

Энгельсский технологический институт (филиал) федерального государственного
бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.»

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Методические указания
к выполнению практических работ
по курсу «Основы нефтегазового дела»

15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
21.03.01 «Нефтегазовое дело»

очная и заочная формы обучения

Цель работы:

1. Ознакомиться с физическими свойствами продуктивных пластов.
2. Изучить режимы разработки нефтяных месторождений.
3. Изучить способы эксплуатации нефтяных скважин.

1. Физические свойства продуктивных пластов

Основными свойствами нефтегазовых пластов являются пористость, проницаемость и удельная поверхность пористой среды.

Пористость определяет способность пород вмещать воду, а также жидкие и газообразные углеводороды. Каналы, образованные порами, можно разделить на 3 группы:

- 1) сверхкапиллярные диаметром более 0,5 мм (движение нефти, газа и воды свободное);
- 2) капиллярные – от 0,0002 мм до 0,5 мм (фильтрация с участием капиллярных сил);
- 3) субкапиллярные – менее 0,0002 мм (жидкости перемещаться не могут, преобладают силы молекулярного взаимодействия).

Пористость нефтяных и газовых коллекторов изменяется в пределах 5 – 50% (преимущественно находится в пределах 10 – 25%).

Удельная поверхность породы это суммарная площадь поверхности пор и поровых каналов, приходящаяся на единицу объема образца. От величины удельной поверхности нефтеносных пород зависит их проницаемость. Удельная поверхность измеряется в $\text{м}^2 / \text{м}^3$ или $\text{м}^2 / \text{г}$ породы.

Под *проницаемостью* горных пород понимают их способность пропускать (фильтровать) через себя жидкости и газы при наличии перепада давлений. *Абсолютной* называют проницаемость пористой среды при фильтрации какой-либо одной фазы (воды, нефти или газа). Под *эффективной (фазовой)* проницаемостью понимают проницаемость пористой среды для жидкости или газа при наличии в породе другой жидкости или газа. *Относительной* проницаемостью называют отношение эффективной (фазовой) проницаемости к абсолютной.

Генри Дарси в 1856 г. сформулировал закон, описывающий процесс фильтрации жидкостей в пористой среде: *расход жидкости прямо пропорционален площади и градиенту давления и обратно пропорционален длине участка.*

$$Q = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \cdot F$$

здесь Q – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; K – проницаемость, м^2 ; μ – динамическая вязкость, $\text{Па} \cdot \text{с}$; L – длина участка, м; $\Delta P = P_1 - P_2$ – изменение напора по длине участка L , Па; F – площадь сечения, перпендикулярного потоку, м^2 .

Отсюда для проницаемости можно записать:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}$$

Физический смысл размерности проницаемости 1 м^2 заключается в том, что она характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. В нефтяной практике для характеристики проницаемости пород пользуются единицей измерения *Дарси (Д)*.

$$1 \text{ Д} = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2; 1 \text{ мД} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ Д}$$

Жюль Дюпюи вывел закон Дарси в радиальной форме (формула Дюпюи):

$$q = \frac{Kh(P_r - P_{wf})}{18.42 \cdot \mu \cdot B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

здесь q – дебет в установившемся режиме $\text{м}^3/\text{сут}$; K – эффективная проницаемость, мД; h – эффективная мощность пласта, м; P_r – давление на контуре питания, атм; P_{wf} – забойное давление, атм; μ – динамическая вязкость, сПз; B – объемный коэффициент, $\text{м}^3/\text{м}^3$; r_e – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

Для экспериментального определения абсолютной проницаемости через керн фильтруется газ, инертный к породе (азот, гелий и др.). Эффективную (фазовую) проницаемость определяют при совместной фильтрации через керн нефти и воды. Определение фазовых проницаемостей проводится при нескольких режимах, но не менее пяти. Величины фазовых проницаемостей рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} K_n &= Q_n \mu_n L / \Delta P F \\ K_v &= Q_v \mu_v L / \Delta P F, \end{aligned}$$

здесь индексы “н” и “в” относятся к нефти и воде соответственно.

Продуктивный пласт способен изменять свой объем при изменении давления. Это свойство называется *упругостью пласта*. До начала разработки продуктивный пласт находится под давлением, создаваемым весом вышележащих пород (горное давление), которому противодействует давление пластовых флюидов (газа, нефти, воды). При отборе нефти и газа пластовое давление снижается и под действием горного давления объем пласта уменьшается. Это приводит к дополнительному выталкиванию нефти и газа из пор.

Отношение объема нефти, вытесненной из определенного объема среды, к первоначальному объему содержащейся нефти называют *коэффициентом вытеснения*.

Капиллярное давление препятствует вытеснению флюидов нефти и газа из продуктивного пласта и контролирует их распределение по высоте залежи. Капиллярное давление описывается уравнением Лапласа (уравнением капиллярного давления):

$$P_k = 2\sigma \cdot \cos \theta / r$$

здесь σ – поверхностное натяжение; θ – краевой угол смачивания; r – радиус порового канала.

Поверхностное натяжение характеризует поверхностную энергию на границе двух несмешивающихся фаз: жидкость – газ, жидкость – жидкость, жидкость – твердое тело. Поверхностное натяжение на границе нефть – вода составляет 15÷30 мН/м.

Смачиваемостью называют стремление жидкости распространиться по поверхности твердого тела. По характеру смачиваемости породы делятся на гидрофильные, с промежуточной смачиваемостью и гидрофобные.

Основными параметрами воды, нефти и газа в пластовых условиях являются плотность, вязкость и объемный коэффициент.

Плотность это величина, определяемая как отношение массы вещества к занимаемому им объему. Плотность нефти зависит от её состава и изменяется в пределах от 0,73 до 1,04 г/см³.

Вязкость – это способность жидкостей оказывать сопротивление перемещению одних их частиц относительно других. Различают динамическую вязкость (единицы измерения Па·с, пуаз) и кинематическую вязкость (единицы измерения м²/с, стокс). Вязкость нефти зависит от её состава, а также от количества и состава растворенного в ней газа. Все нефти подчиняются общим закономерностям:

- 1) вязкость уменьшается при повышении температуры;
- 2) вязкость немного увеличивается при повышении давления.

В нефтегазовых месторождениях под действием высокого давления часть газа растворяется в нефти и пластовой воде. Количество газа, растворенного в единице объема жидкости, называют *газосодержанием*. Растворимость газов в жидкостях описывается законом Генри:

$$V_g = \alpha \cdot P \cdot V_{ж}$$

здесь V_g и $V_{ж}$ – объем газа и жидкости соответственно; α – коэффициент растворимости газа (газовый фактор); P – давление. Газосодержание нефти меняется в диапазоне 50 ÷ 500 м³/м³.

Давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти, называют *давлением насыщения*. Каждая нефть имеет свою величину давления насыщения, которая зависит от её состава, газосодержания и температуры. Давление насыщения важный параметр для определения условий разработки месторождения и работы скважин.

При растворении газа в нефти её объем увеличивается. Отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости на поверхности после её дегазации называют *объемным коэффициентом*.

$$b_n = \frac{V_{пл}}{V_{deg}}$$

Значение объемного коэффициента нефти, как правило, находится в пределах $1,1 \div 3,5$.

При добыче газа необходимо также учитывать взрываемость. Природный газ при соединении с кислородом воздуха обладает повышенной взрывоопасностью. Диапазон взрываемости метана в воздухе составляет 5,3 – 14,9%.

В нефтяных и газовых залежах почти всегда присутствуют пластовые воды, играющие важную роль в разработке месторождений. Пластовые воды содержат растворенные соли, которые выпадают из раствора при подъеме в скважине и забивают проходное сечение труб. По общей минерализации воды делятся на пресные (до 1 г/л), минерализованные (1 – 50 г/л) и рассолы (50 – 350 г/л).

2. Разработка нефтяных и газовых месторождений

Разработка нефтяного или газового месторождения это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение притока нефти и газа из залежи к забою скважин. Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки залежи переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Движение нефти и газа в пласте обусловлено следующими силами:

- Напор пластовых вод;
- Силы упругости пластовых флюидов и горных пород;
- Напор свободного газа;
- Силы расширяющегося газа, растворенного в нефти;
- Силы гравитации.

Вместе с тем, движению в пласте препятствуют:

- Внутреннее трение (вязкость);
- Капиллярные силы, удерживающие нефть в сужениях пор и каналах малого диаметра;
- Силы поверхностного натяжения, удерживающие нефть на стенках пор.

В зависимости от источника пластовой энергии, обуславливающей перемещение нефти и газа по пласту к скважинам, различают пять основных режимов работы залежей: водонапорный, упругий, газонапорный, режим растворенного газа и гравитационный.

При *водонапорном режиме* движение нефти в пласте происходит под действием краевых или подошвенных вод. Особенностью водонапорного режима является то, что поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемую нефть. Контур нефтеносности при этом непрерывно перемещается и сокращается. Эксплуатация скважины прекращается когда краевые воды достигают забоя. В случае водонапорного режима обеспечивается коэффициент нефтеотдачи пластов на уровне 0,5 – 0,8.

При *упругом режиме* основным источником пластовой энергии служат упругие силы воды, нефти и самих пород, сжатых в недрах под действием горного давления. В этом случае водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной. По мере извлечения нефти давление в пласте постепенно снижается и, соответственно, уменьшается дебет скважин. При упругом режиме водоносная часть пласта значительно больше нефтеносной. Коэффициент нефтеотдачи пластов в данном случае может достигать 0,8.

При *газонапорном режиме* источником энергии для вытеснения нефти является давление газа, сжатого в газовой шапке. Чем больше её размер, тем дольше снижается давление газа в ней. В месторождениях, работающих в газонапорном режиме, процесс вытеснения нефти сопровождается гравитационным эффектом. Газ, выделяющийся из нефти, мигрирует вверх, пополняя газовую шапку и оттесняя нефть в пониженную часть залежи. По мере понижения уровня газонефтяного контакта происходит прорыв газа к нефтяным скважинам и их эксплуатация прекращается. Коэффициент нефтеотдачи пласта при газонапорном режиме составляет 0,4 – 0,6.

При *режиме растворенного газа* основной движущей силой является давление газа, растворенного в нефти. По мере снижения пластового давления газ из растворенного состояния переходит в свободное. Пузырьки газа расширяясь выталкивают нефть к забоям скважин. Коэффициент нефтеотдачи при режиме растворенного газа является самым низким и составляет 0,15 – 0,3. Это связано с тем, что запас энергии газа зачастую истощается раньше, чем успевают отобрать значительные объемы нефти.

Гравитационный режим имеет место в тех случаях, когда давление в нефтяном пласте снижается до атмосферного, а имеющаяся в нем нефть не содержит растворенного газа. При данном режиме нефть стекает в скважину под действием силы тяжести и откачивается оттуда механизированным способом.

Зачастую в нефтяной залежи одновременно действуют различные движущие силы, и в этом случае добыча нефти идет в *смешанном режиме*. Возможны ситуации, когда один режим переходит в другой.

При разработке газовых месторождений режим растворенного газа и гравитационный режим не реализуются.

Для достижения более высоких технологических и экономических показателей разработки залежей применяются различные методы воздействия на нефтяные пласты. Данные методы можно разделить на 3 группы:

- методы поддержания пластового давления;
- методы, повышающие проницаемость пласта и призабойной зоны;
- методы повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов.

В настоящее время основным методом поддержания пластового давления является заводнение. Различают законтурное, внутриконтурное и площадное заводнение.

Законтурное заводнение применяют при разработке сравнительно небольших залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещенные за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности.

Внутриконтурное заводнение применяется для интенсификации разработки нефтяных залежей, занимающих значительную площадь. Сущность метода заключается в искусственном разделении месторождения на отдельные участки. Различают внутриконтурное рядное и внутриконтурное осевое заводнение. В первом случае нагнетательные скважины размещают в несколько параллельных рядов поперек контура нефтеносности, во втором – нагнетательные скважины располагаются вдоль оси контура нефтеносности.

При *площадном заводнении* каждую добывающую скважину окружают несколькими нагнетательными. Различают пятиточечную и семиточечную схемы площадного заводнения.

При организации заводнения используют следующие источники водоснабжения:

- Поверхностные (реки, озера и т.п.);
- Подземные водоносные пласты;
- Попутно добываемая вода с установок подготовки нефти.

Для расчета технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений используют математические гидродинамические модели, которые получают преобразованием геологических моделей за счет уменьшения числа ячеек с нескольких миллионов до сотен тысяч. Рассчитывается несколько вариантов с разным количеством скважин, уровнями добычи, конечным КИН и т.д., из которых выбирается оптимальный.

Для повышения проницаемости пласта и призабойной зоны применяют механические, физические и химические методы.

К *механическим методам* относятся гидравлический разрыв пласта и торпедирование скважин.

Гидроразрыв пласта производится путем закачки в него нефти, воды, нефтепродуктов или других жидкостей под давлением до 60 МПа. В результате в породах образуются трещины. Чтобы предотвратить их закрытие, в жидкость добавляют песок, стеклянные или пластмассовые шарики и т.п. Применение гидроразрыва наиболее эффективно при низкой

проницаемости пласта и призабойной зоны и позволяет увеличить дебет нефтяных скважин в 2 – 3 раза.

Торпедированием называют воздействие на призабойную зону взрывом. Для этого в скважине напротив продуктивного пласта подрывают заряд взрывчатого вещества (торпеда). Ударная волна, образующаяся при взрыве торпеды, проходит через скважинную жидкость, достигает стенок эксплуатационной колонны и вызывает растрескивание отложений (парафина, солей и др.).

К *физическим методам* повышения проницаемости пласта и призабойной зоны относятся тепловые обработки и вибровоздействия.

Целью *тепловых обработок* является удаление парафина и смолистых веществ. Для этого применяют горячую нефть, пар, электронагреватели, термоакустическое воздействие и т.д.

При *вибровоздействии* призабойная зона пласта подвергается обработке пульсирующим давлением. По пласту распространяются как искусственно создаваемые колебания, так и отраженные волны. Путем подбора частоты колебания можно добиться резонанса обоих видов волн, в результате чего возникнут нарушения в пористой среде, т.е. увеличится проницаемость пласта.

К *химическим методам* воздействия относится обработка призабойной зоны различными реагентами (кислотами, поверхностно-активными веществами, органическими растворителями и др.).

Для *повышения нефтеотдачи* применяются следующие способы:

- закачка в пласт воды, обработанной ПАВ;
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- закачка в пласт углекислоты;
- нагнетание в пласт теплоносителя;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти из пласта растворителями.

При *закачке в нефтяной пласт воды, обработанной ПАВ*, снижается поверхностное натяжение на границе нефть-вода, что способствует образованию маловязкой эмульсии типа «нефть в воде», для перемещения которой необходимы меньшие перепады давления, чем для чистой нефти. Одновременно снижается поверхностное натяжение на границе нефти с породой, вследствие чего она более полно вытесняется из пор. Концентрация ПАВ при заводнении пластов обычно не превышает 0,05%.

Для загущения воды с целью повышения нефтеотдачи пластов применяют различные *водорастворимые полимеры*, из которых наиболее широкое распространение получили полиакриламиды (ПАА). Они хорошо растворяются в воде и уже при концентрациях 0,01 – 0,05% придают ей вязкоупругие свойства.

При *закачке в пласт углекислоты* она растворяется в нефти, что сопровождается уменьшением вязкости и соответственно увеличением притока к эксплуатационной скважине.

Нагнетание в пласт теплоносителя (горячей воды или пара) позволяет значительно снизить вязкость нефти и увеличить её подвижность.

Метод внутривластового горения заключается в том, что нефть зажигают у забоя нагнетательной скважины и в пласте создается движущийся очаг горения. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

При *вытеснении нефти из пласта растворителями* в качестве вытесняющей фазы используются растворимые в нефти сжиженные газы (пропан, бутан или смесь пропана с бутаном). В пласте они смешиваются с нефтью, уменьшая её вязкость, что увеличивает скорость фильтрации.

Для повышения газоотдачи применяют кислотную обработку скважин, гидроразрыв пласта, торпедирование скважин, а также отбор газа из скважин под вакуумом.

3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Существующие способы эксплуатации нефтяных скважин можно разделить на следующие группы:

1. Фонтанный – нефть поднимается из скважины на поверхность за счет природной энергии;
2. Газлифтный – нефть извлекается за счет энергии сжатого газа, нагнетаемого в скважину;
3. Насосный (механизированный) – нефть выкачивается с помощью насосов различных типов:

- штанговых глубинных насосов (ШГН);
- электроцентробежных насосов (ЭЦН);
- винтовых насосов;
- струйных насосов;
- диафрагменных насосов.

Фонтанный способ эксплуатации применяется, когда пластовое давление достаточно велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по трубам. Условием фонтанирования нефти является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющего скважину. Различают два вида фонтанирования:

1. Фонтанирование за счет энергии выделяющегося из жидкости газа (основной вид фонтанирования);
2. Артезианское фонтанирование за счет гидростатического напора пласта (встречается достаточно редко).

Оборудование фонтанных скважин состоит из колонны насосно-компрессорных труб (подземная часть) и фонтанной арматуры (наземная часть).

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) – это стальные бесшовные трубы наружным диаметром от 48 до 114 мм и с диаметром стенки 3,5 – 7 мм. Длина одной трубы составляет 5 – 8,5 м (обычно 8 м).

Фонтанная арматура представляет собой систему труб с задвижками и служит для следующих целей:

- герметизация устья скважины;
- направление движения газожидкостной смеси;
- регулирование и контроль режима работы скважины.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление от 7 до 105 МПа и включает в себя трубную обвязку и фонтанную ёлку. По конструкции фонтанные ёлки делятся на крестовые и тройниковые. Характерным узлом крестовой арматуры является крестовина с двумя боковыми отводами, один из которых является рабочим, а второй – запасным. Тройниковая арматура состоит из двух тройников, к которым присоединяются верхняя и нижняя выкидные линии. Рабочей всегда является верхняя, запасной – нижняя. Тройниковые арматуры, как правило, применяются в скважинах, где происходит вынос песка с нефтью, т.к. подобная конструкция позволяет без остановки скважины сменить рабочий тройник.

Рассмотри устройство скважины для фонтанной добычи нефти. Нефть поднимается из пласта в колонну эксплуатационных труб 1, внутри которой находятся НКТ 2. Нефть поступает в них через башмак 3. Верхний конец НКТ через фланец 4 соединяется с фонтанной арматурой 5, к которой присоединен штуцер 6. Он представляет собой коническую втулку из легированной стали или металлокерамики с каналом заданного диаметра. Назначение штуцера заключается в регулировании режима работы скважины за счет понижения (дросселирования) давления на выходе из неё. Из штуцера пластовая нефть попадает в сепаратор, где от неё отделяют растворенный газ.

Дебет фонтанных скважин меняется в широких пределах (от 5 до 1000 т/сут). Фонтанный способ применяется на начальном этапе разработки нефтяных месторождений. Все газовые скважины эксплуатируются фонтанным способом. Газ поступает на поверхность за счет пластового давления.

Достоинства фонтанного способа эксплуатации скважин:

- Надежность и простота скважинного оборудования;
- Возможность регулирования работы скважины с помощью штуцера;
- Отсутствие затрат электроэнергии;
- Малочисленность обслуживающего персонала по сравнению с другими способами эксплуатации.

Основным недостатком фонтанного способа является необходимость поддержания высокого давления на забое, особенно при большой обводненности нефти и высоком устьевом давлении.

Газлифтом называется способ эксплуатации скважин, при котором на забой с поверхности подается газ, необходимый для подъема жидкости. Различают следующие виды газлифта:

- Компрессорный газлифт – рабочим агентом является сжатый компрессором попутный газ;

- Бескомпрессорный газлифт – в качестве рабочего агента используется природный газ под естественным давлением;
- Бескомпрессорный внутрискважинный газлифт – рабочим агентом служит попутный газ из продуктивного пласта, вскрытого той же скважиной.
- Эйрлифт – рабочим агентом является сжатый воздух. Эйрлифт менее распространен, т.к. нефть при контакте с кислородом воздуха подвергается окислению.

Для закачки газа в скважины строят газлифтные компрессорные станции. При газлифтной эксплуатации скважин используются однорядные и двухрядные подъемники.

Однорядный подъемник состоит из одной колонны НКТ. Газ может закачиваться по НКТ (центральная схема), тогда газожидкостная смесь поднимается по эксплуатационной колонне. Если газ закачивается в эксплуатационную колонну, то смесь поднимается по колонне НКТ (кольцевая схема).

При использовании двухрядного подъемника в скважину спускают два ряда соосных труб. Сначала спускается внешний ряд диаметром 73 – 102 мм, затем внутренний ряд диаметром 48, 60 или 73 мм. Двухрядные подъемники применяются в скважинах с высоким содержанием песка в нефти. Их недостатком является высокая металлоемкость.

При пуске газлифтной скважины требуется высокое давление, чтобы вытеснить нефть из затрубного пространства и опустить её уровень до башмака НКТ. После прорыва газа под башмак НКТ и выноса части жидкости, скважина переходит на установившийся режим работы. Для снижения пускового давления на колонну НКТ устанавливается система клапанов.

В зависимости от геолого-технических характеристик скважин используют *периодический* или *непрерывный* газлифт. При периодическом газлифте подача газа в скважину время от времени прерывается для того, чтобы в ней накопилось достаточное количество жидкости. Таким методом эксплуатируются скважины с низким забойным давлением и малым коэффициентом продуктивности.

Основные преимущества газлифтного способа эксплуатации скважин:

- Простота скважинного оборудования;
- Малый износ оборудования;
- Возможность регулирования дебета скважин;
- Эксплуатация скважин с большим выносом песка, с высокой температурой и давлением.

Однако, серьезным недостатком газлифта является высокий уровень затрат на строительство компрессорных станций и системы газораспределения по скважинам.

Недостатков, характерных для фонтанного и газлифтного способов, лишены насосные способы эксплуатации скважин.

Штанговый глубинный насос (ШГН) представляет собой плунжерный (поршневой) насос, предназначенный для выкачивания жидкости из скважин, привод которого осуществляется с поверхности с помощью штанги. ШГН позволяют добывать нефть с глубин до 3000 м. Установка ШГН состоит из подземного и наземного оборудования.

Подземное оборудование:

1. Перфорационные отверстия;
2. Скважинный насос;
3. Насосные штанги;
4. Насосно-компрессорные трубы;
5. Эксплуатационная колонна.

Наземное оборудование:

6. Устьевая арматура;
7. Станок-качалка.

Выпускается стандартный ряд типоразмеров станков-качалок на различные нагрузки и различные длины хода плунжера. Основные элементы станка-качалки:

1. Канатная подвеска;
2. Откидная головка;
3. Балансир;
4. Шатун;
5. Противовес;
6. Кривошип;
7. Редуктор;
8. Ременная передача;
9. Электродвигатель.

Вращательное движение от электродвигателя передается редуктору, и далее с помощью шатуна и балансира преобразуется в вертикальное возвратно-поступательное движение штанг, подвешенных на головке балансира посредством канатной подвески.

Штанговый скважинный насос состоит из цилиндра длиной 2 – 4 м. На нижнем конце цилиндра расположен всасывающий клапан. В цилиндре перемещается плунжер, выполненный в виде трубы длиной 1,5 – 2 м, имеющей нагнетательный клапан. Плунжер подвешивается на штанге. При движении плунжера вверх, жидкость под воздействием давления через всасывающий клапан заполняет цилиндр насоса. При движении плунжера вниз всасывающий клапан закрывается и открывается нагнетательный клапан. Жидкость перетекает в надплунжерное пространство. При очередном ходе вверх нагнетательный клапан под давлением жидкости, находящейся над плунжером, закрывается. Плунжер поднимает жидкость на высоту, равную длине хода. При непрерывной работе насоса уровень жидкости в НКТ поднимается до устья, и она поступает в выкидную линию.

Различают следующие типы насосов:

- Невставные (трубные), при использовании которых цилиндр спускается в скважину на НКТ, а плунжер спускается на штангах;
- Вставные, у которых цилиндр и плунжер спускаются в скважину на штангах.

Штанги – это стальные стержни круглого сечения длиной от 6 до 9 м, диаметром 16, 19, 22 или 25 мм. Штанги соединяются между собой муфтами.

Достоинствами ШГН являются достаточно высокий общий КПД установки, относительная дешевизна и простота оборудования.

К недостаткам ШГН относятся ограниченная мощность станка-качалки, возможность обрыва штанг, высокая аварийность при эксплуатации наклонных скважин.

Высокое содержание свободного газа в пластовой жидкости приводит к тому, что в цилиндре ШГН уменьшается доля объема, занимаемого откачиваемой жидкостью и, соответственно, снижается дебит скважины. Чтобы уменьшить количество газа в ШГН применяют специальные устройства, называемые *газовыми якорями*. При работе однокорпусного газового якоря газожидкостная смесь заходит в кольцевое пространство между корпусом 1 и центральной трубой 2, верхний конец которой присоединен к приемному клапану 4. В кольцевом пространстве жидкость движется вниз и через отверстия 5 поступает в центральную трубу и далее в цилиндр насоса, а пузырьки газа 3 под действием архимедовой силы уходят вверх.

Другим фактором, осложняющим работу ШГН, является присутствие в откачиваемой жидкости песка и других механических частиц. Одним из эффективных средств для борьбы с этим фактором является *песочный якорь*. В прямом и обратном песочных якорях для очистки жидкости используются силы инерции. После поворота жидкости на 180° частицы песка и других механических примесей движутся вниз, а очищенная жидкость через всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса. По мере заполнения корпуса якоря песком его извлекают на поверхность и очищают.

Рассмотрим некоторые расчеты, связанные с работой ШГН. За полный (двойной) ход плунжера подача насоса составляет:

$$q = F S_{\text{пл}}$$

здесь F – площадь сечения плунжера; $S_{\text{пл}}$ – длина хода плунжера.

Если плунжер делает n ходов в минуту, то теоретическая суточная подача ШГН определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{теор}} = 1440 \cdot F \cdot S_{\text{пл}} \cdot n$$

Коэффициент подачи ШГН $\eta = \frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{теор}}}$ составляет 0,60 – 0,65. На величину

коэффициента подачи влияют следующие факторы:

- присутствие свободного газа в смеси, откачиваемой из скважины;
- уменьшение длины хода плунжера по сравнению с длиной хода балансира за счет упругих деформаций штанг и труб;

- утечки между цилиндром и плунжером, а также в клапанных узлах;
- уменьшение объема смеси в результате её дегазации и охлаждения в процессе подъема на поверхность.

Рассмотрим нагрузки на штанги и ход плунжера. Максимальная нагрузка в точке подвеса в начале хода вверх:

$$P_{\max} = P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{и}} + P_{\text{тр}}$$

здесь $P_{\text{шт}}$ – вес штанг; $P_{\text{ж}}$ – вес столба жидкости; $P_{\text{и}}$ – инерционные силы; $P_{\text{тр}}$ – сила трения.

Минимальная нагрузка в точке подвеса в начале хода вниз:

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} - P_{\text{и}} - P_{\text{тр}}$$

Фактическая длина хода плунжера:

$$S_{\text{пл}} = L - \lambda_{\text{шт}} - \lambda_{\text{тр}} - \lambda_{\text{и}}$$

здесь L – длина хода точки подвеса; $\lambda_{\text{шт}}$ и $\lambda_{\text{тр}}$ – деформация штанг и труб соответственно; $\lambda_{\text{и}}$ – увеличение хода плунжера за счет инерционных сил.

Для контроля за ШГН с помощью специального прибора (динамографа) снимается *динамограмма* без подъема насоса на поверхность. По виду динамограммы осуществляется диагностика работы установки и определяется вид ремонта в случае необходимости.

Наибольшее число нефтяных скважин в России эксплуатируется с помощью *электроцентробежных насосов (ЭЦН)*. Электроцентробежная насосная установка представляет собой комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

ЭЦН для нефтяных скважин включает:

- Погружной центробежный насос с числом ступеней от 50 до 600;
- Асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом;
- Гидрозащиту (протектор), которая поддерживает в полости электродвигателя повышенное давление масла для предохранения двигателя от попадания пластовой воды;
- Бронированную кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления.

Рассмотрим принцип действия ЭЦН. Электрический ток из промышленной сети через трансформатор и станцию управления по бронированному кабелю поступает к электродвигателю 2. Вращая вал насоса 1, электродвигатель приводит его в действие. Нефть, которую всасывает насос, проходит через фильтр и нагнетается по подъемным трубам 3 на поверхность. Чтобы нефть при остановке агрегата не сливалась из подъемных труб в скважину, над насосом монтируется обратный клапан 4. Поднятая на поверхность нефть через устьевую арматуру 5 поступает в выкидную линию.

Погружной ЭЦН представляет собой набор отдельных ступеней, каждая из которых содержит направляющий аппарат (статор) и рабочее колесо (ротор). Направляющие аппараты собраны в цилиндрическом корпусе, а

рабочие колеса зафиксированы на валу. Каждая из ступеней ЭЦН развивает напор 3 – 5,5 м. Поэтому для обеспечения напора в 800 – 1000 м в корпусе насоса монтируют 50 – 600 ступеней. Производительность ЭЦН составляет от 20 до 2000 м³/сут. Длина ЭЦН 5 – 10 м, а общая длина насосной установки 25 – 30 м, поэтому монтаж производится посекционно перед спуском в скважину. На поверхности устанавливается трансформатор, барабан с кабелем и станция управления, которая обеспечивает контроль и регулирование работы установки, автоматическое включение и выключение.

При откачке ЭЦН пластовой жидкости, содержащей свободный газ, происходит падение их напора, подачи и КПД. Поэтому, если содержание свободного газа в жидкости на входе в насос превышает 25% по объему, то перед насосом устанавливают *газосепаратор*. Газожидкостная смесь закачивается в камеру сепаратора, где под действием центробежной силы жидкость, как более тяжелая, отбрасывается к периферии, а газ остается в центре. Затем газ отводится в затрубное пространство, а жидкость поступает на прием насоса.

Выбор оборудования осуществляется на основе расчетов, задача которых заключается в том, чтобы для конкретной скважины с учетом её характеристик подобрать все компоненты ЭЦН и определить длину спуска. Для расчетов имеется соответствующее программное обеспечение.

Глубина подвески ЭЦН в скважине рассчитывается по следующей формуле:

$$L = H_{\text{дин}} + H_{\text{пог}} + \frac{P_y}{\rho g} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}}$$

здесь $H_{\text{дин}}$ – глубина динамического уровня во время работы насоса; $H_{\text{пог}}$ – глубина погружения под динамический уровень (обычно 150 – 300 м); P_y – устьевое давление; $h_{\text{тр}}$ – потери на трение; $H_{\text{г}}$ – работа выделяющегося газа.

Основные преимущества ЭЦН:

- Возможность откачивания больших объемов жидкости;
- Малая металлоемкость;
- Высокий КПД;
- Длительный межремонтный период.

К недостаткам ЭЦН относятся:

- Низкая эффективность при работе в скважинах с дебетом менее 60 м³/сут;
- Малый ресурс работы при высоких пластовых температурах и высокой вязкости откачиваемой жидкости;
- Неустойчивая работа при высоком содержании газа в смеси.

Погружной винтовой насос – это аппарат объемного действия, подача которого прямо пропорциональна частоте вращения специального винта. При вращении винт и его обойма образуют по всей длине ряд замкнутых плоскостей, которые передвигаются от приема насоса к его выкиду. Вместе с ними перемещается и откачиваемая жидкость.

Применение винтовых насосов наиболее эффективно при откачке высоковязкой нефти. Схема их установки в скважине такая же, как и при использовании ЭЦН.

Для насосной эксплуатации скважин применяют также диафрагменные, гидропоршневые и струйные насосы.

Список литературы

1. Сайфуллин, И.Ш. Физические основы добычи нефти: учебное пособие / Сайфуллин И.Ш., Тетельмин В.В., Язев В.А. – Долгопрудный: ИД Интеллект, 2013. – 328 с.
2. Тетельмин, В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс: учебное пособие / Тетельмин В.В., Язев В.А. – Долгопрудный: ИД Интеллект, 2014. – 800 с.
3. Агабеков, В.Е. Нефть и газ. Технологии и продукты переработки: учебное пособие / Агабеков В.Е., Косяков В.К. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2014. – 458 с.