

Тема 11. Планирование добычи нефти

1. Методы прогнозирования добычи нефти .
2. Эксплуатационный фонд основа в планировании добычи нефти.
3. Пятилетнее и текущее планирование добычи нефти.
- 4 .Перспективное (долгосрочное) планирование.
- 5 .Особенности планирования добычи свободного газа.
6. Баланс нефти.

1. Методы прогнозирования добычи нефти

Главной формой перспективного планирования является составление плана с распределением показателей по годам. При этом уточняются показатели проектов разработки освоенных месторождений, составляются технологические схемы по новым, подготовленным к освоению месторождениям, устанавливаются объемы работ по вводу их в действие и т.п.

Текущее (годовое) планирование характеризуется более детальной проработкой всех планируемых показателей и более высокой степенью их обоснованности.

При планировании добычи нефти, газа и конденсата учитываются обеспеченность разведанными и подготовленными к разработке запасами, потребность народного хозяйства в углеводородном сырье и топливе, возможные уровни добычи согласно проектным документам на разработку месторождений, а также размер выделяемого материально-технического обеспечения.

На практике в планировании добычи нефти, газа и конденсата используют следующие методы расчета (прогнозирования): *гидродинамические и статистические*. Эти методы можно использовать самостоятельно или в комплексе.

Гидродинамические методы расчета применяют при определении уровней добычи нефти по отдельным эксплуатационным объектам, главным образом при проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений. Они позволяют оценить на предстоящий период динамику добычи нефти и конечную нефтеотдачу, исходя из имеющихся представлений о геолого-физической характеристике объектов и технологических составляющих систем разработки. Причем чем длительнее расчетный период, чем больше времени прошло с момента расчета, тем менее надежны расчеты.

Статистические методы базируются на статистической обработке данных о добыче нефти за прошедший период и их экстраполяции на перспективу. К этой же группе относятся методы аналогии. Статистические методы различаются исходными зависимостями (например, зависимость темпов отбора от степени выработки запасов и др.). Применение их ограничивается необходимостью иметь достаточно продолжительный период эксплуатации, чтобы выявить необходимые зависимости. Кроме того, их можно применять лишь в случае, когда в применяемую систему разработки не будут вноситься никаких изменений.

В настоящее время при планировании добычи по месторождениям за основу применяются результаты гидродинамических расчетов, заложенные в технологических схемах и проектах разработки, которые уточняются и корректируются с помощью статистических методов, исходя из прошедшего периода и текущего состояния разработки залежи.

2. Эксплуатационный фонд основа в планировании добычи нефти

При планировании должно быть запроектировано максимально возможное использование производственных мощностей, т.е. фонда добывающих скважин, с получением из него предусмотренного проектным документом уровня добычи. Фонд скважин эксплуатационного объекта (месторождения) складывается из разных групп скважин, отличающихся по своему назначению и техническому состоянию. Эксплуатационный фонд включает действующее и бездействующие добывающие скважины, а также осваиваемые или ожидающие освоения после бурения.

К действующим относят скважины, давшие продукцию в последнем месяце отчетного периода: дающие нефть (газ) на конец последнего дня отчетного квартала (включая скважины, находящиеся на наполнении жидкости при периодической эксплуатации); дававшие в последнем месяце квартала продукцию даже в небольшом количестве, но остановленные в этом месяце и находящиеся в ремонте или простое по любой причине.

К бездействующим относят скважин, ранее эксплуатировавшихся на нефть (газ), но не давшие продукции в течение последнего месяца отчетного периода; выбывшие из бездействующих в

отчетном году, т.е. остановленные в текущем году и в декабре прошлого года (последние на 1 января отчетного года числились в действующих); выбывшие из бездействующих в предыдущие годы, т.е. остановленные до 1 декабря предыдущего года. К скважинам, осваиваемым или ожидающим освоения после бурения, относят скважины, принятые после бурения для последующей эксплуатации на нефть (газ), а также переведенные для этой цели из числа нагнетательных, специальных, законсервированных и др., если ранее они никогда продукции не давали.

К другим группам скважин относятся скважины, не предназначенные и не используемые для эксплуатации на нефть или газ. При этом в группы нагнетательных, специальных, вспомогательных (водозаборные, поглощающие) включают все скважины: действующие, выбывшие в бездействие в отчетном и предыдущих годах, находящиеся в освоении и ожидании освоения. В группе нагнетательных скважин выделяют действующие, которые определяются по тому же принципу, что и действующие добывающие скважины (т.е. находятся в работе в конце последнего дня отчетного квартала), с тем отличием, что их действие связано с закачкой воды.

Специально для целей планирования выделяют две категории скважин эксплуатационного фонда – старые и новые.

К категории старых относятся скважины, которые впервые были введены в эксплуатацию на нефть (газ) в предыдущие годы, т.е. до 1 января отчетного года: перешедшие с прошлого года, т.е. старые скважины, которые на 1 января отчетного года находились в действующем фонде; восстановленные из бездействия, т.е. старые скважины, которые в прошлые годы давали нефть (газ), но были остановлены до 1 декабря предыдущего года и на 1 января текущего года числились в бездействии.

К категории новых относятся скважины, которые в отчетном году впервые введены в эксплуатацию на нефть (газ) из бурения или из освоения после бурения прошлых лет, а также переведены из других групп, если они ранее не эксплуатировались на нефть (газ).

3.Пятилетнее и текущее планирование добычи нефти

Пятилетнее и текущее планирование добычи нефти базируется на промышленных запасах открытых месторождений. Оно основывается на утвержденных проектах и технологических схемах разработки по объемам добычи, эксплуатационного бурения. расчету капитальных вложений и другим показателям плана.

При пятилетнем и текущем планировании добыча нефти рассчитывается как сумма добычи нефти из старых (переходящих) и новых скважин:

При планировании добыча нефти рассчитывается как сумма добычи нефти из старых (переходящих) и новых скважин:

$$Q_{t+1} = Q_{ct+1} + Q_{nt+1}$$

, где Q_{t+1} - добыча нефти в планируемом году;

Q_{ct+1} - добыча нефти в планируемом году из перешедших с прошлого года (старых) скважин;

Q_{nt+1} - добыча нефти в планируемом году из новых скважин, которые предусмотрено ввести в эксплуатацию из бурения, а также из освоения с прошлых лет;

$t + 1$ - индекс планируемого года;

t - индекс года, предшествующего планируемому.

Добыча нефти из старых скважин определяется из соотношения:

$$Q_{ct+1} = (Q_{ct} + (q_t \times N_t \times 365 \times K_{\text{э}})) \times K_{ut+1}$$

где Q_{ct} – добыча из старых скважин в предыдущем году;

q_t – средний дебит;

N_t – количество новых скважин, введенных в эксплуатацию в предшествующем году;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации;

K_{it+1} – коэффициент изменения добычи нефти в планируемом году.

Величина, заключенная в формуле в скобки, представляет собой расчетную добычу, которая имела бы место в планируемом году, если бы добыча из старых скважин прошлого года осталась без изменения, а новые скважины, введенные в прошлом году, эксплуатировались в планируемом году при тех же дебитах полное число дней. Как правило, определить эту расчетную добычу, имея фактические данные (добычу из старых скважин, количество и средний дебит новых скважин) за предшествующий год, не представляет трудности. При этом число дней работы переходящих новых скважин t_p принимается равным $t_p = 365 * K_э$, где $K_э$ – коэффициент эксплуатации.

Основные трудности расчета добычи нефти из переходящих скважин связаны с определением коэффициента изменения добычи нефти $K_{ит+1}$ из переходящих в планируемом году по сравнению с предшествующим годом. Проявляется это главным образом в уменьшении доли нефти в продукции скважин, изменении дебита жидкости, изменении (уменьшении) фонда старых скважин.

Каждый из трех параметров определить гидродинамическими методами или методом экстраполяции, исходя из текущего состояния разработки залежи, а также на основании обобщения опыта разработки по аналогии с другими, подобными месторождениями.

В ряде случаев, когда на месторождении выполняется большой объем работ по капитальному ремонту скважин эксплуатационного фонда, добычу по старым скважинам целесообразно рассчитывать по формуле

$$Q_{ct+1} = Q_{c.пт+1} + Q_{c.в t+1},$$

где $Q_{c.пт+1}$ – добыча нефти из старых скважин, перешедших с прошлого года в действующем фонде; $Q_{c.в t+1}$ – добыча нефти из старых скважин, восстановленных из бездействия.

В этом случае добычу из старых скважин, перешедших в действующем фонде $Q_{c.пт+1}$, рассчитывают по формуле.

Добычу по старым скважинам, восстановленным из бездействия, определяют по каждой скважине отдельно и суммируют:

$$\sum Q_{cvt+1} = \sum_{i=1}^n Q_{cvi+1}$$

где Q_{cvt+1} – добыча за планируемый период по каждой восстановленной из бездействия скважине.

$$Q_{cvt+1} = q_{cvi+1} \times m_{t+1} \times K_{ut+1}$$

где q_{cvi+1} – начальный дебит, с которого скважина восстанавливается в эксплуатации;

m_{t+1} – число дней работы скважины в планируемом периоде, зависящее от даты ввода ее в эксплуатацию;

K_{it+1} – средний коэффициент изменения дебита.

Добыча нефти из новых скважин, которые будут введены в эксплуатацию в планируемом году

$$Q_{Ht+1} = N_{Ht+1} * q_{Ht+1} * m_{t+1},$$

где N_{Ht+1} – количество новых добывающих скважин, вводимых в планируемом году;

q_{Ht+1} – проектируемый среднесуточный дебит нефти по новым скважинам в планируемом году;

m_{t+1} – среднее число дней работы одной новой добывающей скважины в планируемом году.

Количество вводимых новых скважин определяется исходя из объема планируемой на этот период проходки по добывающим скважинам и средней глубины этих скважин.

4.Перспективное

(долгосрочное)

планирование

Перспективное (долгосрочное) планирование осуществляется для прогнозирования развития нефтегазодобывающих и связанных с ними отраслей народного хозяйства на период 10-15 лет. При этом определяются: основные направления и объемы геолого-поисковых и разведочных работ с обоснованием их эффективности; возможный прирост запасов по отдельным регионам и стратиграфическим комплексам; эффективные направления научно-технического прогресса и их влияние на технико-экономические показатели отрасли;

возможные уровни добычи нефти и нефтяного газа в зависимости от вводимых в эксплуатацию производственных мощностей и ожидаемых изменений геолого-технических условий выработки запасов; объемы капитальных вложений в нефтепромысловое строительство и буровые работы, а также потребность в основных видах материально-технических ресурсов (промысловое оборудование, трубы обсадные, бурильные, насосно-компрессорные, буровые установки, тампонажный цемент, стальной каната, сода каустическая и кальцинированная и др.).

Основная особенность планирования добычи нефти на перспективу состоит в том, что расчет ведется по *двум группам месторождений*: открытым на начало планируемого периода – эксплуатируемым или подготовленным к промышленной разработке на базе запасов категорий $A + B + C_1$, а также неоткрытым, которые предполагается открыть, подготовить к разработке и ввести в эксплуатацию в планируемый период.

Добыча нефти по открытым месторождениям определяется с учетом утвержденных проектов разработки по методике, принятой при пятилетнем (текущем) планировании.

Прогноз добычи нефти по неоткрытым месторождениям осуществляется исходя из плана прироста запасов нефти по каждому району и геолого-физической характеристики ожидаемых к открытию новых месторождений.

На основании характеристики предполагаемых к открытию новых месторождений – их средних размеров, глубины залегания, продуктивности, качества нефти и др. – с помощью укрупненных гидродинамических расчетов или по методу аналогии, в соответствии с имеющимся опытом разработки определяются наиболее вероятные темпы отбора по годам из приращиваемых запасов.

Исходя из плана прироста запасов нефти, среднего темпа отбора от извлекаемых запасов по месторождениям района, а также с учетом оптимальной кратности запасов (соотношения между разведанными запасами и уровнем добычи нефти) составляют проект перспективного плана.

Меняя количество вводимых месторождений, темпы их освоения и другие показатели, определяемые объемами капитальных вложений, составляют несколько вариантов развития и размещения добычи нефти по месторождениям внутри нефтедобывающих районов, а также между нефтедобывающими районами.

Из числа этих вариантов, отличающихся уровнями добычи, объемами капитальных вложений и материально-технических средств, выбирают оптимальный вариант.

При перспективном планировании необходимо учитывать научно-технический прогресс в области технологии разработки нефтяных месторождений, в том числе эффект от применения новых методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Таким образом, результат расчета добычи нефти на перспективу состоит как бы из двух частей — гарантированной и вероятной, существенно отличающихся по точности и надежности.

К гарантированной части относится добыча нефти из открытых месторождений, по которым имеются утвержденные проектные документы на разработку.

К вероятной части относится добыча из неоткрытых месторождений и за счет применения новой технологии, в том числе новых методов повышения нефтеотдачи.

5. Особенности планирования добычи свободного газа

Планирование добычи газа по газовым месторождениям имеет свою специфику, которая заключается в следующем. Предприятия по добыче, транспортировке и потреблению газа входят в единую систему газоснабжения (ЕСГ). Следовательно, возможные уровни добычи газа зависят от таких факторов, как производительность (добычные возможности) отдельных месторождений, пропускная способность газопроводов, необходимость бесперебойного снабжения потребителей газом с заданными параметру по количеству, качеству, давлению.

давлению. Причем объем потребляемого газа может иметь значительные сезонные колебания. В связи с этим распределение добычи газа по районам газодобычи и отдельным месторождениям представляет собой сложную оптимизационную задачу. Распределение добычи газа между отдельными месторождениями района производится отраслевыми территориальными институтами путем нескольких последовательных приближений, отличающихся количеством учитываемых факторов. Так, при первом приближении могут учитываться только добычные возможности месторождений, при последующих приближениях – реальные потребители и др.

При этом уточняются и корректируются
потребные капитальные вложения,
эксплуатационные затраты и др., пока не будет
найден оптимальный вариант.

В процессе эксплуатации месторождений отбор
газа по залежам подвергается постоянной
корректировке. Это может быть вызвано
множеством причин: естественным истощением
запасов, изменением представлений о строении
залежей и их запасов, открытием новых
месторождений по трассе газопровода или вблизи
потребителя и др.

Обычно в начальный период разработки газовых месторождений уровни отбора зависят главным образом от пропускной способности магистрального газопровода, которая меняется (увеличивается) по мере ввода в эксплуатацию линейных и головных компрессорных станций.

К моменту выхода месторождения на максимальный уровень добычи и вывода магистрального газопровода на максимальную производительность на уровень добычи начинают влиять изменения сезонной потребности в газе. В зимнее время требуется обеспечивать максимальный отбор из залежей и несколько снижать его в летнее время.

На завершающей стадии разработки газовых месторождений основными факторами, определяющими уровни отбора газа, являются остаточные запасы газа в залежах местных потребителей.

6. Баланс нефти

Баланс нефти устанавливает:

1) количество нефти, планируемое к реализации производственно-товарным (нефтепроводным) конторам или непосредственно нефтеперерабатывающим заводам - или иным потребителям Q_c ;

2) товарный расход нефти $Q_{p.t.}$;

3) нетоварный расход нефти $Q_{p.n.}$.

При составлении баланса нефти учитывают разницу остатков нефти в товарных ёмкостях на начало $Q_{o.n.}$ и конец $Q_{o.k.}$ планируемого года.

Добыча нефти по нефтегазодобывающему предприятию по плану составляет $Q_{\text{пл}}$ т нефти, то реализацию определяют следующим соотношением

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{пл}} - (Q_{\text{р.нт}} + Q_{\text{р.т}}) + (Q_{\text{о.н}} - Q_{\text{о.к}})$$

Каждую из составляющих баланса нефти планируют следующим образом:

$Q_{\text{пл}}$ - планируемая добыча нефти;

$Q_{\text{р.нт}}$ - нетоварный расход нефти - исходя из потребности в расходе нефти на собственные производственные нужды НГДУ.

Например, расход нефти на промывку скважин, на проведение ГРП и так далее устанавливают в соответствии с нормой расхода нефти на те или иные производственные нужды $N_{\text{м.т.с}}$ и объемом работ в единицах, на которые рассчитывается норма расхода (скважино-месяцы эксплуатации) $C_{\text{э}}$:

$$Q_{\text{р.нт}} = N_{\text{м.т.с}} * C_{\text{э}} .$$

При планировании нетоварного расхода нефти учитывают потери нефти при деэмульсации (2-3 % от $Q_{\text{пл}}$);

$Q_{\text{р.т}}$ - товарный расход нефти УБР и другим устанавливают в виде квот, спускаемых НГДУ;

$Q_{o.n}$ - остаток нефти в товарных ёмкостях
НГДУ на начало планируемого года
устанавливают по фактическому остатку нефти на
конец отчётного года;

$Q_{o.k}$ - остаток нефти в товарных ёмкостях
НГДУ на конец планируемого года
устанавливают исходя из нормативного числа дней
задержки нефти в товарных резервуарах N_3 ,
которое зависит от условий добычи, обработки,
хранения, перекачки и сдачи нефти.

Так как суточная добыча нефти (q_c) в НГДУ равняется :

$$q_c = Q_{\text{пл}} : 365 \text{ (366) то}$$

$$Q_{\text{о.к}} = q_c * N_3,$$

где N_3 - равно 2 - 3 суток.

Баланс нефти составляют исходя из плана её добычи по сортам, поскольку на нефтеперерабатывающие заводы нефть сдаётся строго определённого качества (сорта). Аналогично составляют баланс газа.