

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС
УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП 17.04-58-2022 (33140)

Охрана окружающей среды и природопользование
Недра

**ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ
ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне
Недры

**ПРАВИЛЫ ВЫЗНАЧЭННЯ КАЭФІЦЫЕНТАЎ ВЫМАННЯ
ВУГЛЕВАДАРОДАЎ**

Издание официальное



Минприроды

Минск

Ключевые слова: углеводороды, геологические запасы, извлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, фильтрационно-емкостные свойства, гидродинамическое моделирование

Предисловие

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению в области технического нормирования и стандартизации установлены Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

Цели, основные принципы, положения по государственному регулированию и управлению техническим нормированием и стандартизацией в области охраны окружающей среды установлены Законом Республики Беларусь «Об охране окружающей среды».

1 РАЗРАБОТАН Республиканским унитарным предприятием «Производственное объединение «Белоруснефть»

ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 30 ноября 2022 г. № 27-Т

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий технический кодекс не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды

Содержание

1 Область применения	1
2 Термины и определения	1
3 Общие положения	2
4 Методы определения коэффициентов извлечения углеводородов	2
5 Принципы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов	3
6 Основные требования к расчету технологических показателей разработки при расчете коэффициентов извлечения нефти гидродинамическим методом	5
7 Выбор метода определения коэффициентов извлечения углеводородов	6
8 Экономическая оценка обоснования коэффициентов извлечения углеводородов	6
9 Библиография	8

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование
Недра**
Правила определения коэффициентов извлечения углеводородов
Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне
Нетры
Правілы вызначэння каэфіцыентаў здабывання вуглевадародаў
Environmental protection and nature use
Subsoil
Rules for the definition hydrocarbons recovery factors

Дата введения 2023-03-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает правила определения коэффициентов извлечения углеводородов.

Настоящий технический кодекс применяется при осуществлении поиска и разведки месторождений (их частей) углеводородов и их разработки.

2 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяются следующие термины и их определения:

2.1 вытеснение углеводородов из пласта горных пород: Замещение углеводородов, содержащихся в пласте-коллекторе, другой жидкостью (вода, нефть) или флюидом.

2.2 газовый конденсат: Природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации.

2.3 газосодержание пластовой нефти: Объем газа, растворенного в пластовой нефти.

2.4 гидродинамическая модель участка недр: Модель участка недр в виде двухмерной или трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, с учетом динамических характеристик пластовых процессов и промысловых данных по скважинам.

2.5 давление насыщения пластовой нефти: Давление, при котором из пластовой нефти начинает выделяться газ, давление насыщения может быть равным пластовому давлению или может быть меньше него.

2.6 залежь углеводородов: Естественное скопление углеводородов, заполняющее полностью или частично некоторый объем проницаемых горных пород и изолированное непроницаемыми горными породами.

2.7 извлекаемые запасы углеводородов: Часть запасов углеводородов, извлечение которых из залежи на дату подсчета экономически эффективно при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи.

2.8 коэффициенты извлечения углеводородов (нефти, газа, конденсата): Отношение количества извлекаемых запасов углеводородов к количеству запасов, подсчитанных в результате геологического изучения недр.

2.9 ловушка углеводородов: Часть природного резервуара в горных породах, способная удерживать скопления углеводородов, вследствие её экранирования относительно непроницаемыми горными породами.

2.10 месторождение: Естественное скопление полезных ископаемых или геотермальных ресурсов недр, по качеству, количеству и условиям их залегания пригодное для промышленного и иного хозяйственного использования.

2.11 начальные геологические запасы углеводородов: Количество запасов углеводородов, подсчитанных в результате геологического изучения недр изначально.

2.12 пласт-коллектор: Проницаемая горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) с такими фильтрационно-емкостными свойствами, которые обуславливают способность вмещать углеводороды и (или) воду и обеспечивать их подвижность.

2.13 пластовая нефть: Природная смесь углеводородов, смол и асфальтенов, содержащая не более 35 % асфальтено-смолистых веществ, находящаяся в пластах - коллекторах в свободном состоянии.

2.14 способ схематизации пластов горных пород: Алгоритм упрощения природных условий с целью составления геолого-гидродинамической модели (расчетной модели) геолого-геофизических свойств горных пород участка недр.

2.15 технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения углеводородов: Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов на основе технико-экономического обоснования вариантов разработки залежей, обеспечивающее наиболее полное и эффективное извлечение углеводородов.

2.16 углеводороды: Нефть, природный газ, газовый конденсат и нефтяной попутный газ.

2.17 цифровая геологическая модель: Представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек.

3 Общие положения

3.1 Коэффициенты извлечения углеводородов определяются по залежам нефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений (их частей) на разных этапах и стадиях геологического изучения недр и разработки месторождений (их частей).

3.2 При определении коэффициентов извлечения углеводородов необходимо учитывать достигнутый уровень развития техники и технологии разработки месторождений (их частей) с перспективой применения новых методов разработки и интенсификации добычи нефти.

3.3 При определении коэффициентов извлечения углеводородов следует выполнять моделирование вариантов процесса добычи углеводородов с использованием программных средств, обеспечивающих корректное отображение геолого-физических условий, необходимых для расчета извлекаемых запасов углеводородов.

4 Методы определения коэффициентов извлечения углеводородов

4.1 В зависимости от полноты и качества исходной информации, реализуемых систем разработки и способов воздействия на залежь, следует применять следующие методы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов:

- метод аналогий;
- статистические, эмпирические, покоэффициентный методы;
- экстраполяционные и гидродинамический методы.

4.1.1 Метод аналогий применяется для предварительного определения коэффициентов извлечения углеводородов на стадии поисков и разведки полезных ископаемых. При применении метода аналогий используются коэффициенты извлечения углеводородов, которые уже обоснованы на разведанном месторождении (его части) с близкими геолого-промысловыми характеристиками. Метод аналогий применяется в случаях, когда данные для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов другими способами отсутствуют или имеются в ограниченном количестве.

4.1.2 Статистические методы определения коэффициентов извлечения углеводородов основаны на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между коэффициентами извлечения углеводородов и определяющими их значениями различными геолого-физическими и технологическими данными. Эти методы следует использовать в случаях, когда геологические и технологические показатели исследуемых залежей близки параметрам, использованных при составлении статистических моделей (входным данным).

Эмпирические методы определения коэффициентов извлечения углеводородов основаны на статистически накопленных обобщенных методах их определения. Применимы в случаях, аналогичных применению статистических методов.

Покоэффициентный метод основан на определении величин ряда коэффициентов, влияющих на коэффициенты извлечения нефти (коэффициент охвата вытеснением, коэффициент охвата заводнением, коэффициент вытеснения нефти водой), учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки [1], [2].

Метод аналогий, статистические, эмпирические и покоефициентный методы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов не учитывают экономические критерии эффективности разработки месторождения (его части) и используются для предварительного определения коэффициентов извлечения углеводородов на стадии поисков и разведки полезных ископаемых, а также для проверки, сопоставления и контроля за определениями, полученными расчетными методами.

4.1.3 Экстраполяционные методы определения коэффициентов извлечения углеводородов основаны на использовании зависимости между добытыми объемами нефти и жидкости, полученной при вытеснении углеводородов из пласта горных пород, построенной по фактическим данным за достаточно длительный период разработки месторождения (его части) [3].

Следует использовать зависимость темпов добычи нефти от степени выработки запасов нефти, связь между накопленной добычей нефти и жидкости или их зависимость от времени. Построения для экстраполяции используемых эмпирических зависимостей в логарифмических и полулогарифмических координатах дают линеаризацию этих зависимостей.

Гидродинамический метод основан на создании гидродинамической модели, которая включает в себя динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам (месячные дебиты флюидов, режимы работы, данные о пластовом давлении и др.). Далее выполняется обоснование коэффициентов извлечения углеводородов на основе различных вариантов дальнейшей разработки месторождения (залежи, объекта разработки).

Экстраполяционные методы и гидродинамический метод должны применяться для определения коэффициентов извлечения углеводородов на разрабатываемых месторождениях (их частях).

5 Принципы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов

5.1 Значения коэффициентов извлечения углеводородов обусловлены геолого-физическими свойствами горных пород (условия залегания, их тип, емкостные и фильтрационные характеристики, физико-химические свойства содержащихся флюидов) и их неоднородностью, применяемой технологией добычи углеводородов, экономическими критериями эффективности разработки месторождений (их частей).

5.1.1 Технология добычи углеводородов определяется методом воздействия на горные породы, плотностью и геометрией размещения скважин, применяемыми способами добычи, режимами работы скважин, оборудованием.

5.1.2 Экономические критерии эффективности разработки месторождений (их частей) должны включать уровень предстоящих капитальных вложений и эксплуатационных затрат, сроки выработки извлекаемых запасов, выбор вариантов разработки залежей.

5.2 Исходными материалами для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов должны быть данные, полученные в результате геологического изучения недр и промышленной разработки месторождения (его части), а также данные лабораторных определений коэффициентов вытеснения углеводородов по керновым моделям.

5.3 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов необходимо выполнять поэтапно, в соответствии с этапами и стадиями геологического изучения недр и разработки месторождения (его части). При получении новой информации о месторождении (его части) должен осуществляться пересмотр обоснования коэффициентов извлечения углеводородов.

5.3.1 На стадии поисков полезных ископаемых для оценки ресурсов углеводородов по подготовленным к поисковому бурению перспективным ловушкам углеводородов обоснование коэффициентов извлечения углеводородов следует выполнять методом аналогии на основании информации по ближайшим месторождениям (их частям) углеводородов, находящихся в подобных геолого-промысловых условиях (глубина залегания залежи, стратиграфическое соответствие, а при наличии проб – сходные физико-химические свойства нефти).

На стадии поисков полезных ископаемых для оперативного подсчета запасов углеводородов по данным бурения скважин обоснование коэффициентов извлечения углеводородов следует осуществлять на основании статистических способов и методом аналогии с учетом гидродинамических параметров залежи.

5.3.2 На стадии пробной эксплуатации месторождения (его части) обоснование коэффициентов извлечения углеводородов следует осуществлять с составлением технико-экономического обоснования вариантов разработки залежей с использованием гидродинамической модели участка недр. В случаях, когда составление технико-экономического обоснования вариантов разработки

залежей по каким-либо причинам не предполагается, необходимо использовать статистические методы.

5.3.3 После передачи месторождения (его части) в разработку обоснование коэффициентов извлечения углеводородов следует осуществлять только с составлением технико-экономического обоснования вариантов разработки залежей с использованием гидродинамической модели участка недр.

5.4 Выбор вариантов разработки залежей должен производиться с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств горных пород, физико-химических характеристик пластовых жидкостей, режимов эксплуатации скважин.

Если месторождение (его часть) уже находится в промышленной разработке, один из вариантов разработки залежей должен совпадать с фактически реализуемым вариантом технологической схемы или проекта разработки месторождения (его части) с учетом необходимости создания условий максимального охвата воздействием и эффективного дренирования залежей, опыта разработки залежей со сходными характеристиками.

5.5 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов по вариантам разработки залежей следует осуществлять по технико-экономическим критериям с использованием методик расчетов, применяемых при проектировании разработки месторождения (его части), с учетом полноты и комплексности использования запасов углеводородов, а также ограничений, связанных с техническими и технологическими возможностями, правилами разработки месторождений (их частей).

Предпочтительно использование детерминированных моделей участков недр и физически содержательных вариантов разработки залежей, учитывающих особенности строения и геолого-физические характеристики пласта-коллектора, свойства пластовых и закачиваемых жидкостей и флюидов, механизм и геометрию фильтрационных течений.

5.6 В зависимости от строения и фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора и свойств насыщающих его флюидов, при обосновании коэффициентов извлечения углеводородов месторождение (его часть) рассматривается как единое целое или разбивается на участки недр (зоны).

5.7 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов должно выполняться для запасов, классифицированных по промышленным категориям $A+B+C_1$ для каждого объекта разработки раздельно.

Если часть запасов залежи классифицирована по категории C_2 , то обоснование коэффициентов извлечения углеводородов допускается по аналогии с частью залежи, на которой запасы классифицированы по промышленным категориям $A+B+C_1$.

Если в дальнейшем получены данные, указывающие на более худшие фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора для запасов залежи, классифицированных по категории C_2 , то допускается использование статистических методов.

5.8 При пересчете запасов, для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов следует использовать дополнительную информацию о строении залежей и свойствах пласта-коллектора (насыщающих флюидов, распределения насыщенностей, давлений и т.д.).

Ранее полученные результаты гидродинамических расчетов технологических показателей должны согласовываться с динамикой добычи углеводородов, закачки жидкости или флюидов, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов. Гидродинамическая модель, используемая для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов, идентифицируется с реальными параметрами залежи по данным разработки месторождения (его части).

5.9 Извлекаемые запасы нефтяного попутного газа следует определять по извлекаемым запасам нефти и начальному газосодержанию пластовой нефти для месторождений (их частей), разрабатываемых при пластовых давлениях выше давления насыщения пластовой нефти. Начальное газосодержание пластовой нефти следует определять по результатам дифференциального (ступенчатого) разгазирования глубинных проб пластовой нефти в лабораторных условиях до стандартных условий.

Для месторождений (их частей), разрабатываемых при пластовых давлениях ниже давления насыщения, извлекаемые запасы нефтяного попутного газа следует определять по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации в процессе разработки.

6 Основные требования к расчету технологических показателей разработки при расчете коэффициентов извлечения нефти гидродинамическим методом

6.1 Основные требования к расчетам технологических показателей разработки, должны соответствовать современному уровню проектирования разработки нефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений.

6.1.1 Пласты пород характеризуются неоднородностью по проницаемости. Слоистость пластов существенно влияет на процесс фильтрации многофазных жидкостей и должна быть учтена при построении расчетной схемы неоднородного пласта. Должна быть учтена и изменчивость проницаемости или продуктивности на площади (зональная неоднородность). Моделирование продуктивного пласта, учет его неоднородности по различным параметрам (главным образом по проницаемости), является одной из важнейших задач при прогнозировании технологических показателей разработки месторождений углеводородов. Следовательно, методика должна включать в себя способы построения расчетных геологических схем неоднородных пластов на основе интерпретации геолого-геофизических и промысловых данных.

6.1.2 При построении геологического разреза должна учитываться прерывистость строения пластов пород.

6.1.3 При пересчете запасов используемые в моделях фазовые проницаемости определяются по результатам керновых измерений двухфазной или трехфазной фильтрации и могут редактироваться по промысловым данным (по известной динамике добычи нефти, воды и газа, газоконденсата из участков, разрабатываемых в первую очередь) путем решения обратных задач.

6.1.4 Наряду с фазовыми проницаемостями, гидродинамические модели двух- и трехфазной фильтрации требуют введения объемных коэффициентов, плотностей и вязкости газовой и жидкой фаз, относительных количеств выделяемого в газовую фазу и остающегося растворенным в нефти газа и т.д. Эти функции, определяемые при измерениях пластовых флюидов, отражают влияние изменения давления и фазовых превращений (разгазирования, выделения конденсата, обратного растворения газа в нефти) на относительные количества и физико-химические свойства газовой и жидкой фаз, формирующихся из пластовых многокомпонентных углеводородных систем в процессах разработки пластов, подъема жидкости на поверхность, разделения и подготовки продукции скважин.

6.1.5 Расчет технологических показателей разработки должен обеспечивать возможность учета многообразия режимов разработки пластов пород (водонапорный и упругий режимы, режим растворенного газа, различные их сочетания), т.е. учитывать многофазность потока флюида, сжимаемость и взаимную растворимость флюидов, различие вязкостей и плотностей фаз флюидов и т.п. В связи с этим методика должна содержать гидродинамические модели различного функционального назначения, например, модели двухфазной, трехфазной фильтрации (для терригенных и карбонатных коллекторов).

6.1.6 При рассмотрении вариантов разработки с применением физико-химических, тепловых и газовых методов воздействия на углеводородонасыщенные пласты, должны использоваться модели многокомпонентной фильтрации, учитывающие массообмен, теплообмен, сорбцию, фазовые переходы и т.п.

6.1.7 Расчет технологических показателей разработки должен учитывать влияние систем размещения и порядка ввода скважин в разработку – факторов, в существенной мере определяющих технологические и технико-экономические показатели разработки.

6.1.8 Процессы технологических вариантов разработки месторождений углеводородов реализуются с отключением обводнившихся или загазованных скважин, с изменением режимов нагнетания и отбора, с переводом части добывающих скважин под нагнетание.

6.1.9 Прогноз технологических показателей разработки гидродинамическим методом должен производиться с учетом способов эксплуатации скважин и возможностей скважинного оборудования.

6.1.10 Расчет технологических вариантов разработки должен включать гидродинамическую модель, учитывающую существенную неоднородность многофазных фильтрационных потоков.

6.1.11 Методика расчета технологических вариантов разработки должна включать алгоритмы идентификации используемой гидродинамической модели по данным истории разработки. В результате адаптации исторических показателей разработки уточняются следующие геолого-промысловые параметры: абсолютные проницаемость и пористость пласта пород, относительные фазовые проницаемости для нефти, воды и газа, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, объем непроизводительной закачки, начальные геологические запасы нефти.

6.2 Для описания геологического строения объектов разработки выполняется построение цифровых геологических моделей. Цифровые геологические модели необходимо строить на основе

детерминированных либо стохастических методов (распределения свойств пластов-коллекторов в межскважинном пространстве).

Детерминированный метод – аналитическое представление закономерности, при которой для данной совокупности входных значений на выходе системы может быть получен единственный результат.

Стохастический метод (вероятностный) – такой метод, в котором параметры, условия функционирования и характеристики состояния моделируемого объекта представлены случайными величинами и связаны стохастическими (т. е. случайными, нерегулярными) зависимостями, либо исходная информация также представлена случайными величинами. Характеристики состояния в модели должны определяться не однозначно, а через законы распределения их вероятностей.

6.2.1 Для построения цифровой геологической модели детерминированным методом необходимо большое количество данных и большая точность определения коллекторских свойств пород. В отсутствие таких данных и при наличии сведений о закономерностях распределения фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород, в объеме резервуара подлежит использовать стохастические методы построения цифровой геологической модели.

6.3 Численное гидродинамическое моделирование необходимо выполнять с помощью вычислительных программ, которые реализуют решение систем уравнений, описывающих фильтрацию флюидов в пласте с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений и фазовых переходов.

6.3.1 Технические ограничения (наличие инфраструктуры, средство добычи и закачки, доступ энергоресурсов и т.п.) при расчете производственных показателей разработки должны определяться недропользователем.

7 Выбор метода определения коэффициентов извлечения углеводородов

7.1 В зависимости от этапа и стадии геологического изучения недр обоснование коэффициентов извлечения углеводородов и подсчет извлекаемых запасов должно проводиться с применением различных по степени сложности способов схематизации пластов горных пород и методов расчета.

7.2 На стадии поисков и оценки полезных ископаемых при отсутствии необходимых исходных данных для построения детерминированной схемы пласта построение гидродинамические модели может не выполняться. Для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов необходимо использовать методы аналогии или статистические методы, определенные с помощью многофакторного анализа по фактическим данным разработки аналогичных по стратиграфии и литологии залежей углеводородов данного региона.

7.3 Для подготовки месторождения (его части) к разработке обоснование коэффициентов извлечения углеводородов должно проводиться статистическими или покоэффициентным методами.

7.4 Для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов месторождений (их частей) нефти, находящихся в промышленной разработке, а также газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей месторождений со сложным геологическим следует использовать детерминированные геологические модели и физически содержательные гидродинамические модели.

7.5 При пересчете запасов или при составлении проектов разработки для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов следует использовать гидродинамические модели с предварительной идентификацией геолого-геофизических параметров залежи по данным разработки месторождения (его части).

7.6 Для месторождений (их частей) с незначительными запасами углеводородов и относительно простого строения следует использовать экстраполяционные методы.

7.7 На завершающих стадиях разработки (когда текущая обводненность продукции из залежи составляет 80 % и более) в условиях сохранения реализуемой на месторождении (его части) системы разработки следует применять методы расчета извлекаемых запасов, основанные на использовании различных модификаций эмпирических методов обоснования коэффициентов извлечения углеводородов (зависимости характеристики вытеснения между накопленными отборами нефти, жидкости и воды).

8 Экономическая оценка обоснования коэффициентов извлечения углеводородов

8.1 При определении коэффициентов извлечения углеводородов необходимо выполнять моделирование вариантов разработки залежей с выбором наиболее рационального варианта разработки, обеспечивающего наиболее полное извлечение углеводородов.

8.2 Выбор наиболее рационального варианта разработки залежей должен осуществляться на основе экономической оценки показателей вариантов разработки залежей.

8.3 Экономическая оценка вариантов разработки залежей должна производиться в рамках расчетного пятнадцатилетнего периода по отдельным объектам разработки.

8.4 В рамках расчетного периода должно проводиться обоснование коэффициентов извлечения углеводородов исходя из значений показателей технико-экономической эффективности вариантов разработки залежей, определяется эффективность геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение добычи углеводородов.

8.5 Расчет показателей экономической эффективности вариантов разработки залежей должно производиться в текущих ценах с учетом норм дисконтирования, с установлением доли нефти, газа и газового конденсата, реализуемой на внутреннем и внешнем рынке.

8.6 Экономическая оценка разработки залежей должна проводиться на основе анализа показателей эффективности вариантов разработки залежей, включающих в себя:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости.

Решение о выборе варианта разработки залежей необходимо принимать комплексно с учетом всех технико-экономических показателей. Одним из основных экономических критериев, определяющих выбор варианта разработки залежей, является чистый дисконтированный доход.

8.7 По принятому варианту разработки залежей должен выполняться анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого следует проводить расчеты, отражающие отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других). Необходимо оценивать влияние факторов риска, изменение которых отражается на эффективности разработки залежи (объем добычи и цена реализации углеводородов на внутреннем и внешнем рынках, объем текущих затрат).

8.8 Расчеты экономических показателей разработки залежей должны содержать все данные, позволяющие выполнить проверку произведенных расчетов, дать экспертную оценку результатам обоснования этих показателей. Для определения нормативов, используемых при прогнозировании экономических показателей разработки залежей, следует использовать данные о производственной деятельности предприятия недропользователя или аналогичных предприятий.

8.9 Эксплуатационные показатели разработки залежей должны включать в себя текущие издержки, непосредственно связанные с добычей углеводородов, налоги и платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, амортизационные отчисления и определяются по статьям калькуляции или по смете затрат, рассчитываются в соответствии с удельными текущими издержками и объемными технологическими показателями.

8.10 Экономическая оценка обоснования коэффициентов извлечения углеводородов должна проводиться по результатам технико-экономического обоснования вариантов разработки залежей, содержащего:

- общие положения с краткой характеристикой варианта разработки залежей, обосновывающих условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынок) и цен на углеводороды;
- экономические показатели эффективности;
- оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
- результаты технико-экономической оценки вариантов разработки залежей, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
- анализ чувствительности для выявления рисков, связанных с реализацией рекомендуемого варианта разработки залежей.

8.11 Величина извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов должна приниматься исходя из оценки совокупности параметров экономической эффективности.

Библиография

- [1] РД 39-0147035-214–86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти, - Москва, 1986
- [2] Справочник по нефтепромысловой геологии. Под ред. Быкова Н.Е., Максимова М.И. – М., Недра, 1981. – 525 с.
- [3] Совершенствование методики подсчета запасов нефти для геологических условий Припятской нефтеносной области: Отчет о НИР (в двух книгах и одной папке). / БелНИПНефть; Руководитель договора Грудинин А.С.; Отв. исполнители Паремский Е.Г., Довженок Д.А., Сердюков Д.В. – Договор 25.2015 – Гомель, 2015. – 579 с.