газированные или аэрированные жидкости*. В процессе прокачивания смеси постепенно увеличивают количество нагнетаемого газа (воздуха), после чего полностью переходят на нагнетание газа (воздуха). Таким образом осуществляют плавное снижение давления на забой, что способствует постепенному увеличению притока нефти из пласта в скважину.

В некоторых случаях целесообразно проводить освоение скважин с *применением пенных систем.* Для этого в воду, закачиваемую в скважину, добавляют пенообразующие поверхностно-активные вещества, а затем пропускают через этот раствор воздух – в результате образуются пены с низкой плотностью.

В том случае, когда продуктивные пласты сложены устойчивыми породами, применяют **компрессорный метод освоения скважины**, при котором в затрубное пространство нагнетают газ (или воздух), вытесняющий промывочную жидкость в фонтанные трубы. При этом методе происходит резкое падение давления в скважине, однако, для устойчивых пород продуктивного горизонта это неопасно.

Вызов притока нефти путем снижения уровня промывочной жидкости в эксплуатационной колонне осуществляют при освоении сква-

жин с низким пластовым давлением **методом поршневания (свабирования).**

При этом методе в фонтанные трубы на канате спускают поршень (сваб) с длинным патрубком над ним. В верхней части патрубок имеет прямой клапан. При движении поршня вниз жидкость заходит в патрубок, приподнимает клапан и перетекает в фонтанные трубы. При подъеме поршня клапан закрывается, и жидкость вытесняется из фонтанных труб. Многократный спуск и подъем поршня приводит к снижению уровня жидкости в эксплуатационной колонне и, следовательно, к уменьшению давления на продуктивный пласт.

После вызова притока нефти или газа из пласта скважину исследуют на приток и, установив норму добычи, сдают ее в эксплуатацию.

2.5. Оценка несовершенства скважин

Скважина, вскрывшая пласт на полную его толщину и имеющая открытый забой, *называется гидродинамически совершенной скважиной*. В практике такие скважины встречаются редко.

Скважина, вскрывшая пласт не на полную его толщину, но имеющая открытый забой называется *несовершенной по степени вскрытия*. Дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C_1. Он зависит от относительного вскрытия пласта $\delta = \frac{b}{h}$, где b –толщина вскрытия пласта, h – общая толщина пласта, $a = \frac{h}{D_c}$ – безразмерная толщина пласта, D_c – диаметр скважины по долоту.

Если скважина обсажена колонной, зацементирована и перфорирована, то она называется *несовершенной по характеру вскрытия*. Дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C_2, определяемым в зависимости от плотности перфорации n, безразмерной длины поровых каналов l и их безразмерного диаметра $\alpha = \frac{d_o}{D_c}$,

где d_o – диаметр перфорационных отверстий.

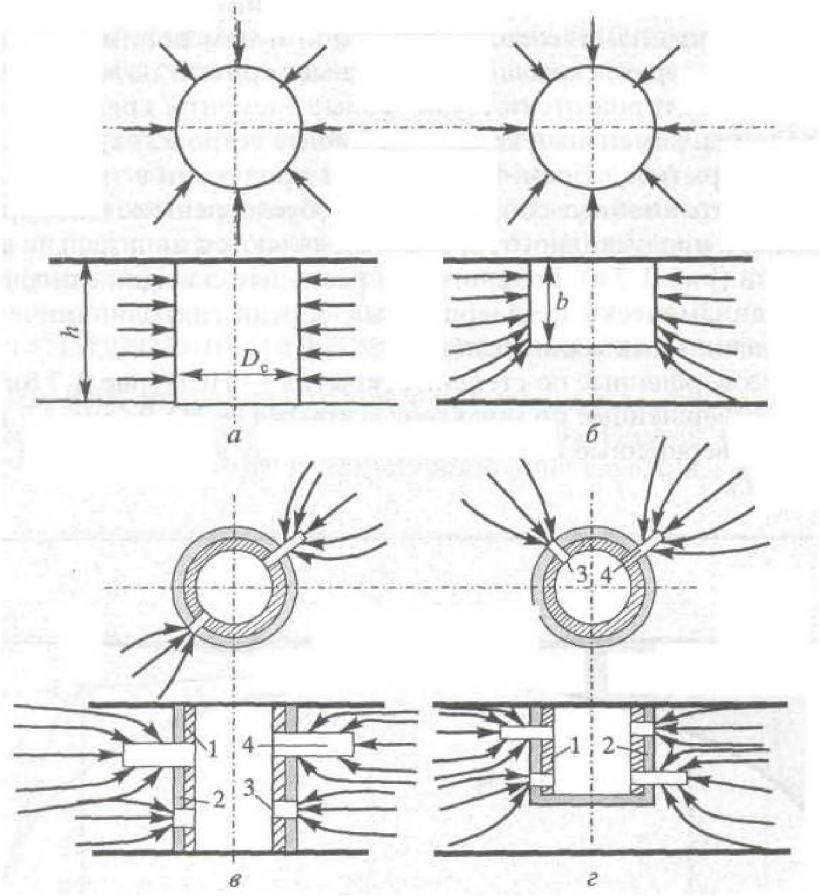


Рис. 2.6. Схемы гидродинамически совершенной (а) и гидродинамически несовершенных скважин:
б – по степени вскрытия; в – по характеру вскрытия;
г – по степени и характеру вскрытия; 1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – перфорационное отверстие; 4 – перфорационный канал

Коэффициенты несовершенства скважины по степени и по характеру вскрытия определяют по графикам В.И. Щурова [2, 6].

Коэффициент совершенства скважины и коэффициент С связаны между собой зависимостью

$$\varphi = \frac{\ln\frac{r_к}{r_c}}{\ln\frac{r_к}{r_c} + C} \quad \text{или} \quad C = \left(\frac{1}{\varphi} - 1\right)\ln\frac{r_к}{r_c}. \qquad (2.1)$$

Приведенный радиус скважины определяется по формуле

$$R_{пр} = r_c \cdot e^{-C}. \qquad (2.2)$$

Вопросы к разделу:

1. Что такое скважина?
2. Элементы скважины.
3. Что называется конструкцией скважины?
4. Перечислите колонны, входящие в конструкцию скважины.
5. Какие существуют конструкции забоев скважин?
6. Какие конструкции забоев скважин следует применять в рыхлых породах?
7. Какую конструкцию забоя применяют в крепких породах?
8. Виды перфорации.
9. Объясните принцип кумулятивной перфорации.
10. Преимущества гидропескоструйной перфорации.
11. Что называется освоением скважин?
12. Формула гидростатического давления на забой скважины.
13. Какие существуют методы освоения?
14. Охарактеризуйте гидродинамически совершенную скважину.
15. Какая скважина называется несовершенной по степени вскрытия?
16. Какая скважина называется несовершенной по характеру вскрытия?

3. ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА К СКВАЖИНЕ. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

3.1. Условия притока жидкости и газа к скважинам

Процесс движения жидкостей и газа в пористой среде называется ***фильтрацией.***

Такое название этому процессу дано потому, что, в отличие от движения по трубам, в пористой среде жидкость и газ перемещаются не сплошным потоком, а отдельными мелкими струйками, которые многократно изменяют свое направление, фильтруясь через каналы, образованные частицами породы.

Если скорость фильтрации пропорциональна градиенту давления, то движение в пласте описывается **законом Дарси,** согласно которому

$$\upsilon = -\frac{\kappa}{\mu}\frac{dp}{dr}, \qquad (3.1)$$

где υ – скорость фильтрации; k – коэффициент проницаемости пласта; μ – коэффициент динамической вязкости движущегося флюида. При малых скоростях фильтрация жидкостей и газов удовлетворительно описывается линейным законом (1).

Фильтрация жидкостей и газа в пласте возможна лишь при перепаде давления в различных участках пласта. Этот процесс происходит от зон с повышенным давлением к зонам с меньшим давлением – забоям эксплуатирующихся скважин.

Пластовое давление – это давление, замеренное в закрытой скважине при отсутствии отбора из нее жидкости и газа.

Уровень жидкости в скважине, устанавливающийся при этом, называется *статическим уровнем*. Расстояние до уровня измеряется сверху от устья скважины, а высота столба жидкости от забоя до статического уровня.

$$H_{ст}=H-h, \qquad (3.2)$$

где H – глубина скважины, м; h – расстояние от устья до уровня, м.

Если пластовое давление превышает давление столба жидкости, заполняющей скважину, то при открытом устье из скважины жидкость будет переливаться. По показаниям манометра, установленного на устье, при закрытой скважине, определяют разницу между пластовым давлением и давлением выше столба жидкости, заполняющей скважину.

При эксплуатации скважины на ее забое устанавливается *забойное давление* и в скважине, вернее в ее затрубном пространстве, устанавливается новый уровень жидкости, называемый *динамическим.*

Динамический уровень всегда ниже статического.

Количество нефти, поступающей к забою скважины, зависит от проницаемости пород пласта, вязкости нефти и перепада давления или разности между пластовым и забойным давлениями ($Р_{пл} – Р_{заб}$). Наиболее четко прослеживается зависимость между количеством поступающей нефти (дебитом скважины) и перепадом давления. Эта зависимость при определенных пределах дебитов близка к линейной, т. е. с увеличением перепада на единицу давления получают примерно один и тот же прирост дебита скважины. ***Дебитом*** *называется производительность скважины – количество нефти, добываемой из скважины в единицу времени*, чаще всего т/сут. Для расчетов используют единицу $м^3/с$.

Уравнение притока нефти в скважину при этом представляется в следующем виде:

$$Q=К(Р_{пл} – Р_{заб})=КΔ Р, \qquad (3.3)$$

где Q–дебит нефти, т/сут; *К*—коэффициент продуктивности, $Р_{пл}$ и $Р_{заб}$–пластовое и забойное давление в любых единицах; в большинстве случаев давление на практике измеряют в $кгс/см^2$ (0,1 МПа).

Разность давлений $ΔР = Р_{пл} –$

$Р_{заб}$ называют *депрессией на пласт.*

Зная коэффициент продуктивности и пластовое давление, можно определить производительность скважины, задаваясь значением снижения забойного давления.

Коэффициент продуктивности определяют по данным специальных исследовательских работ.

Фильтрация газа, как правило, не подчиняется закону Дарси. Это вызвано потерями кинетической энергии, которые добавляются к потерям энергии на вязкое трение, происходящими при линейном законе сопротивления или другими причинами.

Уравнение притока газа к скважине при нелинейном законе фильтрации имеет вид

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = AQ + BQ^2 . \qquad (3.4)$$

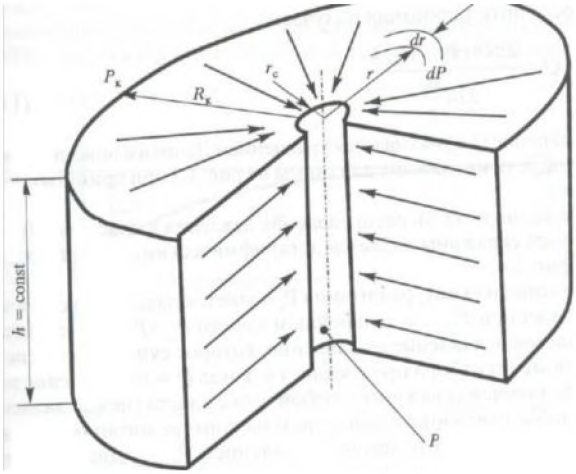


Рис. 3.1. Плоскорадиальный приток к скважине

Рассмотрим приток жидкости и газа при плоскорадиальном движении жидкости к совершенной скважине, находящейся в центре пласта.

Используя уравнение (1) и выразив скорость υ = Q/ S, получим

$$Q = -\frac{khS}{\mu}\frac{dP}{dr}, \qquad (3.5)$$

где Q – дебит скважины, S — поверхность фильтрации, S = 2 π rh, где $r_c < r < R_к$ (рис. 3.1).

Разделив переменные и проинтегрировав уравнение (3.5) в пределах от r_c до R_K и от p_c до p_k, получим

$$Q = \frac{2\pi\kappa h}{\mu}\frac{p_K - p_C}{\ln\dfrac{R_K}{r_C}}, \qquad (3.6)$$

где p_K и p_C — давление на контуре и на забое соответственно; R_K — радиус контура питания; r_C — радиус скважины.

Эта формула носит название формулы Дюпюи.

Для газовой скважины эта формула имеет вид

$$Q_{am} = \frac{\pi\kappa h}{\mu p_{am}}\frac{p_K^{\,2} - p_C^{\,2}}{\ln\dfrac{R_K}{r_C}}, \qquad (3.7)$$

где Q_{am} и P_{am} соответственно дебит газовой скважины при атмосферном давлении и атмосферное давление.

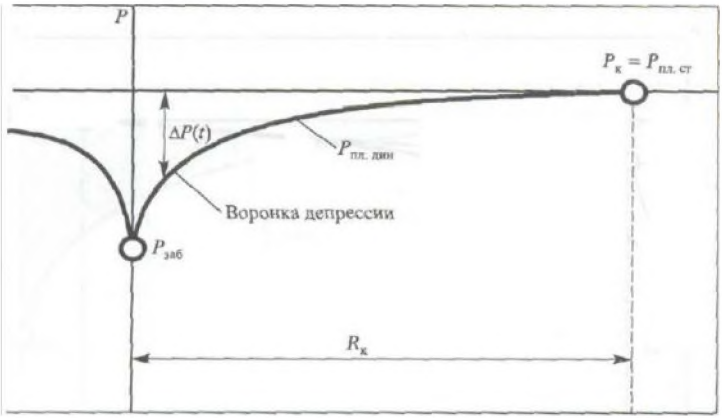


Рис. 3.2. Распределение давления в пласте вокруг работающей скважины

Если линию распределения давления мысленно повернуть вокруг оси скважины, получим так называемую ***воронку депрессии***. Из рис. 3.4 видно, что депрессия (потеря энергии от контура питания до стенки скважины) существенно возрастает на определенном расстоянии от стенки скважины.

3.2. Задачи и существующие виды исследований скважин

Для получения данных о геолого-физических параметрах горных пород призабойной зоны пласта вокруг ствола скважины, продуктивного пласта, физических свойствах насыщающих пласт жидкостей и газов, состоянии призабойной зоны скважины, самой скважины, выкидных линий, промыслового оборудования газовые скважины подвергаются различным исследованиям.

Прямые данные получают в результате отбора образцов пород (керна) в процессе бурения, проб жидкостей и газов в процессе исследований скважин и их анализа в лабораторных условиях.

Косвенные данные о геолого-физических параметрах пласта, горных породах вокруг ствола скважины, физических свойствах насыщающих пласт жидкостей и газов, состоянии призабойной зоны и самой скважины получают из данных геофизических и промысловых гидродинамических и термодинамических исследований.

Все исследования скважин делятся на первоначальные, текущие и специальные.

Первоначальные исследования проводятся в разведочных скважинах в процессе разведки месторождения и его опытно-промышленной эксплуатации для определения геометрических размеров залежей, фильтрационных и емкостных геолого-физических параметров пласта, прочностных характеристик пласта, состава и физических свойств пластовых жидкостей и газов, гидродинамических термодинамических условий работы ствола скважины.

Все эти данные используются для установления условий отбора нефти и газа на забое скважины, технологического режима эксплуатации скважин и составления проектов опытно-промышленной эксплуатации; проектирования систем промышленной разработки и эксплуатации.

Текущие исследования проводятся во всех добывающих скважинах, с установленной периодичностью. При этом получают данные о состоянии пласта, призабойной зоны, забоя и ствола скважины. Эти данные используются для подтверждения или изменения технологического режима эксплуатации скважин, определения мероприятий по увеличению дебитов скважин, построения карт изобар (линий равного давления), контроля и регулирования системы разработки залежи.

Для изучения свойств пластов и продуктивности скважин применяют различные виды (методы) гидродинамических исследований, которые можно подразделить на две группы.

К первой относится метод установившихся отборов, ко второй — методы наблюдения за изменением (восстановлением) забойного давления в остановленной (закрытой) скважине после ее эксплуатации с постоянным расходом нефти (газа) и гидропрослушивания пласта.

Специальные исследования проводятся в добывающих и наблюдательных скважинах для получения данных, связанных со специфическими условиями эксплуатации данного месторождения.

Данные специальных исследований скважин и пластов используются для контроля, регулирования системы разработки, улучшения технико-экономических показателей работы промыслового оборудования, внедрения новой техники и технологии.

При исследовании скважины дебиты жидкости (нефти, воды) замеряют с помощью расходомеров и дебитомеров различной конструкции.

Дебиты газа определяют газовыми счетчиками—расходомерами.

Пластовые и забойные давления замеряют глубинными манометрами. Скважинные приборы спускают на забой скважины (рис. 3.3) на канатной проволоке 7 через лубрикатор 4, устанавливаемый на фонтанной арматуре.

Для спуска в скважину манометров и других приборов применяют механизированные лебедки, смонтированные на автомашинах высокой проходимости, гусеничных тракторах или плавающих гусеничных транспортерах. С помощью таких механизированных лебедок можно спускать приборы на глубину до 6000 м.

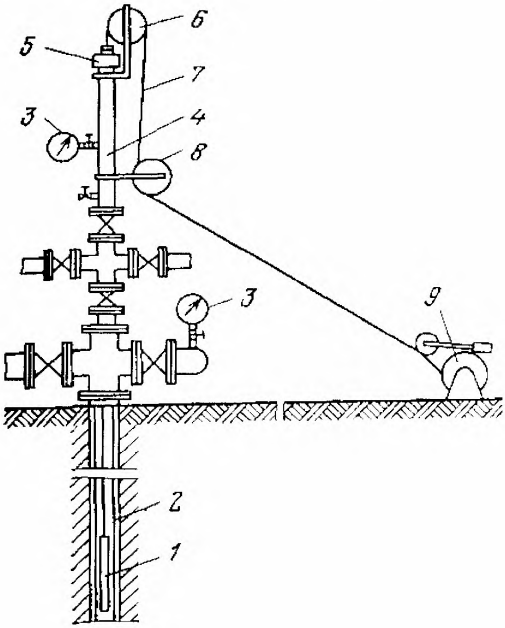


Рис. 3.3. Схема спуска скважинного прибора:
1– скважинный прибор; 2 – скважина; 3 – манометры; 4 – лубрикатор; 5 – головка лубрикатора; 6, 8 – ролики; 7 – проволока; 9 – лебедка

3.3. Исследования скважин на установившихся режимах

Режим эксплуатации скважины считается установившимся, если дебит ее и забойное давление с течением времени практически не изменяются.

После регистрации установившихся дебита и забойного давления скважину переводят на другой режим эксплуатации и, выждав время установления ее работы на новом режиме, определяют новые значения этих параметров. Наблюдения проводят при 3 – 4 режимах работы скважин и обычно заканчивают регистрацией динамического пластового давления в зоне исследуемой скважины. Оно определяется как полностью восстановившееся забойное давление в остановленной скважине и соответствует текущему пластовому давлению в пласте между работающими скважинами. Результаты исследований скважины на приток методом установившихся отборов изображают в виде **индикаторной диаграммы,** представляющей собой зависимость дебита скважины от депрессии. $Q = f(\text{Рпл} - \text{Рз})$ (рис. 3.4).

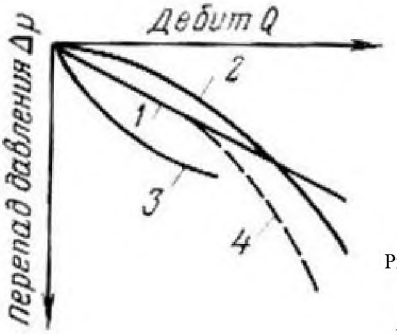


Рис. 3.4. Индикаторные линии зависимости дебита от перепада давления:
1, 4 – прямолинейно-криволинейная;
2 – выпуклая относительно оси дебитов;
3 – вогнутая относительно оси дебитов

Для газовых скважин индикаторную диаграмму изображают в координатах объемный Q или массовый G дебит газа – разность квадратов пластового (контурного) и забойного давлений ($\text{Рпл}^2 - \text{Рз}^2$).

Для нагнетательных скважин такая диаграмма представляет собой зависимость поглотительной способности скважины Q от перепада между забойным и пластовым давлениями (Рз – Рпл).

Диаграмма 1 имеет вид прямой, характерна для скважин, эксплуатирующих пласты с напорными режимами при притоке однородной жидкости, когда инерционные силы незначительны.

С увеличением депрессии на пласт и возрастанием скоростей фильтрации жидкостей и газов инерционные силы существенно возрастают, линейный закон движения нарушается и индикаторная диаграмма *4* искривляется (становится выпуклой к оси дебитов).

Диаграммы типа *2* характерны для нефтяных скважин, эксплуатирующих пласты в режиме растворенного газа, или для трещиноватых нефтенасыщенных коллекторов. В последнем случае искривление индикаторных линий происходит в результате смыкания трещин при снижении забойного давления и вследствие проявления инерционных сил с увеличением скорости фильтрации.

Диаграммы типа *3,* как правило, следствие дефектов исследований (когда дебиты и забойные давления измерены при неустановившихся режимах работы нефтяных скважин). Иногда такие диаграммы характерны для условий неоднородных пластов, когда с повышением депрессии подключаются в разработку пропластки, из которых ранее не происходило притока жидкости из-за слабых фильтрационных свойств.

После построения индикаторных диаграмм подбирают их математические модели.

Индикаторная диаграмма описывается уравнениями для нефтяной скважины

$$Q = K(Рпл – Рз), \qquad (3.8)$$

для газовой скважины

$$q= K\ (Рпл^2 – Рз^2), \qquad (3.9)$$

где Q и q – дебит соответственно нефтяной и газовой скважины; К– угловые коэффициенты индикаторных линий, так называемые **коэффициенты продуктивности скважин**; Рпл и Рз – соответственно пластовое и забойное давление.

При криволинейной диаграмме *2* (см. рис. 3.3) в условиях напорных режимов уравнение индикаторной линии записывают в виде:

для нефтяной скважины

$$Рпл – Рз= AQ + BQ^2, \qquad (3.10)$$

для газовой

$$Рпл^2 – Рз^2= aq + bq^2, \qquad (3.11)$$

где А, а и В, b – коэффициенты, постоянные для данной нефтяной или газовой скважины, их называют **коэффициентами фильтрационных сопротивлений.**

Максимальная производительность скважины возможна при $Р_{заб}=0$; эту производительность называют **потенциальным дебитом.**

$$Q_{пот}=KP_{пл.}$$

Отбор жидкости из скважины, равный потенциальному дебиту, практически невозможен, т. к. при любых способах эксплуатации в скважине сохраняется какой-то столб жидкости, оказывающий давление на забое.

Потенциальные возможности газовой скважины обычно характеризуются двумя показателями – свободным дебитом газа (полностью откры-

той в атмосферу скважины) и абсолютно свободным дебитом газа(расходом при противодавлении на забое, равном 0,1 МПа).

3.4. Исследование скважин при неустановившемся режиме

Сущность метода исследований скважин при неустановившемся режиме их эксплуатации заключается в том, что изменяют их режим и проводят наблюдения за соответствующим нарастанием (или снижением) забойного давления со временем.

В большинстве случаев скважину после длительной эксплуатации с постоянным дебитом Q останавливают и регистрируют **кривую восстановления забойного давления (КВД)** или уровня жидкости в межтрубном пространстве.

По такому методу исследуют все виды нефтяных, газовых и нагнетательных скважин, пробуренных на пласты при газовых и водонапорных режимах. В связи с упругими свойствами газов, горных пород и пластовых жидкостей давление на забое остановленной скважины изменяется. В случае мгновенного прекращения притока жидкости из бесконечного однородного пласта в нефтяную скважину процесс восстановления давления на забое описывается формулой

$$\left[p(t)-p_0\right]=\Delta p(t)=\frac{Q\mu_{\text{Н}}}{4\pi kh}\ln\frac{2{,}25\chi}{r_{\text{ПР}}^2}+\frac{Q\mu_{\text{Н}}}{4\pi kh}\ln t\cdot \qquad (3.12)$$

В случае газовой скважины

$$p^2(t)-p_0^2=\frac{q\mu_{\Gamma}zp_{c\text{Т}}T_{\text{ПЛ}}}{2\pi kh}\ln\frac{2{,}25\chi}{r_{\text{ПР}}^2}+\frac{q\mu_{\Gamma}zp_{c\text{Р}}T_{\text{ПЛ}}}{2\pi khT_{c\text{Т}}}\ln t\cdot \qquad (3.13)$$

Здесь p_o, $p_{(t)}$ – давление на забое скважины соответственно до остановки и к моменту времени t после ее остановки; Q *и* q – дебит до остановки соответственно нефтяной и газовой скважины; χ – коэффициент пьезопроводности пласта; m – пористость; $\mu_н$, $\mu_г$ – динамическая вязкость пластовой жидкости (нефти) и газа; $\beta_ж$, $\beta_п$ – коэффициенты сжимаемости жидкости и породы,

$rnp = rce - c$ – приведенный радиус скважины, c – коэффициент несовершенства скважины.

Для нефтяного пласта $\chi=\dfrac{k}{\mu_{\text{Н}}\left(m\beta_{ж}+\beta_{\text{П}}\right)}$,

для газового пласта $\chi=\dfrac{p_к k}{\mu_{\Gamma}m}$.

Кривую $p_3(t)$ трансформируют в прямую (рис. 3.5), преобразуя уравнение (3.12) таким образом:

$$\Delta p = A + i \ln t, \tag{3.14}$$

где $A = \frac{Q\mu_{\text{Н}}}{4\pi kh} \ln \frac{2{,}25\chi}{r_{\text{ПР}}^2}$, $i = \frac{Q\mu_{\text{Н}}}{4\pi kh}$.

Экспериментальные точки только по истечении некоторого времени ложатся на прямую в соответствии с уравнением (3.14), что объясняется продолжающимся притоком жидкости в скважину после ее закрытия. К этим точкам проводят касательную, поэтому метод обработки называется методом касательной.

Тогда графически находят A как отрезок на оси ординат (рис. 3.5 б), а i как угловой коэффициент прямой.

Определив по графикам значения A и i найдем параметры пласта (гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность).

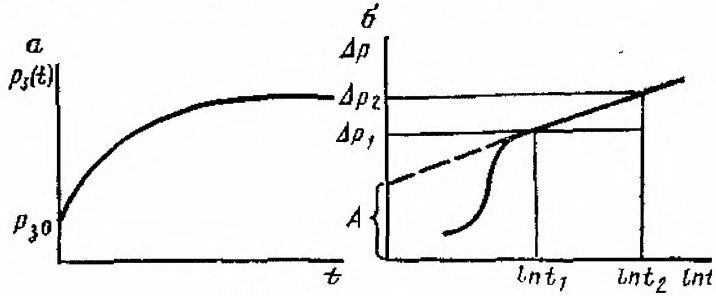


Рис. 3.5. Кривая восстановления забойного давления pз(t) во времени t – (а) и ее обработка по методу касательной (б)

Пуск в эксплуатацию или остановка одной или группы скважин оказывает влияние на показатели работы соседних (интерференция скважин). Степень этого влияния зависит от свойств пластовой системы и интенсивности импульса дебита. Изучение свойств и строения пластов по результатам наблюдений за взаимодействием скважин принято называть ***гидропрослушиванием (гидроразведкой).*** В процессе исследований судят о свойствах пласта по изменению забойного давления в реагирующей скважине.

3.5. Исследования газоконденсатных скважин

Скважины газоконденсатных месторождений исследуют с целью получения характеристик добываемой продукции путем анализа проб

газа, определения количества сырого конденсата, выделяющегося из газа на поверхности при различных режимах эксплуатации скважины и условиях выделения конденсата.

В процессе исследования обычно применяют передвижные установки двух типов:

1) нетермостатируемые (высокой промышленной производительности);

2) термостатируемые, через которые пропускается только небольшая часть отбираемого из скважины газа.

Обычные установки дают промышленную, общую характеристику скважины. Термостатируемые позволяют получить изотермы и изобары конденсации, коэффициенты Джоуля—Томсона, количество жидкости, которое может выделиться из газа после ее отделения при устьевых значениях давления и температуры.

Для получения полной характеристики работы газоконденсатных скважин и ее продукции используют специальные передвижные установки.

На рис. 3.6 приведена принципиальная схема одной из таких установок.

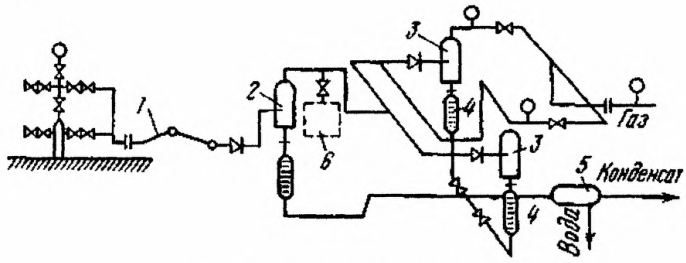


Рис. 3.6. Схема установки У-900

Установка, смонтированная на двухосном автоприцепе, подключена к скважине с помощью стальных шарнирных труб 1. Газ через штуцер поступает в циклонный сепаратор первой ступени 2, а затем в циклоны 3 второй ступени очистки. Сепараторы, к которым снизу присоединены мерные цилиндры 4, могут работать и последовательно и параллельно. Освободившись от конденсата, воды и примесей, газ из установки направляется в газопровод или в атмосферу. Отделившаяся продукция поступает в разделительную емкость 5, откуда пробы используют при исследовании.

На платформе предусмотрена и малая термостатируемая установка 6, в которой при различных значениях температуры и давления от газа отделяется конденсат.

Пробы газа и конденсата детально исследуют в лаборатории. Количество жидкости, выделяющейся в сепараторах, измеряют с помощью пяти кранов, размещенных на различных уровнях 40 емкостей вместимостью 1 л

каждая. Три регулируемых штуцера позволяют создавать на сепараторах разное давление. Охлаждение газа в термостатируемой установке осуществляется при дросселировании газа высокого напора. Для его подогрева используют электронагреватели.

Отношение количества выделившегося в сепараторах конденсата к количеству протекшего газа дает основную характеристику продукции скважины – ***удельное конденсатосодержание (конденсатогазовый фактор)*** – (г/м^3 или см^3/м^3) при различных значениях температуры и давления. Сырой конденсат, получаемый в сепараторах и в термостатируемой установке, подвергают разгазированию путем снижения давления в контейнере до 0,1 МПа и выдержке при 20 °С и измеряют количество газов дегазации.

Вопросы к разделу:

1. Напишите и объясните уравнение Дарси.
2. Напишите и объясните формулу Дюпюи.
3. Напишите уравнение притока газа к скважине.
4. Для чего проводят исследования в нефтяных и газовых скважинах?
5. Какие виды исследований существуют?
6. Какие гидродинамические исследования проводят в скважинах?
7. Как спускают в скважину глубинные приборы?
8. Что называют установившимся режимом?
9. Объясните формы индикаторных кривых.
10. Как строят кривую восстановления давления (КВД)?
11. Какие параметры можно определить по КВД?
12. Как и для чего проводят гидропрослушивание?
13. Что называют свободным и абсолютно свободным дебитом газовой скважины?
14. Какие установки применяют для исследования газоконденсатных скважин?
15. Как проводят исследование на газоконденсатность?

4. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

4.1. Общая характеристика методов

Производительность нефтяных и газовых скважин и поглотительная способность нагнетательных зависят главным образом ***от проницаемости пород, складывающих продуктивный пласт***.

Чем выше проницаемость пород в зоне действия той или иной скважины, тем больше производительность или приемистость ее, и наоборот. Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках.

Естественная проницаемость горных пород под влиянием тех или иных причин может с течением времени ухудшаться. При заканчивании скважин бурением их призабойные зоны часто загрязняются отфильтровавшимся глинистым раствором. При эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород в призабойной зоне может резко ухудшиться из-за закупорки пор парафинистыми и смолистыми отложениями, а также глинистыми частицами.

Призабойная зона нагнетательных скважин загрязняется различными механическими примесями, имеющимися

в закачиваемой воде (ил, глина, окислы железа и т. п.). Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путем искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путем удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов.

Методы увеличения производительности скважин можно разделить на:

1) химические методы;
2) механические методы;
3) тепловые методы;
4) комплексные (физико-химические).

Выбор метода воздействия определяется пластовыми условиями.

Химические методы (кислотные обработки) воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют в сцементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества. Они основаны на способности кислот растворять некоторые виды горных пород, что приводит к очистке и расширению их поровых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, – к повышению производительности скважин.

Механические методы (гидравлический разрыв пласта и гидропескоструйная перфорация) применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы воздействия применяют для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон.

4.2. Химические методы (кислотные обработки)

4.2.1. Солянокислотная обработка

Для обработки скважин в большинстве случаев применяют соляную (HCl) кислоту.

При солянокислотной обработке кислота растворяет карбонатные породы – известняки, доломиты, доломитизированные известняки, слагающие продуктивные горизонты нефтяных и газовых месторождений.

Реакция с известняком:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + CO_2 + H_2O\uparrow.$$

Реакция с доломитом:

$$CaCO_3 \cdot Mg\,CO_3 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2CO_2 + 2H_2O\uparrow.$$

Продукты реакции соляной кислоты с карбонатами, т. е. хлористый кальций ($CaCl_2$) и хлористый магний ($MgC1_2$), вследствие их высокой растворимости не выпадают в осадок из раствора прореагировавшей кислоты. После обработки они вместе с продукцией скважины извлекаются из скважины. Образующийся при реакции углекислый газ CO_2 также легко удаляется на поверхность.

При обработке пласта соляной кислотой она реагирует с породой, как на стенках скважины, так и в поровых каналах, причем диаметр скважины практически не увеличивается.

Для обработки скважин применяют 8–20 %-ный раствор соляной кислоты. Наиболее часто используют 12–15 %-ный раствор HC1. На 1 м обрабатываемой мощности пласта берут от 0,4 до 1,5 м^3 солянокислотного раствора.

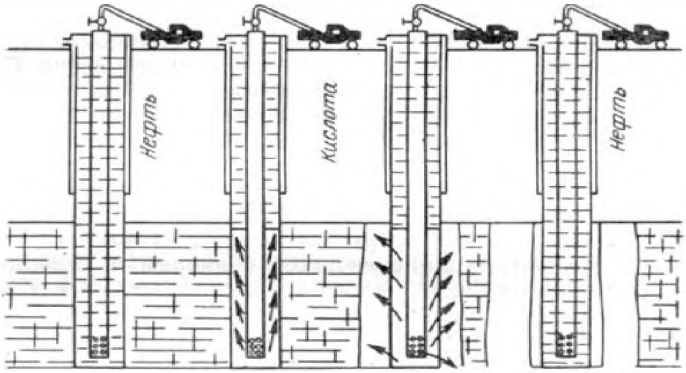


Рис. 4.1. Схема проведения солянокислотной обработки

Так как соляная кислота разъедает металл, для предохранения емкостей, насосов и трубопроводов к кислоте добавляют специальные вещества, называемые **ингибиторами,** которые уменьшают или сводят до минимума коррозийное воздействие кислоты на металл.

В качестве ингибиторов применяют поверхностно–активные вещества (ПАВ): уникол, катапин, формалин и др.

Дозировка ингибиторов составляет обычно 0,05–0,25 % от объема раствора соляной кислоты и зависит от типа ингибитора.

В соляной кислоте иногда содержится значительное количество окислов железа, которые при обработке скважин могут выпадать из раствора в виде хлопьев и закупоривать поры пласта. Для удержания окислов железа в кислоте в растворенном состоянии применяют **стабилизаторы.** В качестве стабилизатора служит уксусная кислота. В зависимости от содержания в соляной кислоте окислов железа добавка уксусной кислоты должна составлять 0,8–1,6 % от объема разведенной соляной кислоты.

Для облегчения процесса удаления из скважины продуктов реакции в кислоту при ее подготовке добавляют

вещества, которые называются **интенсификаторами.** Это поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение продуктов реакции. Адсорбируясь на стенках поровых каналов, интенсификаторы облегчают отделение от породы воды и улучшают условия смачивания пород нефтью. В качестве интенсификаторов применяют различные поверхностно-активные вещества – катапин–А, ДС, ОП–10 и др.

Солянокислотный раствор для кислотных обработок приготовливают на центральной кислотной базе или же непосредственно на скважинах.

Технология солянокислотных обработок скважин может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт при помощи насоса или самотеком. Иногда перед закачкой кислоты в пласт для разрушения глинистой или цементной корки применяют кислотную ванну. При этом в скважину закачивают раствор 6–8 %-ной кислоты с таким расчетом, чтобы он заполнил ствол в интервале его обработки.

В скважинах, продуктивные пласты которых сложены терригенными породами, состоящими в основном из силикатных веществ, применяют смесь соляной (HCl) и плавиковой – фтористоводородной (HF) кислот, которая называется глинокислотой, поэтому и вид обработки скважин получил название **глинокислотная обработка**.

4.2.2. Термокислотная обработка

В скважинах, в которых снижается производительность из-за отложений в призабойной зоне парафиновых или асфальто–смолистых веществ, кислотная обработка будет более эффективной, если забой предварительно подогреть, чтобы расплавить эти вещества.

Вначале осуществляется тепловая (термохимическая) обработка забоя скважины раствором горячей соляной кислоты, при котором нагревание этого раствора производится за счет теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и каким-либо веществом; затем производится обычная кислотная обработка.

В термокислотной обработке применяется магний, т. к. при реакции кислоты с ним выделяется большое количество тепла, а продукты реакции полностью растворяются.

$$Mg+2HCl+H_2O=MgCl_2+H_2O+H_2+470 \text{ кДж}.$$

Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л 15 %-ной соляной кислоты. При этом вся кислота превращается в нейтральный раствор хлористого магния, который выделенным теплом был бы нагрет до температуры 308 °С.

Для расплавления парафина и смол нужна значительно меньшая температура. Поэтому рациональным будет такое соотношение кислоты и магния, при котором конечная температура раствора после реакции была бы в пределах 75– 80 °С.

Обычно для термокислотной обработки применяют прутковый магний (диаметр прутка 2–4 мм, длина 60 мм). Прутки загружают в специальный наконечник, который на насосно-компрессорных трубах спускают в скважину на заданную глубину.

4.3. Гидравлический разрыв пласта

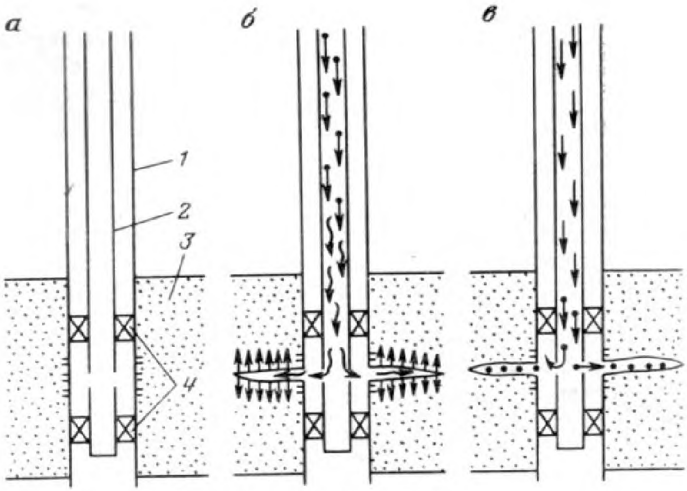
Сущность гидравлического разрыва пласта (ГРП) состоит в образовании и расширении в пласте трещин при создании высоких давлений на забое скважин жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают отсортированный крупнозернистый песок для того, чтобы не дать трещине сомкнуться после снятия давления.

Образованные в пласте трещины или открывающиеся и расширившиеся, соединяясь с другими, становятся проводниками нефти и газа, связывающими скважину с удаленными от забоя продуктивными зонами пласта.

Протяженность трещин в глубь пласта может достигать нескольких десятков метров.

Образовавшиеся в породе трещины шириной 1–2 мм, заполненные крупнозернистым песком, обладают значительной проницаемостью.

Дебиты скважин после гидроразрыва пласта (ГРП)



часто увеличиваются в несколько раз.

Рис. 4.2 Схема проведения гидравлического разрыва пласта:
а – установка пакера; б – создание трещин; в – закрепление трещин.
1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ;
3 – продуктивный пласт; 4 – пакер

Операция ГРП состоит из следующих последовательно проводимых этапов:

1) закачка в пласт жидкости разрыва для образования

трещин;

2) закачка жидкости-песконосителя;

3) закачка жидкости для продавливания песка в трещины.

Обычно при ГРП в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя применяют одну и ту же жидкость. Поэтому для упрощения терминологии обычно эти жидкости называются жидкостями разрыва.

Жидкости разрыва в основном применяют двух видов:

1) углеводородные жидкости;

2) водные растворы.

Иногда используют водонефтяные и нефтекислотные эмульсии.

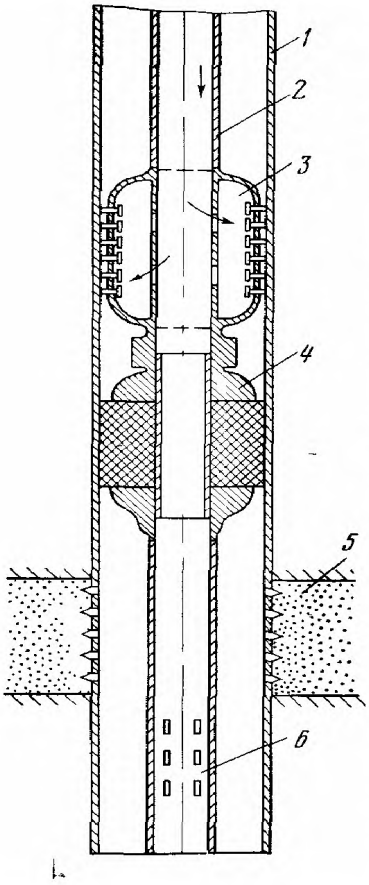
Углеводородные жидкости применяют в нефтяных скважинах. К ним относятся сырая нефть повышенной вязкости; мазут или его смесь с нефтями; дизельное топливо или сырая нефть, загущенные нефтяными мылами.

Водные растворы применяют в нагнетательных скважинах. К ним относятся вода; водный раствор сульфит-спиртовой барды; растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами; загущенные растворы соляной кислоты.

Для заполнения трещин при ГРП применяется крупнозернистый, однородный по гранулометрическому составу кварцевый песок с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм.

Потребное количество песка для закачки в пласт зависит от степени трещиноватости пород. В пласты, сложенные из песчаников и малотрещиноватых известняков, целесообразно закачивать 8–10 т песка на скважину. В отдельных случаях это количество уменьшают до 4–5 т или же, наоборот, увеличивают до 20 т. Концентрация песка в жидкости–песконосителе, в зависимости от ее фильтруемости и удерживающей способности, может колебаться от 100 до 600 кг на 1 $м^3$ жидкости.

Вначале забой скважины очищают от песка и глины и отмывают стенки от загрязняющих отложений. Иногда перед ГРП целесообразно проводить солянокислотную обработку или дополнительную перфорацию. В таких случаях снижается давление разрыва и повышается его эффективность.



В промытую и очищенную скважину спускают трубы диаметром не менее 89 мм, по которым жидкость разрыва направляется к забою.

Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над разрываемым пластом устанавливается пакер. Он полностью разобщает фильтровую зону скважины от ее вышележащей части, при этом давление, создаваемое насосами, действует только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера. Таким образом в процессе гидроразрыва пласта на пакер снизу вверх действуют большие усилия. Если не принимать соответствующие меры пакер вместе с насосно-компрессорными трубами будет подниматься вверх – что недо-

пустимо. Для предотвращения этого на трубах устанавливают гидравлический якорь.

Рис. 4.3. Расположение пакера и якоря в скважине:
1 – обсадная колонна; 2 – насосно–компрессорные трубы; 3 – гидравлический якорь; 4 – пакер; 5 – продуктивный пласт; 6 –хвостовик

При нагнетании в трубы жидкости давление действует на поршни гидравлического якоря в результате чего они выходят из своих гнезд и прижимаются к обсадной колонне. Чем выше давление, тем с большей силой поршни прижимаются к колонне. Кольцевые грани на торце поршней врезаются в колонну и препятствуют перемещению насосно-компрессорных труб.

Устье скважины оборудуется специальной головкой, к которой подключаются агрегаты для нагнетания в скважину жидкостей разрыва.

К основному оборудованию относятся: насосные агрегаты 4АН-700, 5АН-700, АНР-700. Максимальное давление этих агрегатов 70 МПа при подаче 6 л/с, при давлении 20 МПа подача составляет 22 л/с.

Для смешивания жидкости–песконосителя с песком применяют пескосмесительные установки типа ЗПА или 4ПА, смонтированные на высокопроходимых автомобилях.

Процесс смешивания песка с жидкостью и подачи смеси на прием насосных агрегатов механизирован. Пескосмесительный агрегат 4ПА имеет грузоподъемность 9 т и производительность 50 т/ч. С помощью таких агрегатов готовится смесь песка с жидкостью любой заданной концентрации.

Жидкости разрыва перевозят в цистернах, смонтированных на автомобилях МАЗ-500А или КрАЗ-257. Эти цистерны снабжены насосами для перекачки жидкости в пескосмесительную установку и вспомогательным оборудованием. Так как в процессе гидравлического разрыва пласта обычно используют несколько насосных агрегатов,

для упрощения их обвязки между собой и с арматурой устья при нагнетании жидкости в скважину применяют самоходный блок манифольда. Насосные агрегаты с помощью быстросъемных гибких соединений из труб подключаются к блоку манифольда, который, в свою очередь, соединяется с арматурой устья.

4.4. Гидропескоструйная перфорация скважин

Метод гидропескоструйной перфорации основан на использовании кинетической энергии и абразивных свойств струи жидкости с песком, истекающей с большой скоростью из насадок перфоратора и направленной на стенку скважины. За короткое время струя жидкости с песком образует отверстие или прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном камне и породе пласта (рис. 4.4). Жидкость с песком направляется к насадкам перфоратора по колонне насосно-компрессорных труб с помощью насосов, установленных у скважины.

При гидропескоструйной перфорации применяют то же наземное оборудование, что и для гидравлического разрыва пласта: насосные агрегаты, пескосмесительные машины и др.

Подземное оборудование состоит из гидроперфоратора, спускаемого в скважину на насосно-компрессорных трубах. В корпусе гидроперфоратора имеются гнезда для держателей насадок и заглушек. Держатель насадки имеет широкую наружную гайку, которая предохраняет в процессе обработки пласта участок корпуса перфоратора с резьбой от разрушения его отраженной струёй жидкости с песком. По мере износа гаек держатели и насадки заменяют.

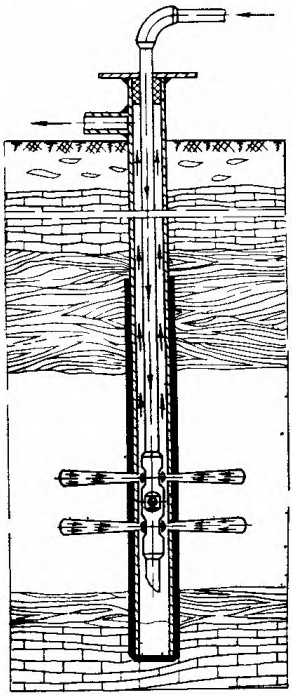
В зависимости от вида перфорации насадки в перфораторе устанавливают различно. Для вскрытия пласта пу-

тем создания горизонтальной круглой щели четыре насадки размещаются в одной горизонтальной плоскости, в остальные гнезда ввинчиваются заглушки.

При создании диаметрально противоположных вертикальных щелей насадки размещаются в вертикальной плоскости по две или три с каждой стороны перфоратора. Число и размещение насадок при создании каналов в породе определяются геолого-промысловыми условиями.

Колонну спущенных труб перед перфорацией спрессовывают на рабочее давление.

Для гидропескоструйной перфорации в нефтяных скважинах в качестве жидкости–песконосителя применяют нефть, а в нагнетательных скважинах – воду.



В качестве абразивного материала используют отсортированный кварце-вый песок фракции 0,5–0,8 мм. Концентрация песка в жидкости должна составлять 50–100 г/л. Скорость прокачки смеси жидкости с песком составляет 3,0–4,0 л/с на одну насадку. В этом случае скорость выходящей из насадки струи жидкости будет равной 200–260 $м^3/с$, а перепад давления в насадках 18–22 МПа.

Продолжительность перфорации одного интервала продуктивного пласта составляет 15–20 мин. После пер-форации нижнего интервала перфоратор устанавливают в следующем верхнем. В новых интервалах установки перфора-тора операция повторяется при том же режиме проведения процесса.

Рис. 4. 4. Схема гидропескоструйной перфорации

4.5. Другие методы повышения производительности скважин

4.5.1. Тепловое воздействие на призабойную зону скважин

Тепловые методы воздействия на призабойную зону применяют при эксплуатации скважин, в нефтях которых содержится парафин или смола. В процессе эксплуатации таких скважин при понижении температуры нефти изменяется фазовое равновесие составляющих ее компонентов, происходит отложение парафина и смол в призабойной зоне, на стенках скважин и в подъемных трубах. В результате закупорки пор ухудшается фильтрационная способность пласта, и продуктивность скважин снижается.

При прогреве призабойной зоны парафинисто-смолистые отложения в трубах, на стенках скважины, в фильтровой зоне и порах пласта расплавляются и выносятся потоком нефти на поверхность. Это улучшает фильтрационную способность породы в призабойной зоне, снижает вязкость и увеличивает подвижность нефти, что также облегчает условия ее продвижения в пласте.

Призабойную зону прогревают при помощи электронагревателей и газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путем термохимического воздействия на пласт.

При электротепловой обработке призабойных зон в скважину на кабель-тросе спускают электронагреватель, который состоит из трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН), заключенных в перфорированном кожухе.

Прогрев призабойной зоны проводится обычно в течение нескольких суток, после чего электронагреватель извлекают из скважины, спускают в нее насос и скважину вводят в эксплуатацию.

Закачка в скважину горячих жидкостей (нефть, дизельное топливо и др.) проводится с помощью насосов обычно через затрубное пространство без остановки работы скважинного насоса. Расплавленный парафин увлекается струёй откачиваемой нефти.

При паротепловой обработке скважин теплоносителем служит перегретый водяной пар, вырабатываемый в специальных паропередвижных установках (ППУ), смонтированных на автомашине. ППУ (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора установки своим давлением вытесняет нефть из насосно-компрессорных труб и проникает в призабойную зону пласта.

При паротепловой обработке над верхними отверстиями фильтра обычно устанавливают термостойкий пакер для изоляции фильтровой зоны от эксплуатационной колонны и предохранения ее от воздействия высокой температуры нагнетаемого в скважину пара. Пар нагнетают в скважину в течение определенного времени, после чего устье скважины закрывают для передачи тепла в глубь

пласта. После этого эксплуатацию скважины возобновляют.

4.5.2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ)

Этот метод основан на образовании трещин в горной породе за счет энергии пороховых газов, образующихся при сгорании заряда в специальном аппарате.

Применение в зависимости от глубины обрабатываемого интервала разных по массе пороховых зарядов (3; 5; 7; 10; 15 кг) позволяет создавать в скважине давление, равное горному или превышающее его (до 100 МПа), тем самым, обеспечивая условия для образования новых или расширения естественных трещин. Вследствие необратимости процесса деформации пород после снятия давления частично сохраняются каналы. Это позволяет отказаться от проведения операции по закреплению трещин. Кроме того, при взрыве пороховых зарядов происходит выделение значительного количества тепла, обеспечивающего прогрев призабойной зоны скважины, пороховые газы смешиваясь в пласте с нефтью способствуют уменьшению ее вязкости.

Разрыв пласта давлением пороховых газов рекомендуется применять в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах, продуктивные пласты которых сложены из плотных, трещиноватых известняков, доломитов и неглинистых песчаников.

4.5.3. Торпедирование скважин

Процесс торпедирования для увеличения притока нефти и газа в скважины состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве торпеды образуется каверна, в результате чего увеличива-

ются диаметр скважины и сеть трещин, расходящихся от скважины в радиальном направлении.

Взрывные методы воздействия применяют также при освобождении прихваченных бурильных и обсадных труб, для разрушения на забое металлических предметов, которые не удается извлечь, для разрушения плотных песчаных пробок и т. п.

Для торпедирования применяют взрывчатые вещества – тротил, тетрил, гексоген, нитроглицерин, аммонит, динамит и др. Торпеды чаще всего взрывают в скважинах с открытым забоем. Для предохранения обсадных труб от разрушения над торпедой устанавливают пробку – жидкую или твердую. В качестве жидкой пробки используют нефть, воду или глинистый раствор, в качестве твердой – песок, глину или цементный мост. Торпедирование с применением твердых пробок осложняется необходимостью проведения длительных работ по очистке скважины.

4.5.4. Виброобработка забоев скважин

Сущность вибрационного воздействия на призабойную зону скважины состоит в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. В результате вибровоздействия повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

Для осуществления процесса в скважину на насосно-компрессорных трубах спускается гидравлический вибратор золотникового типа, который устанавливается против выбранной для обработки части продуктивной зоны пласта.

Рабочая жидкость прокачивается по трубам и, проходя через вибратор, генерирует непрерывную серию гидравлических ударов. Создание колебаний осуществляется путем периодических перекрытий потока рабочей жидкости, протекающей через золотниковое устройство вибратора.

При виброобработках у скважины устанавливают обычно два насосных агрегата для создания непрерывной струи рабочей жидкости во время переключения агрегата с одной скорости на другую. Устье скважины оборудуется так же, как и при гидравлическом разрыве пласта.

В качестве рабочих жидкостей применяют нефть, раствор соляной кислоты, растворы ПАВ и др.

Вопросы к разделу:

1. Какие существуют методы воздействия на призабойную зону скважин?
2. Что влияет на проницаемость призабойной зоны скважин?
3. В каких скважинах целесообразно применение солянокислотной обработки?
4. Уравнение реакции соляной кислоты с известняком.
5. В чем сущность глинокислотной обработки?
6. Как проводят солянокислотную обработку?
7. Термокислотная обработка призабойной зоны скважин.
8. В каких пластах проводят гилравлический разрыв?
9. Как производят гидроразрыв пласта?
10. Как осуществляют закрепление трещин?
11. Для чего используют гидропескоструйную перфорацию?
12. Какое оборудование применяют при ГПП?
13. Как проводят ГПП?
14. В каких случаях применяют тепловые методы?

15. Какие существуют тепловые методы обработки ПЗС?
16. Как проводят термогазохимическое воздействие?
17. Как и для чего проводят торпедирование?
18. Сущность виброобработки ПЗС?

5. СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

5.1. Общая характеристика способов эксплуатации скважин

Способ эксплуатации скважин – способ подъема жидкости в стволе скважины.

В нефтяных скважинах существуют следующие способы:

-фонтанный;

-газлифтный;

-глубиннонасосный.

При вводе в разработку новых месторождений, как правило, пластовой энергии бывает достаточно для подъема нефти из скважины при использовании только пластовой энергии. Этот способ эксплуатации называется ***фонтанным.***

По мере падения пластового давления или с ростом обводнения скважин переходят на ***механизированные способы*** эксплуатации: газлифтный или насосный.

При ***насосной эксплуатации*** скважин используют штанговые скважинные насосы (ШСН), установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН), винтовые и др. насосы.

После прекращения фонтанирования высокопродуктивные скважины эксплуатируются газлифтным способом или с помощью погружных центробежных электронасосов, а низкопродуктивные – штанговых скважинных насосов. Большинство добывающих скважин (60 %) оборудованы ШСН, хотя ими добывается лишь 16,1 % нефти. Средняя обводненность продукции скважин составляет 71,3 %, т. е. на 1 т нефти приходится 2 т пластовой воды.

Баланс энергии в работающей скважине можно записать в виде

$$E_{пл}+E_{иск}=E_{см}+E_{тр}+E_{трансп}, \quad (5.1)$$

т. е подъем флюидов в стволе добывающей скважины может происходить за счет пластовой энергии $E_{пл}$ и за счет энергии, искусственно вводимой в скважину $E_{иск}$. Эта энергия расходуется на преодоление силы тяжести столба смеси $E_{см}$, на преодоление сил трения $E_{тр}$, а также на транспорт продукции от устья скважины до групповой установки.

При $E_{иск}=0$ способ эксплуатации фонтанный, при газлифтном способе в скважину вводится энергия сжатого газа, а при глубиннонасосном используется энергия насоса.

Фонтанный способ эксплуатации подразделяется на артезианское фонтанирование и газлифтное фонтанирование.

Артезианские скважины фонтанируют, когда пластовое давление больше гидростатического давления столба жидкости в скважине, т. е.

$P_{пл}>\rho_{ж}gH$, где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости. При установившемся режиме эксплуатации скважины забойное давление равно гидростатическому.

Определяют его по уравнению притока в зависимости от дебита скважины Q. При линейной фильтрации

$$P_{З} = P_{пл}– (Q/K), \quad (5.2)$$

где К – коэффициент продуктивности скважины. Забойное давление компенсирует гидростатическое давление столба жидкости, потери на трение при ее движении и давление на устье, необходимое для транспорта продукции, т. е.

$$P_{з}= \rho_{ж}gH + P_{тр} + P_{у}. \quad (5.3)$$

Потери давления на трение при движении жидкости по трубам рассчитывают по уравнению Дарси– Вейсбаха

$$P_{тр} = \frac{8\lambda Q^2 \rho_{ж} H}{\pi^2 d^5}, \quad (5.4)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления; *d* – внутренний диаметр труб, т. к. эти потери пропорциональны длине трубы при турбулентном и ламинарном режимах течения, уравнение (5.2) – линейная функция давления относительно глубины скважины Н (рис. 5.1).

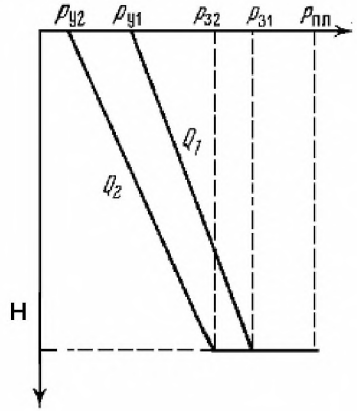


Рис. 5.1. Зависимость давления от глубины скважины Н для артезианского фонтанирования при дебитах – $Q_2 > Q_1$

Фонтанирование нефтяных скважин может происходить и при пластовом давлении, меньшем, чем гидростатическое давление столба жидкости в скважине. Это обусловлено большим количеством растворенного в нефти газа. Со снижением давления во время подъема продукции скважины в колонне насосно–компрессорных труб (НКТ) выделяется растворенный газ и образуется газожидкостная смесь плотностью $\rho_{см}$. Плотность газожидкостной смеси меньше, чем плотность жидкости ($\rho_{см} < \rho_{ж}$).

Условие фонтанирования нефтяной скважины

$$P_{пл} > \rho_{см}\, gH. \qquad (5.5)$$

Уравнение баланса давлений имеет вид

$$Pз = \rho_{см}\, gH + p_{тр} + P_{у}, \qquad (5.6)$$

где $\rho_{см}$ — средняя плотность смеси вдоль колонны НКТ.

На рис. 5.2 показаны кривые изменения давления с глубиной в фонтанных скважинах. На участке от забоя до точки, где давление равно давлению насыщения $P_н$, движется однородная жидкость, поэтому давление изменяется по линейному закону. При снижении давления ниже давления насыщения из раствора начинает выделяться газ и образуется газожидкостная смесь. Чем меньше давление (при приближении к устью скважины), тем больше выделится газа, а уже ранее выделившийся — расширится, т. е. меньше будут плотность смеси и градиент давления.

В этом случае давление вдоль лифта при движении газожидкостной смеси изменяется по нелинейному закону.

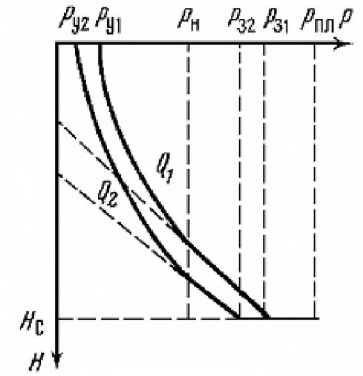


Рис. 5.2. Кривые изменения давления с глубиной в фонтанной нефтяной скважине при дебите $Q_2>Q_1$
Нс – глубина скважины, $P_у$ – устьевое давление, $P_з$ и $P_{пл}$ – забойное и пластовое давление соответственно

Механизированные способы.

При разработке месторождения энергия на забое уменьшается вследствие падения пластового давления или обводнения скважины. Тогда для поддержания дебита скважины постоянным необходимо снижать забойное давление. Рассмотрим кривые на рис. 5.2 (они смещаются влево). Давление на

устье падает, что может стать недостаточным для транспорта продукции скважины к сборному пункту.

В процессе обводнения скважины увеличивается плотность жидкости и, что более существенно, уменьшается количество поступающего в скважину газа. Если забойное давление больше давления насыщения, то практически весь газ выделяется из нефти, а в воде же его содержание пренебрежимо мало. В результате с ростом обводненности уменьшается количество газа в смеси и увеличивается ее плотность. Градиент давления возрастает, это приводит к необходимости уменьшения устьевого давления. Наступает момент, когда равенство (5. 5) не может быть выполнено и тогда необходим подвод дополнительной энергии (энергии сжатого газа или механической энергии насоса).

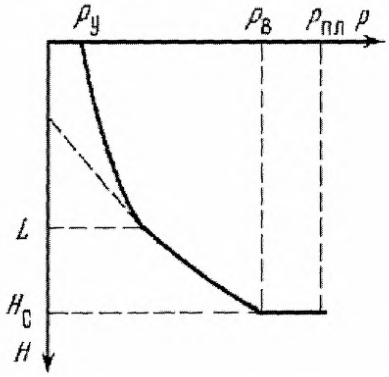


Рис. 5.3. Кривая изменения давления в газлифтной скважине

При газлифтном способе эксплуатации для уменьшения плотности газожидкостной смеси на глубине L в продукцию нагнетают дополнительное количество свободного газа. В результате под воздействием забойного давления обеспечивается подъем более легкой смеси и создаются условия, необходимые для транспорта продукции.

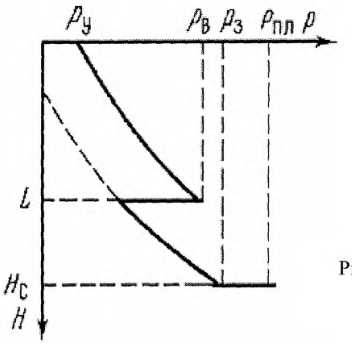


Рис. 5.4. Кривые изменения давления в глубиннонасосной скважине

При глубиннонасосном способе эксплуатации на глубину L спускают насос, давление на выкиде которого Рв достаточно для подъема продукции скважины. На рис. 5.4 представлены кривые распределения по НКТ (насосно-компрессорным трубам) и по затрубному пространству.

5.2. Фонтанный способ эксплуатации

5.2.1. Условия и виды фонтанирования

Способ эксплуатации скважин, при котором подъем нефти или смеси нефти с газом от забоя на поверхность осуществляется за счет природной энергии, называется фонтанным.

Если давление столба жидкости, заполняющей скважину, меньше пластового давления и призабойная зона не загрязнена (ствол скважины сообщается с пластом), то жидкость будет переливаться через устье скважины, т. е. скважина будет фонтанировать. Фонтанирование может происходить под влиянием:

- гидростатического напора;
- энергии расширяющегося газа;

- или того и другого вместе.

Фонтанирование только за счет гидростатического давления пласта – явление довольно редкое в практике эксплуатации нефтяных скважин. Это происходит тогда, когда в пластовой нефти содержится небольшое количество газа. При этом пластовое давление выше давления столба нефти, заполняющей скважину. Такой вид фонтанирования называется **артезианским.**

В большинстве случаев главную роль в фонтанировании скважин играет газ, содержащийся вместе с нефтью в пласте. При эксплуатации скважины, пробуренной на пласт, свободный газ из нефти начинает выделяться в подъемных трубах на такой глубине, где давление ниже давления насыщения нефти газом. В этом случае подъем нефти в скважине будет происходить за счет гидростатического напора и энергии сжатого газа, проявляющейся в верхней части скважины. Такой вид фонтанирования будет **газлифтным.**

На глубине, соответствующей давлению насыщения нефти газом, он начинает выделяться из нефти в виде мельчайших пузырьков. По мере продвижения вверх пузырьки газа испытывают все меньшее давление, в результате чего объем пузырьков газа увеличивается, и плотность смеси жидкости и газа уменьшается. Общее давление столба газожидкостной смеси на забой скважины становится меньше пластового, что вызывает самоизлив нефти, т. е. фонтанирование скважины.

При восходящем движении газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) более легкий газ опережает жидкость. Разность средних объемных скоростей движения газа и жидкости называется относительной скоростью. Ее значение зависит от свойств газа и жидкости, скорости смеси, газонасыщенности, и при стесненных условиях движения смеси в НКТ она может быть высокой.

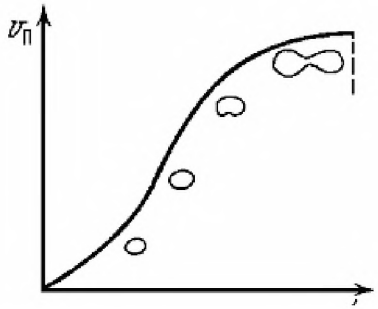


Рис. 5. 5. Зависимость скорости всплытия пузырька газа в жидкости в зависимости от его размера (диаметра –d)

Скорость всплытия одиночных пузырьков газа в сосуде неограниченного диаметра определяется свойствами газа и жидкости и линейными размерами пузырьков (рис. 5.5). Для пузырьков малого размера, имеющих сферическую форму, она возрастает пропорционально квадрату диаметра пузырька (закон Стокса). С увеличением размеров пузырьков форма их меняется, скорость всплытия их при этом возрастает медленнее. Наступает момент, когда силы поверхностного натяжения не могут сохранить целостность пузырьков. Происходит их дробление, и более мелкие всплывают с несколько меньшей скоростью.

Итак, максимальная скорость всплытия одиночных пузырьков газа в жидкости ограничена и зависит от свойств и газа, и жидкости. Например, максимальная скорость всплытия пузырьков воздуха в дистиллированной воде порядка 26 см/с, а газа в нефти обычно не превышает 20 см/с.

В добывающих скважинах на поток газожидкостной смеси влияют размеры НКТ. При малой газонасыщенности пузырьки газа находятся на некотором расстоянии друг от друга (***пузырьковая структура***, рис. 5.6, а). Их формы и размеры определяются соотношениями между силами со-

противления и поверхностного натяжения. Относительная скорость при этой структуре не превышает 10–20 см/с.

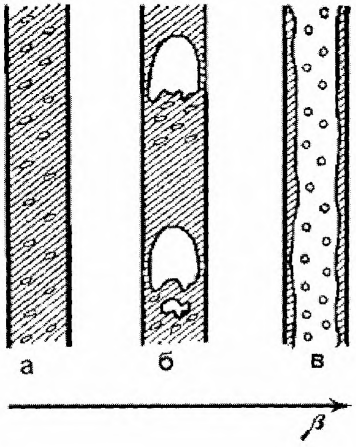


Рис. 5.6 Структура газожидкостной смеси при движении в НКТ

С ростом газонасыщенности при определенных свойствах газа и жидкости происходит слияние пузырьков. В этом случае диаметр их практически равен диаметру труб и развивается ***четочная (пробковая)*** структура (рис. 5.6. б). Относительная скорость газа достигает 50–100 см/с.

При дальнейшем увеличении газонасыщенности пузырьки сливаются и образуется ***кольцевая структура или структура тумана*** (рис. 5.6. в). Часть жидкости переносится потоком газа в виде капель, часть движется вдоль стенки трубы, увлекаемая газом за счет сил трения.

Относительная скорость при такой структуре течения может быть значительной (достигать десятков метров в секунду) и небольшой (когда толщина кольцевого слоя жидкости на стенках трубы незначительна и жидкость переносится в основном потоком газа в виде мельчайших ка-

пель). Вид структуры зависит не только от газонасыщенности, но и от скоростей фаз и свойств жидкости и газа.

Различают два вида газонасыщенности: расходную β – отношение объемного расхода газа к расходу смеси при данных термодинамических условиях и истинную φ – это отношение средней площади трубы, занятой газом, к площади сечения трубы. Если бы газ и жидкость двигались с одинаковой скоростью, то φ была бы равна β.

В восходящем потоке смеси газ движется с большей скоростью, поэтому $\varphi < \beta$ и тем меньше, чем больше относительная скорость. Действительно, газ при одинаковом расходе, двигаясь с большей скоростью, занимает меньшую площадь сечения трубы. С ростом относительной скорости уменьшается содержание газа в смеси, а это ведет к увеличению ее плотности.

Причиной прекращения фонтанирования **является в большинстве случаев не падение пластового давления, а увеличение процента обводненности продукции скважины, при этом плотность жидкости увеличивается, а количество газовых пузырьков уменьшается.**

5.2.2. Оборудование фонтанных скважин

Для эксплуатации фонтанных и газлифтных нефтяных, а так же газовых скважин используют наземное и скважинное оборудование, обеспечивающее отбор продукции в установленном режиме, проведение необходимых технологических операций и гарантирующее защиту от возникновения открытых фонтанов и загрязнения окружающей среды.

Подземное (скважинное) оборудование

При фонтанном способе эксплуатации, как и при других способах эксплуатации подъем жидкости и газа на поверхность происходит по трубам небольшого диаметра,

спускаемым в скважины перед началом их эксплуатации. Эти трубы называются ***насосно-компрессорными***.

Стандартом предусмотрено изготовление насосно-компрессорных труб следующих условных диаметров (по внешнему диаметру): 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм с толщиной стенок от 3,5 до 7 мм. Длина одной трубы составляет в среднем 8 м. Трубы изготовляют бесшовными, т. е. цельнотянутыми из сталей высокопрочных марок. Выпускают гладкие трубы в обычном исполнении и высокогерметичные (соединяются они с помощью муфт), а с высаженными концами (равнопрочные) – с муфтовым и безмуфтовым соединением.

При фонтанной эксплуатации в большинстве случаев применяют насосно–компрессорные трубы диаметрами 60, 73 и 89 мм, а для высокодебитных скважин – диаметрами 102 и 114 мм. Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

Назначение труб при фонтанной эксплуатации:

1) Облегчаются работы по освоению скважины, т. к. два самостоятельных канала (подъемные трубы и затрубное пространство) позволяют заменять глинистый раствор в стволе более легкой жидкостью (вода, нефть);

2) Рациональное использование энергии расширяющегося газа, т. к. при подъеме смеси по каналу с незначительной площадью поперечного сечения (подъемные трубы) резко сокращаются потери давления на трение в результате скольжения газа. Использование подъемных труб самого малого диаметра – один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин;

3) Предотвращается образование песчаных пробок на забое скважин, т. к. большие скорости газонефтяной струи в трубах меньшего сечения обеспечивают полный вынос на по-

верхность песка из скважины;

4) Облегчается борьба с отложениями парафина, образующимися при добыче нефтей, в которых содержится значительное количество парафина.

Наземное оборудование

Устье фонтанных скважин оборудуют прочной стальной **фонтанной арматурой,** состоящей из трубной головки и фонтанной елки. Фонтанная арматура предназначена для герметизации устья скважины, контроля режима ее эксплуатации и проведения различных технологических операций. Рассчитана она на рабочее давление 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа. Если давление меньше 21 МПа, то в качестве запорных устройств применяют проходные пробковые краны, при более высоком давлении – прямоточные задвижки с ручным, пневматическим дистанционным и автоматическим управлением.

Трубная головка предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства, фонтанная елка для направления газожидкостной струи в выкидные линии, а также для регулирования и контроля работы скважин.

Фонтанная елка предназначена для управления потоком продукции скважины и регулирования его параметров, а также для установки манометров, термометров и приспособлений, служащих для спуска и подъема глубинных приборов. Елка состоит из вертикального ствола и боковых отводов–выкидов (струн). На каждом отводе устанавливают по две задвижки: рабочую и резервную (ближайшую к стволу). На стволе установлены коренная (главная, центральная) и буферная задвижки. На отводах имеются «карманы» для термометров и штуцеры для манометров, а так же для регулирования расхода. Ствол заканчивается буфером с манометром.

Фонтанные елки по конструкции делятся на крестовые и тройниковые.

В состав ствола крестовой елки входит крестовина, к которой и крепятся отводы–выкиды (рис. 5.7. а). Каждый из них может быть рабочим. Тогда второй является резервным.

Для спуска в скважину глубинных манометров и других приборов вместо буфера ставят лубрикатор.

В пескопроявляющих скважинах используют фонтанную арматуру тройникового типа. В конструкцию ствола тройниковой елки входят тройники, к которым присоединяются выкидные линии – верхняя, которая является рабочей и нижняя, являющаяся резервной (рис. 5.7. б).

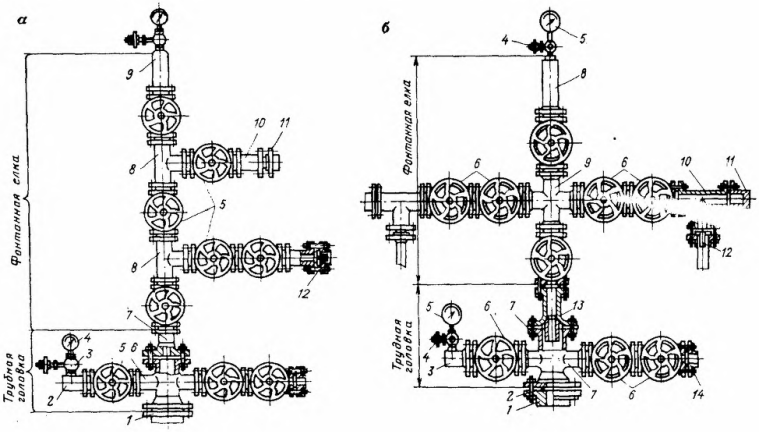


Рис. 5.7. Оборудование устья скважины:
а – тройниковая арматура: 1, 11 – фланцы, 2, 9 – буферы, 3 – вентиль, 4 – манометр, 5 – задвижка, 6 – крестовина, 7, 10 – катушки, 8 – тройник, 12 – штуцер; б – крестовиковая арматура: 1 – фланец, 2 – уплотнитель, 3, 8, 11 – буферы, 4 – вентиль, 5 – манометр, 6 – задвижка, 7,9 – крестовины, 10 – тройник, 12 – штуцер, 13 – катушка, 14 – фланец

Так как фонтанные елки по условиям эксплуатации относят к одному из самых ответственных видов промы-

слового оборудования, их испытывают на давление, вдвое большее паспортного давления.

Фонтанные арматуры различают:

- по рабочему давлению – заводы выпускают фонтанную арматуру, рассчитанную на давление от 7 до 105 МПа;
- по размерам проходного поперечного сечения ствола – от 50 до 150 мм;
- по конструкции фонтанной елки – крестовые и тройниковые;
- по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядные и двухрядные;
- по виду запорных устройств – с задвижками или с кранами.

На рис. 5.8. показана тройниковая фонтанная арматура для двухрядного подъемника с крановыми запорными устройствами. Боковые отводы при помощи выкидных линий соединяются со сборными и замерными установками.

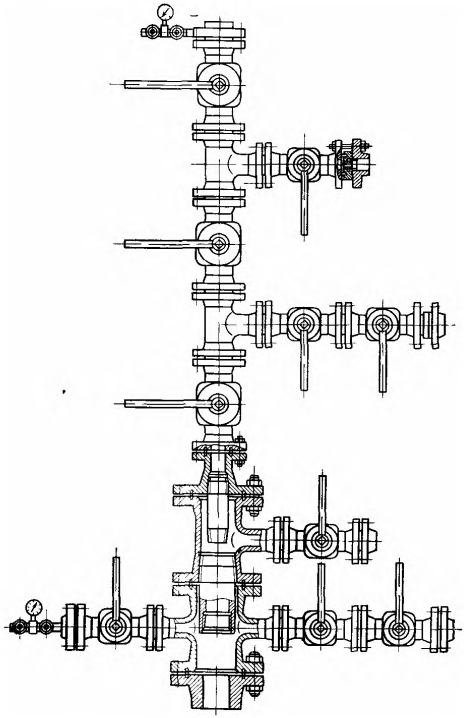


Рис. 5.8. Тройниковая фонтанная арматура для двухрядного подъемника

Правильная эксплуатация фонтанной скважины заключается в обеспечении оптимального дебита при возможно меньшем газовом факторе. Кроме того, на месторождениях, где продуктивные пласты сложены из песков, во время фонтанирования скважины необходимо поддерживать такие скорости струи жидкости, чтобы песок не мешал нормальной работе скважины, т. е. чтобы поступление песка в нее было наименьшим. В процессе фонтанирования необходимо также регулировать соотношение нефти и воды в продукции скважины, когда она начинает обводняться в результате прорыва контурных или подошвенных вод.

Работа фонтанной скважины в большинстве случаев регулируется созданием противодавления на выкидных линиях при помощи ***штуцеров*** – цилиндрических болванок со сквозным отверстием в центре (иногда дисков с отверстием). Диаметр отверстия зависит от заданного режима эксплуатации скважины и подбирается опытным путем. Обычные пределы диаметра штуцеров составляют 3–15 мм и редко выше. Штуцера устанавливают на выкидных линиях сразу же за боковой задвижкой.

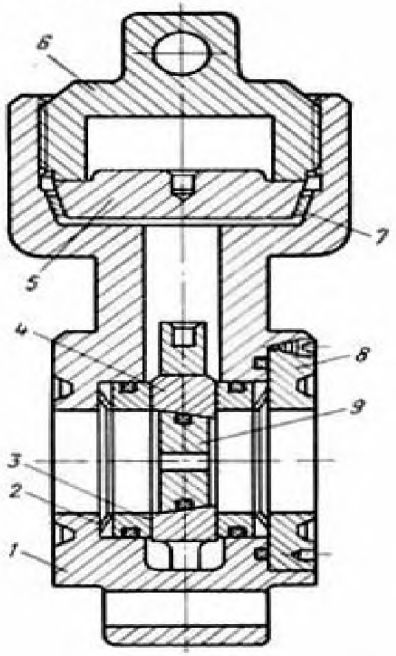


Рис. 5.9. Штуцер быстросменный для фонтанной арматуры высокого давления (ЩБА–50–700):
1 – корпус, 2 – тарельчатая пружина, 3 – боковое седло, 4 – обойма, 5 – крышка, 6 – нажимная гайка, 7 – прокладка, 8 – гайка боковая, 9 – штуцерная металлокерамическая втулка

Существуют также устьевые регулируемые штуцеры (или регулируемые дроссели), предназначенные для изменения режима эксплуатации скважины, и забойные штуцеры, которые устанавливаются в фонтанных трубах на любой глубине и удерживаются пакерами. Спуск и подъем

забойных штуцеров осуществляется на стальном канате при помощи лебедки.

Манифольд – система труб и отводов с задвижками или кранами – служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ). Он предусматривает наличие двух практически идентичных обвязок (рабочая и резервная), в каждой из которых есть регулируемый штуцер, вентили для отбора проб жидкости и газа, запорное устройство для сброса продукции на факел или в земляной амбар и предохранительный клапан.

5.3. Газлифтный способ эксплуатации скважин

5.3.1. Принцип действия газлифта

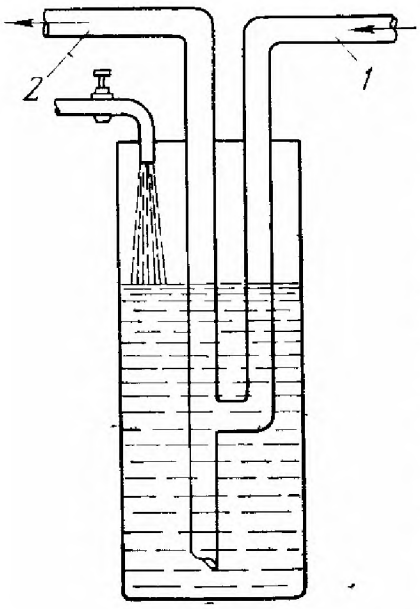
Логическим продолжением фонтанной эксплуатации является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее количество газа для подъема жидкости закачивают в скважину с поверхности.

Способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатым газом, нагнетаемым в колонну подъемных труб через башмак или через клапаны, называется газлифтным.

Для подъема жидкости сжатым газом в скважине необходимы два канала:

1) для подачи газа;

2) для подъема на поверхность жидкости.



Если под уровень жидкости, находящейся в каком-либо сосуде, опустить систему соединенных между собой трубок (рис. 5.10.) и в трубку 1 нагнетать газ (воздух), то жидкость в ней под действием давления газа будет оттесняться вниз, перетекая в сосуд и в трубку 2. При достижении места соединения трубок газ в виде мельчайших пузырьков будет поступать в трубку 2 и устремляться вверх. Во время движения вверх пузырьки воздуха увеличиваются в объеме и увлекают за собой жидкость, находящуюся в трубке 2.

Рис. 5.10. Модель газлифтного подъемника

В нефтяной скважине можно создать условия, подобные описанным: скважина – своего рода сосуд, в который постоянно поступает жидкость из пласта.

Для создания газлифтного подъемника в скважину спускают насосно–компрессорные трубы, которые применяют при фонтанной эксплуатации.

До закачки газа жидкость в подъемной и воздушной трубах находится на одном уровне. Этот уровень называют

статическим. В этом случае давление жидкости на забое соответствует пластовому давлению.

По воздушной трубе (затрубному пространству) в скважину под давлением этого 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***.

Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

Достоинства газлифтного метода:

- отсутствие подвижных и быстроизнашивающихся деталей (что позволяет эксплуатировать скважины с высоким содержанием песка);
- расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт);
- обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800 ÷ 1900 $м^3$/сут);
- возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и простота регулирования дебита скважин.

Недостатки газлифтного метода:

- большие капитальные затраты;
- низкий КПД;

- повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;
- быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

5.3.2. Виды газлифта

В зависимости от числа рядов труб, спускаемых в скважину, их взаимного расположения и направления движения газа и газонефтяной смеси применяют газовые подъемники (газлифты) различных типов и систем.

По числу спускаемых труб подъемники бывают однорядными и двухрядными, а *по направлению нагнетания рабочего агента* различают кольцевую и центральную системы.

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

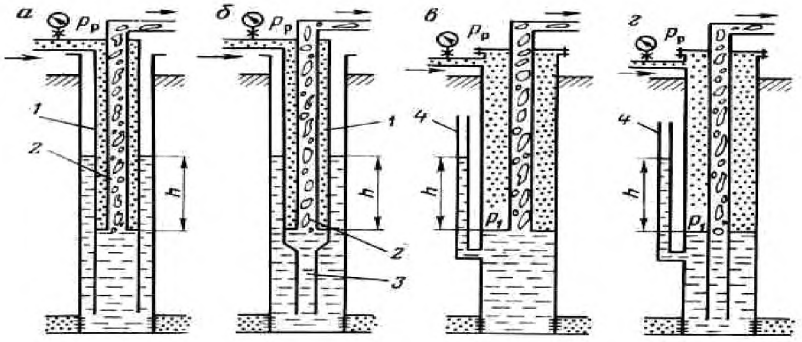


Рис. 5.11. Схема конструкций газлифтных подъемников:
а – двухрядный подъемник; б – полуторарядныи подъемник; в – однорядный подъемник; г – однорядный подъемник с рабочим отверстием

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

Поэтому, несмотря на увеличение металлоемкости, двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных скважинах при наличии на забое большого количества песка. С целью снижения металлоемкости применяют полуторарядную конструкцию, когда высший ряд труб заканчивают трубами меньшего диаметра, называемых хвостовиком.

Если в качестве рабочего агента служит воздух, систему называют воздушным подъемником или эрлифтом.

Иногда в качестве рабочего агента для газового подъемника используют газ из газовых скважин с высоким давлением. В этом случае система называется бескомпрессорным газлифтом.

Бескомпрессорная газлифтная установка в целом отличается от компрессорной отсутствием компрессорной станции (со всеми узлами и агрегатами), наличием источника природного газа высокого давления.

При использовании газа из газовых пластов, вскрытых той же скважиной, газлифт называется внутрискважинным бескомпрессорным.

При низких пластовых давлениях и низких статических уровнях вследствие высокого удельного расхода газа применение газового подъемника с постоянной подачей газа в скважину нерационально. В этих случаях целесообразно применять периодический газлифт, сущность которого состоит в том, что газ нагнетается в скважину не непрерывно, а периодически через определенные промежутки времени по мере накопления в скважине нефти.

В кольцевом однорядном подъемнике сжатый газ нагнетается в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и колонной подъемных труб, а газонефтяная смесь направляется на поверхность по подъемной колонне.

В однорядном подъемнике центральной системы рабочий агент нагнетается в эксплуатационную колонну, а газонефтяная смесь поднимается по затрубному пространству.

5.3.3. Оборудование газлифтных скважин

Наземное оборудование

На устье газлифтной скважины устанавливают арматуру, которая предназначена для тех же целей, что и арматура на фонтанных скважинах, т. е. для подвески спущенных в скважину труб, герметизации межтрубных пространств, направления продукции скважины в выкидную линию, а сжатого газа – в скважину. В газлифтных скважинах запасная выкидная ли-

ния не предусмотрена. Условный диаметр проходного сечения стволовой части арматуры колеблется в пределах 50 – 150 мм, боковых отводов 50 – 100 мм.

Перекрытием соответствующих задвижек сжатый газ направляется или в подъемные трубы, или в кольцевое пространство между трубами наружного ряда и подъемными трубами. Рабочее давление арматуры должно соответствовать максимальному ожидаемому на устье скважины. Арматуру до установки на скважину опрессовывают в сборном виде на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины ее опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны, при этом независимо от ожидаемого рабочего давления арматуру монтируют с полным комплектом шпилек и уплотнений. Под ее выкидными и нагнетательными линиями, расположенными на высоте, устанавливают надежные опоры, предотвращающие падение труб при ремонте, а так же вибрацию от ударов струи. Обвязка скважины и аппаратура, а так же газопроводы, находящиеся под давлением, должны отогреваться только паром или горячей водой.

Подземное оборудование газлифтных скважин включает в себя подъемные трубы и газлифтные клапаны (пусковые и рабочие).

Для оборудования газлифтных подъемников применяют НКТ следующих диаметров: в ***однорядных подъемниках*** – от 48 до 89 мм и редко 114 мм, в ***двухрядных подъемниках*** – для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, а для внутреннего – 48, 60 и 73 мм. При выборе диаметров НКТ необходимо иметь в виду, что минимальный зазор между внутренней обсадной колонной и наружной поверхностью НКТ должен составлять 12 ÷ 15 мм.

Современная технология газлифтной эксплуатации базируется на однорядных лифтах кольцевой системы, оборудованных пусковыми и рабочими клапанами и пакером на конце подъемных труб. Назначение пакера – разобщение призабойной зоны скважины от затрубного пространства с целью обеспечения более плавной (без пульсации) работы скважины. В случае поступления песка НКТ, по

которым подается сжатый газ, удлиняют хвостовиком меньшего диаметра, спускаемым до верхних отверстий перфорации. Хвостовик обеспечивает максимальную скорость движения смеси по всей длине скважины, что способствует выносу песка и препятствует скоплению воды на забое.

Газлифтные клапаны – приспособления, посредством которых устанавливается или прекращается связь между межтрубным пространством скважины и подъемными трубами. Широко применяют дифференциальные клапаны различных конструкций, принцип действия которых основан на действии перепада давлений в затрубном пространстве и в подъемных трубах.

5.3.4. Распределение газа по скважинам

При компрессорной эксплуатации скважины на нефтяном месторождении необходимо предусмотреть одну или несколько компрессорных станций с установленными в них компрессорами – машинами, сжимающими газ или воздух до необходимого давления. Компрессорные станции на промыслах оборудованы в основном поршневыми газомотокомпрессорами типов ГКМ и ГКН и высокопроизводительными центробежными компрессорами. Для освоения и пуска скважин в эксплуатацию и проведения некоторых ремонтных работ используют передвижные компрессорные установки с подачей 3,5–54 $м^3$/мин при давлении нагнетания 1,6–40 МПа. Они монтируются на вездеходах, автоприцепах, гусеничных тележках или санях.

Распределение по скважинам рабочего агента, поступающего от компрессорных станций, осуществляется через газораспределительные будки. В этом случае скважины делят на группы, в центре размещают будки с газораспределительными батареями. Каждая скважина соединена с

газораспределительной батареей самостоятельным газопроводом небольшого диаметра (обычно 48–60 мм). Каждая распределительная будка питает газом до 20 и более скважин. На большинстве промыслов в настоящее время регулирование распределения сжатого газа по скважинам автоматизировано.

При компрессорной эксплуатации, когда в качестве рабочего агента применяется нефтяной газ, движение его на промысле происходит по замкнутому циклу: ***компрессорная станция – газораспределительная батарея – скважина – сборная сепарационная установка (трап)– газоотбензинивающая установка – компрессорная станция.***

На газоотбензинивающей установке газ освобождается от тяжелых углеводородов (газового конденсата) и осушенный поступает на прием компрессоров. Избыток газа отводится из системы и используется как топливо.

После пуска скважины в эксплуатацию устанавливают технологический режим ее работы, т. е. определяют количество газа, которое нужно подавать в скважину для получения заданного дебита нефти.

Для борьбы с гидратообразованием используют наиболее
простой способ – подогрев газа до 95 °С с помощью передвижных подогревателей производительностью до 150000 $м^3$/сут.

Для централизованной подачи ингибиторов или поверхностно-активных веществ, которые используют для предотвращения образования стойких эмульсий и создания более эффективных структур течения смеси в НКТ, что способствует уменьшению удельных расходов газа, устанавливают дозировочные насосы.

Регулирование дебита газлифтных скважин осуществляется изменением расхода газа, подаваемого в скважину. Рас-

ход газа регулируют вручную с помощью игольчатых вентилей или автоматически – с помощью клапанов с мембранным исполнительным механизмом.

R – ***удельный расход газа,*** м^3/ т показывает какое количество газа необходимо для добычи 1 т жидкости.

Но эта зависимость не прямая. Вначале при увеличении подачи в скважину газа дебит скважины возрастает до некоторого максимума, затем, несмотря на увеличение расхода газа, дебит начинает снижаться. При большом расходе газа дебит уменьшится до нуля, а из скважины будет извлекаться газ.

Примерная кривая зависимости дебита жидкости Q от расхода газа V показана на рис. 5.12.

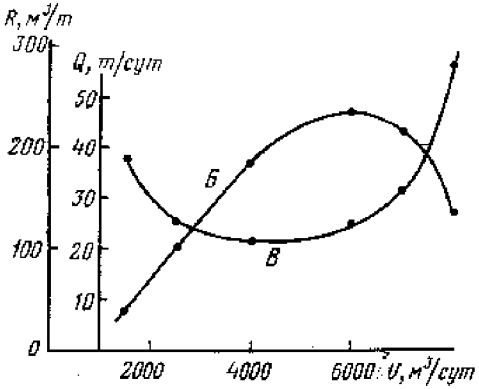


Рис. 5.12. Зависимость дебита и удельного расхода от общего расхода рабочего агента

Как видно, максимальный дебит соответствует точке перегиба кривой $Q - V$. При достижении этого дебита дальнейшее увеличение расхода газа ведет к его снижению. При дебитах, близких к нулю, на восходящей и нисходящей ветвях кривой Q – V удельные расходы газа R резко возрастают.

Оптимальному режиму подъемника соответствуют координаты точки касания прямой, проведенной из начала координат к кривой Q – V (точка Б на рис. 5.12.). Эта точка соответствует минимальному удельному расходу рабочего агента на кривой *R–V* (точка В).

5.3.5. Методы снижения пускового давления

Рассмотрим процесс пуска скважины, оборудованной двухрядным подъемником. При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве оттесняется вниз, а вытесняемая перетекает в трубы малого диаметра и затрубное пространство между НКТ большого диаметра и эксплуатационной колонной, в результате чего уровень в них становится выше статического. Поэтому давление на забое станет выше пластового и часть жидкости поглотится пластом. На любой момент времени давление закачиваемого газа соответствует гидростатическому давлению столба жидкости высотой, равной разности уровней в трубах малого диаметра (или затрубном пространстве) и межтрубном пространстве.

По мере нагнетания газа увеличивается разность уровней и возрастает давление закачиваемого газа. На рис. 5.13 приведена кривая изменения давления нагнетаемого газа в зависимости от времени при пуске скважины. В случае постоянного расхода газа давление сначала

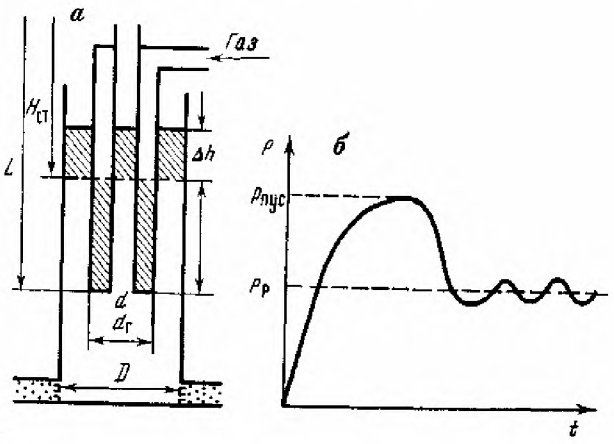


Рис. 5.13. Схема скважины, оборудованной двухрядным подъемником (а), и кривая изменения давления нагнетаемого агента от времени при пуске скважины (б)

растет быстро, а затем медленно. Это объясняется увеличением поглощения жидкости пластом в результате увеличения забойного давления с повышением уровня в НКТ малого диаметра (подъемных трубах) и затрубном пространстве. Давление закачиваемого газа во время достижения уровня жидкости в межтрубном пространстве башмака подъемных труб будет максимальным. Это давление называется пусковым ($Р_{пус}$).

При дальнейшем нагнетании газа объем образуемой газожидкостной смеси увеличивается, уровень ее в подъемных трубах перемещается вверх и достигает устья скважины. Как только начнется излив газожидкостной смеси, давление на башмаке подъемных труб уменьшится. Станет меньше и давление нагнетаемого газа за счет более интенсивного поступления его из межтрубного пространства в подъемные трубы. Уменьшается и давление на забое (оно отличается от давления закачиваемого газа на гидростатическое давление столба жидкости на участке от забоя до

башмака подъемных труб). Когда оно станет меньше пластового, из продуктивного пласта начинает поступать жидкость. Это отражается на форме кривой падения давления (рис. 5.13 б). Давление сначала падает быстро, а затем медленнее. Наступает момент, когда подъемник не обеспечивает вынос всей поступающей жидкости, в результате башмак подъемных труб перекрывается жидкостью. На рис. 5.13 б этому моменту времени соответствует минимальное значение давления газа. Так как поступление газа продолжается, давление в межтрубном пространстве увеличивается, уровень жидкости снова оттесняется до башмака НКТ малого диаметра и процесс повторяется. Среднее давление нагнетаемого газа при установившемся режиме газлифтной скважины называется рабочим $P_р$.

Пусковое давление зависит от конструкции газожидкостного подъемника, коэффициента продуктивности скважины и подачи компрессора, но всегда находится в следующих пределах:

$$\rho_ж gh, \leq P_{пус} \leq \rho_ж g L, \qquad (5.7)$$

где h – глубина погружения подъемника под статический уровень;

L – длина газожидкостного подъемника (рис. 5.13. а). Это давление будет минимальным при абсолютно поглощающем продуктивном пласте, когда любое превышение уровня жидкости над статическим вызывает моментальное поглощение ее в пласт, максимальным – при высоком положении статического уровня, когда жидкость в подъемных трубах достигает устья раньше, чем газ в межтрубном пространстве доходит до их башмака.

Значение $P_{пус}$ и время пуска скважины можно рассчитать при любой конструкции подъемника и заданной подаче компрессора.

Если пренебречь поглощением жидкости пластом во время пуска скважины, расчеты становятся элементарны-

ми. В этом случае $P_{пус}$ не зависит от подачи компрессора и определяется только конструкцией подъемника.

Когда уровень жидкости в межтрубном пространстве достигает башмака подъемника

$$P_{пус}=\rho_{ж}g(h+\Delta h), \qquad (5.8)$$

где h = L—Нст. Здесь Δh определим из равенства объемов жидкости, вытесненной из межтрубного пространства и поступившей в подъемные трубы и затрубное пространство, что справедливо при отсутствии поглощения жидкости пластом

$$h=\frac{\pi(d_{т}^{2}-d^{2})}{4}=\Delta h\left[\frac{\pi d^{2}}{4}+\frac{\pi(D-d_{т})}{4}\right]. \qquad (5.9)$$

Подставив в (5.8) Δh согласно (5.9), получим

$$P_{пус}=\rho_{ж}gh\qquad\frac{D^{2}}{D^{2}-d_{т}^{2}+d^{2}}. \qquad (5.10)$$

Подобным же образом можно определить пусковое давление для однорядного подъемника: при кольцевой подаче газа

$$P_{пус}=\rho_{ж}gh\qquad\frac{D^{2}}{d^{2}}, \qquad (5.11)$$

при центральной подаче газа

$$P_{пус}=\rho_{ж}gh\qquad\frac{D^{2}}{D^{2}-d^{2}}. \qquad (5.12)$$

Рабочее давление всегда меньше пускового, т. к. динамический уровень в скважине ниже статического. На промыслах иногда устанавливают группу компрессоров, рассчитанных на давление, достаточное для пуска скважин. В этом случае к ГРП подводят две линии: пускового и рабочего давления. Для этих целей используют также передвижные компрессорные установки. Но чаще всего применяют один из методов снижения пускового давления.

Наиболее распространен метод снижения давления с помощью пусковых клапанов.

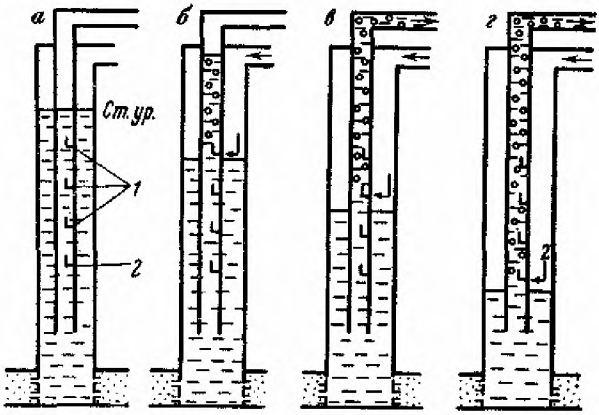


Рис. 5.14. Схема процесса пуска газлифтной скважины (Ст. ур. – статический уровень)

Пусковые клапаны помещают внутри колонны НКТ в специальных камерах на участке между статическим уровнем и башмаком подъемных труб (рис. 5.14. *а*). Первый клапан располагают на такой глубине, чтобы давление закачиваемого газа было достаточно для оттеснения жидкости приблизительно на 20 м ниже клапана. Газ нагнетается в НКТ через открытый клапан, газирует жидкость, при этом уровень образовавшейся смеси поднимается (рис. 5.14. *б*). Во время излива смеси в выкидную линию давление в НКТ на уровне первого клапана падает, это вызывает понижение забойного давления, т. к. давление закачиваемого газа не изменяется (пропускная способность клапана ниже компрессора), то с уменьшением забойного давления уровень жидкости в затрубном пространстве начнет опускаться. На 20 м выше нижнего положения уровня расположен второй клапан. Как только газ начинает поступать в НКТ через два клапана, верхний закрывается (рис. 5.14. *в*).

Жидкость газируется на большем интервале колонны НКТ и изливается в коллектор. Это ведет к уменьшению забойного давления. Уровень в затрубном пространстве достигает третьего пускового клапана, второй клапан закрывается. Процесс повторяется до тех пор, пока газ не начнет поступать в подъемные трубы через рабочий клапан 2 (рис. 5.14. *г*). Пусковые клапаны устанавливают на 20 м выше положения уровня жидкости, чтобы поступление газа в НКТ осуществлялось при начальном перепаде давления.

Рабочий клапан 2 предназначен для предотвращения пульсаций в скважине при поступлении газа через башмак колонны насосно-компрессорных труб. Длина такой колонны должна быть на 50 м больше расстояния от устья до рабочего клапана. При установившемся режиме эксплуатации скважины уровень жидкости в затрубном пространстве находится на 10–20 м ниже рабочего клапана.

При определенных условиях (большая разница в диаметрах эксплуатационной колонны и подъемных труб, большая глубина скважины, невысокий столб жидкости до статического уровня) пусковое давление может достигать гидростатического давления жидкости в скважине в точке ввода газа в подъемные трубы.

На промыслах в основном используют сильфонные газонаполненные клапаны (рис. 5.15).

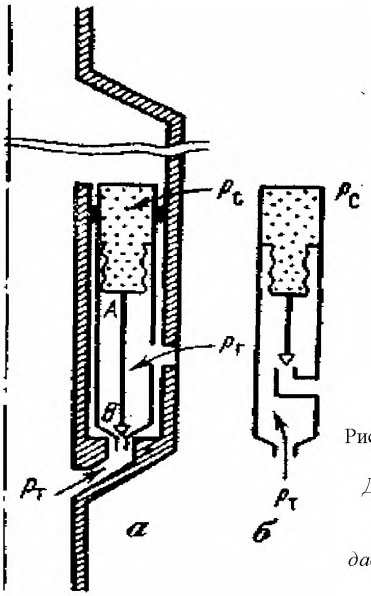


Рис. 5.15. Схемы пусковых газлифтных клапанов сильфонного типа:
Действие клапана в результате изменения давления: а – нагнетаемого газа; б –газожидкостной смеси; давление: P_c – в сильфоне; $P_т$ – газа на глубине установки клапана; Рт – в трубах

5.4. Эксплуатация газовых скважин

5.4.1. Отличия газовых скважин от нефтяных

Конструкция и оборудование газовых и газоконденсатных скважин имеют много общего с нефтяными скважинами, которые эксплуатируются фонтанным способом. В обоих случаях оборудование скважин состоит из колонны подъемных труб, спускаемых до фильтровой зоны, и устьевой фонтанной арматуры.

Вместе с тем имеются определенные **отличия** газовых и нефтяных скважин, обусловленные отличиями свойств нефти и газа.

- Плотность и вязкость газа в сотни и тысячи раз меньше плотности и вязкости нефти.
- Скорость движения газа в стволе скважины в 5 – 25 раз больше, чем скорость нефти. Давление на устье газовой скважины почти не отличается от забойного давления и является весьма высоким.
- Добыча газа происходит только фонтанным способом.
- Газ некоторых месторождений содержит в своем составе агрессивные компоненты (сероводород и углекислый газ).

Поэтому к конструкции газовых скважин и оборудованию предъявляются повышенные требования в части обеспечения герметичности и защите эксплуатационной колонны от коррозии.

Конструкция скважины в зависимости от состава газа, условий эксплуатации, значения ее как источника энергии может быть одноколонной, состоящей из кондуктора и фонтанных труб, или сложной.

Высокопроизводительные скважины, пробуренные на глубокие пласты, содержащие газ с коррозионными компонентами (H_2S, CO_2, меркаптаны), а так же скважины, эксплуатирующие одновременно и раздельно два продуктивных объекта, для сохранения эксплуатационной колонны и колонны фонтанных труб оборудуют пакером, перекрывающим затрубное пространство в нижней части ствола или между двумя объектами.

Забой газовых скважин, так же как и нефтяных, конструируют в основном исходя из геолого-механических свойств продуктивного пласта. Фильтры, вскрывающие неустойчивые породы, применяют нечасто по причине

сложности их установки и ненадежной работы. Во избежание разрушения пласта-коллектора снижают депрессию на пласт.

5.4.2. Оборудование газовых скважин

При эксплуатации газовых скважин обычно применяют арматуры крестового типа, наиболее удобные для монтажа и обслуживания.

На устье предусмотрены ниппеля и вентили, к которым подключают манометры для измерения давления в скважине, а на линии отвода газа — карманы для термометров. Устье обвязывают так, чтобы была возможность предупреждать образование гидратов и коррозию, а так же продувать ее и глушить во время ремонтных работ.

После определения диаметра фонтанных труб устанавливают размеры эксплуатационной колонны (диаметр и длину), а затем и всей скважины. Внутренний диаметр скважины принимают на 20 мм больше внешнего диаметра муфт или высаженных концов фонтанных труб.

Диаметр фонтанных труб определяют с учетом:

1) обеспечения очистки забоя от воды, конденсата и частиц породы;

2) снижения потерь давления.

При теоретическом подходе к решению этой задачи используют приближенные зависимости

$V=1{,}2\ V_{кр}$, где

$$V_{КР} = \sqrt{\frac{2gd(\rho_{П} - \rho_{Г})}{3\varphi\rho_{Г}}}\ , \qquad (5.13)$$

где V – фактическая скорость восходящего потока газа, измеренная в забойных условиях, м/с; $V_{кр}$ – критическая ско-

рость, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с; d – диаметр частиц;

φ – коэффициент, учитывающий форму частиц породы ($\varphi = 0{,}3 \div 0{,}75$); $\rho_{П}$ и $\rho_{Г}$ – плотность соответственно частиц породы и газа в забойных условиях, кг/м^3.

Процесс выноса с забоя частиц воды, конденсата и грязи весьма сложен. Он зависит от многих трудно определяемых переменных. В связи с этим, при расчетах необходимого диаметра фонтанных труб исходят из практических соображений и опыта. Расход газа Q (в м^3/с) находят по формуле

$$Q = 0{,}35D^{2,5}\sqrt{\frac{P_з}{MT_з z^2}}, \tag{5.14}$$

где D – внутренний диаметр фонтанных труб, см; $P_з$ – давление на забое скважины, МПа; M – средняя молекулярная масса газа; $T_з$ – температура газа на забое, °С; z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Поскольку расход Q задан с учетом режима эксплуатации скважин, по формуле (2) можно найти диаметр фонтанных труб. Часто для этого задаются минимальной допустимой скоростью потока газа на забое по вертикали (V). Она составляет 3 – 5 м/с.

$$d_{вн} = 0{,}1108\sqrt{\frac{QP_o T_з^2 Z_з}{VP_з T_{ст}}}. \tag{5.15}$$

Так как потери на трение и вес столба газа существенно зависят от глубины скважины и давления в ней, при расчетах по формуле (5.15) следует проверять разность давлений на забое и устье.

Подъемные трубы спускают с целью:

-предохранения эксплуатационной колонны от истирания и разъедания при наличии в газе твердых примесей

или агрессивных компонентов, вызывающих коррозию;

-выноса жидкостей и механических примесей с забоя на поверхность;

-облегчения процесса освоения и глушения скважины при необходимости проведения подземного ремонта;

-проведения различного рода исследовательских работ, связанных со спуском в скважину приборов.

При наличии в скважине агрессивных компонентов и высоких давлений применяют комплексы подземного оборудования, включающие в себя пакеры и клапаны различного назначения – приспособления, с помощью которых устанавливается или прекращается связь между затрубным пространством и фонтанными трубами, предназначенными для обеспечения пуска скважин и последующей их эксплуатации.

В промысловой практике применяют **глубинные клапаны** следующих конструкций.

1) *Клапаны механического действия.* Для его открытия

в скважину спускают на канате приспособление, которое во время пуска скважины удерживает клапан открытым до выхода жидкости из труб. По мере ее удаления приспособление опускается до следующих клапанов и поддерживает их открытыми до пуска скважины. Затем приспособление извлекают на поверхность, после чего скважина эксплуатируется на заданном режиме.

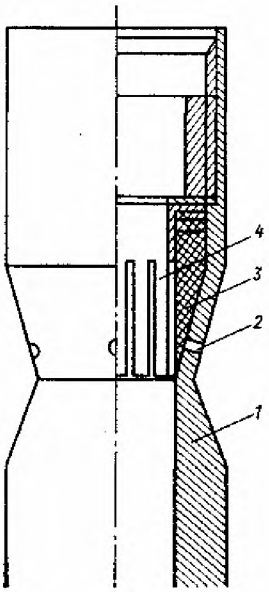


Рис. 5.16. Циркуляционный клапан:
1 – пружина; 2 – скользящая втулка; 3 – седло с отверстием; 4 – фонтанная труба

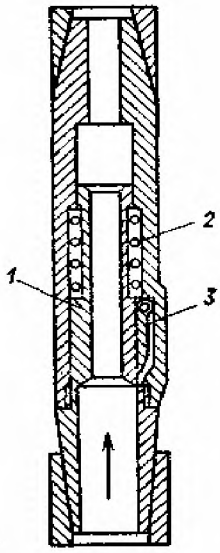


Рис. 5.17. Ингибиторный клапан:
1 – корпус; 2 – перепускное отверстие; 3 – резиновая манжета; 4 – цанговая пружина

2) *Клапаны гидравлического действия*, основанные на принципе перепада между давлениями в затрубном пространстве и в фонтанных трубах.

На рис. 5.16 показана схема циркуляционного клапана, который устанавливают непосредственно над пакером. Для его срабатывания в трубы бросают шарик, который, дойдя до расположенного ниже клапана сужения, «запирает» фонтанные трубы. После выполнения операции шарик может быть продавлен на забой или вымыт на поверхность прямым потоком.

На рис. 5.17 показан ингибиторный клапан, который перепускает закачиваемые в затрубное пространство вещества-ингибиторы в фонтанные трубы. В нормальном состоянии он закрыт и срабатывает в результате накопления жидкости в затрубном пространстве.

Клапаны-отсекатели также разнообразны по конструкции. Наиболее простая показана на рис. 5.18.

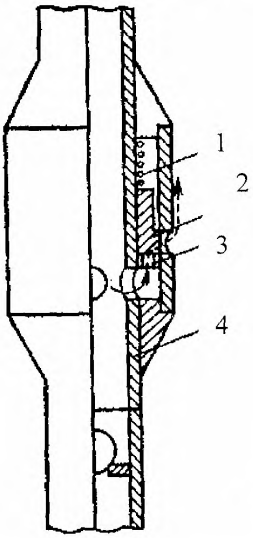


Рис. 5.18. Клапан-отсекатель

При увеличении потока газа сверх расчетного значения скользящая муфта 1 сжимает пружину 2 и освобождает висящую заслонку 3, которая и закрывает скважину (перекрывает НКТ 4). После устранения причины чрезмерного расхода газа клапан–отсекатель возвращается в исходное состояние. Их иногда устанавливают и в верхней части скважины, непосредственно под устьем.

Обводняющиеся малодебитные скважины оборудуют приспособлениями для ввода ПАВ и насадками для улучшения вспенивания воды. В относительно неглубоких скважинах используют специально приспособленный для

выноса воды плунжерный лифт, аппараты для строгого контроля потока газа или периодического изменения режима эксплуатации скважины.

5.4.3. Технологические режимы газовых скважин

Режим эксплуатации газовой скважины, определяемый ее промышленным дебитом, устанавливается на основании данных исследования. На основании результатов исследования подбирается и регулируется дебит всех эксплуатационных газовых скважин.

При исследовании измеряют давление, температуру и дебит газа, фиксируя параметры работы скважины при каждом режиме.

Изменение режима, а так же регулирование работы газовой скважины осуществляются созданием определенного противодавления на устье при помощи штуцера.

Промышленный дебит газовой скважины приходится ограничивать, т. к. при чрезмерном отборе газа могут происходить следующие осложнения:

- разрушение призабойной зоны, вынос частиц породы в скважину, образование песчаных пробок;
- обводнение скважины краевой или подошвенной водой;
- вынос в призабойную зону кристаллов соли, ила и закупорка ее;
- чрезмерное охлаждение газа, обмерзание оборудования;
- гидратообразование;
- значительное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны под действием внешнего давления;
- неудовлетворительное состояние скважины (некачественное цементирование, негерметичность, обводнение

сторонней водой).

Выбор оптимального режима эксплуатации газовых скважин – одна из актуальных проблем добычи газа. В себестоимости газа затраты на обустройство скважины составляют около половины всех расходов. Следовательно, увеличение отбора газа из скважин может заметно повысить технико-экономические показатели отрасли в целом. Однако при этом необходимо учитывать ограничения геологического, технологического, технического и экономического характеров.

Геологические причины:

1) разрушение недостаточно устойчивых горных пород (пески, слабосцементированные песчаники);

2) обвалы призабойной части пласта вследствие удаления части породы;

3) обводнение скважин подошвенной водой (конусообразование). В этом случае продуктивность скважин ухудшается, осложняется работа оборудования, часто ухудшается проводимость коллектора.

Процесс разрушения породы в районе скважины сложен и изучен недостаточно глубоко, чтобы можно было иметь четкие рекомендации относительно допустимых отборов газа в конкретных условиях. По реальным скважинам момент начала разрушения пласта находят опытным путем при исследовании скважин с помощью породоуловителя.

Для предотвращения разрушения призабойной зоны скважин рассматривают либо условие постоянства градиента давления в пределах призабойной зоны, либо постоянства падения давления на контуре питания и стенки забоя скважины.

$$\left|\frac{dp}{dr}\right|_{r-r_c} = const, \qquad (5.16)$$

$$Рк\text{-}Рс = const. \qquad (5.17)$$

Предельный расход газа без прорыва в скважину подошвенной воды определяют по формуле (6).

$$q_{\text{П}} = \frac{2\pi k h^2 \rho_{\text{В}} P_{\text{К}}}{\mu_{\text{Т}} P_{c\text{Т}}} q^* . \qquad (5.18)$$

где q^* – безразмерный предельный расход газа, R_K – радиус контура питания; h – толщина вскрытой части пласта, $P_{ст}$ и $P_к$ – давления при стандартных условиях и на контуре питания соответственно. Функцию q * можно определить по рис. 5.19 ($\bar{h}$ – относительное вскрытие).

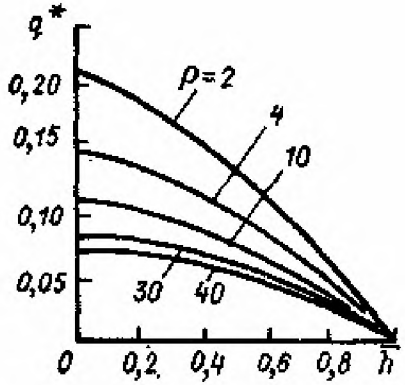


Рис. 5.19. График зависимости $q*$ от $\bar{\rho}$ и $\bar{h}$

Поскольку в формуле (5.18.) $Рк$ со временем понижается, предельный расход газа также должен уменьшаться. На практике следует сопоставлять величины, полученные опытным путем, с расчетными.

Большое влияние на интенсивность эксплуатации скважин оказывает неравномерное продвижение краевых вод. Формулы для расчета изменения границы раздела газ–вода сложны и плохо подтверждаются практикой. Дело в

том, что информация о пласте бывает обычно совершенно недостаточной для оценки условий эксплуатации отдельных скважин. В связи с этим параметры режима газовых скважин в процессе разработки корректируются на основе данных гидрогеологических и гидрохимических наблюдений. Отбор газа из некоторых скважин, дренирующих пропластки и участки, где наблюдается нежелательное продвижение краевых вод, уменьшается, в других — увеличивается.

Технологические причины

Необходимость выноса с забоя скважины конденсата тяжелых углеводородов или воды. Условие эксплуатации в этом случае (приближенное): $q/P_З = const$.

Образование гидратов в скважине и в шлейфах. В этом случае выбирают соответствующий режим эксплуатации.

Температура горных пород увеличивается с глубиной примерно линейно. Газ, поднимаясь на поверхность, остывает. Его температуру можно рассчитать или измерить. Так как изменение температуры в скважине мало влияет на давление в ней, равновесную температуру гидратообразования можно определить и в стволе скважины, и в шлейфе как функцию давления (по средней температуре). Если эта температура ниже существующей, гидраты не образуются, если она выше – образуются. В последнем случае, чтобы устранить зону гидратообразований, увеличивают расход газа, но до определенного предела (при высоких расходах получают большие потери давления, в результате температура газа начинает снова снижаться за счет эффекта Джоуля –Томсона).

Условие отбора газа в этом случае: $q = const$, *либо* $Рз = const$.

Технические причины:

1) разрушение стенок труб и сосудов вследствие того, что
в местах сужений и поворотов струи газа при содержании пробок в трубе и плохо закрытых задвижках скорость газа достигает значений скорости звука;

2) при значительных расходах газа частицы породы, двигаясь со скоростью 5–10 м/с, в основном не влияют на оборудование, однако засоряют систему сбора и подготовки газа;

3) пропускная способность системы, допустимые нагрузки на оборудование, вибрация элементов системы, ее растепление, возможность смятия колонны;

4) раскрытие верхних вод и мн. др.

Решают эти вопросы с учетом конкретных условий эксплуатации скважины.

Экономические причины. Как правило, они возникают тогда, когда других ограничений не существует, например, при исправных скважинах, газовом режиме залежи, устойчивых коллекторах, правильно рассчитанном оборудовании. В этом случае режим скважины должен обеспечить минимум приведенных затрат по системе в целом за весь период разработки.

Если из скважин отбирать чрезмерно большие количества газа, то давление на устье будет низким. Придется рано вводить дожимные компрессорные станции (ДКС), иметь очень большую ее мощность, применять аппараты и трубы завышенного диаметра, что приведет к удорожанию себестоимости газа. В данном случае экономическое обоснование режима эксплуатации скважин совпадает с обоснованием оптимального варианта разработки залежи. Немаловажное влияние на объемы добычи газа имеет и маркетинговый фактор, т. е. наличие выгодного сбыта.

Таким образом, при эксплуатации газовых скважин выделяют шесть технологических режимов:

1) Режим постоянного градиента давления на стенке забоя скважины – в неплотных породах, разрушающихся при высоких отборах.

2) Режим постоянной депрессии – в тех же случаях.

3) Режим постоянного дебита – для обеспечения безводного дебита.

4) Режим постоянного забойного давления – для предотвращения образования гидратов, либо предотвращения образования конденсата на забое.

5) Режим постоянного давления на головке скважины для обеспечения постоянного давления на входе в установку подготовки газа.

6) Режим постоянной скорости на забое скважины – для обеспечения выноса жидкости и твердых частиц с забоя скважины.

Вопросы к разделу:

1. Из чего складывается баланс энергии в скважине?
2. Какие существуют способы эксплуатации нефтяных скважин?
3. Нарисуйте кривые распределения давления (КРД) для различных способов эксплуатации.
4. Что называют фонтанным способом эксплуатации?
5. Какие существуют виды фонтанирования?
6. За счет чего происходит фонтанирование?
7. Причины прекращения фонтанирования.
8. Какие различают структуры газожидкостного потока?
9. Назначение насосно-компрессорных труб.
10. Виды фонтанной арматуры.
11. Для чего предназначена трубная головка?

12. Как регулируют дебит фонтанной скважины?
13. Какой способ эксплуатации называется газлифтным?
14. Объясните принцип действия газлифта.
15. Достоинства и недостатки газлифтного способа эксплуатации.
16. Перечислите виды газлифта.
17. Что называют внутрискважинным бескомпрессорным газлифтом?
18. Объясните разницу между кольцевым и центральным газлифтом.
19. Наземное оборудование газлифтных скважин.
20. Подземное оборудование газлифтных скважин.
21. Что называют удельным расходом газа?
22. Как регулируют дебит газлифтных скважин?
23. Какое оборудование используют для распределения газа по скважинам?
24. Какое давление называется «пусковым давлением»?
25. Перечислите методы снижения пускового давления в газлифтной скважине.
26. Объясните принцип действия сильфонного газлифтного клапана.
27. Перечислите основные отличия газовых скважин от нефтяных.
28. Каким способом эксплуатируют газовые скважины?
29. Какие требования предъявляют к конструкции газовых скважин?
30. Наземное оборудование газовых скважин.

31. Какие клапаны входят в подземное оборудование газовых скважин?

32. От чего зависит диаметр НКТ в газовых скважинах?

33. Как регулируют дебит газовой скважины?

34. Какие существуют условия ограничения дебита в газовых скважинах?

35. Перечислите технологические режимы эксплуатации газовых скважин.

36. Какой технологический режим следует применять в скважинах со слабосцементированными рыхлыми породами?

6. ГЛУБИННОНАСОСНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ

6.1. Эксплуатация скважин штанговыми насосами

6.1. 1. Принцип работы штанговой насосной установки

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

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

Штанговая скважинная насосная установка (ШСНУ) включает в себя:

- Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.
- Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН)

и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

В скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг. Штанговая глубинная насосная установка (рис. 6.1) состоит из скважинного насоса (вставного или невставного типов), насосных штанг насосно-компрессорных труб, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске, сальникового уплотнения, сальникового (полированного) штока, станка-качалки, фундамента и тройника (устьевой арматуры). На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра.

Недостатками штанговых насосов является ограниченность глубины их подвески и малая подача нефти из скважин.

Колонна насосно-компрессорных труб, по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на устье тройником *3*. Сальниковое устройство в верхней части тройника предназначено для предотвращения утечек жидкости вдоль движущегося сальникового (полированного) штока. По боковому отводу в средней части тройника жидкость из скважины направляется в выкидную линию. Возвратно-поступательное движение колонне насосных штанг передается от электродвигателя *8* через редуктор 7 и кривошипно-шатунный механизм станка-качалки.

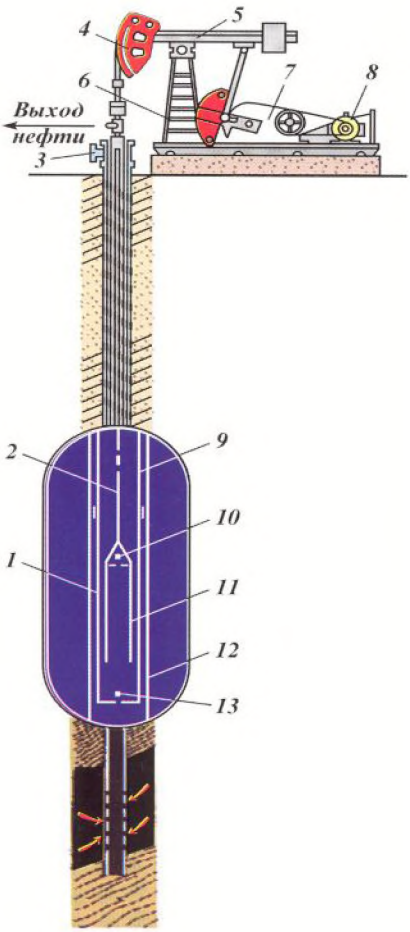


Рис. 6.1 Схема установки штангового скважинного насоса:

1 – НКТ, 2 – колонна штанг, 3 – устьевая арматура,

4 – головка балансира,

5 – балансир, 6 – стойка,

7 – редуктор, 8 – электродвигатель, 9 – глубинный насос,

10 – нагнетательный клапан, 11 – плунжер, 12 – эксплуатационная колонна, 13 – приемный (всасывающий)

клапан

При движении плунжера вверх всасывающий клапан *13* под давлением жидкости открывается, в результате чего жидкость поступает в цилиндр насоса. Нагнетательный клапан *10* в это время закрыт, т. к. на него действует давление столба жидкости, заполнившей насосные трубы.

При движении плунжера *12* вниз всасывающий клапан *13* под давлением жидкости, находящейся под плунжером, закрывается, а нагнетательный клапан *10* открывается и жидкость из цилиндра переходит в пространство над плунжером.

6.1.2. Наземное оборудование

Устьевое оборудование насосных скважин предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважин и подвешивания колонны НКТ (рис. 6.2).

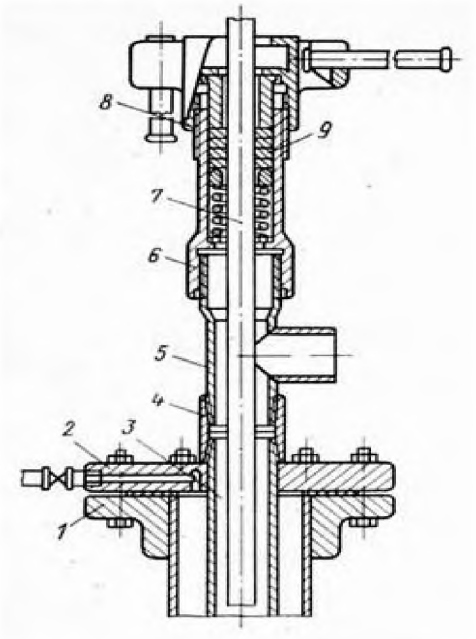


Рис. 6.2. Типичное оборудование устья скважины для штанговой насосной установки

1 – колонный фланец; 2 – планшайба; 3 – НКТ; 4 – опорная муфта;

5 –тройник, 6 – корпус сальника, 7 – полированный шток,

8 – головка сальника, 9 – сальниковая набивка

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

Устьевой сальник герметизирует выход устьевого штока с помощью сальниковой головки и обеспечивает отвод продукции через тройник. Тройник ввинчивается в муфту НКТ. Наличие шарового соединения обеспечивает самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью НКТ, исключает односторонний износ уплотнительной набивки и облегчает смену набивки.

Станок-качалка (рис. 6.3) является индивидуальным приводом скважинного насоса.

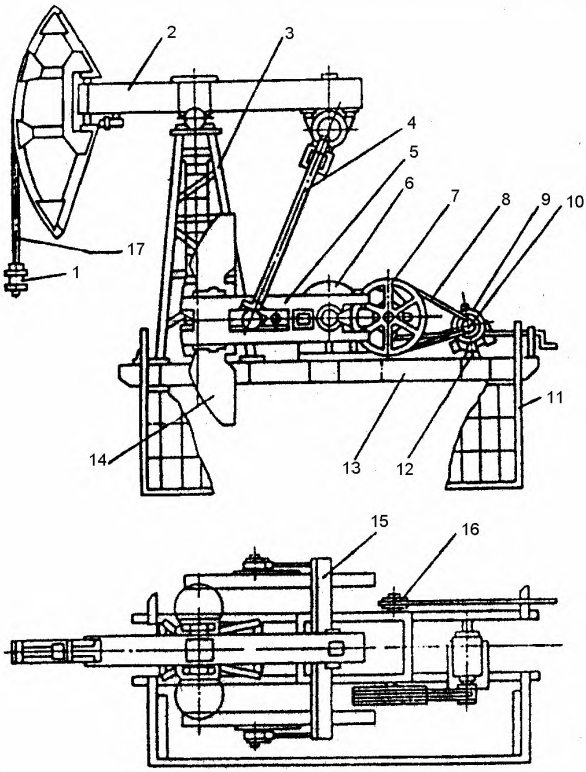


Рис. 6.3. Станок-качалка типа СКД:
1 – подвеска устьевого штока; 2 – балансир с опорой; 3 – стойка; 4 – шатун; 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведомый шкив; 8 – ремень; 9 – электродвигатель; 10 — ведущий шкив; 11 — ограждение; 12 — поворотная плита; 13 – рама; 14 – противовес; 15 – траверса; 16 – тормоз; 17 – канатная подвеска

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирноподвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами.

СК комплектуется набором сменных шкивов электродвигателя для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной раме-салазках.

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

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

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

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

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

6.1.3. Подземное оборудование

Штанговые скважинные насосы

По способу крепления насосов к колонне НКТ различают вставные (НСВ) и не вставные (НСН) скважинные насосы (рис. 6.4, 6.5).

У невставных (трубных) насосов цилиндр с седлом всасывающего клапана опускают в скважину на НКТ. Плунжер с нагнетательным и всасывающим клапаном опускают в скважину на

штангах и вводят внутрь цилиндра. Плунжер с помощью специального штока соединен с шариком всасывающего клапана. Недостаток НСН — сложность его сборки в скважине, сложность и длительность извлечения насоса на поверхность для устранения какой-либо неисправности.

Вставные насосы целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

Насос НСВ спускается на штангах. Крепление (уплотнение посадками) происходит на замковой опоре, которая предварительно опускается на НКТ. Насос извлекается из скважины при подъеме только колонны штанг. Поэтому НСВ целесообразно применять в скважинах с небольшим дебитом и при больших глубинах спуска.

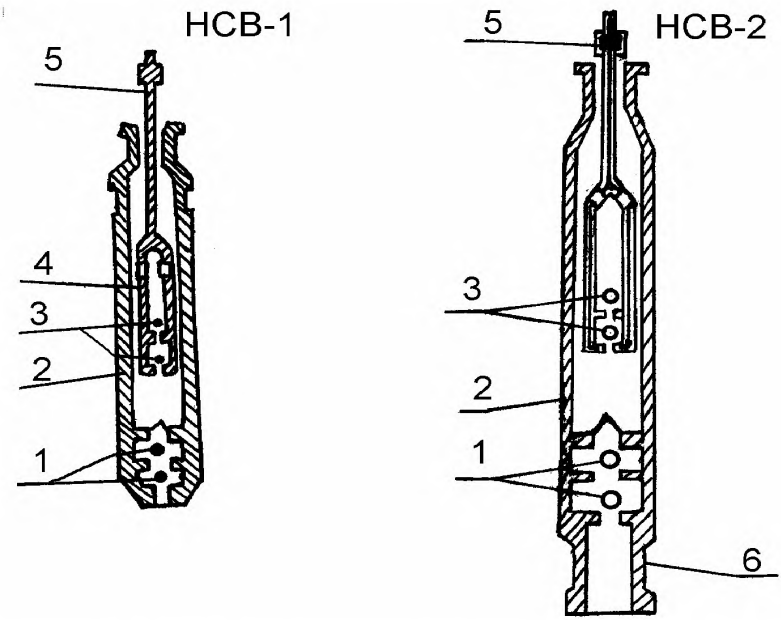


Рис. 6.4. Насосы скважинные вставные:
1 – впускной клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан;

4 – плунжер; 5 – штанга; 6 – замок

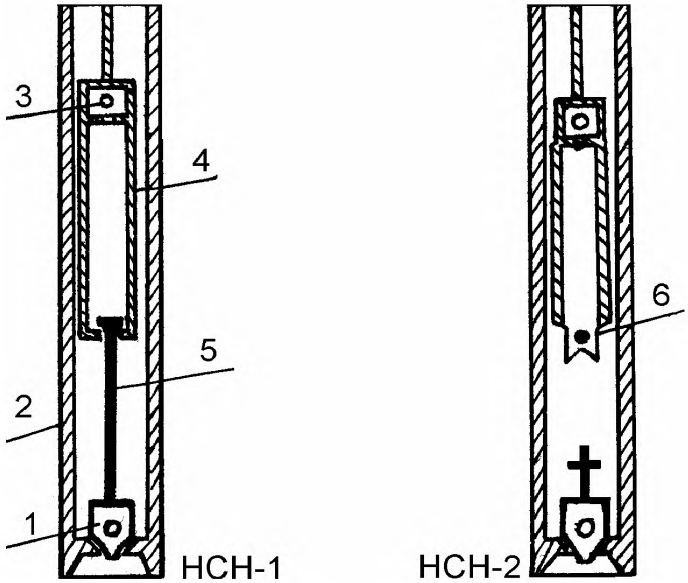


Рис. 6.5 Невставные скважинные насосы:

1 – всасывающий клапан; 2 – цилиндр; 3 – нагнетательный клапан;

4 – плунжер; 5 –захватный шток; 6 – ловитель

В НСН для извлечения цилиндра из скважины необходим подъем всего оборудования (штанг с клапанами, плунжером и НКТ). В этом коренное отличие между НСН и НСВ. При использовании вставных насосов в 2 ÷ 2.5 раза ускоряются спускоподъемные операции при ремонте скважин, и существенно облегчается труд рабочих. Однако производительность вставного насоса при трубах данного диаметра всегда меньше производительности невставного.

Невставной (трубный) насос представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускае-

мый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах. НСН целесообразны в скважинах с большим дебитом, небольшой глубиной спуска и большим межремонтным периодом.

Насосная штанга предназначена для передачи возвратно-поступательного движения плунжера насоса. Штанга представляет собой стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах (рис. 6.6). Выпускаются штанги из легированных сталей диаметром (по телу) 16, 19, 22, 25 мм и длиной 8 м – для нормальных условий эксплуатации.

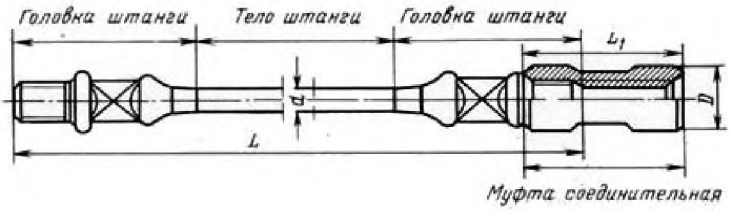


Рис. 6.6. Насосная штанга и соединительная муфта

Для регулирования длины колонн штанг с целью нормальной посадки плунжера в цилиндр насоса имеются также укороченные штанги (футовки) длиной 1; 1.2; 1.5; 2 и 3 м.

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

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

Применяются непрерывные штанги «Кород» (непрерывные на барабанах, сечение – полуэллипсное).

Особая штанга – устьевой (полированный) шток, соединяющий колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована. Он изготавливается без головок, а на концах имеет стандартную резьбу. Для защиты от коррозии осуществляют окраску, цинкование и т. п., а также применяют ингибиторы.

6.1.4. Коэффициенты наполнения и подачи глубинного насоса

Если не происходит утечек газа и жидкости, то теоретическая суточная подача насоса $Q_т$ определяется по формуле

$$Q_T = F_{пл} Sn \cdot 1440, \qquad (6.1)$$

где $F_{пл}$ – площадь сечения плунжера насоса, м; S – длина хода полированного штока, м; n – число качаний балансира в минуту;

1440 – число минут в сутках.

Фактически подача насоса всегда меньше, т. к. длины хода плунжера и полированного штока неодинаковы, происходят утечки жидкости через зазор между плунжером и цилиндром, вместе с жидкостью в насос поступает газ, который занимает часть полезного объема.

Отношение объема жидкости, фактически поступившей под плунжер к объему, описываемому плунжером при его движении вверх, называется **коэффициентом наполнения насоса**.

Коэффициентом подачи установки штангового насоса называется отношение действительной производительности штангового насоса $Q_Д$ к теоретической его производительности Q_T

$$\alpha = \frac{Q_Д}{Q_T}. \qquad (6.2)$$

Коэффициент подачи учитывает:

– степень наполнения цилиндра насоса;

– возможные утечки жидкости из труб и насоса обратно в скважину;

– возможное несоответствие истинного хода плунжера и хода полированного штока вследствие упругих деформаций штанг и труб;

– возможное уменьшение объема нефти, замеренного в мернике по сравнению с объемом нефти, прошедшей через насос, вследствие её разгазирования (усадки нефти).

По данным замеров дебита и вычисленным коэффициентам подачи штангового насоса можно судить о правильности установленного для скважины технологического режима или о неполадках в работе насоса.

В промысловых условиях при нормальной работе насоса коэффициент подачи обычно находится в пределах 0,7 – 0,8.

В результате многолетних исследований разработаны различные технологические приемы предотвращения вредного влияния газа на работу насосной установки, которые включают:

– использование насосов с уменьшенным вредным пространством;

– удлинение длины хода плунжера;

– увеличение глубины погружения насоса под уровень жидкости в скважине;

– отсасывание газа из затрубного пространства.

6.2. Эксплуатация скважин погружными электроцентробежными насосами

На заключительной стадии эксплуатации вместе с нефтью из скважин поступает большое количество пластовой воды, применение штанговых насосов становится малоэффективным. Этих недостатков лишены установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Погружные центробежные электронасосы для откачки жидкости из скважины принципиально не отличаются от обычных центробежных насосов, используемых для перекачки жидкостей на поверхности земли. Однако малые радиальные размеры, обусловленные диаметром обсадных колонн, в которые спускаются центробежные насосы, практически неограниченные осевые размеры, необходимость преодоления высоких напоров и работа насоса в погруженном состоянии привели к созданию центробежных насосных агрегатов специфического конструктивного исполнения. Внешне они ничем не отличаются от трубы, но внутренняя полость такой трубы содержит большое число сложных деталей, требующих совершенной технологии изготовления.

Погружные центробежные электронасосы – это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции). 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. Погруж-

ные центробежные электронасосы опускаются в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 – 300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясками электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой.

6.2.1. Схема установки погружного электроцентробежного насоса

Установка погружного центробежного электронасоса (рис. 6.7) включает маслонаполненный электродвигатель ПЭД *1*; звено гидрозащиты или протектор *2*; приемную сетку насоса для забора жидкости *3*; многоступенчатый погружной центробежный насос ПЦЭН *4*; НКТ *5*; бронированный трехжильный электрокабель *6* с поясками для крепления кабеля к НКТ; устьевую арматуру *7*; трансформатор или автотрансформатор *9*; станцию управления с автоматикой *10*.

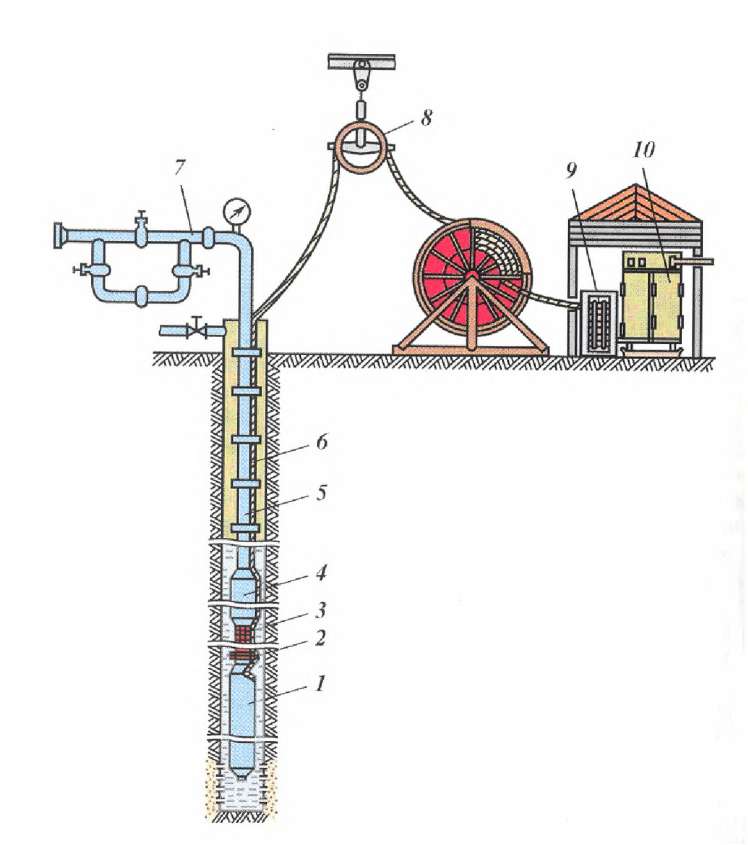


Рис. 6.7 – Общая схема оборудования скважины установкой погружного центробежного электронасоса

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 погружного центробежного электронасоса 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. УЭЦН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напору, так и по расходу, достаточно высоким воз-

можностью откачки больших количеств жидкости и большим межремонтным периодом. Обеспечивают подачу 10 ÷ 1300 м^3/сут и более, напором 450 ÷ 2000 м вод.ст. (до 3000 м).

6.2.2. Применяемое оборудование

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 делятся 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.

Пример условного обозначения – УЭЦН МК 5–50–1200, где У – установка; Э – привод от погружного электродвигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; К – коррозионно-стойкого исполнения;

5 – группа насоса; 50 – подача, м^3/сут; 1200 – напор, м.

Электродвигатели в установках применяются асинхронные, трехфазные с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения ПЭД 40-103 **,** что обозначает: погружной электродвигатель, мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения и смазки.

Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380–2300В, сила номинального тока 24,5÷86А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин$^{-1}$, температура окружающей среды +50÷90 °С.

Модуль–секция насос–центробежный многоступенчатый, секционный. Число ступеней в насосном агрегате может составлять от 220 до 400.

При откачке электроцентробежными насосами пластовой жидкости, содержащей свободный газ, происходит падение их напора, подачи и к.п.д., а возможен и полный срыв работы насоса. Поэтому, если содержание свободного газа в жидкости на входе в насос превышает 25 % по объему, то перед насосом устанавливают **газосепаратор.**

Конструктивно газосепаратор представляет собой корпус, в котором на валу, соединенном с валом насоса, вращаются шнек, рабочие колеса и камера сепаратора. Газожидкостная смесь закачивается с по-

мощью шнека и рабочих колес в камеру сепаратора, где под действием центробежных сил жидкость, как более тяжелая, отбрасывается к периферии, а газ остается в центре. Затем газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство, а жидкость – поступает по пазам переводника на прием насоса. Применение газосепараторов позволяет откачивать центробежными насосами жидкости с содержанием свободного газа до 55 %.

Оборудование устья скважин

Типичная арматура устья скважины, оборудованной для эксплуатации УЭЦН (рис. 6.8), состоит из крестовины *1*, которая навинчивается на обсадную колонну.

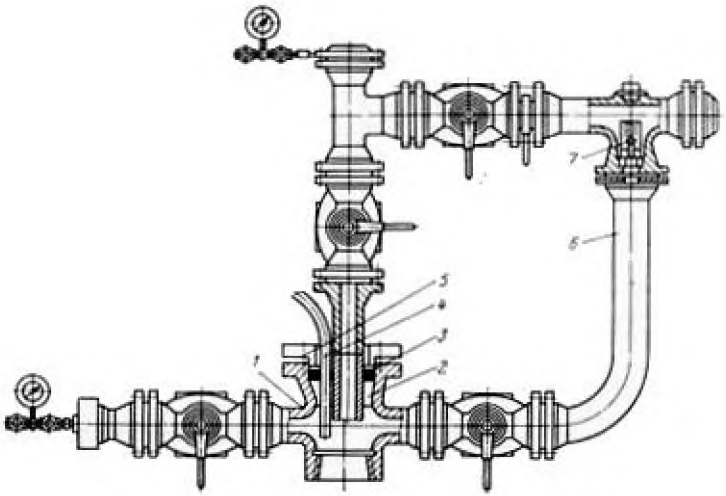


Рис. 6.8. Арматура устья скважины, оборудованной УЭЦН

В крестовине имеется разъемный вкладыш *2*, воспринимающий нагрузку от НКТ. На вкладыш накладывается уплотнение из нефтестойкой резины *3*, которое прижимается разъемным фланцем *5*. Фланец *6* 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.

6.3. Эксплуатация скважин винтовыми насосами

6.3.1. Принцип действия

Винтовой насос – это насос объемного действия, подача которого прямопропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов). При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых полостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Рабочими органами винтового насоса являются однозаходные стальные винты и резинометаллические обоймы, внутренняя полость которых представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом, в 2 раза большим шага винта.

Прием жидкости из скважины ведется через фильтровые сетки. Нагнетаемая жидкость поступает в полость между винтами и за обоймой проходит в подъемные трубы.

Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них жидкостью на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и замыкаются полости, образуемые винтом и обоймой. При этом сумма заполненных жидкостью выходных площадей поперечного сечения винта с обоймой остается постоянной и поток жидкости всегда непрерывен и пропорционален частоте вращения винта. Жидкость перекачивается практически без пульсации, не создавая стойкой эмульсии из нефти с водой.

Отличительной особенностью рабочего винта является то, что любое поперечное сечение, перпендикулярное оси вращения, представляет собой правильный круг. Центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения всего винта. Расстояние центра поперечного сечения винта от его оси называется эксцентриситетом и обозначается буквой *е*. Поперечные сечения обоймы в любом месте вдоль оси винта одинаковы, но повернуты относительно друг друга. Одно из таких поперечных сечений винта в обойме изображено на рис. 6.9.

Сечение внутренней полости обоймы образовано двумя полуокружностями с радиусами, равными половине диаметра поперечного сечения винта, и двумя общими касательными. Расстояние между центрами этих

полуокружностей равно 4*e*. Благодаря вращению вала насоса винт вращается вокруг своей оси, одновременно ось винта совершает вращение по окружности диаметром *d=2e* в обратном направлении.

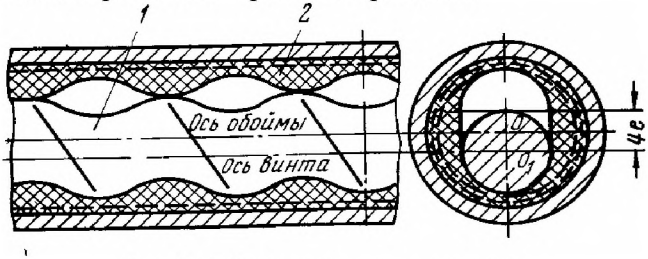
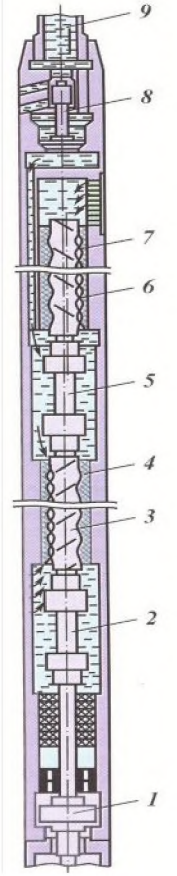


Рис. 6.9. Рабочие органы винтового насоса



Так как винт, вращаясь, в осевом направлении не перемещается, то, естественно, жидкость, заполняющая впадины винтовой полости обоймы, будет поступать из одной впадины в другую в соответствии с шагом винта. Таким образом, за один оборот винт 2 раза перекроет камеры в обойме, т. е. вытеснит из нее две определенные порции жидкости.

Так как осевое перемещение жидкости за один оборот винта равно Т (из рис. 6.9 шаг обоймы $T_{об}=2t$), то подача насоса за один оборот $q=4eDT$,

где $4eD$ – площадь поперечного сечения потока жидкости.

Объемный коэффициент полезного действия насоса принимается равным 0,7 – 0,9. Эта величина зависит от характера посадки винта в обойме (с натягом или зазором), характеристики резины и развиваемого насосом напора.

Погружной винтовой электронасос сочетает в себе положительные качества центробежного и поршневого насосов, обеспечивая плавную, непрерывную подачу жидкости без пульсации, с постоянным высоким к.п.д. при широком диапазоне изменения давления.

Рис. 6.10. Схема погружного винтового насоса:
1 – пусковая муфта, 2 – эксцентриковая муфта, 3 – правый винт, 4 – правая обойма, 5 – эксцентриковая муфта, 6 – левый винт,

7 – левая обойма, 8-предохранительный клапан, 9 – протектор

Характерная особенность винтовых насосов – значительное улучшение параметров с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости. Поэтому наиболее эффективны эти насосы при добыче вязкой и высоковязкой нефти.

Одним из достоинств погружного винтового насоса является то, что он обеспечивает стабильные параметры при добыче нефти с высоким газовым фактором и даже попадание свободного газа на прием насоса не приводит к срыву подачи.

6.3.2. Применяемое оборудование

Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов типа УЭВН5 предназначены для откачки из нефтяных скважин пластовой жидкости повышенной вязкости (до 1,103 $м^2/с$) температурой 70 ^{0}С, с содержанием механических примесей не более 0,4 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 50 % по объему.

Конструкция скважинного винтового насоса предусматривает использование двух уравновешенных винтов с правым 7 и левым 4 направлениями спирали (рис. 6.10). Осевые усилия от винтов приложены к эксцентриковой соединительной муфте 5, расположенной между ними, и взаимно компенсируются. Привод винтов осуществляется от расположенного в нижней части электродвигателя через протектор 10, эксцентриковую пусковую муфту 9 и вал 8. Эксцентриковые муфты обеспечивают необходимое вращение винтов 4 и 7.

Пусковая муфта осуществляет пуск насоса при максимальном крутящем моменте двигателя, отключает насос при аварийном выходе его из строя, предотвращает движение винта в противоположную сторону при обесточивании двигателя или неправильном подключении кабеля.

Прием жидкости из скважины ведется через две фильтровые приемные сетки 2, расположенные вверху верхнего и внизу нижнего винтов. Общий выход жидкости происходит в пространстве между винтами, дальше она проходит по кольцу между корпусом обоймы верхнего винта и кожухом насоса к многофункциональному предохранительному клапану 1 поршеньков–золотникового типа. Обойдя предохранительный клапан, жидкость проходит в шламовую трубку и попадает в НКТ. Предохранительный клапан пропускает жидкость в НКТ при спуске насоса в скважину и из НКТ – при подъеме.

Установка погружного винтового сдвоенного электронасоса состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, комплектного уст-

ройства, токоподводящего кабеля с муфтой кабельного ввода. В состав установок с подачами 63, 100 и 200 $м^3$/сут входит еще и трансформатор, т. к. двигатели этих установок выполнены соответственно на напряжение 700 и 1000 В. Установки выпускаются для скважин с условным диаметром колонны обсадных труб 146 мм.

С учетом температуры в скважине выпускают установки в трех модификациях:

- для температуры 30 °С (А);
- для температуры 30÷50 °С (Б);
- для температуры 50÷70 °С (В, Г).

В обозначении установок в зависимости от температуры добываемой жидкости введены буквы А, Б и В (Г). Например, УЭВН5–16–1200А или УЭВН5–200–900В.

Установки обеспечивают подачу от 16 до 200 $м^3$/сут, давление 9÷12 МПа; к.п.д. погружного агрегата составляет 38÷50 %; мощность электродвигателя 5,5, 22 и 32 кВт; масса погружного агрегата 341÷713 кг; частота вращения – 1500 $мин^{-1}$.

В настоящее время применяются установки для эксплуатации скважин винтовыми насосами как от погружного электродвигателя с гидрозащитой, аналогично электроцентробежным насосам, так и от электродвигателя, расположенного на устье скважины. В этом случае вращение винту передается с помощью штанг.

6.4. Гидропоршневые насосные установки

Передача энергии погружному насосу передается потоком рабочей жидкости.

Современные установки гидропоршневых насосов позволяют эксплуатировать скважины с высотой подъема до 4500 м, с максимальным дебитом до 1200 $м^3$/сут при высоком содержании в скважинной продукции воды.

Гидропоршневая насосная установка включает:

- скважинный насос и гидродвигатель, объединенные в один агрегат;
- НКТ;
- блок подготовки рабочей жидкости;
- силовой насосный блок.

Установки гидропоршневых насосов – блочные автоматизированные, предназначены для добычи нефти из 2–8 глубоких кустовых наклонно направленных скважин в заболоченных и труднодоступных районах. Откачиваемая жидкость кинематической вязкостью не более

$15 \cdot 10^{-6}$ м^2/с с содержанием механических примесей не более 0,1 г/л, сероводорода не более 0,01 г/л и попутной воды не более 99 %. Наличие свободного газа на приеме гидропоршневого насосного агрегата не допускается. Температура откачиваемой жидкости в месте подвески агрегата не выше 120 ^{0}С.

Установки выпускаются для скважин с условным диаметром обсадных колонн 140, 146 и 168 мм.

Гидропоршневая насосная установка (рис. 6.11) состоит из поршневого гидравлического двигателя и насоса *13*, устанавливаемого в нижней части труб *10*, силового насоса *4*, расположенного на поверхности, емкости *2* для отстоя жидкости и сепаратора *6* для её очистки.

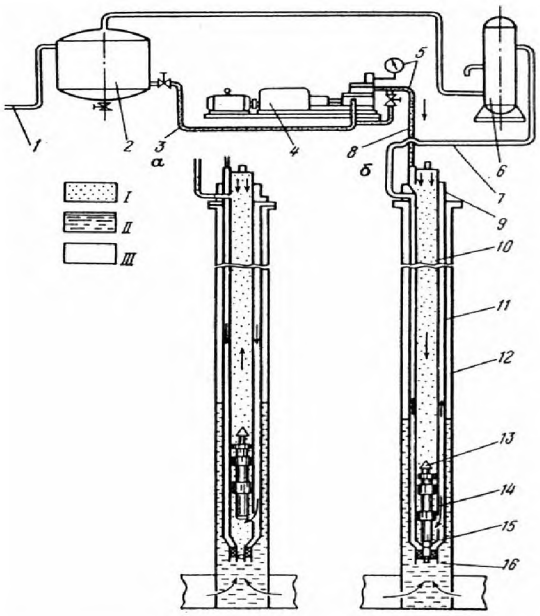


Рис. 6.11. Схема компоновки оборудования гидропоршневой насосной установки:
а – подъем насоса; б – работа насоса;
1 – трубопровод; 2 – емкость для рабочей жидкости; 3 – всасывающий трубопровод; 4 – силовой насос; 5 – манометр; 6 – сепаратор; 7– выкидная линия; 8 — напорный трубопровод; 9 — оборудование устья скважины; 10 – 63 мм трубы; 11 – 102 мм трубы; 12 – обсадная колонна; 13 – гидропоршневой насос (сбрасываемый); 14 – седло гидропоршневого насоса; 15 – конус посадочный; 16 – обратный клапан;
I – рабочая жидкость; II – добываемая жидкость; III – смесь отработанной и добытой жидкости

Насос *13*, сбрасываемый в трубы *10*, садится в седло *14*, где уплотняется в посадочном конусе *15* под воздействием струи рабочей жидкости, нагнетаемой в скважину по центральному ряду труб *10*.

Золотниковое устройство направляет жидкость в пространство над или под поршнем двигателя, и поэтому он совершает вертикальные возвратно-поступательные движения.

Нефть из скважин всасывается через обратный клапан *16*, направляется в кольцевое пространство между внутренним *10* и наружным *11* рядами труб. В это же пространство из двигателя поступает отработанная жидкость (нефть), т. е. по кольцевому пространству на поверхность поднимается одновременно добываемая рабочая жидкость.

При необходимости подъема насоса изменяют направление нагнетания рабочей жидкости – её подают в кольцевое пространство.

Различают гидропоршневые насосы одинарного и двойного действия, с раздельным и совместным движением добываемой жидкости и рабочей.

Преимущество гидропоршневых насосов – возможность автоматизации и дистанционного управления спуско – подъемных работ при замене насоса. ***Недостатки*** их связаны с необходимостью обустройства промысла громоздкой системой снабжения скважин рабочей жидкостью при тщательной ее очистке, которая требуется для успешной работы гидравлического двигателя. В качестве рабочей жидкости используется очищенная дегазированная нефть.

6.5. Погружные диафрагменные электронасосы

Диафрагменные насосы являются насосами объемного типа.

Основным рабочим элементом насоса является диафрагма, которая отделяет откачиваемую жидкость от контакта с другими элементами насоса.

Скважинный диафрагменный насос приводится в действие погружным электродвигателем, аналогичным используемому в установках с винтовыми насосами. Установка состоит из наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование аналогично оборудованию эксплуатации скважин винтовыми насосами.

Погружной агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, а питание электродвигателя осуществляется по кабелю, закрепляемому на колонне НКТ.

Установки погружных диафрагменных электронасосов УЭДН5 предназначены для эксплуатации малодебитных скважин преимущест-

венно с пескопроявлениями, высокой обводненностью продукции, кривыми и наклонными стволами с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 121,7 мм.

Содержание попутной воды в перекачиваемой среде не ограничивается. Максимальная массовая концентрация твердых частиц 0,2 % (2 г/л); максимальное объемное содержание попутного газа на приеме насоса 10 %; водородный показатель попутной воды pH=6,0÷8,5; максимальная концентрация сероводорода 0,001 % (0,01 г/л). Установки обеспечивают подачу от 4 до 16 м^3, давление 6,5÷17 МПа, к.п.д. 35–40 %, мощность электродвигателя 2,2÷2,85 кВт; частота вращения электродвигателя –1500 мин$^{-1}$, масса от 1377 до 2715 кг.

Погружной диафрагменный электронасос опускается в скважину на насосно–компрессорных трубах (ГОСТ 633-80) условным диаметром 42, 48 или 60 мм.

Электронасос – (насос и электродвигатель в одном корпусе) содержит асинхронный четырехполюсный электродвигатель, конический редуктор и плунжерный насос с эксцентриковым приводом и пружиной для возврата плунжера. Муфта кабеля соединяется с токовводом.

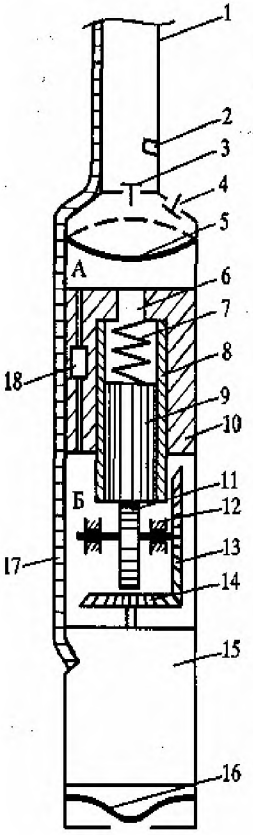


Рис. 6.12. Принципиальная схема погружного агрегата диафрагменной насосной установки:
1 – колонна НКТ; 2 – сливной клапан; 3 –нагнетательный клапан; 4 – всасывающий клапан; 5 – диафрагма; 6 – осевой канал; 7 – винтовая пружина; 8 – цилиндр; 9 – поршень; 10 – корпус; 11 – эксцентрик; 12 – опора; 13,14 – зубчатые колеса; 15 – погружной электродвигатель; 16 – компенсационная диафрагма; 17 – электрический кабель; 18 – специальный клапанный узел

Насос состоит из двух частей: верхней, в которой размещена круглая диафрагма 5, делящая эту часть на наддиафрагменную полость и являющаяся, по существу, насосом с нагнетательным клапаном 3 и всасывающим клапаном 4, и нижней поддиафрагменной полости А, которая заполнена маслом. Полость А образована диафрагмой 5, а также парой «цилиндр 8 – поршень 9», которые размещены в корпусе 10, в верхней части которого имеется осевой канал 6, сообщающийся с камерой А.

Сверху поршень подпружинен винтовой пружиной 7. Между погружным электродвигателем 15 и поршнем 9 имеется камера Б, также заполненная маслом. В нижней части поршень 9 контактирует с эксцентриком 11, закрепленным на оси в опоре 12. На этой же оси закреплено зубчатое колесо 13. Второе зубчатое колесо 14 закреплено на выходном валу погружного электродвигателя 15. Зубчатые колеса 13 и 14 образуют угловую зубчатую передачу. В нижней части погружного двигателя имеется компенсационная диафрагма 16. Электродвигатель, камеры А и Б заполнены одним и тем же маслом.

Камеры А и Б могут сообщаться через специальный клапанный узел 18, расположенный в корпусе 10. Камера А имеет строго определенный объем, а следовательно, и объем масла в ней. Утечки масла из камеры А через зазор «цилиндр–поршень» в камеру Б приводят к открытию клапанного узла 18 и восполнению масла в камере А. Излишки масла в камере А также сбрасываются в камеру Б клапанным узлом 18. Электрическое питание погружному электродвигателю подается по кабелю 17.

Принцип работы насоса.

Вращение вала двигателя приводит в действие угловую зубчатую передачу. Вместе с вращением зубчатого колеса 13 вращается эксцентрик 11, приводя в возвратно-поступательное движение поршень 9, прижатый к эксцентрику пружиной 7. На схеме рис. 9.52 показано нижнее положение поршня. Так как объем камеры А постоянен, пространство, освобожденное поршнем в цилиндре, заполняется маслом и диафрагма занимает нижнее положение, показанное на рисунке. За время движения поршня вниз давление в наддиафрагменной полости снижается, нагнетательный клапан закрывается, открывается всасывающий клапан, и продукция скважины поступает в наддиафрагменную полость. При ходе поршня вверх давление в камере А повышается, приводя к перемещению вверх и диафрагмы. Давление в наддиафрагменной полости повышается, всасывающий клапан 4 закрывается, а нагнетательный клапан 3 открывается; жидкость из наддиафрагменной полости вытесняется в колонну НКТ. Изменение объема камеры Б при движении поршня изме-

няет и объем масла в ней. Эти изменения компенсируются компенсационной диафрагмой 16.

6.6. Струйные насосы

Струйно–насосная установка представляет собой насосную систему механизированной добычи нефти, состоящую из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП; погружное оборудование – струйный насос с посадочным узлом (рис. 6.13).

Струйные насосы отличаются отсутствием подвижных частей, компактностью, высокой прочностью, устойчивостью к коррозии и абразивному износу, дешевизной. К.п.д.струйной установки приближается к к.п.д. других гидравлических насосных систем. Рабочие характеристики струйного насоса близки к характеристикам электропогружного насоса.

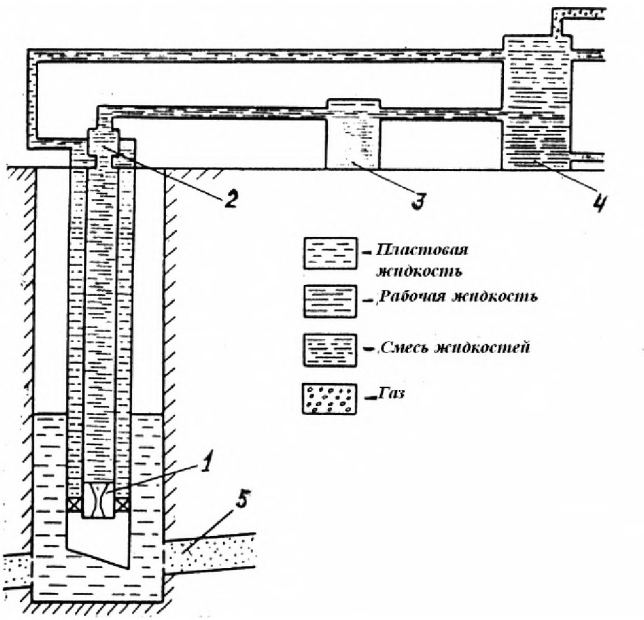


Рис. 6.13. Струйно-насосная установка:
1 – струйный насос; 2 – ловитель; 3 – силовой насос; 4 – сепаратор; 5 – продуктивный пласт

Струйный насос (рис. 6.14) приводится в действие под влиянием напора рабочей жидкости (лучше нефти или воды), нагнетаемой в НКТ *1*, соединенные с соплом *2*. При прохождении узкого сечения сопла струя перед диффузором *4* приобретает большую скорость и поэтому в каналах *3* снижается давление. Эти каналы соединены через полость насоса *5* с подпакерным пространством 6 и пластом, откуда пластовая жидкость всасывается в насос и смешивается в камере смешения с рабочей. Смесь жидкостей далее движется по кольцевому пространству насоса и поднимается на поверхность по межтрубному пространству (насос спускают на двух концентрических рядах труб) под давлением нагнетаемой в НКТ рабочей жидкости. Насос может откачивать высоковязкие жидкости и эксплуатироваться в сложнейших условиях (высокие температуры пластовой жидкости, содержание значительного количества свободного газа и песка в продукции и т. д.).

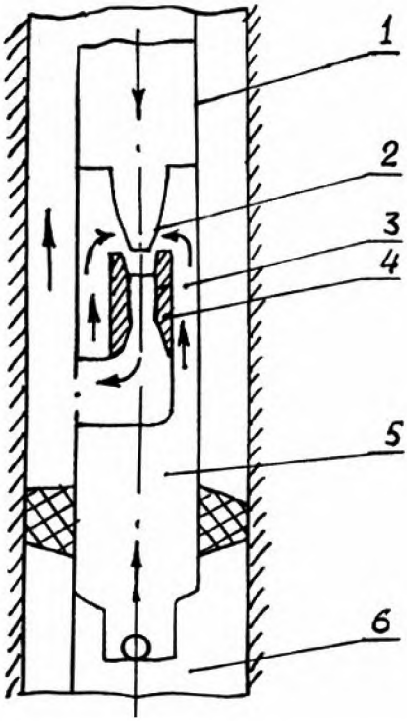


Рис. 6.14. Схема струйного насоса:
1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – сопло; 3 – каналы; 4 – диффузор; 5 – входная часть насоса; 6 – подпакерное пространство

По данным НИПИ Гипроморнефтегаз срок службы струйного насоса в абразивной среде не менее 8 месяцев, теоретический отбор жидкости до 4000 $м^3$/сут, максимальная глубина спуска – 5000 м, масса погружного насоса 10 кг.

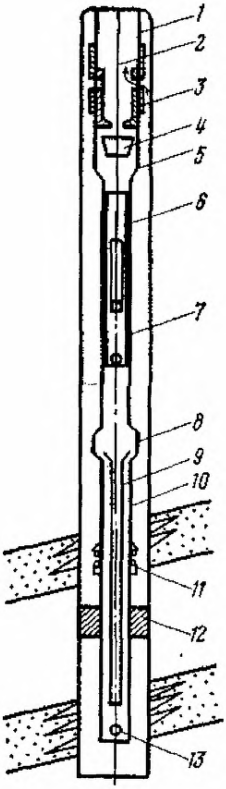
6.7. Раздельная эксплуатация пластов одной скважиной

Большая часть нефтяных месторождений сложена из нескольких продуктивных пластов. В ряде случаев свойства нефти и геологические условия залегания в них различны, что требует раздельной их разработки. Например, один из пластов содержит высокосернистую нефть большой вязкости, а другой – нефть с нормальными свойствами. При этом бурение своей сетки скважин на каждый пласт может оказаться экономически нерентабельным. В таких условиях возможна раздельная разработка этих пластов по одной и той же сетке скважин. Обычно вначале пласты эксплуатируются одной сеткой скважин с общим фильтром для уточнения их особенностей и условий их разработки. По результатам наблюдений устанавливают целесообразность такой разработки. При этом учитывают экономические факторы. Раздельная эксплуатация скважин связана с прекращением добычи нефти во всех объединенных одной скважиной пластах при ремонтных работах. С учетом этого экономия средств в результате совместной их разработки иногда не компенсирует потери при ремонте. При таком способе снизится коэффициент эксплуатации скважин (отношение фактического времени эксплуатации скважины к календарному).

Многопластовые месторождения разрабатываются как скважинами, пробуренными на каждый горизонт, так и скважинами, вскрывшими несколько горизонтов. Одновременная система разработки может быть осуществлена как отдельной сеткой скважин, так и совместной (одновременно – раздельной эксплуатацией – ОРЭ) с разобщителями или без них.

При выборе системы разработки следует учитывать одинаковый состав пластового флюида, крепость пород, их коллекторские свойства, чтобы не допустить быстрого обводнения одного из горизонтов, большую разность давлений, чтобы не было перетока из одного горизонта в другой и т. д.

Для совместной разработки одной сеткой скважин нескольких пластов одновременно предложено множество вариантов схем оборудования скважин. Описывая схему и способ объединения пластов, принято вначале называть способ разработки нижнего пласта. Поэтому возможны такие варианты: фонтан – фонтан, газлифт – фонтан, ЭЦН – фонтан и т. д.

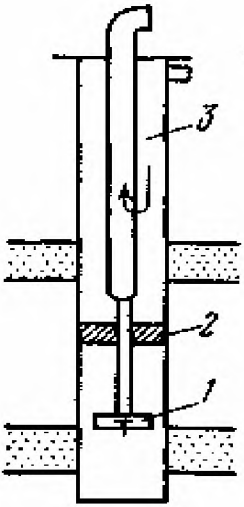


На рис. 6.15 показана схема оборудования скважины для раздельной разработки двух пластов (штанговым насосом нижнего пласта и фонтанным способом верхнего) со смешением продукции пластов в колонне насосных труб.

Рис. 6.15. Схема оборудования (типа 1УНФ) для раздельной разработки двух пластов по схеме насос – фонтан

Пласты разобщаются пакером 12. Ниже насосных труб 5 устанавливают хвостовик из двух рядов труб 9 и 10 и шаровой клапан 13. Внутренний ряд труб 9 подвешен на конусной опоре 8. Для закрепления в трубах 5 штангового насоса 7 применяют замковую опору 6. Золотниковый клапан 3 служит для прохода жидкости верхнего

фонтанного пласта в насосные трубы. Он открывается во время спуска насоса с помощью захвата 4, установленного на штангах 2. При подъеме насоса клапан 3 закрывается. Оборудование спускают на 89-миллиметровых трубах 1. На устье монтируют фонтанную арматуру с сальниковым уплотнением полированного штока. Дебит фонтанного пласта регулируется штуцером на устье. Вызов притока из обоих пластов производится одновременно до спуска насоса. Промывочная жидкость, нагнетаемая в трубы, минуя башмак трубы 9, через перепускной клапан 11 направляется в кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. После начала фонтанирования верхнего пласта по кольцевому пространству в скважину спускают насос 7. При этом клапан 3 открывается и продукция обоих пластов поднимается по трубам 1.



На рис. 6.16 показана компоновка оборудования для эксплуатации по схеме фонтан – газлифт или газлифт – газлифт с использованием дистанционного забойного штуцера 1. Пласты разобщены пакером 2. Продукция их смешивается и поднимается по НКТ 3. При необходимости изменения дебита нижнего пласта в насосно-компрессорных трубах создается с поверхности избыточное давление с помощью какого – либо насосного агрегата. В результате штуцер устанавливают в требующееся положение. Оба пласта начинают разрабатывать одновременно при освоении верхнего путем нагнетания газа в НКТ через пусковые клапаны.

Рис. 6.16. Схема компоновки оборудования для раздельной разработки двух пластов одной скважиной по схеме фонтан – газлифт или газлифт – газлифт с использованием забойного дистанционного штуцера

Дальнейшее направление развития техники контроля и регулирования при раздельной разработке пластов через одну скважину — подготовка регулирующих забойных устройств с ис-

пользованием беспроводных каналов связи устья скважины с забоем (индуктивные и другие виды связи).

Вопросы к разделу:

1. Перечислите основные узлы ШСНУ.
2. Объясните принцип действия глубинного насоса.
3. Как оборудуется устье скважины при глубиннонасосном способе?
4. Виды уравновешивания станков-качалок.
5. Объясните разницу между вставным и невставным насосом.
6. Что называется коэффициентом наполнения глубинного насоса?
7. Что называется коэффициентом подачи глубинного насоса?
8. Какие факторы учитывает коэффициент подачи?
9. Напишите формулу теоретической подачи глубинного насоса.
10. Какие виды бесштанговых насосов Вы знаете? Какой из них наиболее распространен?
11. В каких скважинах целесообразно применение ЭЦН?
12. Основные узлы установки погружного электроцентробежного насоса.
13. Для чего служит протектор?
14. На какие группы делятся электроцентробежные насосы?
15. Принцип работы газосепаратора, устанавливаемого на приеме ЭЦН.
16. Как оборудуют устье скважин при использовании ЭЦН?
17. Что является рабочими органами винтового насоса?
18. Объясните принцип действия винтового насоса.
19. Преимущества винтовых насосов.
20. Что входит в установку винтового насоса?
21. Основные части винтового насоса.
22. Из чего состоит гидропоршневая установка?
23. Объясните принцип работы гидропоршневой установки.
24. Преимущества и недостатки гидропоршневой установки.
25. В каких скважинах целесообразно применение диафрагменных насосов?
26. Объясните принцип работы диафрагменного насоса.
27. Из каких частей состоит установка струйного насоса?
28. Объясните принцип работы струйного насоса.
29. В каких случаях используют одновременно-раздельную эксплуатацию?
30. Какое оборудование применяют при ОРЭ?

7. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ

7.1. Отложения парафина

Нефти многих нефтяных месторождений парафинистые. В нормальных условиях парафины – твердые кристаллические вещества, в пластах же они чаще всего растворены в нефти. В соответствующих условиях парафин выпадает из нефти в осадок в виде тончайших кристаллов, которые могут оставаться во взвешенном состоянии и выноситься восходящим потоком нефти на поверхность. Отложения парафина на стенках подъемных труб уменьшают площадь их поперечного сечения, в результате чего возрастает сопротивление перемещению колонны штанг и движению жидкости.

По мере роста парафиновых отложений увеличивается нагрузка на головку балансира станка – качалки и нарушается его уравновешенность, а в случае сильного запарафинивания труб снижается и коэффициент подачи насоса. Отдельные комки парафина, попадая под клапаны, могут нарушить их герметичность.

Они могут также откладываться по пути движения в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, трапах, приемных резервуарах. Выпадению парафина из нефти способствует значительное понижение температуры вследствие расширения сопровождающего нефть газа с понижением давления или вследствие низкой температуры окружающей среды. Чем выше газовый фактор, тем больше эффект охлаждения нефти.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900 – 300 м до максимума на глубине 200 – 50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потоку и снижению дебита.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер. Поэтому защитные покрытия труб гидрофильными (полярными) материалами оказались весьма эффективными для борьбы с отложениями парафина. Для создания защитных покрытий применяют лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелито-эпоксидный модифицированный типа ЮЭЛ лаки), а также стекло, стеклоэмали.

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в

нефти. Такими реагентами могут быть как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Исследованиями установлено, что использование переменного магнитного поля увеличивает количество центров кристаллизации в потоке и предотвращает отложение парафина.

При тепловом методе борьбы с отложением парафина проводят периодическую закачку в затрубное пространство скважин горячей нефти (газоконденсата), перегретого пара или паровоздушной смеси. Под действием повышенной температуры парафин расплавляется и удаляется вместе с закачиваемой и добываемой жидкостью из подъемных труб, а также из выкидного трубопровода.

Скребки соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя установки типа АДУ-3 и УДС-1. Подъем автоматических летающих скребков происходит под действием напора газонефтяного потока. При штанговой насосной эксплуатации скребки крепят к колонне штанг.

Выкидные трубопроводы периодически очищают от парафина с помощью резиновых шаров (торпед), которые продвигаются под действием напора потока жидкости.

Таким образом, наиболее распространены следующие ***методы устранения парафина,*** при которых не требуются остановка скважины и подъем труб на поверхность:

- очистка труб механическими скребками различной конструкции, установленными на колонне штанг;
- нагрев подъемных труб паром или горячей нефтью, закачиваемой в затрубное пространство;
- нагрев подъемных труб электрическим током – электродепарафинизация;
- растворение парафина различными растворителями;
- покрытие внутренних поверхностей труб (подъемных и выкидных) лаками, эмалями или стеклом;
- применение стеклопластиковых труб.

7.2. Пескопроявление

При эксплуатации скважин, вскрывающих рыхлые, разрушающиеся коллекторы, разрушение скелета и вынос частиц породы на забой обусловлены превышением градиентов давления в призабойной зоне над допустимыми. Накопление на забое песка уменьшает дебит

скважины и может привести к различным нарушениям, например, к прихвату фонтанных труб.

Песок, поступающий из пласта вместе с нефтью, может образовать на забое песчаную пробку, в результате чего уменьшается или полностью прекращается приток нефти в скважину. При работе насоса песок, попадая вместе с жидкостью в насос, преждевременно истирает его детали, часто заклинивает плунжер в цилиндре.

Основные мероприятия по предохранению насоса от вредного влияния песка:

- регулирование отбора жидкости на скважины в основном в сторону его ограничения;
- применение насосов с плунжерами специальных типов (с канавками, типа «пескобрей»);
- подлив нефти в затрубное пространство скважин с целью уменьшения концентрации песка в струе жидкости, проходящей через насос, и увеличения скорости движения этой струи;
- применение трубчатых штанг;
- применение песочных якорей.

Для укрепления призабойной зоны в рыхлых слабосцементированных породах используют фенолформальдегидные, карбамидные и другие смолы, а также фенолспирты. Используемые смолы должны иметь достаточно малую вязкость в жидком состоянии для проникновения в пористую среду, разделяться в пласте на твердую и водяную фазы и хорошо смачивать пески. Жидкая смола, закачиваемая в пласт, обволакивает частицы песка и при затвердении выполняет роль цементирующего материала. Водяная фаза, занимающая внутренние каналы, удаляется при освоении скважин.

Чтобы не допустить значительного снижения проницаемости после обработки, в пласт закачивают конденсат или другую легкую углеводородную жидкость в количестве до трех объемов смолы.

Для укрепления призабойной зоны применяют также цементные или цементно-песчаные растворы.

При эксплуатации скважин в неустойчивых рыхлых коллекторах часто используют фильтры с большим числом отверстий малого диаметра. С помощью существующих перфораторов не удается создать отверстия малого диаметра. Поэтому фильтры изготовляют на поверхности и спускают затем на забой.

Очистка ствола скважины от песчаных пробок

Для возобновления эксплуатации скважины, в которой образовалась песчаная пробка, следует удалить весь скопившийся песок. В неглубоких скважинах песчаные пробки небольшой мощности в основном удаляют желонками. Обычная желонка представляет собой трубу диаметром 75–100 мм с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и с дужкой для прикрепления каната на верхнем. Длина такой трубы обычно не превышает 8 – 12 м.

Очистка ствола скважины от песчаных пробок желонками – длительная и малоэффективная операция. Предпочтительнее удалять песчаную пробку из скважины промывкой.

Песчаные пробки периодически промывают жидкостью или чистят гидробуром.

В качестве промывочной жидкости применяют нефть, воду (обработанную ПАВ), глинистый раствор, аэрированную жидкость, пену, плотность которых соответствует пластовому давлению. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса песчинок на поверхность. Возможны прямая, обратная, комбинированная и непрерывная промывки.

При прямой промывке жидкость закачивают в НКТ, вынос песка происходит по затрубному пространству. ***При обратной промывке*** создают поток в обратном направлении. Струя, выходящая из НКТ, лучше размывает пробку. Для улучшения разрыхления пробки на конец НКТ навинчивают различные наконечники (кососрезанную трубу, насадку, фрезу и др.). Однако при прямой промывке скорость восходящего потока меньше, чем при обратной промывке.

Поэтому **при комбинированной промывке** размыв осуществляют путем закачки в НКТ, а для выноса песка периодически переходят на обратную промывку. Промывочное устройство, которое устанавливают выше башмака НКТ, позволяет закачивать жидкость в затрубное пространство, размывать через башмак НКТ и осуществлять подъем по НКТ. При промывке трубы подвешивают на вертлюге подъемника, а жидкость поступает по промывочному шлангу. Для обратной промывки устье скважины герметизируют промывочной головкой (сальником). При непрерывной прямой промывке применяют промывочную головку, которая позволяет наращивать трубы почти без прекращения прокачки жидкости.

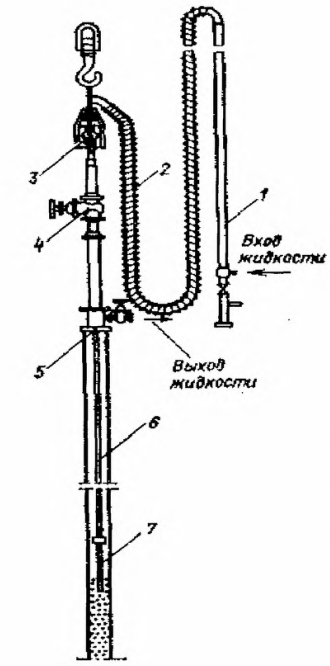


Рис. 7.1. Схема прямой промывки скважины:
1 – стояк; 2 – гибкий шланг; 3 – вертлюг; 4 – предохранительная задвижка; 5 – устьевой тройник; 6 – промывочные трубы (НКТ); 7 – насадка для увеличения скорости выходящей струи рабочей жидкости

7.3. Отложения солей и борьба с ними

Отложения солей могут происходить практически на всем пути движения воды – в пласте, скважине, трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти.

Причинами отложения солей считают:

а) химическую несовместимость вод (например, щелочных с жесткими), поступающих в скважины из различных горизонтов или пропластков;

б) перенасыщенность водно-солевых систем при изменении термодинамических условий.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин, а в ряде случаев они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Основными компонентами солей могут быть либо гипс, либо карбонаты кальция и магния. В состав входят также диоксид

кремния, оксидные соединения железа, органические вещества (парафин, асфальтены, смолы) и др. Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта. Различный состав и структура отложений требуют индивидуального подхода к выбору метода борьбы с ними на каждом конкретном месторождении.

Все методы борьбы с отложениями солей можно подразделить на две группы:

1) методы предотвращения выпадения солей;
2) методы удаления отложений солей.

Наиболее приемлемый метод предотвращения выпадения солей в трубах – применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений). Их периодически закачивают в пласт и закачивают в затрубное пространство добывающих скважин.

Менее эффективно воздействие на растворы магнитными силовыми полями и ультразвуком, а также использование защитных покрытий (стекло, высокомолекулярные соединения). Для борьбы с отложением солей в нефтеводосборных трубопроводах рекомендуется установка у устья специальных гипсосборников.

Отложения солей удаляют с помощью химических реагентов и, в крайнем случае, разбуривают долотом.

При химическом методе удаления осадки гипса преобразовывают в водорастворимую соль сульфата натрия (калия) и в осадки карбоната или гидроксида кальция, которые затем растворяют солянокислотным раствором и промывают водой. В качестве преобразовывающих реагентов эффективно использование карбоната и бикарбоната натрия или калия, а также гидроксидов щелочных металлов. Реагент вводят в интервал отложений, периодически его прокачивают или даже осуществляют непрерывную циркуляцию. Затем проводят СКО и промывают водой.

7.4. Гидратообразование

При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, происходит конденсация паров воды и накопление ее в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутан) при взаимодействии с водой способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами.

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных и регулирующих

приборов. Очень часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Для **предотвращения образования гидратов** в скважинах применяют следующие методы:

- устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- непрерывно или периодически нагнетают на забой скважины антигидратные ингибиторы (метанол);
- применяют футерованные насосно-компрессорные (подъемные) трубы;
- систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость;
- устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

К наиболее эффективным и распространенным из перечисленных способов предупреждения образования гидратов относится способ ввода в газовый поток **метанола, т. е. метилового спирта (CH3OH),** понижающего точку замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше.

В природных газах кроме паров воды и конденсата могут содержаться также различные твердые примеси (песок, кристаллы солей). Твердые частицы в газе разъедают и истирают оборудование и газопроводы, нарушают герметичность арматуры.

Для очистки газа от жидких и твердых примесей у скважин устанавливают газосепараторы.

7.5. Вредное влияние газа и песка на работу штангового насоса

Все мероприятия режимного и технологического характера по снижению вредного влияния газа и песка на работу штангового насоса обычно дополняются применением защитных приспособлений у приема насоса – газовых, песочных якорей или комбинированных газопесочных якорей.

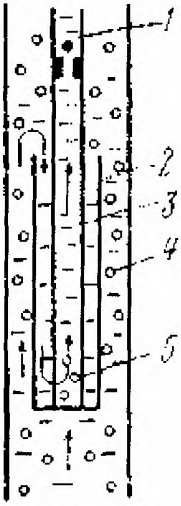


Рис. 7.2. Схема однокорпусного газового якоря

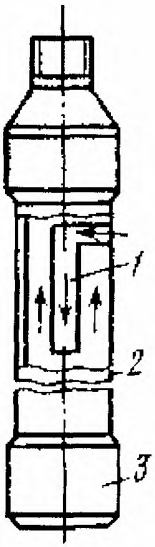


Рис. 7.3. Схема песочного якоря

На рис. 7.2 показана схема однокорпусного газового якоря. Жидкость в насос поступает через верхнее сечение корпуса 2 и далее направляется к отверстиям 5 в нижней части центральной трубки 3. Верхняя ее часть соединена с всасывающим клапаном 1. Газовые пузыри 4, выделяясь из жидкости, поднимаются по затрубному пространству, минуя насос. Изменение направления движения струи во время входа в якорь и потеря скорости при повороте способствуют интенсивной сепарации газа.

Принцип действия песочного якоря (рис. 7.3) аналогичен газовому. Жидкость с песком попадает в якорь через трубку 1 и при повороте струи песок осаждается в нижней части корпуса 2. По мере накопления песка якорь с насосом извлекают на поверхность и очищают через заглушку 3. Песочные якоря можно использовать при незначительном выносе песка. В скважинах, в продукции которых содержится много песка, применяют насосы с плунжером типа пескобрей и другие, способные откачивать жидкости, содержащие песок.

Для лучшего выноса песка иногда успешно применяют насосные установки с полыми (трубчатыми) штангами. В качестве таких штанг используют насосно-компрессорные трубы диаметрами 33, 42, 48 мм.

Трубчатые штанги являются одновременно и звеном, передающим плунжеру насоса движение от станка-качалки, и трубопроводом для откачиваемой из скважины жидкости. Эти штанги присоединяют к плунжеру с помощью специальных переводников.

7.6. Подземный ремонт скважин

При эксплуатации скважин любого назначения (нефтяных, газовых, нагнетательных и др.), так же как и при эксплуатации любого другого инженерного сооружения, необходимо периодически их ремонтировать.

Комплекс работ, связанных со спуском в скважины и подъемом труб, штанг, насосов или каких-либо инструментов, называется ***подземным ремонтом.***

Подземный ремонт скважин в зависимости от вида и сложности работ условно разделяют на текущий и капитальный.

7.6.1. Текущий ремонт

К текущему подземному ремонту относятся:

- замена насосов,
- замена труб и штанг или изменение характера их подвески,
- очистка скважин от песчаной пробки,
- несложные ловильные работы (ловля оборвавшихся штанг и других предметов в колонне насосно – компрессорных труб).

Эти работы выполняют бригады по подземному ремонту скважин, организуемые на каждом предприятии по добыче нефти и газа.

Бригады по подземному ремонту скважин работают повахтенно. В состав вахты (смены) входят обычно три человека: двое (оператор с помощником) работают у устья скважины, третий (тракторист или моторист) – на лебедке подъемного механизма.

Оборудование и инструмент для проведения подземного ремонта скважин

Все подземные и капитальные ремонты скважин, а также операции по обработке призабойных зон сопровождаются спуском в скважину и подъемом из нее труб, штанг, различных инструментов. По-

этому над устьем скважины на время проведения ремонтных работ должны быть установлены подъемное сооружение (вышки или мачты) соответствующей высоты и подъемный механизм (механизированные лебедки, смонтированные на тракторах или автомобилях).

На нефтяных и газовых промыслах широко распространены подъемные агрегаты для подземного ремонта скважин, в которых вышка и лебедка размещены на одной транспортной базе—тракторе или автомобиле.

Схема оснащения вышки или мачты для проведения спуско-подъемных операций с трубами, штангами и различными инструментами приведена на рис. 7.4.

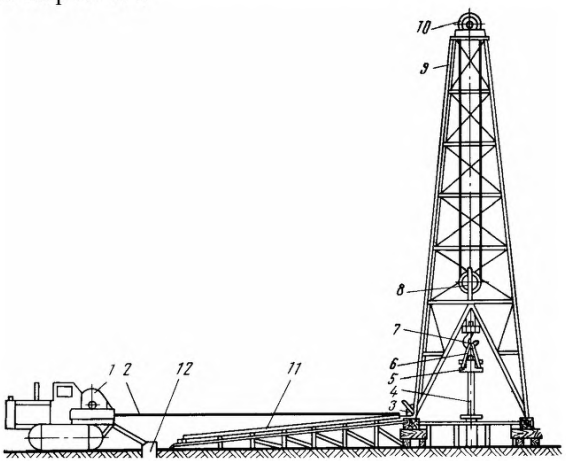


Рис. 7.5. Оборудование устья скважины для подземного ремонта:
1 – тракторный подъемник; 2 – стальной канат; 3 – оттяжной ролик; 4 – насосно - компрессорные трубы; 5 – элеватор; 6 – штропы; 7 – крюк; 8 – талевый блок; 9 – вышка; 10 – кронболок; 11 – мостики; 12 – упор для трактора

Вышка оснащается талевой системой с крюком, на котором при помощи специальных приспособлений подвешивается поднимаемый груз (трубы, штанги). Неподвижные ролики полиспаста, собранные в один узел, называемый кронблоком, устанавливаются на верхней площадке вышки. Обычно все ролики кронблока свободно насажены на один вал, укрепленный на массивной раме. В кронблоке может быть от трех до пяти роликов в зависимости от требуемой грузоподъемности талевой системы.

Подвижные ролики талевой системы также собраны в один узел, называемый талевым блоком. Здесь также все ролики свободно насажены на одном валу.

Талевый блок висит на стальном канате, который поочередно пропускается через ролики кронблока и талевого блока и обратно в том же порядке. Неподвижный конец каната закреплен у основания вышки, а подвижный конец прикреплен к барабану лебедки.

Во избежание опрокидывания вышки при подъеме или спуске колонны труб подвижный конец каната перед закреплением его у барабана лебедки в большинстве случаев пропускается через оттяжной ролик, укрепленный у основания вышки.

Таким образом, талевый блок, крюк и подвешенные на нем трубы висят на нескольких канатах (струнах). Число струн составляет от 2 до 8; в соответствии с этим нагрузка на рабочий конец каната и на лебедку в 2 – 8 раз меньше веса груза на крюке.

При вращении барабана лебедки канат навивается на барабан и происходит подъем труб. Спуск производится под действием веса труб.

При работе с легкими инструментами (желонки при чистке пробок, укороченные колонны насосных штанг и т. п.) канат от барабана лебедки перекидывают через один ролик на кронблоке непосредственно к подвешиваемому инструменту или крюку. В этом случае система работает без применения талей.

При работах, связанных с вращением колонны труб (например, при разбуривании цемента), над устьем скважины, как и при бурении, устанавливают ротор.

Стационарные вышки и мачты используются только при ремонтах скважин, все остальное время они бездействуют. В общем балансе времени эксплуатируемых скважин подземные ремонты занимают в среднем 2–3 %; следовательно, подъемные сооружения используются только около 6–10 дней в году. Поэтому с целью более рационального использования подъемных сооружений и механизмов применяют передвижные мачты, а также подъемники, несущие собственную мачту.

Эксплуатационные вышки обычно изготовляют из отработанных бурильных и насосно-компрессорных труб высотой 24 и 28 м, грузоподъемностью 50 и 75 т. Нижнее основание имеет размеры 8х8 м, верхняя площадка—2х2 м.

Мачты имеют высоту 15 и 22 м с соответствующей грузоподъемностью 15 и 25 т. Мачта устанавливается над устьем скважины с небольшим углом наклона и укрепляется оттяжками.

Передвижные мачты устанавливают на тележках и транспорти-

руют от скважины к скважине трактором. Они изготовляются из обсадных труб двуногими, телескопическими.

В подъемниках, несущих собственную мачту, транспортной базой служат трактора и автомобили. Такие подъемники имеют грузоподъемность от 16 до 80 т.

Для спуска в скважину труб и штанг и подъема их из скважины применяется ***комплект инструментов***, состоящий из трубных и штанговых элеваторов и ключей, а также различные приспособления, ускоряющие проведение работ и обеспечивающие их безопасность.

Трубные элеваторы служат для захвата трубы под муфту и удержания колонны труб на весу при спуске и подъеме их. Трубный элеватор представляет собой массивный литой или кованый хомут с отверстием посредине под трубу и с боковыми проушинами под штропы. Диаметр отверстия в элеваторе соответствует наружному диаметру поднимаемых или спускаемых труб. Часть одной стенки элеватора раскрывается для ввода в него трубы. После того как труба будет заведена в элеватор, стенка при помощи рычага закрывается.

Спуск и подъем насосных штанг также производится с помощью легких стальных хомутов, называемых штанговыми элеваторами.

Для свинчивания и развинчивания труб применяют цепные и шарнирные ключи, а для этих же операций со штангами — штанговые ключи.

Любой ремонт в скважине сопровождается подъемом и спуском труб или штанг. Такие работы называют ***спуско-подъемными операциями.***

В зависимости от характера подземного ремонта спуско-подъемные операции занимают от 40 до 80 % всего затрачиваемого на ремонт времени, т. е. практически они определяют общую продолжительность подземного ремонта.

Трубы из скважины поднимают после снятия устьевой арматуры. При ремонте же насосной скважины сначала отсоединяют верхнюю штангу (сальниковый шток) от станка-качалки и отводят в сторону головку балансира.

При ручном свинчивании и развинчивании трубы поднимают в такой последовательности. Всю колонну спущенных в скважину труб подвешивают на крюке при помощи элеватора, который поддерживает колонну труб за муфту. После того как трубы подняты на некоторую высоту и муфта второй трубы показалась над устьем скважины, под эту муфту подкладывают второй элеватор, который удерживает трубы от падения в скважину при отвинчивании первой трубы. Отвинченную трубу кладут на мостки перед вышкой, после чего процесс подъема

труб возобновляется и операции по отвинчиванию труб повторяются. Спускают трубы в скважину в обратном порядке.

При ремонте скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками, кроме насосно-компрессорных труб спускают и поднимают насосные штанги. Эти работы выполняют так же, как и при спуске и подъеме труб, но с применением штанговых элеваторов и штанговых ключей.

При спуско – подъемных работах наиболее трудоемкими операциями являются перенос элеваторов с мостков к устью скважины, а также свинчивание и развинчивание труб и штанг.

Для облегчения основных трудоемких работ при спуско – подъемных операциях широко применяют автоматы подземного ремонта (АПР). Автомат АПР с применением комплекса специальных инструментов позволяет осуществлять следующие операции:

1) автоматический захват и удержание колонны труб в специальном клиновом захвате или спайдере;

2) механическое свинчивание и развинчивание труб;

3) автоматическое ограничение усилия свинчивания;

4) автоматическое центрирование колонны труб в скважине.

Автомат АПР (рис. 7.6) состоит из вращателя 3 с установленным на нем водилом 4 для вращения трубного ключа, который укреплен на отвинчиваемой или завинчиваемой трубе, и спайдера 9, удерживающего на весу колонну труб.

Подъем и опускание плашек спайдера автоматизированы; они осуществляются движением трубы вверх или вниз.

При движении вверх труба, увлекая за собой плашки, несколько приподнимает их, а под действием груза подвеска с плашками поднимается и устанавливается в нерабочее положение.

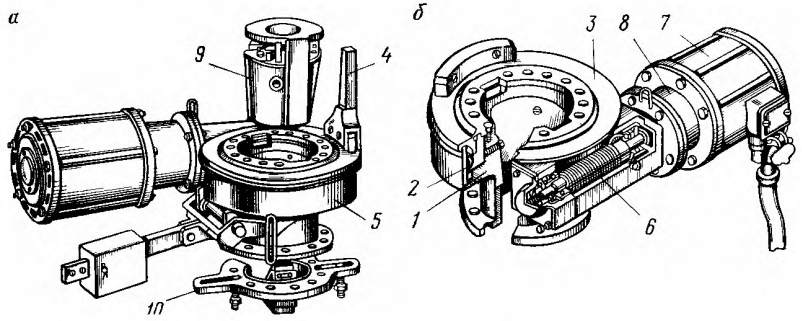


Рис. 7.6 Автомат АПР:

а – автомат с центратором; б – разрез автомата

При спуске трубы элеватор садится на подвеску и она вместе с плашками опускается. Когда плашки касаются трубы, она захватывается ими и заклинивается, а между нижней плоскостью элеватора и верхней плоскостью подвески образуется зазор, что позволяет свободно снять элеватор с трубы. Вращение водилу передается от электродвигателя 7 через червячную пару 6 и 2. Червячное колесо 2 свободно вращается на корпусе автомата 1 в кожухе 5. Между автоматом и электродвигателем предусмотрена муфта 8 ограничения момента вращения, отрегулированная на определенное усилие при свинчивании труб. Корпус автомата связан болтами с центратором 10.

Для механизации процессов свинчивания и развенчивания насосных штанг применяют штанговые ключи АШК и МШК (автоматические и механические ключи), принцип действия которых аналогичен вышеописанным автоматам АПР.

Для облегчения труда рабочих при проведении отдельных операций по подземному ремонту скважины используют различные приспособления малой механизации; направляющие воронки для труб и штанг, лотки или салазки для оттаскивания труб на мостки, вилки для подтаскивания труб, переносные столики для ручного инструмента и т. п.

7.6.2. Капитальный ремонт скважин

Более сложные работы относятся к категории капитального ремонта скважин:

- ликвидация аварий с подземным оборудованием (ловля и извлечение оборванных труб);
- исправление поврежденных эксплуатационных колонн;
- изоляция пластовых вод;
- переход на другой эксплуатационный объект;
- ликвидация скважин.

Такие работы выполняют специализированные бригады по капитальному ремонту скважин.

Эти же бригады обычно выполняют все операции по обработке призабойных зон (гидравлический разрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, кислотная обработка, виброобработка и др.).

К капитальному ремонту скважин относятся наиболее сложные виды подземных ремонтов, часто требующие применения специального оборудования: буровых станков, турбобуров, бурильных труб, цементировочных агрегатов и т. п.

Наиболее характерные работы при капитальном ремонте сква-

жин: ремонтно-изоляционные, ремонтно–исправительные, ловильные.

Ремонтно–изоляционные работы заключаются в ликвидации прорыва в скважину посторонних вод (верхних или нижних по отношению к эксплуатируемому нефтяному горизонту или пропластку). Приток посторонней воды в скважину обычно ликвидируют путем цементирования ствола скважины в заданном интервале.

При прорыве верхних вод осуществляется цементирование затрубного пространства под давлением. В случае притока подошвенных вод применяют разные способы изоляции:

- обычное цементирование низа скважины с подъемом фильтровой зоны на вышезалегающие слои;
- задавка в пласт цементных растворов;
- гидроразрыв пласта с последующей задавкой в пласт реагента, образующего при взаимодействии с пластовой водой водонепроницаемую зону и т. п.

Для всех видов цементирования используют тампонажный цемент такого же качества, как и при бурении.

Ремонтно-исправительные работы: исправление смятий, сломов и трещин в колоннах и замена испорченной части колонны.

Причины повреждения эксплуатационных колонн бывают различные. Колонна на каком-то участке может быть ослаблена из-за уменьшения толщины стенки или дефекта в резьбовом соединении. В этом месте обязательно скажется разрушительное действие напора вод или давление породы. Резкое снижение уровня жидкости в скважине, вследствие чего внешнее давление на колонну может превысить допустимое, также может привести к повреждению колонны. Кроме того, при выносе из призабойной зоны скважины в процессе ее эксплуатации большого количества песка могут происходить обвалы породы, залегающей выше дренируемого пласта, что также приводит к смятию и слому колонны. Смятые участки колонны выправляются оправочными долотами или специальными оправками, спускаемыми в скважину на бурильных трубах.

Если дефект в колонне устранить долотами не удается, участок смятия офрезеровывают плоскими или коническими фрезерами. Выправленный участок укрепляют цементным кольцом, для чего за колонну под давлением нагнетают цементный раствор.

Ловильные работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента занимают особое место в капитальном ремонте. Наиболее сложны работы по захвату и извлечению труб, т. к. колонна насосно-компрессорных труб, упавшая в скважину, при ударе о забой изгибается по всей длине и заклинивается в эксплуатационной колонне. Кроме того, иногда трубы при ударе о забой ломаются в несколь-

ких местах и располагаются в скважине рядами. Трубы могут также врезаться в пробку, если она имеется в скважине.

Прихваченные трубы освобождают обычно расхаживанием, т. е. попеременной натяжкой и посадкой колонны труб. Для обеспечения освобождения создают нефтяную ванну или проводят промывку.

Для ловли и извлечения из скважины НКТ применяют неосвобождающиеся и освобождающиеся ловильные инструменты: труболовки, метчики, колокола и овершоты. Работа труболовок основана на захвате трубы внутренними или внешними плашками, метчика и колокола – на нарезании в теле извлекаемых труб соответственно внутренней и внешней резьбы, а овершота – на защемлении муфты неприхваченных в скважине труб пластинчатыми пружинами. Штанги извлекают с помощью плашечных ловителей. Для выравнивания верхнего конца труб или штанг применяют конусный райбер или режуще-истирающие кольцевые фрезеры. Для сплошного фрезерования аварийных труб, штанг и других предметов применяют забойные фрезеры. Предварительно перед извлечением упавших труб с помощью печати устанавливают местонахождение и определяют состояние их конца. Затем применяют соответствующий инструмент.

Для извлечения из скважины каната или кабеля используют удочки с неподвижными и шарнирными крючками, которые спускают на трубах. Если верхний конец каната находится на устье, а нижний – прихвачен, то с помощью канаторезки его обрезают непосредственно у места прихвата.

Для чистки ствола скважины от различных посторонних предметов (кувалды, цепи от ключей, плашки, кирпич, куски дерева и т. п.) применяют магнитные, забойные и торцевые фрезеры, паук, ерш, сверла, пикообразные долота и др.

Зарезка второго ствола

Ее осуществляют в тех случаях, когда нарушенную часть ствола скважины не удается отремонтировать. Для вскрытия «окна» в колонне, через которое в последующем предполагается бурить второй ствол, применяют райбер-фрезер совместно с отклонителем. Месторасположение «окна» целесообразно выбирать на глубине, где имеется только одна колонна, между двумя муфтовыми соединениями.

Консервация скважин

Скважину при необходимости консервируют так, чтобы была обеспечена возможность повторного ввода ее в эксплуатацию. Характер проводимых работ зависит от способа эксплуатации, значения пластового давления и срока консервации.

При консервации скважину необходимо заглушить и заполнить промывочной жидкостью (буровой раствор, вода), обработанной ПАВ. Она должна обеспечить давление на пласт на 5–10 % выше пластового,

если оно не превышает гидростатического давления, и на 10–15 % – если превышает. В первом случае при консервации на срок более одного года и во втором случае при консервации на любой срок в стволе выше верхних отверстий фильтра устанавливают цементный мост высотой 25 м. При консервации чисто нефтяных скважин на срок до шести месяцев установка цементного моста не обязательна.

Для предотвращения замерзания устье и верхняя часть колонны заполняются незамерзающей жидкостью (соляровое масло, 30 %–ный раствор хлористого кальция, нефть).

Работы по ликвидации скважин после прекращения их эксплуатации также относятся к капитальным подземным работам. Иногда приходится ликвидировать скважины, например, если ремонтные работы не дали положительных результатов, дальнейшее их проведение и использование признаны нецелесообразными или скважины расположены в зонах застроек, стихийных бедствий (землетрясения, оползни) и др.

Неликвидированные скважины могут быть причиной внутрипластовых перетоков, загрязнения источников питьевой воды, загазованности территории, что недопустимо с позиций охраны недр и окружающей среды.

В ликвидируемых скважинах при возможности вырезают и извлекают спущенные в них обсадные трубы, а ствол цементируют, заливают глинистым раствором или засыпают сухой глиной. Вскрытые проницаемые пласты перекрывают цементными пробками (мостами).

Вопросы по разделу:

1. Причины отложений парафина в скважинах.
2. Методы борьбы с парафиноотложением в скважинах.
3. Методы предупреждения пескопроявления в скважинах.
4. Методы крепления призабойной зоны скважин.
5. Как проводят промывку песчаной пробки?
6. Причины отложения солей в скважинах.
7. Какими методами можно удалить отложение солей?
8. Что называется гидратами природного газа?
9. Какие методы борьбы с гидратами существуют?
10. Охарактеризуйте реагент – метанол.
11. Назначение и принцип действия газового якоря.
12. Назначение и принцип действия песочного якоря.
13. Какие работы относятся к текущему подземному ремонту?
14. Какое оборудование применяется при подземном ремонте?
15. Какие операции позволяет осуществить АПР?
16. Какие виды работ относятся к капитальному ремонту скважин?

17. Как осуществляют ремонтно-исправительные работы?
18. Как осуществляют ликвидацию скважин?

ГЛОССАРИЙ

А

Автомат подземного ремонта (АПР) применяется для облегчения основных трудоемких работ при спуско-подъемных операциях.

Артезианское фонтанирование осуществляется только за счет гидростатического давления пласта, в скважине не происходит выделения пузырьков газа.

Б

Берма – насыпной остров для бурения и эксплуатации скважин на мелководье.

Бескомпрессорный газлифт – вид газлифта, при котором в качестве рабочего агента используют газ из газовых скважин с высоким давлением. При использовании газа из газовых пластов, вскрытых той же скважиной, газлифт называется ***внутрискважинным*** бескомпрессорным.

В

Виброобработка забоев скважин (вибрационное воздействие на призабойную зону скважины), которое состоит в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде гидравлических импульсов или резких колебаний давления, в результате чего происходит образование новых и расширение старых трещин и очистка призабойной зоны.

Вязкость (или внутреннее трение) – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Различают динамическую и кинематическую вязкость.

Г

Газлифт (газлифтный способ) – способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем нефти на поверх-

ность происходит за счет энергии газа, закачиваемого в добывающую скважину.

Газлифтный клапан – приспособление, посредством которого устанавливается или прекращается связь между межтрубным пространством скважины и подъемными трубами при газлифтном способе эксплуатации. Существуют пусковые и рабочие клапаны.

Газовая шапка – слой природного газа над нефтью в пласте.

Газовый фактор – количество газа, выделившееся из добытой нефти на поверхность. Единицы измерения газового фактора ($м^3/м^3$ или $м^3/т$).

Геотермический градиент – повышение температуры с изменением глубины на 1 м. Геотермические градиенты в различных районах меняются от 0,011 до 0,055 °С/м.

Гидравлический разрыв пласта (гидроразрыв, ГРП) – образование и расширение в пласте трещин при создании высоких давлений на забое скважин жидкостью, закачиваемой в скважину. В образовавшиеся трещины нагнетают отсортированный крупнозернистый песок для того, чтобы не дать трещине сомкнуться после снятия давления.

Гидрат природного газа – неустойчивое твердое кристаллическое вещество по внешнему виду похожее на рыхлый снег с желтоватым оттенком, представляющее собой физико-химическое соединение воды с углеводородными и неуглеводородными газами. Гидраты могут образовываться в скважинах, сборных и магистральных трубопроводах, а в некоторых случаях и в пластах – газогидратные залежи.

Гидропескоструйная перфорация – один из методов вскрытия и повышения производительности скважин, при котором из сопла струйного аппарата с большой скоростью выбрасывается жидкость с песком, что вызывает бы-

строе абразивное разрушение обсадной колонны, цементного кольца и породы.

Гидростатическое давление – давление столба жидкости, Па, $P = \rho g H$, где Н– высота столба жидкости, м; ρ – плотность жидкости, кг/м^3; g – ускорение свободного падения тела, м/с^2.

Глинокислота – смесь соляной (HCl) и плавиковой (фтористоводородной) (HF) кислоты.

Глинокислотная обработка – вид обработки скважин, при которой используют глинокислоту. Глинокислотная обработка применяется в терригенных породах.

Д

Давление насыщения нефти газом – максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти.

Дебит скважины – производительность скважины в единицу времени (для нефтяных скважин – т/сут, бар/сут; для газовых – тыс. м^3/сут).

Динамический уровень – уровень жидкости, установившийся в затрубном пространстве скважины при ее работе.

Динамометрирование – исследование контроля за работой насосов в скважинах и для измерения нагрузок на штанги применяют особые приборы с пишущим устройством — динамографы.

Динамограмма — график изменения нагрузки в точке подвеса насосных штанг в зависимости от их перемещения.

Депрессия – разница между пластовым и забойным давлением.

Ж

Желонка – представляет собой трубу диаметром 75 – 100 мм с тарельчатым или шариковым клапаном на ниж-

нем конце и с дужкой для прикрепления каната на верхнем. Длина такой трубы обычно не превышает 8 – 12 м.

Жирный газ – газ, в котором тяжелые углеводороды содержатся в таких количествах, когда можно получать сжиженные газы или газовые бензины.

З

Забой скважины – нижняя часть, дно скважины.

Забойное давление – давление на ее забое скважины при её эксплуатации.

Задвижки – запорные устройства на трубопроводах, фонтанных арматурах.

Затрубное пространство **– кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами (НКТ)**.

И

Ингибитор – химический реагент, используемый для предотвращения осложнений при добыче нефти и газа. Существуют ингибиторы парафиноотложения, гидратообразования, солеотложений.

Ингибиторный клапан – устройство в газовых скважинах для подачи ингибитора из затрубного пространства в подъемные трубы.

К

Карбонатные породы – известняки, доломиты.

Клапан – отсекатель – устройство в газовых скважинах и высокодебитных фонтанных скважинах для предотвращения аварийных выбросов при неисправностях оборудования.

Коллекторы (коллекторские породы) – пористые и трещиноватые горные породы, проницаемые для жидкостей и газа и способные быть их вместилищем.

Колонная головка – служит для обвязки всех колонн, герметизации межколонного пространства и установки устьевого оборудования (арматуры), состоит из фланца, навинчиваемого на кондуктор, и пьедестала.

Конденсат (углеводородный конденсат) – смесь углеводородов от пентана и выше, которые в атмосферных условиях представляют собой жидкость.

Конструкция скважины **– совокупность обсадных колонн, их диаметр, глубина спуска и цементирования.**

Компенсатор – устройство, в котором находится масло для компенсации утечек через уплотнения и создания избыточного давления в полости погружного электродвигателя.

Коэффициент подачи установки штангового насоса – отношение действительной производительности штангового насоса $Q_Д$ к условной теоретической его производительности $Q_{УТ}$.

Коэффициент растворимости показывает какое количество газа растворяется в единице объема нефти при увеличении давления на единицу.

Коэффициент сверхсжимаемости – характеризует отклонение реального газа от идеального и определяется на основании приведенного давления $Р_{пр}$ и температуры $Т_{пр.}$

Л

Ловильные работы – работы по извлечению оборвавшихся труб и упавшего инструмента, один из видов капитального ремонта, наиболее сложны работы по захвату и извлечению труб.

Лубрикатор – устройство для спуска в скважину измерительных глубинных приборов. Устанавливается на буфере фонтанной арматуры.

М

Манифольд – система труб и отводов с задвижками или кранами – служит для соединения фонтанной арматуры с трубопроводом, по которому продукция скважины поступает на групповую замерную установку (ГЗУ).

Мачты передвижные – оборудование для подземного ремонта устанавливают на тележках и транспортируют от скважины к скважине трактором. Они изготовляются из обсадных труб двуногими, телескопическими. В подъемниках, несущих собственную мачту, транспортной базой служат трактора и автомобили.

Месторождение – совокупность залежей одного типа, в которых находится промышленное количество углеводородов. Месторождения классифицируют как нефтяные, газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, газонефтяные и нефтегазоконденсатные.

Многозабойные (многоствольные) скважины – скважины, имеющие одно устье и несколько стволов, отходящих от основного.

Н

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) – стальные трубы, спускаемые в скважину для ее эксплуатации при всех способах эксплуатации, выпускают НКТ следующих условных диаметров: 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 и 114 мм с толщиной стенок от 3,5 до 7 мм. Длина одной трубы составляет в среднем 8 м.

Насос скважинный вставной (НСВ) целиком собирают на поверхности земли и опускают в скважину внутрь НКТ на штангах. НСВ состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

Насос скважинный невставной (НСВ), трубный насос представляет собой цилиндр, присоединенный к НКТ и вместе с ними спускаемый в скважину, а плунжер спускают и поднимают на штангах.

Нефть – это жидкое горючее полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. По внешнему виду это маслянистая, чаще всего черного цвета жидкость, флюоресцирующая на свету. В состав нефти входят метановые или парафиновые **(C_nH_{2n+2}),** нафтеновые **(C_nH_{2n})** и ароматические **($C_{6n}H_{n-6}$)** углеводороды. Асфальто-смолистые вещества определяют цвет нефти в тонком слое от желтого, коричневого до черного.

О

Объемный коэффициент нефти – отношение объема нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти после дегазации, т. е. при «нормальных» условиях. Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 $м^3$ дегазированной нефти.

Освоение скважин – комплекс мероприятий по вызову притока нефти и газа из пласта в скважину. Методы освоения: снижение плотности жидкости, компрессорный метод, поршневание (свабирование).

Открытый забой – конструкция забоя скважины, при которой забой не обсаживается колонной и не перфорируется, применяется если пласт сложен устойчивыми породами и не содержит пропластков обваливающихся глин.

Относительная плотность газа по воздуху – отношение плотности газа к плотности воздуха при нормальных условиях.

П

Пакер – устройство для изоляции трубного и затрубного пространства в скважинах.

Парафины – углеводороды метанового (парафинового) ряда, твердые кристаллические вещества, в пластах они чаще всего растворены в нефти. В соответствующих условиях парафин выпадает из нефти в осадок в виде кристаллов, отлагаясь на стенках труб и призабойной зоне.

Периодический газлифт – газ нагнетается в скважину не непрерывно, а периодически через определенные промежутки времени по мере накопления в скважине нефти.

Перфорация – сообщение эксплуатационной колонны с пластом путем прострела отверстий в колонне, окружающем ее цементном кольце и в породе пласта при помощи перфораторов. *Виды перфорации:* кумулятивная, торпедная; гидропескоструйная, пулевая.

Песчаная пробка – накопление на забое скважины песка, выносимого из пласта. При этом продуктивность скважины снижается.

Пластовое давление – это давление, замеренное в закрытой скважине при отсутствии отбора из нее жидкости и газа.

Пласты – слои осадочных горных пород, отличающиеся друг от друга составом, структурой, твердостью и окраской слагающих их пород. Поверхность, ограничивающая пласт снизу, называется *подошвой;* поверхность, ограничивающая его сверху – *кровлей.*

Плотность нефти определяется ее массой в единице объема. Единица плотности в СИ – кг/м^3. Плотность нефти зависит от состава компонентов, входящих в нее, давления, температуры, количества газа, растворенного в нефти. Плотность нефти зависит от глубины залегания, уменьшаясь с увеличением глубины залегания.

Плунжер – полый поршень глубинного насоса.

Подземный ремонт скважин – комплекс работ, связанных со спуском в скважины и подъемом труб, штанг, насосов или каких-либо инструментов.

Полированный шток (устьевой шток, особая штанга) соединяет колонну штанг с канатной подвеской. Поверхность его полирована.

Поршневание (свабирование) – метод освоения скважин путем откачки жидкости из скважины при помощи специального поршня (сваба).

Пористость – наличие пустот в породе. Суммарный объем всех пустот в породе (пор, каверн, трещин) называют абсолютной или теоретической пористостью. Отношение суммарного объема пустот в породе ко всему объему породы - коэффициент пористости.

Объем пустот породы, взаимно сообщающихся между собой, называется эффективной пористостью

Призабойная зона скважины (ПЗС) – область продуктивного пласта, непосредственно примыкающая к скважине.

Промывка скважин прямая – способ промывки, при котором промывочная жидкость нагнетается в трубы, а смесь размытой породы и жидкости выходит на поверхность по межтрубному пространству между обсадной колонной и промывочными трубами**.**

Промывка скважин обратная – промывочная жидкость нагнетается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и промывочными трубами, а размытая порода поднимается по подъемным трубам.

Промывочные агрегаты – передвижные насосы, смонтированные на автомашине или на тракторе и работающие от их двигателя, применяемые для промывки скважин.

Проницаемость – способность породы пропускать через себя жидкость и газ при перепаде давления.

Р

Репер – отрезок трубы, который устанавливают на некоторой глубине на насосно-компрессорных трубах для эхолотирования скважин.

С

Скважина – горная выработка (вертикальная или наклонная) круглого сечения глубиной от нескольких метров до нескольких километров, сооружаемая в толще горных пород.

Соляно-кислотная обработка (СКО) – метод химической обработки ПЗС, при котором кислота растворяет карбонатные породы – известняки, доломиты, слагающие продуктивные горизонты нефтяных и газовых месторождений.

Спайдер – устройство, удерживающее на весу колонну труб при подземном ремонте скважин.

Способы эксплуатации скважин – способ подъема жидкости в стволе скважины, существуют способы: фонтанный, газлифтный и глубиннонасосный.

Спуско-подъемные операции – подъем и спуск труб или штанг при бурении и подземном ремонте скважин.

Статический уровень – уровень жидкости в неработающей скважине.

Сухой газ – природный газ, в котором не содержатся тяжелые углеводороды или содержание их незначительно.

Т

Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) – метод, основанный на образовании трещин в горной породе за счет энергии пороховых газов, образующихся при сгорании (взрыве) заряда в специальном аппарате.

Термокислотная обработка (термохимический метод) – обработка забоя скважины раствором горячей соляной кислоты, при котором нагревание производится за

счет теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и каким-либо веществом (металлическим магнием); затем производится обычная кислотная обработка.

Терригенные породы – пески, песчаники, глины.

Теплота сгорания – или теплотворная способность – это количество теплоты (кДж), которое выделяется при полном сгорании 1 $м^3$ газа или 1 кг жидкого или твердого топлива.

Тепловые методы воздействия на ПЗС – применяют при эксплуатации скважин, в нефтях которых содержится парафин или смола. Призабойную зону прогревают при помощи электронагревателей, газонагревателей, горячей нефтью, нефтепродуктами, водой и паром, а также путем термохимического воздействия на пласт.

Трубная головка – нижняя часть фонтанной арматуры, предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства.

У

Устье скважины – выход скважины на поверхность земли.

Устьевое оборудование – наземное оборудование скважин.

Ф

Фильтрация – процесс движения жидкостей и газа в пористой среде.

Фонтанирование – фонтанный способ эксплуатации, при котором добыча нефти осуществляется за счет природной пластовой энергии. Фонтанирование может происходить под влиянием гидростатического напора или энергии расширяющегося газа, или того и другого вместе.

Фонтанная арматура – оборудование устья фонтанной скважины, состоит из труб и клапанов и служит для

герметизации устья и регулирования дебита скважины. Существует тройниковая и крестовая арматура**.**

Х

Хвостовик – труба меньшего диаметра, спускаемая в скважину на колонне обсадных труб или насосно-компрессорных труб.

Ш

Шельф (континентальный шельф) – продолжение суши на дне моря.

Штанга насосная – стержень круглого сечения с утолщенными головками на концах, приводит в действие глубинный насос.

Штанговые ключи АШК и МШК (автоматические и механические ключи) применяют для механизации процессов свинчивания и развинчивания насосных штанг при подземном ремонте.

Штуцер – устройство для регулирования дебита фонтанных скважин, устанавливается на фонтанной арматуре.

Э

Экзотермическая реакция – химическая реакция, сопровождающаяся выделением тепла.

Эксплуатационная колонна – последняя обсадная колонна, предназначенная для подъема нефти или газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа).

Элеватор - устройство на вышке или мачте, которое поддерживает колонну труб на весу при бурении и подземном ремонте.

Элементный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов – углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком количественном преобладании первых двух – свыше 90 %. Макси-

мальное содержание остальных трех элементов может в сумме достигать 5–8 %.

Элементы скважины: устье – выход на поверхность; забой – дно; ствол или стенка – боковая поверхность.

Эрлифт – вид газлифта, если в качестве рабочего агента служит воздух.

Эстакады – металлические мостовые сооружения на металлических трубчатых сваях, забитых в морское дно.

Эхолотирование – измерение уровней жидкости в скважинах, оборудованных глубинными насосами при помощи эхолота.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

1. *Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М.* Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Учеб. для ВУЗов. –М.: Недра, 1988. 187 с.

2. *Бойко В.С.* Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для ВУЗов. –М.: Недра, 1990. 427с.

3. *Акульшин А.И. и др.* Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, Учеб. для техникумов.1989. 213с.

4. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.

5. *Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д., Степанов О.А.* Основы нефтегазового дела: Учеб. для ВУЗов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.307с.

6. *Элияшевский И.В.* Технология добычи нефти и газа. – М.: Недра, Учеб. для ВУЗов. – М.: Недра, 1976. 173 с.

7. *Середа Н.Г., Муравьев В.М.*. Основы нефтяного и газового дела. Учеб. для ВУЗов. 2-е изд., перераб. и доп. –М.: Недра, 1980. 287 с.

8. *Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др. под ред. К.Р. Уразакова.* Справочник по добыче нефти– М.: ООО«Недра-Бизнесцентр», 2000. 289 с.

9. В*асильевский В.Н., Петров А.И.* Исследование нефтяных пластов и скважин. –М: Недра, 1973. – 154 с.

10. *Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В.* Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Учеб. пособие для ВУЗов. – Алматы: РПК Дәуір, 2005. 288 с.

11. *Лалазарян Н.В.* Основы нефтегазового дела – Электронный учебник. – Алматы: КазНТУ, РЦИО МОН РК, 2001. 15МБ.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ ……..	3
1.	ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗА ……	8
1.1.	Состав нефти ……	8
1.2.	Физические свойства нефти ……...	8
1.3.	Состав и классификация природного газа ……	11
1.4.	Физические свойства газа ……...	12
1.5.	Гидраты природных газов ……..	13
2.	ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ ……	15
2.1.	Конструкция скважин ……	15
2.2.	Оборудование забоев скважин ……...	17
2.3.	Сообщение эксплуатационной колонны с пластом …….	20
2.4.	Освоение скважин ……...	21
2.5.	Оценка несовершенства скважин ……..	23
3.	ПРИТОК ЖИДКОСТИ И ГАЗА К СКВАЖИНЕ. ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ……..	26
3.1.	Условия притока жидкости и газа к скважинам ……...	26
3.2.	Задачи и существующие виды исследований скважин …..	29
3.3.	Исследования скважин на установившихся режимах ….	31
3.4.	Исследование скважин при неустановившемся режиме	34

3.5.	Исследования газоконденсатных скважин	35
4.	МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН	38
4.1.	Общая характеристика методов	38
4.2.	Химические методы (кислотные обработки)	39
4.3.	Гидравлический разрыв пласта	42
4.4.	Гидропескоструйная перфорация скважин	45
4.5.	Другие методы повышения производительности скважин	47
5.	СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	51
5.1.	Общая характеристика способов эксплуатации скважин	51
5.2.	Фонтанный способ эксплуатации	55
5.3.	Газлифтный способ эксплуатации скважин	63
5.4.	Эксплуатация газовых скважин	75
6.	ГЛУБИННОНАСОСНЫЙ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ...	85
6.1.	Эксплуатация скважин штанговыми насосами	85
6.2.	Эксплуатация скважин погружными электро-центро-бежными насосами	93
6.3.	Эксплуатация скважин винтовыми насосами	98
6.4.	Гидропоршневые насосные установки	101
6.5.	Погружные диафрагменные электронасосы	103

6.6. Струйные насосы 106
6.7. Раздельная эксплуатация пластов одной скважиной..... 108
7. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ 112
7.1. Отложения парафина 112
7.2. Пескопроявление 113
7.3. Отложения солей и борьба с ними 116
7.4. Гидратообразование 117
7.5. Вредное влияние газа и песка на работу штангового насоса 118
7.6. Подземный ремонт скважин 120
ГЛОССАРИЙ 129
Библиографическое описание 138
СОДЕРЖАНИЕ 140