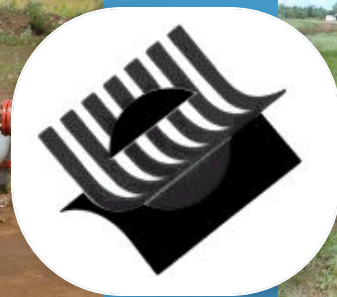


Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

«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).

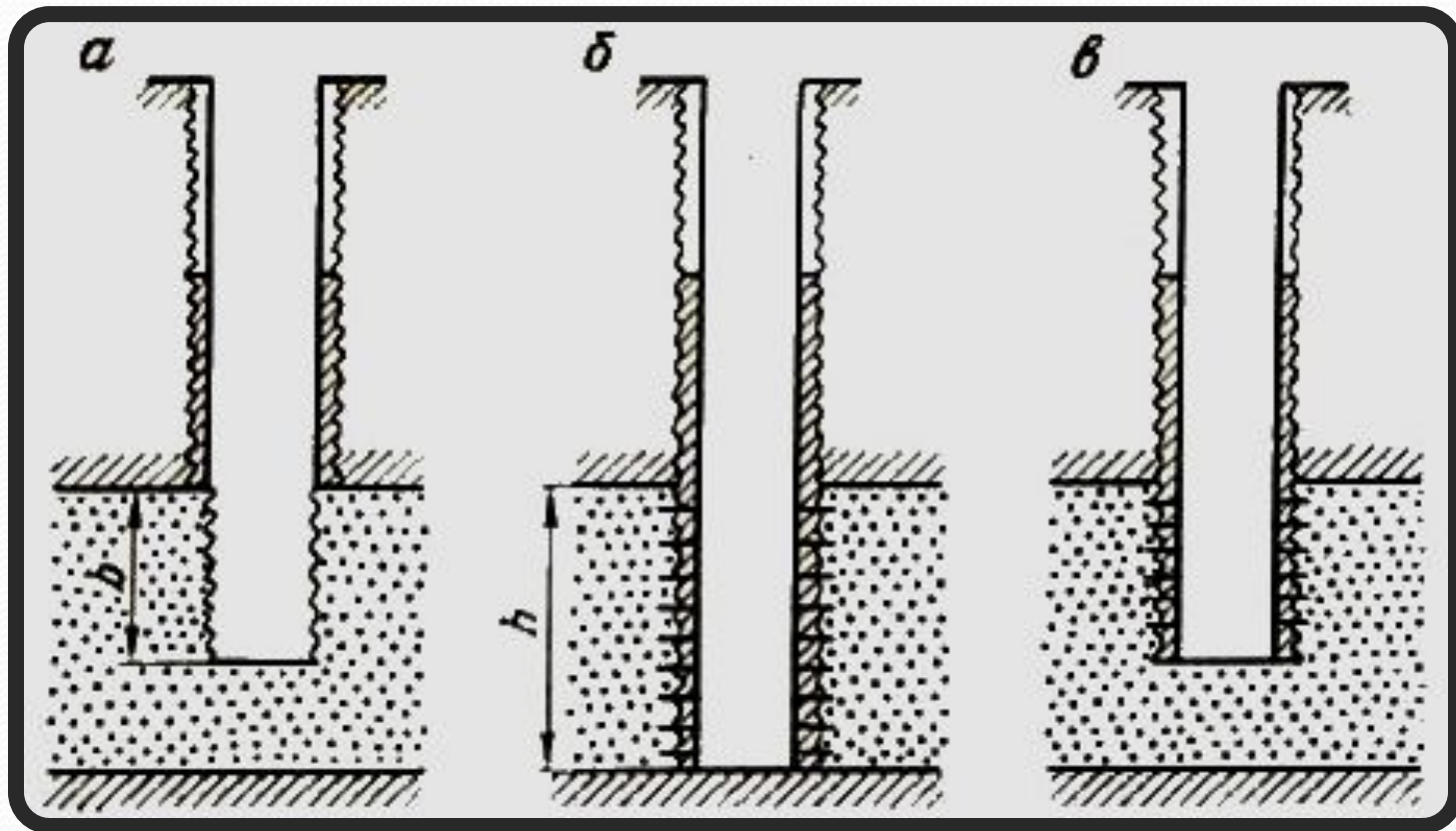


Рис. 1 Виды несовершенных скважин:

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 .

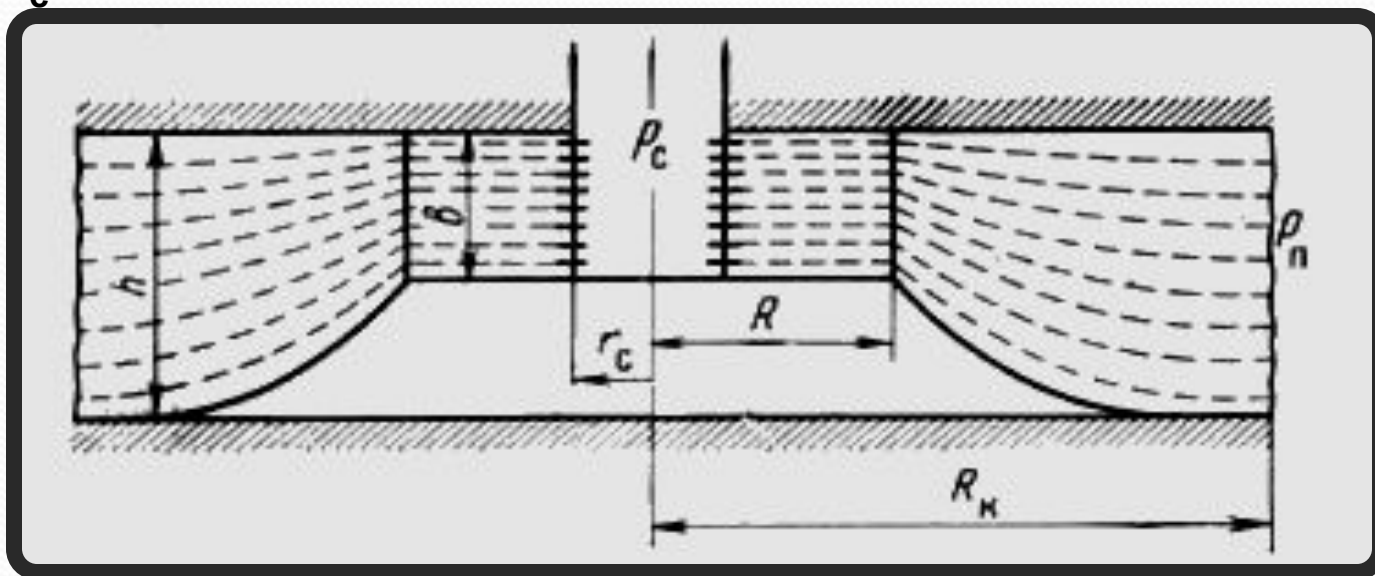


Рис. 2. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства



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 м³.

Тартание - малопродуктивный, 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 ρ_1 - плотность глинистого раствора;

ρ_2 - плотность промывочной жидкости;

L - глубина спущенных НКТ;

β - 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 изменяющихся 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

