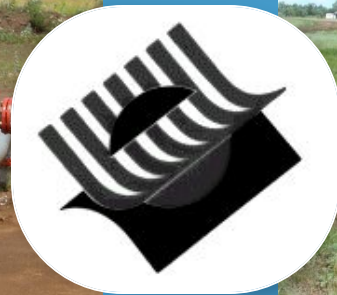


# Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

«ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ И СИЛЫ ДЕЙСТВУЮЩИЕ  
В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА»





# ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

**Нефтяная залежь представляет собой скопление жидких углеводородов в некоторой области земной коры, обусловленное причинами геологического характера. Часто нефтяная залежь имеет контакт с водяным пластом. При этом возможны два основных типа взаимного расположения. Если вода располагается ниже нефтяной залежи на всем ее протяжении, такую воду называют подошвенной. Если контакт с водой происходит в пониженных частях залежи, на ее крыльях в этом случае используется термин - контурная вода. Уровень, на котором расположена граница между нефтью и водой, определяет положение водонефтяного контакта.**


**В ряде случаев на эксплуатацию залежи влияние может оказывать и вода, находящаяся выше или ниже нефтяной залежи, а также вода, находящаяся в пропластках самого нефтяного пласта (промежуточная вода).**

**При формировании нефтяной залежи может образоваться область, занятая свободным газом, так называемая газовая шапка. Размеры этой области могут быть незначительными, а могут иметь промышленное значение. В этом случае залежь называется нефтегазовой.**

**В процессе эксплуатации залежи на показатели разработки оказывает существенное влияние наличие контакта с водяной и газовой областями. Поэтому уже на стадии разведки месторождения важно правильно определить тип залежи и оценить соотношение размеров**

**Статистические исследования данных о составных пластовых нефтях и газов большого числа месторождений показали, что состав и другие термодинамические и физико-химические характеристики добываемой продукции являются информативными в отношении оценки типа залежи, соотношения нефти и газа в пласте, наличия аномально высоких пластовых давлений и других важных для разработки факторов. Использование этих данных позволяет на ранней стадии разведки и разработки получить дополнительную важную информацию о состоянии объекта к обычно используемой при геологических и промысловых исследованиях.**

**Так как состав нефти и газа относится к числу параметров, которые могут варьироваться в пределах одной и той же залежи, то при их использовании следует применять методы классификации, не чувствительные к изменению этих параметров в пределах этой залежи. В качестве такого метода можно рекомендовать метод ранговой классификации. Суть его заключается в следующем.**



# **МЕХАНИЗМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

**Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление - основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба воды равной высоты. Различают залежи**

- Аномально-высокое пластовое давление – АВПД, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину;**
- Аномально низкое пластовое давление – АНПД, у которых низкое начальное давление.**

# Типы источников пластовой энергии

```
graph TD; A[Типы источников пластовой энергии] --> B[естественные]; A --> C[искусственные]; B --> D[Водонапорный режим]; B --> E[Режим газовой шапки]; B --> F[Режим растворенного газа];
```


**естественные**

**искусственные**

**Водонапорный  
режим**

**Режим газовой  
шапки**

**Режим  
растворенного газа**



# ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ



# Пластовые давления

**Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.**

# Статическое давление на забое скважины

**Статическое давление** - это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

# Статический уровень

*Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.*

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

# Динамическое давление на забое скважины

**Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.**

# Динамический уровень жидкости

**Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.**

**При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться**

# Среднее пластовое давление

**По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление  $P_{ср}$  вычисляют по замерам статических давлений  $P_i$  в отдельных скважинах.**

# Пластовое давление в зоне нагнетания

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (3) и дополнительно карту полей равных толщин.

# Пластовое давление в зоне отбора

**За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.**



# Начальное пластовое давление

**Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.**

# Текущее пластовое давление

**В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.**

# Приведенное давление

**Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.**

# Приток жидкости к скважине

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.



# ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

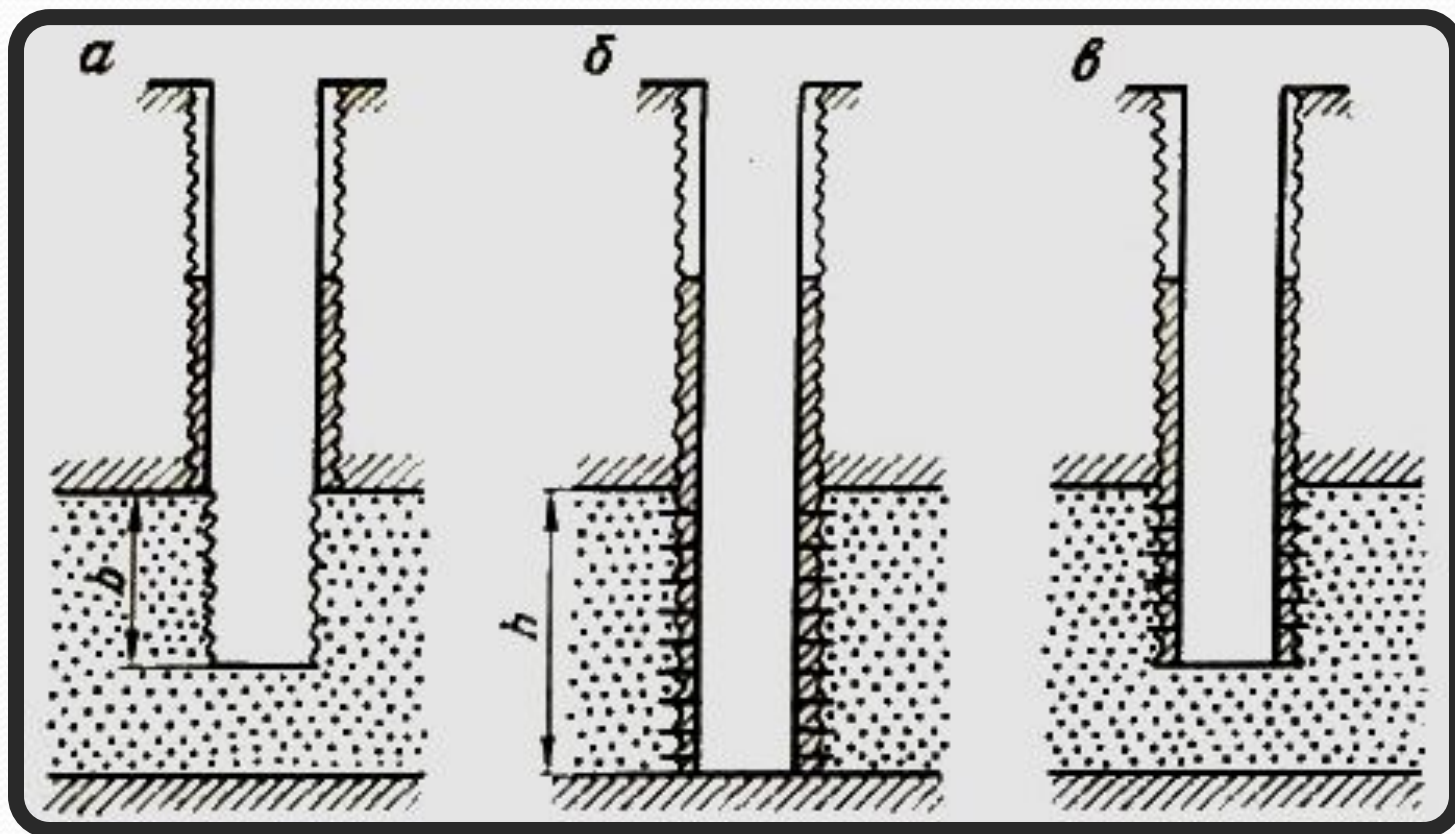
Пробуренные нефтедобывающие скважины обычно эксплуатируются несколько десятков лет. В течение этого времени месторождение проходит различные стадии разработки - от начальной, когда добывается безводная нефть и, как правило, фонтанным способом, до последних стадий, когда добывается в больших количествах сильно обводненная продукция механизированным способом. Пластовое давление в процессе разработки также снижается, и поэтому на последующих этапах приходится извлекать большие объемы жидкости при низких динамических уровнях. В ряде случаев в результате накопления информации о неоднородности пласта и расчлененности его на самостоятельные пропластки выявляется необходимость их отдельной эксплуатации или отдельной закачки воды в разные пропластки через одну и ту же скважину. Надежно определить условия эксплуатации данной скважины на весь период ее работы не представляется возможным. Однако чем лучше конструкция скважин соответствует всему возможному разнообразию условий их работы в будущем, тем легче выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации как отдельных скважин, так и месторождений в целом на разных стадиях ее разработки. В связи с этим особое значение приобретает диаметр эксплуатационной колонны. Часто именно он ограничивает подачу насосного оборудования для откачки больших объемов жидкости или специального оборудования для отдельной эксплуатации пластов.

В связи с этим нельзя не отметить, что в ряде случаев экономия, достигаемая при бурении скважин малого или уменьшенного диаметра, оборачивается убытками вследствие невозможности оптимальной эксплуатации таких скважин на последующих этапах разработки месторождения.

Конструкция крепления скважины определяется геологическими и техническими факторами с учетом ее длительной эксплуатации. Важным элементом конструкции скважины является конструкция призабойной части.

# Несовершенные скважины

**Несовершенные скважины** бывают трех видов: скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на величину  $b$  (рис. 1, а) - несовершенная скважина по степени вскрытия -  $\delta = b/h$ ; скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину (рис. 1, б) - несовершенная скважина по характеру вскрытия; скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично (рис. 1, в) - несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства).



**Рис. 1 Виды несовершенных скважин:**

**а - скважина, несовершенная по степени вскрытия; б - скважина, несовершенная по характеру вскрытия, в - скважина с двойным видом несовершенства по степени и характеру вскрытия**



Для скважины с двойным несовершенством величина  $C$  может быть найдена следующим образом. Представим приток в скважину с двойным несовершенством состоящим из двух последовательных притоков (рис. 2): - притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса  $R$  и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом  $r_c$  и плотностью перфорации  $n$ .

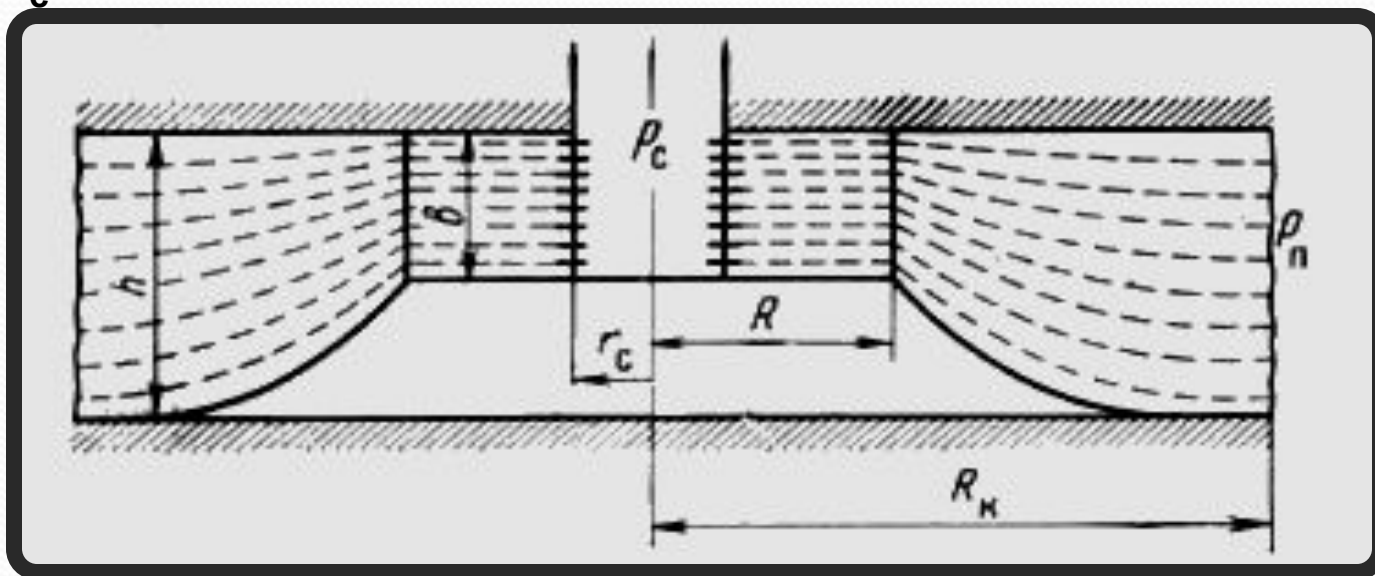


Рис. 2. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства



# Методы освоения нефтяных скважин

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

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

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с малым давлением (на разработанных площадях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации. В практике нефтедобычи известно много случаев открытого нерегулируемого фонтанирования скважин с длительными пожарами в результате нарушения технологии вскрытия пласта и освоения скважины. Такие явления не только выводят из строя саму скважину, но и приводят к истощению самого месторождения.

Можно выделить **шесть основных способов вызова притока:**

- *Тартание*
- *Поршневание*
- *Замена скважинной жидкости на более легкую*
- *Компрессорный метод*
- *Прокачка газожидкостной смеси*
- *Откачка глубинными насосами.*

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

# Тартание

**Тартание** - это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается скоба для прикрепления каната. Диаметр желонки обычно не превышает 0,7 диаметра обсадной колонны. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим 0,06 м<sup>3</sup>.

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

# Поршневание

**Поршневание.** При поршневании (свабировании) поршень или сваб спускается на канате в НКТ. Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25 - 37,5 мм) с клапаном, в нижней части открывающимся вверх. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3 - 4 шт.), армированные проволоочной сеткой. При спуске поршня под уровень жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме клапан закрывается, а манжеты, распираемые давлением столба жидкости над ними, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются. За один подъем поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью тартального каната и обычно не превышает 75 - 150 м. Поршневание в 10 - 15 раз производительнее тартания. Устье при поршневании также остается открытым, что связано с опасностями неожиданного выброса.

# Замена скважинной жидкости

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

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot Lg \cdot \cos\beta \quad (1)$$

где  $\rho_1$  - плотность глинистого раствора;

$\rho_2$  - плотность промывочной жидкости;

$L$  - глубина спущенных НКТ;

$\beta$  - средний угол кривизны скважины.

# Компрессорный способ

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

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве оттесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного заранее на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое  $P_z$ . При  $P_z < P_{пл}$  начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

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



# Освоение скважин закачкой газированной жидкости

Освоение скважин путем закачки газированной жидкости заключается в том, что вместо чистого газа или воздуха в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Поскольку плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, то это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Для такого освоения к скважине подвозится передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. При нагнетании газожидкостная смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющемся давлении и температуре. Процесс этот сложный. Однако можно записать уравнение баланса давлений с усредненными параметрами смеси и расхода.

# Освоение скважинными

## насосами

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

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

**В заключение необходимо отметить, что в различных нефтяных районах выработывались и другие практические приемы освоения скважин в соответствии с особенностями того или иного месторождения. В качестве примера можно указать и на такой прием, когда при компрессорном методе в затрубное пространство, заполненное нагнетаемым воздухом, подкачивают некоторое количество воды для увеличения плотности смеси и снижения давления на компрессоре. Это позволяет осуществить продавку скважины при большей глубине спуска НКТ.**

**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ**

