

Рассмотрим пример

Пример 4.1. Компании А необходимо составить план проведения ГРП на лицензионном участке площадью 3 тыс. км². На территории участка прогнозируются ресурсы категории Д₁ в размере 50 млн. т. Плотность сейсморазведочных профилей составляет 1000 м/км², коллектор залегает на глубине 2700 м, прогнозное число перспективных объектов – 2. Прогнозная средняя плотность запасов промышленных категорий в данном районе составляет 0,3 млн. т/км². Компания в год может выполнять не более 2000 погонных км сейсморазведочных профилей 2D и 8,1 тыс. м поисково-разведочного бурения.

По оценкам специалистов компании для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных ресурсов (кат. С₃) необходимо увеличить плотность сети сейсмопрофилей 2D до 2000 м/км², на каждом полученном перспективном объекте пробурить 1 поисково-оценочную скважину. Плотность сети разведочного бурения должна достигнуть 15 км²/скв. По опыту работы компании в данном регионе коэф-т перевода ресурсов категории Д₁ в категорию С₃ составляет 1, коэф-т успешности поискового бурения – 0,5, коэф-т подтверждаемости запасов категории С₂ – 0,5.

Решение

На участке выделены ресурсы категории Д₁. Следовательно компании надо выполнить поисково-оценочный и разведочный этап процесса ГРП.

Для выявления и подготовки структур необходимо провести сейсморазведочные работы 2D в следующем объеме:

$$V_{ДСР} = (2000 \text{ м/км}^2 - 1000 \text{ м/км}^2) * 3000 \text{ км}^2 = 3000 \text{ км}$$

Данный объем превышает годовые возможности компании, следовательно, в первый год компания выполнит 2000 пог. м сейсмопрофилей и оставшиеся 1000 пог. м – во второй. На

третий год компания может приступать к поисково-оценочному бурению. Рассчитаем его необходимый объем:

$$V_{ПБ} = (0 + 2) * 1 * 2700 \text{ м} = 5400 \text{ м}.$$

Производственные мощности компании позволяют пробурить обе поисковые скважины (по одной на каждый прогнозный объект) в один третий год. Следовательно, разведочное бурение можно начать с четвертого года. Посчитаем необходимые объемы разведочного бурения. Сначала найдем средний размер прогнозных объектов категории Д₁:

$$Z = 50 \text{ млн. т} / 2 \text{ объекта} = 25 \text{ млн. т}.$$

Площадь земель с запасами категории С₂, которые могут быть получены из имеющихся ресурсов категории Д₁ составит:

$$S_{С3+Д1} = \frac{0 + [2 * 0,5] * 25 \text{ млн. т}}{0,3 \text{ млн. т} / \text{км}^2} = 83,3 \text{ км}^2.$$

Необходимый объем разведочного бурения равен:

$$V_{РБ} = \left[\frac{0 + 83,3 \text{ км}^2}{15 \text{ км}^2 / \text{скв}} \right] * 2700 \text{ м} - (0 + [2 * 0,5]) * 1_{\text{СКВ}} * 2700 \text{ м} = 13500 \text{ м}.$$

Так как производственные мощности компании позволяют в год бурить не более 8100 м поисково-разведочного бурения, разведочные работы, будут проводиться в течение 2-х лет: в четвертый год от начала ГРП будет пробурено 8100 м, в пятый – оставшиеся 5400 м.

Таким образом, план ГРП на лицензионном участке, будет следующий:

| Год | Сейсморазведка 2D, пог. км | Бурение, м | |
|--------------|-------------------------------|-------------|--------------|
| | | поисковое | разведочное |
| 1 | 2000 | 0 | 0 |
| 2 | 1000 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 5400 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 8100 |
| 5 | 0 | 0 | 5400 |
| Итого | 3000 | 5400 | 13500 |

Принятая в конце 2005г. новая классификация ресурсов и запасов углеводородов [56, см. также раздел 2.1] может несколько изменить приведенный выше алгоритм оценки, но не принципиально. Категории С3 в новой классификации нет. Она фактически включена в состав категории локализованных ресурсов D1. Запасы бывшей категорий С1 условно подразделяются на установленные – категория В (вблизи испытанных скважин) и оцененные – примыкающие к В (между скважинами), а также в непосредственной близости от неиспытанных скважин, вскрывших продуктивные коллекторы. (по данным ГИС). Большая часть запасов категорий С2 попадет в предполагаемые (также С2). Проведенные нами оценки запасов по нескольким месторождениям показывают, что сумма запасов по новым категориям В+С1 все же несколько меньше, чем величина запасов по «старой» категории С1. Однако данная классификация полностью вступает в силу с 1 января 2009 г. Пока же она будет применяться для участков нераспределенного фонда.

Изложенные выше принципы перевода ресурсов и запасов в более высокие категории на основании проведенных геологоразведочных работ применимы к модели планомерного изучения территорий преимущественно за счет средств госбюджета. Такая модель безусловно пригодна для плановой экономики, каковая у нас была в недавнем прошлом. В настоящее время недропользователи, имеющие лицензии на отдельные участки, зачастую ведут разведку, пропуская несколько стадий. Временное положение [31,92] фактически не выполняется уже много лет. Кроме того, какая-то статистика по коэффициентам перевода ресурсов и запасов между категориями набрана по старым районам нефтегазодобычи и для наиболее перспективных малоизученных территорий непригодна. Тем не менее, несмотря на все эти условности, вышеизложенные принципы позволяют более или менее корректно выполнить основную задачу – оценить объемы и стоимость необходимых геологоразведочных работ.

Принципы расчета показателей разработки нефтяных и газовых месторождений.

При расчете различных экономических показателей эффективности освоения выявленных и прогнозируемых месторождений углеводородов требуется сделать некоторые предположения о параметрах их разработки, темпах годового отбора, дебитах скважин и т.п. Иначе выполнить экономическую оценку ресурсов или запасов невозможно. Это вторая составная часть триединой задачи геолого-экономического анализа (см. рис. 1 во введении).

В соответствии с действующими регламентами [95, 97] основной задачей проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений является сопоставление технико-экономических показателей различных вариантов с целью выявления наиболее эффективного.

Уровень достоверности оценки эффективности конкретного варианта разработки в первую очередь зависит от степени изученности данного месторождения.

В 2000 г. ЦКР Минэнерго РФ приняла регламент по построению постоянно действующих моделей месторождений (ПДГТМ) [96]. Сегодня основным способом создать геологическую основу ПДГТМ является построение трехмерной геологической модели. В такой модели пласт представляется с помощью детальной трехмерной сетки, которая заполняется параметрами, отражающими пространственное распределение коллекторских свойств и литологических типов пород. Геологическая модель в составе ПДГТМ должна быть как можно более детальной, чтобы точно локализовать имеющиеся в разрезе скважин коллекторы различных типов.

Гидродинамическая (фильтрационная) модель является второй составляющей ПДГТМ. Фильтрационное моделирование выполняется с помощью программ, реализующих численное решение системы уравнений в частных производных, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов (комбинация закона Дарси и уравнения сохранения

массы) с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

Наиболее часто используются программы трехфазной фильтрации, известные как программы нелетучей нефти (black oil model). В таких программах рассматриваются три фильтрующихся флюида: вода, нефть, газ. Программы многокомпонентной фильтрации учитывают изменение компонентного состава флюидов, их физических свойств и предусматривают учет массообмена вследствие фазовых превращений.

На сегодняшний день подходы к гидродинамическому моделированию практически устоялись и продукты основных поставщиков (Shlumberger (Eclipse), Landmark (VIP), Roxar (MORE) и т. д.) гидродинамических моделей во многом схожи.

Однако на этапе создания модели месторождение находится в начальной стадии разработки, поэтому объем исходной информации и степень ее достоверности, как правило, недостаточны для проведения расчетов по трехмерной сеточной модели.

Единственным критерием истинности геологической и фильтрационной моделей является их способность к *адекватному воспроизведению истории разработки*, что может быть осуществлено лишь при значительном уровне разбуренности и многолетней эксплуатации месторождения.

Соответственно, для объектов, вскрытых несколькими разведочными скважинами, а тем более для структур, обозначенных лишь по сейсмическим данным, проведение расчетов на подобных моделях не приводит к заметному увеличению точности прогноза разработки. Поэтому для объектов с низкой степенью изученности можно использовать упрощенные алгоритмы.

В данной теме очень кратко и схематично изложены основные принципы расчета параметров разработки, необходимые для последующего экономического анализа. Они несколько различаются для нефтяных и газовых месторождений и потому выделены в самостоятельные подразделы.

4.4.1. Принципы расчета показателей разработки нефтяных месторождений

Разработка нефтяных месторождений обычно включает в себя 3 основных этапа:

- 1) этап нарастающей добычи;
- 2) этап постоянной максимальной добычи (так называемая “полка”);
- 3) этап падающей добычи.

Продолжительности этапов различны и могут варьировать в зависимости от пластового давления, свойств нефти, размеров месторождения и прочих факторов. Весь срок разработки может составлять от 20 до 40 лет и более. Обычно при геолого-экономическом анализе его берут равным 20-25 годам, поскольку на этот срок выдаются лицензии на добычу. Для морских месторождений он близок к сроку службы буровых платформ (до 30 лет).

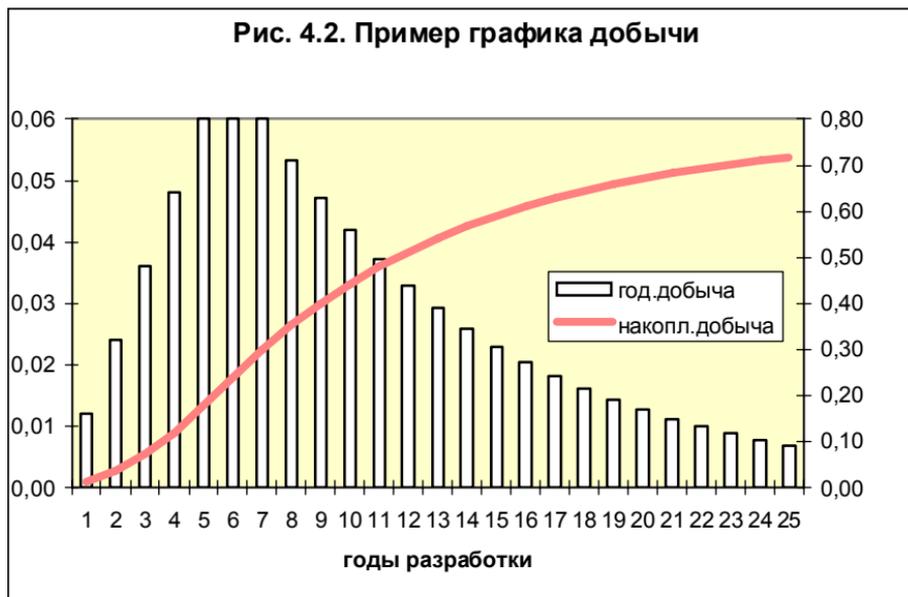
Продолжительность первого этапа, называемого еще этапом разбуривания месторождения или этапом подготовки к эксплуатации, определяется наличием парка буровых станков с определенной скоростью бурения. По мере строительства эксплуатационных скважин они могут переводиться в фонд добывающих скважин, если проведены все необходимые работы для приема продукции, организованы сборные пункты нефти или подведены трубопроводы и т.п. В это же время создается вся необходимая промысловая инфраструктура, прокладываются дороги, ЛЭП и т.д. На средних и крупных месторождениях данный этап может занимать от трех до десяти лет, в среднем пять-шесть, а на мелких он короче. Объем добычи в этот период возрастает от нуля до своего максимального значения.

Второй этап характеризуется постоянной максимальной добычей, обеспеченной вводом в эксплуатацию большинства проектных добывающих скважин. Ежегодно в этот период добывается 4-6% ($s \approx 0,04 \div 0,06$) от извлекаемых запасов средних и крупных месторождений и до 10% от запасов мелких месторождений. При недостаточной энергии пласта применяется

система поддержания пластового давления (ППД), заключающаяся в нагнетании воды в пласт, которая вытесняла бы нефть и поддерживала бы рабочие дебиты скважин в приемлемом состоянии. В этом случае необходимо строительство дополнительных нагнетательных скважин. Для небольших месторождений часто применяют способы эксплуатации “на истощение” с помощью специальных насосов ШГН или ЭЦН без нагнетания воды. Длительность второго этапа для нефтяных месторождений обычно невелика – 2-3 года, редко больше. К его концу накопленная добыча составляет 30-40% от суммарных извлекаемых запасов нефти.

Самый длительный по времени – третий этап, который может растянуться на 20-30 лет. Обычно добыча падает довольно быстро – примерно в 1,5-2 раза за первые 5-6 лет этого этапа, а затем темп падения постепенно снижается и график добычи “выполаживается”, однако это опять же зависит от очень многих факторов.

Рис. 4.2. Пример графика добычи



На рис.4.2 представлена типичная диаграмма годовой и накопленной добычи (по оси ординат - доля от извлекаемых

запасов), на которой отчетливо видны все три этапа разработки месторождения.

Для дальнейших экономических оценок нужны прежде всего количественные характеристики параметров разработки для всех трех этапов. Они более или менее могут быть известны с приемлемой точностью на стадии составления проекта разработки месторождения, когда запасы, вовлекаемые в разработку подготовлены по категории не ниже C_1 . Однако экономическая оценка по рекомендациям МПР [76] проводится и для ресурсов, для которых нет и не может быть каких-то достоверных оценок промысловых параметров. Во всех этих случаях их приходится брать по аналогии с известными месторождениями, хотя степень этой аналогии, да и величины самих ресурсов не могут быть хорошо обоснованы.

Ключевыми параметрами при подсчете являются количественные характеристики графика добычи и прогнозные дебиты скважин. Если по аналогии с открытыми в районе добычи месторождениями, принята длительность периодов нарастающей добычи t_1 , постоянной добычи - t_2 , падающей добычи - t_3 и уровень постоянной максимальной добычи s , то в функция объема добычи $Q(t)$ в каждый из этих периодов выглядит так:

$$\begin{aligned} Q(t) &= O_r \times s \times (t/t_1) && \text{в период } t_1; \\ Q(t) &= O_r \times s && \text{в период } t_2; \\ Q(t) &= O_r \times s \times \exp\{-\beta[t-(t_1+t_2)]\} && \text{в период } t_3; \end{aligned} \quad (4.1)$$

где O_r – извлекаемые (recoverable) запасы или ресурсы, s – относительная величина ежегодного отбора в период постоянной максимальной добычи; β - параметр спадания добычи, значения которого обычно находятся в интервале $[0,1-0,2]$.

Для дальнейшего наиболее важным является определить количество эксплуатационных скважин, необходимых для обеспечения параметров отбора, и график их бурения. В [75] предлагается несколько усложненный алгоритм, основанный на

расчете функции обводненности в зависимости от накопленной добычи, а также на учете соотношения вязкости нефти и воды и других параметров. Однако, на стадии оценок ресурсов и запасов низких категорий эти параметры попросту неоткуда взять, не иначе как придумать, поскольку даже на действующих месторождениях их нельзя рассчитать с достаточной точностью, чтобы пользоваться ими в качестве аналогов.

Думается, здесь следует поступить, с одной стороны проще, а с другой - правильнее. При предынвестиционных исследованиях, к каковым можно отнести геолого-экономический анализ, следует ориентироваться лишь на самые общие параметры. Единственным таковым наряду с графиком добычи (3.1) можно взять средний начальный суточный дебит скважин по нефти q_n . Тогда для обеспечения отбора $Q_{гс}$ в период максимальной добычи потребуется N_e эксплуатационных скважин:

$$N_e = \frac{Q_{гс} * k_{рез}}{q_n * I * k_{экспл}}, \quad (4.2)$$

где I - количество рабочих дней в году, $k_{экспл}$ - коэффициент эксплуатации скважин ($\cong 0,8-1,0$), $k_{рез}$ - коэффициент резерва скважин ($\cong 1,0-1,1$). Бурение этого количества скважин следует равномерно распределить по годам периода t_1 , а очень небольшую часть (менее 10%) - на период t_2 .

Количество необходимых нагнетательных скважин N_n можно рассчитать через средний коэффициент отношения нагнетательных к количеству добывающих по данному типу месторождений в анализируемом районе. В [76] предлагается следующее соотношения между действующим фондом нагнетательных и эксплуатационных скважин:

$$N_n(t) = k_1 \times D^{k_2}(t) \times N_e(t) \quad (4.3)$$

k_1 , k_2 - эмпирические коэффициенты.

В принципе, то минимальное количество показателей разработки, о которых шла речь в данном разделе, может

обеспечить приблизительные расчеты экономической эффективности разведки и освоения прогнозируемого нефтяного месторождения.

В методическом руководстве МПР не нашла отражения возможность использования горизонтальных эксплуатационных скважин и других методов интенсификации добычи, с помощью которых иногда удается повысить дебит в несколько раз, хотя и их бурение зачастую обходится значительно дороже. Тем не менее, во многих случаях с их помощью можно добиться улучшения технологических и экономических показателей разработки. Их можно учесть в вышеприведенных расчетах через соответствующие коэффициенты повышения дебитов с корректировкой необходимого количества скважин.

При проектировании разработки морских месторождений дело обстоит несколько иначе. Базовым элементом морской добычи является буровая платформа, и в ней заранее проектируется фиксированное количество вертикальных и горизонтальных эксплуатационных скважин, которое может быть с нее пробурено.

Принципы расчета показателей разработки газовых месторождений

Добыча газа так же, как и нефти, характеризуется тремя этапами: нарастающей, стабильной и снижающейся добычи. Продолжительность этапов и их соотношение между собой тоже примерно соответствует таковым при разработке нефтяного месторождения с той лишь разницей, что продолжительность периода стабильной добычи (“полки”) на газовых месторождениях обычно несколько больше и может достигать 5-7 лет и более. Соотношения типа (4.1) можно применять и для описания темпов добычи газа. В то же время для описания объемов отбора газа в период падающей добычи вполне можно применить вместо экспоненты линейную зависимость. Определяющим здесь, как и вообще при разработке газовых месторождений, является давление: пластовое, забойное, устьевое, магистральное и т.д. Вся система обустройства

газового месторождения рассчитывается на подготовку газа и поддержание необходимого давления на входе в газопровод.

Отсюда, наряду с бурением эксплуатационных скважин важнейшим звеном в процессе разработки является строительство УКПГ и ДКС.

УКПГ - установка комплексной подготовки газа, где в зависимости от состава газа осуществляются различные операции: от простой осушки газа до разделения газа на различные компоненты, отделение конденсата и т.д.

ДКС – дожимные компрессорные станции – установки, повышающие давление газа до заданного уровня. В случае необходимости по мере падения давления на входе они могут наращиваться одна за другой “каскадами”, чтобы достичь требуемого давления для подачи газа в трубопровод.

И еще одной отличительной особенностью разработки газовых месторождений по сравнению с нефтяными является отсутствие в общем случае нагнетательных скважин. Они могут применяться лишь в каких-то особых исключительных случаях.

Количество необходимых эксплуатационных скважин может быть примерно оценено так же, как и ранее, по формуле (4.2) в расчете на среднюю скважину. Если наряду с вертикальными скважинами планируется использовать и горизонтальные, следует воспользоваться той же формулой отдельно для каждого фонда скважин, задавшись предварительно долей добытого газа, приходящегося на каждый фонд. Бурение скважин равномерно распределяется на период t_1 и небольшая часть (менее 10-20%) на период t_2 . Мощности УКПГ вводятся в эксплуатацию по мере нарастания добычи газа. Для определения сроков строительства и ввода ДКС и ее требуемой мощности необходимо сделать оценочный расчет падения давления по мере разработки месторождения на всех звеньях - от пласта до газопровода.

Падение пластового давления по мере разработки можно приблизительно описать следующей формулой:

$$P_{пл}(t) = P_0 \left[1 - \frac{K_0 \sum Q(t)}{K(t) Q_0} \right], \quad (4.4)$$

где P_0 – начальное пластовое давление, K_0 – начальный коэффициент сверхсжимаемости газа, Q_0 – начальные запасы газа, $P_{пл}(t)$, $K(t)$ – текущее пластовое давление и коэффициент сверхсжимаемости, $\Sigma Q(t)$ – накопленная добыча.

Пластовое давление и забойное давление различаются на величину депрессии. В методическом руководстве [76] предлагается рассчитывать забойное давление через фильтрационные коэффициенты A и B и начальный дебит с использованием операции извлечения квадратного корня:

$$P_z(t) = \sqrt{P_{пл}^2(t) - Aq_0 - Bq_0^2}, \quad (4.5)$$

где q_0 – начальный дебит.

Однако практическая реализация такой схемы весьма затруднительна. Во-первых, даже на разрабатываемых месторождениях эти коэффициенты определяются с большими погрешностями (коэффициенты вариации доходят до 1 и более) и зачастую нет никаких оснований переносить их на прогнозируемые месторождения. Во-вторых, при типичных значениях этих коэффициентов часто под корнем получаются отрицательные значения, что приводит к остановке вычислительных программ. Фактически такая схема сводится к подбору таких значений A и B , которые дают положительную величину под корнем и реальную величину депрессии. Но подобранные таким образом значения не имеют ничего общего с измеренными где-либо коэффициентами. В действительности для целей геолого-экономического моделирования нам не нужны результаты таких вычислений. Депрессия – величина управляемая. Обычно ее стараются сделать больше, чтобы увеличить дебит скважины. Но с другой стороны, слишком большая величина депрессии приводит к разрушению забоя и преждевременному выходу скважины из строя. При прочих условиях в оценочных расчетах обычно принимают величину депрессии примерно 10% от пластового давления, т.е. забойное давление на 10% ниже пластового, которое в свою очередь

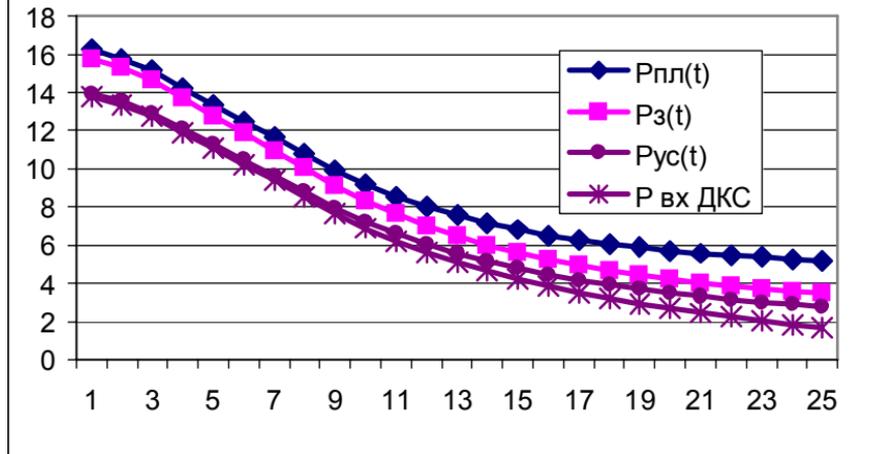
можно принять равным литостатическому (10МПа на каждый километр глубины прогнозируемой залежи), если нет сведений о наличии АВПД – аномально высоких пластовых давлений.

Далее давление уменьшается от забоя до устья скважины и такое уменьшение можно учесть с помощью известной формулы e2s:

$$P_y(t) = \frac{\sqrt{P_z^2(t) - \theta q_0^2}}{e^{2s}}, \text{ где } 2s = \frac{0,0683 \bar{\rho} L}{Z_{cp} T_{cp}} \quad (4.6)$$

Здесь Z_{cp} - коэффициент сверхсжимаемости на середину ствола, T_{cp} - средняя абсолютная температура газа в стволе, L - длина ствола скважины, $\bar{\rho}$ - плотность газа по воздуху, θ - коэффициент потерь в скважине, который в свою очередь также может быть рассчитан через Z_{cp} , T_{cp} , e^{2s} и внутренний диаметр трубы.

Рис.4.3. Пластовое, забойное и устьевое давление по годам разработки (МПа)



И, наконец, с помощью специального понижающего коэффициента (без использования радикалов), зависящего от длины шлейфов, можно оценить потери давления в шлейфах уже на поверхности земли. После всей этой цепочки расчетов можно увидеть, в какой год проектируемой эксплуатации давление

станет ниже требуемого для подачи в газопровод. С этого момента надо будет вводить ДКС, предусмотрев ее строительство на 1-2 года раньше.

На рис. 4.3 приведен пример расчета падения пластового, забойного, устьевого давления и давления на входе ДКС по годам разработки. Видно, что если требуется подавать в газопровод газ при давлении 70 ат, ДКС надо вводить на десятом году эксплуатации, а если рабочее давление в газопроводе 50 ат ($\cong 5\text{Мпа}$), то на 13-м году.

Все эти алгоритмы использованы в созданных нами пакетах компьютерных программ геолого-экономического моделирования (глава 7).

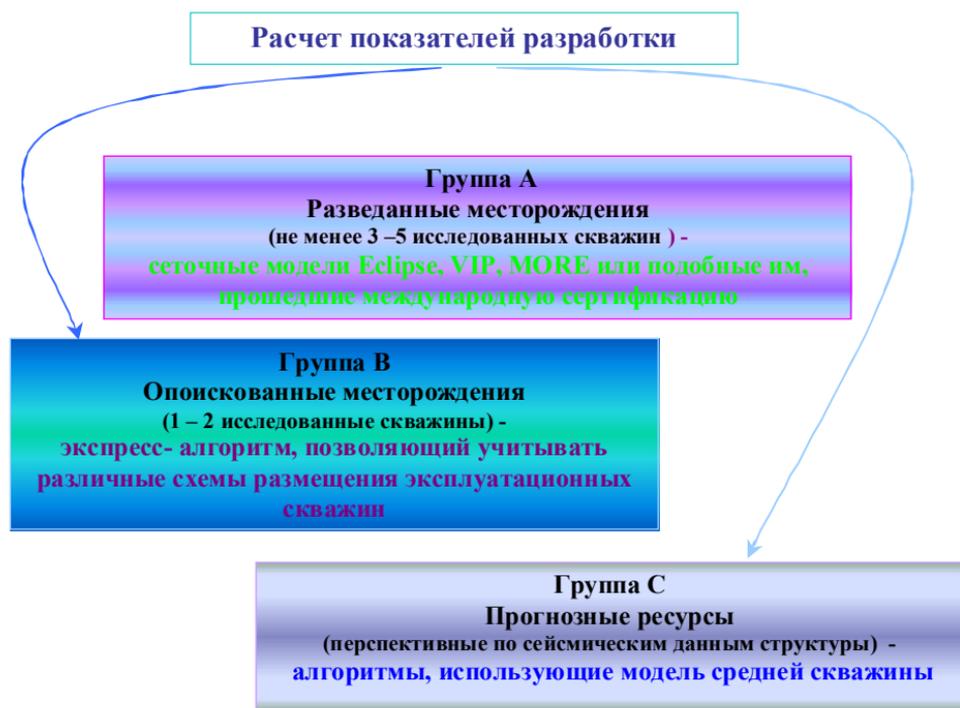


Рис. 4.4. Используемые алгоритмы моделирования показателей добычи.

Степень детальности моделирования параметров добычи для экономических оценок зависит от разведанности

месторождения или участка. Для наиболее изученных объектов на стадии разработки проектных документов на разработку применяются мощные компьютерные системы гидродинамического моделирования: VIP, Eclipse, More и др. Для выявленных месторождений на стадии предварительных оценок, когда преобладающими являются запасы низких категорий, могут использоваться промежуточные более простые алгоритмы. А на стадии оценки локализованных ресурсов достаточно обходиться моделью «средней скважины». На рис. 4.4 приведена соответствующая схема использования средств моделирования показателей разработки на разных стадиях.

Прогноз капитальных затрат на освоение

На основании показателей, характеризующих программу геологоразведочных работ и технологию процесса разработки объекта углеводородного сырья, определяются прогнозные показатели капитальных и текущих затрат для различных типов объектов. Рассчитанные прогнозные значения затрат в динамике наряду с технологическими показателями используются в дальнейшем для расчета показателей эффективности освоения нефтяных и газоконденсатных объектов.

При проведении стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородов выделяются следующие направления капиталовложений – проведение геологоразведочных работ, эксплуатационное бурение, промышленное строительство, оборудование, не входящее в сметы строек, строительство внешнего трубопровода.

Обоснование капитальных вложений на освоение проводится отдельно для каждого из выделенных на участке недр объектов оценки. Затраты по тем элементам обустройства промыслов и транспортировки углеводородов, которые нельзя отнести полностью на отдельные объекты оценки, следует распределить между объектами определенным образом (пропорционально объемам добычи, числу скважин пр.) либо отнести полностью на основной (головной) объект если таковой

можно выделить на участке недр.

Для проведения расчетов в заданной структуре необходимо обоснование соответствующих удельных нормативов. Наиболее подходящей основой для определения экономических нормативов, необходимых для прогнозирования капитальных и текущих затрат на добычу нефти и газа, являются фактические данные о производственно-хозяйственной деятельности добывающего предприятия, на территории которого находится оцениваемый объект, либо предприятия, расположенного в том же районе. Если объект находится в неосвоенном регионе, в качестве аналога может быть принято какое-либо предприятие, функционирующее в другом регионе, а корректировка экономических нормативов может быть проведена исходя из соотношения величин производственных затрат по тем элементам, по которым они известны.

Расчет показателей затрат на подготовку запасов углеводородного сырья

Исходной информацией для расчета издержек на проведение геологоразведочных работ служат показатели, поступающие из блока прогноза показателей ГРП, описанного в разделе 4.3, и ряд нормативов:

- объем сейсморазведки 2Д в год t расчетного периода, тыс. пог. м – $V_{2Д}^t$;
- объем сейсморазведки 3Д в год t расчетного периода, тыс. пог. м – $V_{3Д}^t$;
- объем поисково-оценочного бурения в год t расчетного периода, тыс. м – $V_{ПБ}^t$;
- объем разведочного бурения в год t расчетного периода, тыс. м – $V_{РБ}^t$;
- стоимость сейсморазведочных работ 2Д, тыс. руб./пог. км – $K_{2Д}$;
- стоимость сейсморазведочных работ 3Д, тыс. руб./км² – $K_{3Д}$;
- стоимость поисково-оценочного и разведочного бурения, руб./м – $K_{ПРБ}$;

- доля прочих работ (магниторазведка, гравиразведка, геохимическая съемка, научное обеспечение и др.) в стоимости геологоразведочных работ, % – $G_{ПР}$.

Показатели издержек на каждый год оцениваемого периода рассчитываются по следующим формулам:

1) Затраты на сейсморазведочные работы 2Д при подготовке запасов на объекте $Z'_{2Д}$:

$$Z'_{2Д} = V'_{2Д} * K_{2Д}$$

2) Затраты на сейсморазведочные работы 3Д при подготовке запасов на объекте $Z'_{3Д}$:

$$Z'_{3Д} = V'_{3Д} * K_{3Д}$$

3) Затраты на поисково-разведочное бурение при подготовке запасов $Z'_{ПРБ}$:

$$Z'_{ПРБ} = (V'_{ПБ} + V'_{РБ}) * K_{ПРБ}$$

4) Общие затраты на геологоразведочные работы при подготовке запасов $Z'_{ГРР}$:

$$Z'_{ГРР} = (Z'_{2Д} + Z'_{3Д} + Z'_{ПРБ}) * \left(1 + \frac{G_{ПР}}{(1 - G_{ПР})} \right)$$

Суммарные затраты на подготовку запасов углеводородов определяются для каждого года периода проведения геологоразведочных работ.

Пример 4.2. Рассчитаем затраты, которые должна понести компания А, на выполнение намеченных объемов ГРР в примере 4.1. По фактическим данным компании за предыдущий год затраты на сейсморазведочные работы 2Д составляют 100 руб./пог. м, затраты на поисково-разведочное бурение – 30000 руб./м, доля прочих работ в затратах на ГРР (кроме сейсмики и бурения) – 5 %

Решение

Для удобства представления информации составим

таблицу:

| Год | Сейсмо-разведка 2D, пог. км | Бурение, м | | Затраты, млн. руб. | | Прочие работы, млн. руб. | Всего затрат на ГРП, млн. руб. |
|--------------|-----------------------------|-------------|--------------|--------------------|------------|--------------------------|--------------------------------|
| | | Поис-ковое | Разведочное | в сейсмику | в бурение | | |
| 1 | 2000 | 0 | 0 | 200 | 0 | 10,5 | 210,5 |
| 2 | 1000 | 0 | 0 | 100 | 0 | 5,3 | 105,3 |
| 3 | 0 | 5400 | 0 | 0 | 162 | 8,5 | 170,5 |
| 4 | 0 | 0 | 8100 | 0 | 243 | 12,8 | 255,8 |
| 5 | 0 | 0 | 5400 | 0 | 162 | 8,5 | 170,5 |
| Итого | 3000 | 5400 | 13500 | 300 | 567 | 45,6 | 912,6 |

Расчет показателей капитальных затрат на освоение нефтеносных объектов

Прогноз показателей издержек разработки нефтяного объекта в динамике проводится по следующим правилам:

Капитальные вложения в бурение по годам рассчитываются по формуле:

$$K^t_B = K^B_B * H * (n^t_D + n^t_H) + K^F_B * L_{ГОР} * n^t_D,$$

где K^B_B - стоимость бурения вертикальных нефтяных скважин, руб./м;

H - глубина эксплуатационных скважин, м;

n^t_D - число вновь вводимых добывающих скважин по годам расчетного периода;

n^t_H - число вновь вводимых нагнетательных добывающих скважин по годам расчетного периода;

K^F_B - стоимость бурения горизонтальной части нефтяных скважин, руб./м;

$L_{ГОР}$ - длина горизонтальной части ствола

При расчете капитальных затрат на обустройство объекта капиталовложения в нефтепромысловое строительство могут производиться либо по мере бурения новых скважин, либо до начала добычи за период обустройства.

$K^t_{СТР} = K_{СТР} * (n^t_D + n^t_H)$, если $t_{ОБС} = 0$, т.е. нефтепромысловое строительство идет по мере бурения новых скважин,

$$K_{СТР}^t = \frac{\left(\sum_{t_0=1}^T \left(n_D^{t_0} + n_H^{t_0} \right) * K_{СТР} \right)}{t_{ОБС}}, \quad \text{если } t_{ОБС} > 0.$$

где $K_{СТР}$ - норматив капитальных вложений в нефтепромысловое строительство в расчете на одну вновь вводимую скважину, тыс. руб./скв.;

$t_{ОБС}$ – период обустройства, лет;

T - последний год разработки месторождения.

Капиталовложения в оборудование, не входящее в сметы строек, осваиваются пропорционально объему эксплуатационного бурения:

$$K_{ОБОР}^t = K_{ОБОР} * (H + L_{ГОР}) * n_D^t + H * n_H^t,$$

где $K_{ОБОР}$ - норматив капитальных вложений в оборудование, не входящее в сметы строек, в расчете на метр проходки в эксплуатационном бурении, руб./м проходки.

Суммарные капиталовложения в обустройство в каждом году будут:

$$K_{ОБС}^t = K_{СТР}^t + K_{ОБОР}^t$$

Рассмотрим на примере.

Пример 4.3. Рассчитать необходимый объем инвестиций в освоение месторождения, если по фактическим данным компании затраты на бурение 1 м эксплуатационной скважины составляют 10000 руб., вложения в нефтепромысловое строительство в расчете на 1 вновь вводимую скважину – 20000 тыс. руб., капвложения в оборудование, не входящие в сметы строек, – 8000 руб./м.

Данные по освоению месторождения приведены в таблице:

| Годы | Бурение скважин, шт. | | Добыча, млн.т | |
|------|----------------------|---------|---------------|-------|
| | эспл. | нагнет. | жидкости | нефти |
| 1 | 7 | 0 | 0,063 | 0,063 |
| 2 | 6 | 0 | 0,125 | 0,125 |
| 3 | 8 | 6 | 0,197 | 0,188 |
| 4 | 3 | 0 | 0,210 | 0,188 |
| 5 | 3 | 1 | 0,225 | 0,188 |
| 6 | 0 | 0 | 0,223 | 0,172 |

Глубина эксплуатационных скважин равна 2500 м.

Решение

Представим решение в виде таблицы:

| Годы | Бурение скважин, шт. | | Инвестиции в добычу нефти, млн. руб. | | | |
|--------------|----------------------|---------|--------------------------------------|-------------------|---------------------------|---------------|
| | экспл. | нагнет. | бурение | нефтепром. стр-во | оборуд., не вход. в смету | всего |
| 1 | 7 | 0 | 175,0 | 140,0 | 140,0 | 455,0 |
| 2 | 6 | 0 | 150,0 | 120,0 | 120,0 | 390,0 |
| 3 | 8 | 6 | 350,0 | 280,0 | 280,0 | 910,0 |
| 4 | 3 | 0 | 75,0 | 60,0 | 60,0 | 195,0 |
| 5 | 3 | 1 | 100,0 | 80,0 | 80,0 | 260,0 |
| 6 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Итого | | | 850,0 | 680,0 | 680,0 | 2210,0 |

Таким образом, затраты на освоение месторождения составят 2210 млн. руб.

Предполагается, что капиталовложения в линейную часть при строительстве нефтепровода осуществляются до начала добычи, возможно параллельно с завершающими стадиями геологоразведки или с обустройством месторождения в течение $t_{НП}$ лет. Тогда ежегодные капиталовложения в течение этого срока будут:

$$K_{ЛЧ}^t = \frac{K_{ЛЧ} * S_{НП}}{t_{НП}},$$

где $K_{ЛЧ}$ - норматив капиталовложений в строительство нефтепровода-подключения (линейная часть), тыс. руб./км;

$S_{НП}$ - протяженность нефтепровода-подключения к действующему магистральному трубопроводу, км;

$t_{НП}$ - срок строительства нефтепровода-подключения, лет

Остальные капиталовложения в строительство нефтепровода осваиваются пропорционально росту объемов транспортировки нефти:

$$K_{ТР}^t = \frac{(K_{НП} - K_{ЛЧ}) * S_{НП} * (Q_H^t - Q_H^{t-1})}{Q_0 * \theta_{МАХ}},$$

где $K_{НП}$ - норматив капиталовложений в строительство нефтепровода-подключения (всего), тыс. руб./км;

Q_H^t - объемы добычи нефти по годам расчетного периода, млн. т;

Q_0 - извлекаемые запасы нефти на объекте, млн. т;

$\theta_{МАХ}$ - максимальный темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %

Общие капиталовложения в освоение нефтяного объекта по годам составляют:

$$K^t = K_B^t + K_{ОБС}^t + K_{ЛЧ}^t + K_{ТР}^t$$

Расчет показателей капитальных затрат на освоение газоконденсатных объектов

Капитальные затраты в бурение эксплуатационных скважин и строительство системы внешнего транспорта при освоении газоконденсатных объектов оцениваются по аналогии с нефтяными объектами.

При обустройстве месторождения основные капиталовложения в промысловое строительство могут производиться либо до начала добычи в течение заданного срока $t_{ОБ}$, либо по мере бурения новых скважин в случае нулевого периода обустройства.

$$K_{СТР}^t = (K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}) * n_D^t, \quad \text{если } t_{ОБС} = 0,$$

$$K_{СТР}^t = \frac{\left(\sum_{t_0=1}^T n_D^{t_0} * (K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}) \right)}{t_{ОБ}}, \quad \text{если } t_{ОБС} > 0.$$

Капитальные затраты в обвязку скважин $K_{ОБВ}$, доля которых составляет около 6 % общего норматива, осуществляются пропорционально вводу скважин.

$$K_{ОБВ}^t = K_{ОБВ} * n_D^t$$

Капитальные затраты в оборудование, не входящее в сметы строок $K_{ОБОР}$, доля которых составляет около 14 %

общего норматива, осваиваются пропорционально осуществлению затрат в промысловое строительство.

$$K_{ОБОР}^t = \frac{K_{СТР}^t}{K_{ОБС} - K_{ОБВ} - K_{ОБОР}} * K_{ОБОР}^t$$

Капитальные затраты в ДКС осваиваются частично в год ее ввода и частично пропорционально наращиванию мощности в соотношении примерно 40 % и 60 % по формуле:

$$K_{ДКС}^t = 0,4 * K_{ДКС}^t + 0,6 * K_{ДКС}^t * \max (m^t - m^{t-1} ; 0),$$

где $K_{ДКС}$ - капитальные затраты в единицу мощности ДКС;

m^t - мощность ДКС по годам расчетного периода, тыс. кВт;

0,4 и 0,6 – доли капитальных затрат на ДКС, независимые и зависящие от ее мощности соответственно.

Суммарные капиталовложения в разработку газоконденсатного месторождения по годам составят:

$$K_{ДОБ}^t = K_{Б}^t + K_{СТР}^t + K_{ОБВ}^t + K_{ОБОР}^t + K_{ДКС}^t$$

Общие капиталовложения в освоение газоконденсатного объекта по годам составят:

$$K^t = K_{ДОБ}^t + K_{ЛЧ}^t + K_{ТР}^t$$

Для месторождений углеводородов, расположенных на территории **внутренних морских вод и континентального шельфа** Российской Федерации, в затратах на обустройство должны быть предусмотрены капитальные затраты на строительство гидротехнических сооружений, которые могут включать затраты на строительство платформ различного типа и подводных добычных комплексов. Кроме того, необходимо предусмотреть затраты на содержание вспомогательного обслуживающего флота и береговых сооружений (терминалов для загрузки танкеров и др.), затраты на которые являются общими и требуется их разделение по объектам, находящимся в одновременной разработке.

Капитальные вложения на создание региональной инфраструктуры при освоении месторождений нефти и газа

учитываются в тех случаях, если разработка оцениваемых объектов требует создания новых или дополнительных мощностей в региональной производственной структуре. Затраты на создание региональной инфраструктуры складываются из затрат на строительство новых межпромысловых и внепромысловых систем транспортировки нефти и газа, затрат на строительство железных и автомобильных дорог, линий электропередач, жилых комплексов с соответствующими инженерными сооружениями.

Для определения объемов, сроков работ и затрат по созданию инфраструктуры используются комплексные программы геологоразведочных работ, программы лицензирования нераспределенного фонда недр, региональные и генеральные схемы развития нефтяной и газовой промышленности. Стоимость работ по созданию отдельных элементов инфраструктуры определяется укрупненно по ценам, сложившимся в данном регионе на момент оценки.

Основные результирующие показатели на освоение нефтегазозоносного объекта, используемые на последующих этапах стоимостной оценки, включают:

- затраты на подготовку запасов нефти и газа на оцениваемом объекте в динамике,
- капитальные издержки в добычу нефти и газа в динамике, в том числе в бурение, промышленное строительство и оборудование, не входящее в сметы строек, ДКС,
- капитальные издержки во внешний транспорт нефти и газа и региональную инфраструктуру в динамике.

Прогноз текущих издержек

Расчет текущих издержек на освоение месторождений углеводородного сырья проводится на основании динамических таблиц, содержащих технологические показатели разработки: объемы добычи нефти, газа, конденсата, жидкости, фонд добывающих, нагнетательных и резервных скважин, виды и

количество геолого-технических мероприятий ГТМ, потребляемая мощность ДКС, объемы закачки рабочего агента в пласт (жидкость, попутный газ) и др. (см. раздел 4.4). Столь детальные расчеты возможны для хорошо изученных месторождений на стадии подготовки проектных документов.

Для слабоизученных объектов оценки возможен агрегированный расчет эксплуатационных затрат на добычу исходя из двух основных нормативов – условно-переменных затрат в расчете на единицу добычи нефти или природного газа и условно-постоянных затрат в расчете на действующий фонд скважин.

$$\mathcal{E}'_{ДОБ} = C_{ПЕР} * Q'_H + C_{ПОСТ} * n'_{ФД},$$

где $C_{ПЕР}$, $C_{ПОСТ}$ – нормативы условно-переменных и условно-постоянных затрат на добычу углеводородов в расчете на 1 тонну добытого сырья и 1 скважину действующего фонда скважин, соответственно;

Q'_H – годовая добыча углеводородного сырья, млн. т УВВ;

$n'_{ФД}$ – фонд действующих добывающих скважин.

Текущие издержки на транспорт углеводородов определяются исходя из объемов перекачки.

$$\mathcal{E}'_{ТР} = C_{ТР} * Q'_T * S,$$

где $C_{ТР}$ - удельные затраты на транспортировку углеводородов по собственному трубопроводу, руб./тыс.т*км;

Q'_T – годовые объемы транспортировки углеводородного сырья, млн. т;

S - протяженность трубопровода-подключения, км.

В случае отсутствия необходимых данных в качестве норматива текущих затрат $C_{ТР}$ может быть принят процент от удельных капиталовложений в строительство трубопровода в расчете на единицу его максимальной пропускной способности, равный 5 %.

$$C_{TP} = 0.05 * \frac{K_{TP}}{Q_{MAX}},$$

где K_{TP} – суммарные капиталовложения в строительство трубопровода-подключения, млн. руб.;

Q_{MAX} – максимальный объем транспортировки углеводородов за период разработки, млн.т УВВ.

В случае оценки эффективности нефтедобычи при проведении ГТМ, рассчитываются затраты на их проведение.

$$\mathcal{E}'_{ГТМ} = K_{ГТМ} * n'_{ГТМ},$$

где $K_{ГТМ}$ - стоимость проведения геолого-технического мероприятия на одной скважине для объектов с готовой технологией разработки, тыс. руб./скв.;

$n'_{ГТМ}$ - число скважин, на которых намечено проведение ГТМ, ед.

При этом текущие издержки в добычу за счет ГТМ включают только условно-переменные затраты.

При использовании на промысле ДКС, рассчитываются затраты на их обслуживание:

$$\mathcal{E}_{ДКС} = C_{ДКС} * m',$$

где $C_{ДКС}$ - норматив текущих затрат в ДКС, руб./кВт;

m' - мощность ДКС по годам расчетного периода, тыс. кВт.

Общие годовые текущие издержки на добычу и транспорт нефти составляют:

$$\mathcal{E}' = \mathcal{E}'_{ДОБ} + \mathcal{E}'_{TP} + \mathcal{E}'_{ГТМ} + \mathcal{E}_{ДКС}.$$

Затраты на ликвидацию промысла $\mathcal{E}_{ЛИКВ}$ полностью относятся на последний год разработки месторождения.

Пример 4.4. Рассчитаем текущие издержки на том же примере. Нормативы условно-постоянных и условно-переменных затрат в компании составляют 1730 тыс. руб./действ. скв. и 250 руб./т, соответственно.

Решение представим в виде таблицы:

| Годы | Бурение экспл. скважин, шт. | Фонд экспл. скважин | Добыча нефти, млн.т | Текущие издержки, млн. руб. | | |
|--------------|--------------------------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------|--------------|
| | | | | усл.-пост. | усл.-пер. | Всего |
| 1 | 7 | 7 | 0,063 | 12,1 | 15,6 | 27,7 |
| 2 | 6 | 13 | 0,125 | 22,5 | 31,3 | 53,7 |
| 3 | 8 | 21 | 0,188 | 36,3 | 46,9 | 83,2 |
| 4 | 3 | 24 | 0,188 | 41,5 | 46,9 | 88,4 |
| 5 | 3 | 27 | 0,188 | 46,7 | 46,9 | 93,6 |
| 6 | 0 | 27 | 0,172 | 46,7 | 43,0 | 89,8 |
| Итого | | | | 205,9 | 230,5 | 436,4 |

Обоснование эксплуатационных затрат для хорошо изученных месторождений (залежей) может быть выполнено в соответствии с табличными формами и требованиями отраслевых РД [95, 97].

При наличии необходимых исходных данных для обоснования нормативов возможен расчет эксплуатационных затрат на добычу в структуре, соответствующей стандартной структуре по статьям калькуляции, либо по элементам сметы. При этом статьи и элементы затрат разделяются на условно-постоянную часть, которая зависит от числа действующих скважин, и условно-переменную часть, которая зависит от объема добычи жидкости, нефти или природного газа.

Структура по основным статьям калькуляции включает:

- расходы на энергию по извлечению углеводородов,
- расходы по искусственному воздействию на пласт,
- заработная плата производственных рабочих,
- сбор и транспорт углеводородов,
- расходы по технологической подготовке нефти,
- расходы на компримирование газа,
- расходы на содержание и эксплуатацию оборудования,
- затраты на обслуживание и капремонт гидротехнических сооружений для морских

месторождений,

- цеховые расходы,
- общепроизводственные расходы,
- прочие, включая затраты на страхование морских объектов.

Структура затрат по основным элементам сметы затрат включает:

- вспомогательные материалы,
- потери углеводородов,
- топливо,
- энергия,
- пар, вода,
- заработная плата,
- транспортные расходы,
- услуги по капитальному ремонту,
- услуги по текущему ремонту,
- прокат, лизинг, аренда,
- прочие, включая затраты на страхование морских объектов.

На основе динамических показателей капитальных и эксплуатационных затрат рассчитываются амортизационные отчисления и налоги, включаемые в себестоимость. При этом необходимо иметь в виду, что нормативы расчета текущих издержек не должны включать амортизационные отчисления и налоги, включаемые в себестоимость.

Помимо текущих затрат на добычу и транспорт нефти и газа и ликвидацию промысла, необходимо рассчитать амортизационные отчисления. **Амортизация** – процедура возмещения капитальных затрат с распределением их по годам предполагаемого периода эксплуатации.

Расчет амортизационных отчислений производится с учетом действующих регламентирующих документов [79, 87].

Исходной информацией для расчета амортизации являются следующие параметры:

- остаточная стоимость основных фондов в случае оценки эксплуатируемых объектов и среднегодовая сумма амортизации этих основных фондов,

- средние сроки полезного использования основных фондов по тем направлениям капитальных затрат, которые выделяются при прогнозировании издержек на освоение, а именно:

- эксплуатационное бурение (13 лет),
- промышленное строительство (15 лет),
- оборудование, не входящее в сметы строек (5 лет),
- дожимные компрессорные станции при оценке газоконденсатных объектов (25 лет),
- линейная часть трубопроводов (25 лет),
- прочие затраты в трубопроводы (6 лет).

Существуют разные способы начисления амортизационных расходов. Наиболее простой – списание стоимости основных фондов равными долями с момента начала эксплуатации фондов на протяжении всего срока использования.

Показатели амортизационных отчислений в динамике используются для прогнозирования показателей налогообложения, в том числе налога на прибыль.

Основные результирующие показатели эксплуатационных затрат на освоение нефтеносного объекта, используемые на последующих этапах стоимостной оценки, включают:

- текущие издержки на добычу нефти, ее транспортировку и проведение ГТМ,
- текущие издержки на добычу и транспорт газа и конденсата в динамике,
- затраты на ликвидацию нефтегазового промысла после окончания эксплуатации,
- амортизационные отчисления.

При стоимостной оценке ресурсов эксплуатационные расходы могут быть учтены очень схематично, поскольку на этом уровне нецелесообразно использовать фактические затраты на скважину по действующим месторождениям, тем более, что они сильно разнятся. Поэтому достаточно адекватно можно описать распределение во времени эксплуатационных затрат в виде ежегодного фиксированного процента от накопленных капитальных затрат. Для традиционных районов добычи этот процент достаточно высок (6-8% в год). Это приводит к тому, что эксплуатационные затраты за рентабельный период эксплуатации превысят капитальные в абсолютном выражении в 1,5-2 раза, что и наблюдается на действующих промыслах. В относительно новых районах, где капиталоемкость обустройства добычи выше, суммарные эксплуатационные расходы обычно сопоставимы с капитальными по величине.

Основные налоги и платежи при разведке и освоении месторождений углеводородов

При проведении оценки учитываются основные параметры существующей системы налогообложения, которая включает как федеральные, так и местные налоги и платежи. Расчет налогов и платежей осуществляется в соответствии с законодательными и инструктивными документами, регламентирующими порядок их исчисления и уплаты [79, 87]. В расчетах учитываются особенности исчисления всех установленных законодательством налогов и платежей.

В настоящее время при определении стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья учитываются следующие налоги (годовые ставки)

- Налог на добавленную стоимость (НДС) – 18%,
- Таможенные пошлины:
 - экспортная пошлина нефть рассчитывается в зависимости от цены нефти на внешнем рынке по шкале, установленной федеральными законами [79, 103]:

Шкала таможенных пошлин на нефть

долл./т

| Цена нефти на внешнем рынке | | Ставки налога (фиксир. сумма+%) | |
|-----------------------------|---------|---------------------------------|--------------------------------|
| Границы интервалов | | | |
| нижняя | верхняя | фиксир. сумма | % от разницы с нижней границей |
| - | 109.5 | 0.00 | 0% |
| 109.5 | 146.0 | 0.00 | 35% |
| 146.0 | 182.50 | 12.78 | 45% |
| 182.5 | - | 29.20 | 65% |

Ставки вывозных таможенных пошлин устанавливаются Правительством РФ на срок два календарных месяца на основе фактических цен на мировых рынках за предшествующие 2 месяца;

- экспортная экспортная пошлина на природный газ – 5 %

в выручке,

- Единый социальный налог определяется в зависимости от налоговой базы (фонд оплаты труда - ФОТ на одно физическое лицо) по шкале, установленной федеральным законом [79]:

Шкала единого социального налога

тыс. руб.

| ФОТ на одно физическое лицо нарастающим итогом за год | | | |
|---|---------|---------------|--------------|
| Границы интервалов | | Ставки налога | |
| нижняя | верхняя | фиксир. Сумма | % от разницы |
| - | 280.00 | 0.00 | 26% |
| 280.00 | 600.00 | 72.80 | 10% |
| 600.00 | - | 104.80 | 2% |

- Отчисления на обязательное страхование от несчастных случаев рассчитываются как процент фонда оплаты труда, как правило, ставка налога составляет от 0,6 % до 1,7 %.
- Налог на добычу полезных ископаемых согласно федеральным законам [79]:
 - налог на добычу нефти начиная с 01.01.2007 – 16,5 % от стоимости добытой нефти за вычетом налогов в цене реализации и затрат на внешний транспорт, а до

31.12.2006 – 419 руб./т с коэффициентом ($K_{ц}$), меняющимся в зависимости от динамики мировых цен на нефть:

$$K_{ц} = (Ц - 9) \times P / 261,$$

где Ц – средний за налоговый период уровень цен сорта нефти "Юралс" в долларах США за баррель;

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации;

- налог на добычу свободного природного газа – 147 руб./тыс. м³;

- налог на добычу конденсата – 17,5 % от стоимости добытого сырья за вычетом налогов в цене реализации и затрат на внешний транспорт;

• Разовые и регулярные платежи за пользование недрами:

- платежи за право поиска полезных ископаемых устанавливаются органами управления субъектом Российской Федерации и согласно изменениям и дополнениям к Налоговому кодексу могут составлять от 120 до 360 руб./км²;

- платежи за право разведки полезных ископаемых также устанавливаются органами управления субъектом Российской Федерации и согласно федеральному закону от 29.05.2002 N 57-ФЗ (принят ГД ФС РФ 24.05.2002) могут составлять от 5000 до 20000 руб./км²;

• Налог на имущество начисляется на остаточную стоимость основных фондов (стоимость основных фондов за вычетом амортизационных отчислений) и составляет 2,2 % стоимости.

• Местные налоги (на уборку территории, на содержание милиции, на нужды общеобразовательных учреждений и пр.) определяются индивидуально для каждого участка недр и составляют около 3-4 % суммарных затрат.

• Прочие налоги (арендная плата за землю, плата за воду, налог с владельцев транспортных средств и др.) могут

составлять 1-2 % суммарных затрат.

- Налог на прибыль рассчитывается на основе чистой прибыли. Чистая прибыль определяется путем вычета из выручки всех затрат, амортизационных отчислений, налогов. Ставка налога - 24% от прибыли.

Прогноз показателей эффективности

Как уже не раз отмечалось, в качестве главного инструмента стоимостной оценки объектов углеводородного сырья принят анализ будущих дисконтированных денежных потоков от их освоения. Экономические расчеты выполняются в соответствии с требованиями и рекомендациями существующих методик и регламентирующих отраслевых документов [69,97].

Проводится прогноз показателей денежных потоков в динамике (выручка, издержки, налоги, чистый доход и др.) и интегральных показателей эффективности освоения каждого из выделенных объектов оценки по каждому из возможных технологических вариантов освоения.

Для расчета показателей стоимостной оценки осуществляется прогноз денежных притоков (доходов от реализации конечной продукции, прочих и внереализационных доходов) и оттоков (затрат на проведение поисков и разведки, капитальных вложений, эксплуатационных затрат, налогов и платежей в бюджеты всех уровней). Определяется сальдо реальных денег как разница между притоками и оттоками.

На основе денежных потоков определяются интегральные показатели эффективности освоения объектов оценки. Оценивается общественная (социально-экономическая), коммерческая и бюджетная эффективность. Эти показатели используются для определения показателей стоимостной оценки в зависимости от целей ее проведения.

Исходной информацией для расчета финансовых показателей и показателей стоимостной оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья служат технико-экономические показатели разведки и освоения объекта в динамике (разделы 4.3-4.6). В качестве исходной информации

при проведении стоимостной оценки необходимо определить **параметры, задающие рыночную ситуацию:**

- цены реализации углеводородов нефти на внутреннем и внешнем рынках,
- доли товарной продукции в общем объеме добываемого сырья,
- доли экспортируемой продукции в общем объеме реализуемого сырья,
- ставку дисконтирования,
- год приведения денежных потоков.

При определении горизонта расчета (расчетного периода) и его разделении на шаги, при выборе системы цен, ставки дисконтирования следует учитывать положения существующих методик.

Расчеты могут выполняться в реальных или прогнозных ценах в зависимости от направлений использования результатов стоимостной оценки.

Реальными называются цены, заложенные в проект без учета инфляции.

Прогнозными называются цены, ожидаемые (с учетом инфляции) на будущих шагах расчета.

Дефлированными называются прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный индекс инфляции.

При оценке эффективности участия в проекте рекомендуется использовать прогнозные цены. Для расчета интегральных показателей эффективности денежные потоки, определенные в прогнозных ценах, должны предварительно дефлироваться. В остальных случаях целесообразно проводить расчеты в реальных ценах (без учета инфляции).

Основные показатели эффективности

Необходимо оценивать эффективность функционирования добывающего предприятия, создаваемого для освоения ресурсов оцениваемого объекта, как до, так и после налогообложения. Этот подход позволяет оценить роль налоговой системы в формировании результатов деятельности добывающей

компании и влияние возможных изменений в налоговой системе на показатели эффективности освоения объектов углеводородного сырья.

Предприятие получает прибыль в виде разницы между выручкой от реализации добытых углеводородов и суммой выплачиваемых им налогов и платежей и затратами на добычу и транспортировку нефти и газа. Государство получает доход в виде суммы налогов и платежей.

В результате расчетов определяются следующие финансовые показатели и показатели эффективности [22,24,108]:

- выручка от реализации продукции;
- доходы государства (сумма налогов и платежей, в том числе по видам налогов и платежей);
- чистая прибыль после налогообложения;
- недисконтированные чистые денежные поступления инвестора;
- потребность в привлечении внешних средств в проект;
- дисконтированные чистые денежные поступления инвестора;
- внутренняя норма рентабельности инвестора;
- срок окупаемости с учетом дисконтирования;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций.

В качестве критериев эффективности рассматриваются общепринятые в мировой практике показатели: чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, срок окупаемости (раздел 3.3).

Показатели эффективности определяются как за весь расчетный, так и за безубыточный период. Под **безубыточным периодом** понимается период до момента, начиная с которого чистый недисконтированный доход принимает только отрицательные значения. Если ни в одном году расчетного периода чистый недисконтированный доход предприятия не принимает положительного значения, это означает, что безубыточный период при разработке месторождения отсутствует. Суммарный чистый недисконтированный доход за

период безубыточной добычи может быть отрицательной величиной, если затраты на освоение месторождения в начале периода не успевают окупиться до его окончания.

На рисунке 4.5 показан в динамике основной показатель стоимостной оценки – чистый дисконтированный доход.

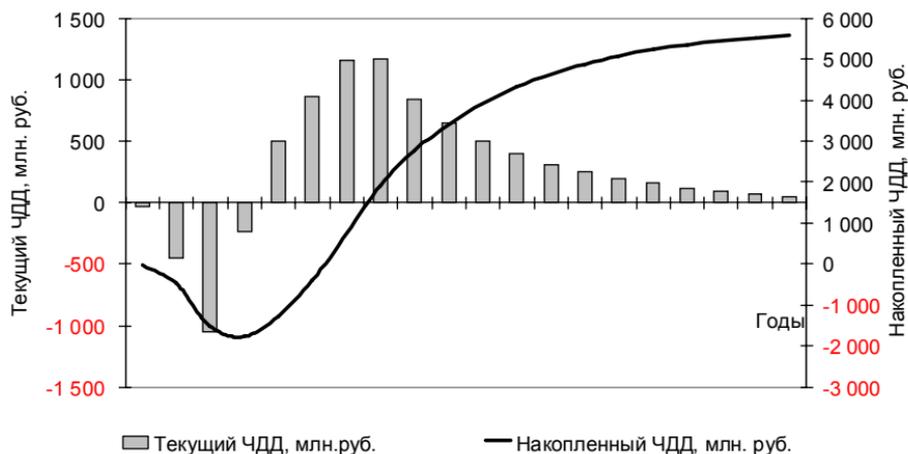


Рис.4.5. Чистый дисконтированный доход Инвестора

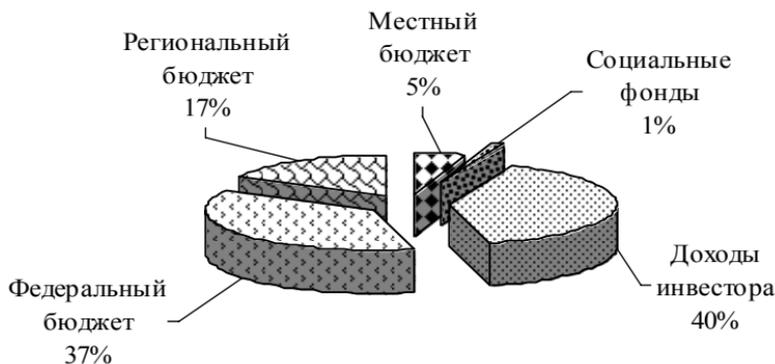


Рис.4.6. Распределение ЧДД между государством и инвестором

На рисунке 4.6 показан пример распределения чистого дисконтированного дохода между инвестором и государством, в том числе по уровням бюджета

Экономические расчеты проводятся по всем возможным технологическим вариантам разработки каждого оцениваемого объекта. На основании анализа прогнозных показателей эффективности (ЧДД инвестора и государства, срок окупаемости, ВНД и др.) осуществляется выбор наиболее эффективного варианта освоения, который можно рекомендовать как основной.

Наиболее эффективным считается вариант, обеспечивающий максимальное значение ожидаемого ЧДД. При принятии решения о выборе рекомендуемого варианта необходим также анализ и учет значений всех показателей эффективности.

Рекомендации по установлению нормы дисконта при решении различных типов задач

Результаты стоимостной оценки существенно зависят от принятой ставки дисконтирования. Величина этого показателя должна выбираться из соображения стоимости занимаемого капитала и прибыльности альтернативных проектов. Стоимость капитала характеризуется средневзвешенной процентной ставкой, рассчитанной для всех доступных источников инвестиций. Она может зависеть от срока и размера займа, его источника, а также от общеэкономических показателей: темп инфляции, ставка рефинансирования Центрального банка РФ, ставка LIBOR и т.д.

С точки зрения инвестора, ставка дисконтирования должна отражать возможную стоимость капитала, соответствующую такой прибыли инвестора, которую он мог бы получить от использования этого капитала в другом проекте при условии, что финансовые риски для обоих вариантов инвестирования одинаковы. То есть ставка дисконтирования является минимальной нормой дохода, ниже которой инвестиции в освоение запасов месторождения являются невыгодными.

Поскольку процесс освоения ресурсов нефти и газа связан с различного рода рисками, расчетная ставка дисконтирования (E) должна определяться не только на основе представлений о нормальной прибыли, принятой в различных сферах бизнеса, но и обеспечивать покрытие рисков, то есть иметь две составляющие – базовую свободную от риска ставку (E_B) и надбавку за риск (E_P):

$$E = E_B + E_P$$

В качестве *базовой ставки* рекомендуется принимать среднюю доходность российских ценных бумаг на момент оценки.

Различают следующие ставки дисконтирования:

Коммерческая ставка дисконтирования используется при оценке коммерческой эффективности, определяется с учетом альтернативной эффективности использования капитала.

Бюджетная ставка дисконтирования используется при расчетах показателей бюджетной эффективности, отражает альтернативную стоимость бюджетных средств и устанавливается государственными органами, по заданию которых оценивается бюджетная эффективность.

Социальная (общественная) ставка дисконтирования используется при расчетах показателей общественной эффективности и характеризует минимальные требования общества к общественной эффективности проектов.

При решении задач на уровне государственных органов управления, касающихся условий лицензирования и налогообложения, а также классификации объектов углеводородного сырья по промышленной значимости, рекомендуется применение **коммерческой ставки дисконтирования с учетом риска**. При этом в качестве безрисковой ставки целесообразно использовать доходность российских ценных бумаг на момент оценки.

При обосновании эффективности комплексных инвестиционных проектов и целевых программ различного уровня, а также направлении бюджетных средств на воспроизводство минерально-сырьевой базы, рекомендуется

применение **федеральной бюджетной ставки дисконтирования с учетом риска**. В настоящее время в качестве безрисковой ставки для проектов, финансируемых за счет средств государственной поддержки, постановлением Правительства РФ от 22.11.97 г. № 1470 рекомендовано принимать ставку рефинансирования ЦБ РФ, скорректированную на объявленный Правительством РФ темп инфляции на текущий год. Эта ставка в настоящее время (март 2006) находится на уровне **4-5 %**. (12 % установленной ставки рефинансирования с декабря 2005 года за вычетом прогнозируемого уровня инфляции на 2006 год 7-8 %).

При проведении стоимостной оценки для решения задач регионального уровня и расчетах региональной эффективности социальная ставка дисконтирования, устанавливаемая централизованно, может корректироваться региональными органами управления.

Указанные ставки дисконтирования предполагают проведение расчетов по стоимостной оценке в реальных ценах (без учета инфляции).