

Охрана окружающей среды и природопользование. Недра

ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ахова навакольнага асяроддзя і прыродакарыстанне. Нетры

ПРАВІЛЫ ВYZНАЧЭННЯ КАЭФІЦЫЕНТАЎ ДАБЫВАННЯ ВУГЛЕВАДАРОДАЎ



Минприроды

Минск

Ключевые слова: нефть, газовый конденсат, коллектор, месторождение, геологические запасы, извлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость, пористость, гидродинамическое моделирование, объект разработки, фонд скважин, капитальные вложения, себестоимость, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости.

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»

1 РАЗРАБОТАН РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть

ВНЕСЕН Министерством природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

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 Республики Беларусь

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	1
3	Термины и определения.....	2
4	Обозначения и сокращения.....	2
5	Общие положения.....	2
6	Основные устанавливаемые требования к правилам определения коэффициентов углеводородов.....	3
7	Принципы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов.....	3
8	Методы расчета извлекаемых запасов, коэффициентов извлечения углеводородов.....	5
9	Основные требования к методике расчета технологических показателей разработки.....	6
10	Рекомендации по выбору метода расчёта коэффициентов углеводородов.....	8
11	Экономическое обоснование извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов.....	9
12	Библиография	12

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

**Охрана окружающей среды и природопользование. Недр
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 201x-xx-xx

1 Область применения

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

Настоящий технический кодекс применяется при осуществлении поиска и разведки месторождений углеводородов и их разработки в Республике Беларусь [1].

2 Нормативные ссылки

В настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее - ТНПА):

ТКП 17.04-28-2011 (02120) Правила оформления и порядок предоставления в республиканскую комиссию по запасам полезных ископаемых материалов подсчета запасов углеводородов и требования к их составу.

ТКП 17.04-29-2011 (02120) Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.

ТКП 17.04-16-2009 (02120) Правила построения, изложения и оформления отчета о геологическом изучении недр

ТКП 17.04-11-2009 (02120) Правила оформления в электронном виде отчетов о геологическом изучении недр

3 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины, установленные в [1, 2], а также следующие термины с соответствующими определениями:

1 коэффициент извлечения углеводородов (нефти, газа, конденсата, соответственно КИН, КИГ, КИК): выраженная в долях единицы относительная величина, показывающая, какая часть начальных геологических запасов углеводорода может быть извлечена из недр при разработке залежи за весь срок разработки с применением современной апробированной технологии и техники добычи с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

2 способ схематизации пластов: алгоритм упрощения природных условий с целью получения математической модели (расчетной модели) геолого-геофизических свойств пласта.

3 вытеснение нефти из пласта: замещение нефти, содержащейся в породе-коллекторе, другим агентом (водой, нефтью и др.).

4 Обозначения и сокращения

- 1 ГК - газовый конденсат;
- 2 ТЭО - технико-экономическое обоснование;
- 3 ГИС - геофизические исследования скважин;
- 4 УВ - углеводороды;
- 5 ЧДД - чистый дисконтированный доход;
- 6 КИН - коэффициент извлечения нефти;
- 7 КИГ - коэффициент извлечения газа;
- 8 КИК - коэффициент извлечения конденсата;
- 9 РVT – давление, объем, температура;
- 10 НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
- 11 ГДМ - гидродинамическая модель.

5 Общие положения

5.1 Настоящий технический кодекс устанавливает правила определения коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата нефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений на различных стадиях их изучения и освоения, подсчета и пересчета запасов.

5.2 В настоящем техническом кодексе приведены общие положения, принципы и порядок обоснования коэффициентов извлечения нефти из нефтяных, газа и газового конденсата из газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений (залежей).

Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, газа и конденсата (ТЭО КИН/КИГ/КИК) выполняется:

- для разведанных месторождений – по результатам геологоразведочных работ и пробной эксплуатации;
- для разрабатываемых месторождений – по данным доразведки и результатам разработки месторождения.

5.3 При составлении ТЭО КИН/КИГ/КИК с целью наиболее полного извлечения нефти и ГК из недр учитываются достигнутый уровень развития техники и технологии разработки месторождений и перспективы применения новых методов разработки и интенсификации добычи нефти, новой техники и новых технологий.

6 Основные устанавливаемые требования к правилам определения коэффициентов извлечения углеводородов

6.1 При определении коэффициентов извлечения углеводородов допускается использование организациями программных средств для моделирования процессов нефтеизвлечения, обеспечивающих адекватное отображение любых геолого-физических условий и современный подход к расчету при обосновании извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов из недр.

7 Принципы обоснования коэффициентов извлечения углеводородов

7.1 КИН/КИК/КИГ является технико-экономической характеристикой, величина которой обуславливается геолого-физическими характеристиками и неоднородностью пластов, применяемой технологией и техникой добычи нефти, экономическими нормативами и критериями эффективности разработки месторождений.

7.1.1 Геолого-физические характеристики и неоднородность пластов включают условия залегания нефти, ГК и газа в недрах, тип и свойства горных пород, емкостные и фильтрационные характеристики коллекторов и флюидоупоров, физико-химические свойства флюидов, изменчивость тех и других в пределах рассматриваемого пласта.

7.1.2 Технология и техника добычи нефти и газа определяются методом воздействия на пласт, плотностью сетки и системами размещения скважин, применяемыми способами эксплуатации и режимами работы скважин, оборудованием.

7.1.3 Экономические нормативы и критерии эффективности включают нормативы предстоящих капитальных вложений и эксплуатационных затрат, сроков выработки извлекаемых запасов, выбора вариантов разработки.

7.2 Исходной информацией для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов служат данные разведки, подсчета запасов, пробной эксплуатации отдельных скважин, опытно-промышленной и промышленной разработки залежи, а также лабораторные определения коэффициентов вытеснения нефти, газа и конденсата на керновых моделях.

7.3 При получении новой информации о месторождении (залежи) в процессе их разбуривания осуществляется пересчет запасов на разных стадиях геологоразведочного цикла и пересмотр КИН/КИГ/КИК.

7.3.1 Первая стадия оценки КИН/КИГ/КИК проводится на этапе поисковых работ, на стадии оценки ресурсов УВ подготовленной к поисковому бурению перспективной ловушки.

На первой стадии в условиях минимума информации о строении, геолого-физических характеристиках и продуктивности пластов проводится:

- оценка ресурсов нефти, газа, ГК;
- оценка коэффициента нефте-, газо- и конденсатоизвлечения выполняется методом аналогии на основании информации по ближайшим месторождениям (залежам), находящихся в подобных геолого-промысловых условиях (глубина залегания залежи, стратиграфическое соответствие, сходные физико-химические свойства нефти (при наличии проб) и т.п.).

7.3.2 На стадии оперативного подсчета запасов, который осуществляется на основании данных, полученных в результате бурения поисковых скважин и вскрытия продуктивных интервалов (уточнение геологического строения, интерпретация ГИС, лабораторные исследования керна) с учетом гидродинамических параметров пласта. Расчет извлекаемых запасов нефти, газа, ГК осуществляется на основании статистических способов определения коэффициента извлечения и метода аналогии.

7.3.3 На этапе пробной эксплуатации обоснование КИН/КИГ/КИК осуществляется на основании ТЭО с использованием ГДМ. В случаях, когда работы по рассмотрению различных вариантов разработки и их экономическая оценка по каким-либо причинам не предполагаются, допустимо использовать статистические методы.

7.3.4 После вступления месторождения (залежи) в промышленную разработку, пересчета начальных геологических запасов и составления проектного документа, обоснование КИН/КИГ/КИК выполняется только на основании ТЭО с использованием ГДМ.

7.4 ТЭО КИН/КИГ/КИК определяется на основании вариантов разработки. Выбор вариантов разработки производится по технико-экономическим критериям с учетом полноты и комплексности использования запасов углеводородов, а также ограничений, связанных с техническими и технологическими возможностями, правилами разработки месторождений углеводородов, требованиями охраны недр и окружающей среды.

7.5 В зависимости от строения и фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора и свойств насыщающих его флюидов при обосновании извлекаемых запасов и КИН/КИГ/КИК месторождение (залежь) рассматривается как единое целое или разбивается на участки (зоны).

Обоснование КИН/КИГ/КИК выполняется для промышленных категорий $A+B+C_1$ [2]. В случае, если часть залежи отнесена к категории C_2 , КИН/КИГ/КИК для нее допустимо принимать по аналогии с основной частью залежи. Если в процессе изучения залежи получены данные, которые указывают на более ухудшенные ФЕС для участка категории C_2 , допустимо использовать статистические методы для обоснования КИН/КИГ/КИК, либо ГДМ.

7.6 Повариантные расчеты технико-экономических показателей с целью обоснования извлекаемых запасов проводятся с использованием методик расчетов, применяемых при проектировании разработки. При этом предпочтительно использование детерминированных моделей пластов и физически содержательных моделей процессов извлечения углеводородов, учитывающих особенности строения и геолого-физические характеристики продуктивных пластов, свойства пластовых и закачиваемых флюидов, механизм и геометрию фильтрационных течений.

7.7 Расчет величин извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов на стадии подготовки месторождения к разработке и последующих стадиях должен опираться на определенные проектные решения по вопросам выделения эксплуатационных объектов, выбора способов воздействия на пласт, систем размещения и плотности сетки скважин, способов и режимов эксплуатации скважин, порядка и темпов ввода их в разработку. Эти решения не могут быть приняты на основе одних только формальных процедур, они требуют использования опыта разработки нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

7.8 Выбор расчетных вариантов разработки производится с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств пластов, физико-химических характеристик пластовых жидкостей, режимов работы пластов и скважин. Если месторождение (залежь) уже находится в промышленной разработке, один из расчетных вариантов должен совпадать с фактически реализуемым вариантом технологической схемы или проекта разработки месторождения.

7.8.1 При этом принимается во внимание необходимость создания условий максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов, опыт разработки залежей со сходными характеристиками, наличие серийного оборудования для реализации проектируемых систем разработки, экономико-географические особенности района, требования охраны недр и окружающей среды и т.д.

7.9 При обосновании КИН/КИГ/КИК на стадии повторного подсчета (пересчета) запасов используется дополнительная информация о строении продуктивных пластов, свойствах коллекторов и насыщающих их флюидов, распределения по пласту

насыщенностей, давлений и т.д. При этом результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки должны быть согласованы с динамикой разбуривания объектов, добычи углеводородов, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффициентов нефтеизвлечения, газоизвлечения и конденсатоизвлечения, идентифицируется с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения.

7.10 Если на разрабатываемом месторождении имеется ряд объектов разработки (залежей), то извлекаемые запасы определяются для каждого объекта разработки отдельно.

7.11 Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа для месторождений, разрабатываемых при пластовых давлениях выше давления насыщения, определяются по извлекаемым запасам нефти и начальному газосодержанию. Последнее определяется по результатам дифференциального (ступенчатого) разгазирования глубинных проб пластовых нефтей в лабораторных условиях до стандартных условий.

7.12 Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа для месторождений, разрабатываемых при пластовых давлениях ниже давления насыщения, определяются по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации в процессе разработки.

8 Методы расчета извлекаемых запасов, коэффициентов извлечения углеводородов

На различных стадиях оценки ресурсов, подсчета и пересчета запасов нефтяных, газонефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, в зависимости от полноты и качества исходной информации, реализуемых систем разработки и способов воздействия на пласт, применяют различные методы обоснования извлекаемых запасов и КИН/КИК/КИГ.

Существуют следующие методы определения:

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

8.1. Метод аналогий применим в случаях, когда данные для определения КИН/КИК/КИГ другими способами отсутствуют или имеются в ограниченном количестве. Используется для предварительной оценки коэффициентов извлечения углеводородов на стадии разведки.

8.2. Статистические методы основаны на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими данными. В основу эмпирических методов положен обобщенный оценки КИН, накопленный в мировой практике. Покоэффициентный метод основан на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки [3, 4]. Данные методы не учитывают экономическую составляющую, используются для предварительной оценки коэффициентов извлечения, а также для проверки, сопоставления, контроля за величинами КИН/КИГ/КИК, полученными расчетными методами. Применимы для разведанных месторождений.

8.3. В основу экстраполяционных методов положены характеристики вытеснения, т.е. зависимости между накопленными отборами нефти и жидкости, построенные по фактическим данным за достаточно длительный период разработки [5] Исходная зависимость, лежащая в основе экстраполяционного метода, может выбираться по-разному. В одних случаях, например для нефтяных залежей, берется зависимость темпов

отбора нефти от степени выработки запасов нефти, в других – связь между накопленной добычей нефти и жидкости или их зависимости от времени. Построение в логарифмических и полулогарифмических координатах часто дает удобную для экстраполяции линеаризацию используемых эмпирических зависимостей.

Гидродинамический метод подразумевает создание 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 пр.). Далее выполняется обоснование коэффициентов извлечения углеводородов на основе различных вариантов дальнейшей разработки месторождения (залежи, объекта разработки).

Данные методы используются для разрабатываемых месторождений.

9 Основные требования к методике расчета технологических показателей разработки

9.1 Основные требования к методике расчета технологических показателей разработки, соответствующей современному уровню проектирования разработки нефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений.

9.1.1 Реальные пласты характеризуются проницаемостной неоднородностью. 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). Адекватное моделирование реального 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.

9.1.2 Существенно влияющим на разработку углеводородонасыщенных пластов является распространение в них малопроницаемых участков, считающихся коллектором. Эти зоны, размеры которых могут изменяться в очень широких пределах (до сотен метров), слабо охватываются или вообще не охватываются процессом вытеснения. Кроме того, малопроницаемые зоны экранируют какую-то часть высоко проницаемого коллектора, ухудшая показатели охвата.

9.1.3 При построении расчетной геологической схемы, безусловно, должна учитываться прерывистость строения пластов.

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

9.1.5 В случае рассмотрения 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.

9.1.6 Методика должна учитывать влияние систем размещения и порядка ввода скважин в разработку – факторов, в существенной мере определяющих технологические и технико-экономические показатели разработки.

9.1.7 Процессы разработки нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений реализуются с отключением обводнившихся или загазованных скважин, с

изменением режимов нагнетания и отбора, с переводом части добывающих скважин под нагнетание.

9.1.8 Способы эксплуатации скважин, особенности работы скважинного оборудования, обеспечивающего подъем жидкости на поверхность, оказывают существенное влияние на технологические показатели разработки. Поэтому прогноз технологических показателей гидродинамическими методами должен производиться с учетом способов эксплуатации скважин и возможностей скважинного оборудования.

9.1.9 В обширных водонефтяных зонах в силу неоднородности пласта и его неполного вскрытия движение нефти и воды приобретает сложный вид. Характер процесса постепенного обводнения пласта зависит от условий вскрытия и установленного режима работы скважин, но главным образом определяется неоднородностью коллектора. В зависимости от строения пласта и режимов работы скважин в одних случаях наблюдается образование водяных конусов, а в других имеет место послойное течение. Используемая методика должна учитывать данные процессы.

9.1.10 Прогнозирование технологических показателей разработки и обоснование коэффициентов извлечения углеводородов газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений с обширными подгазовыми зонами, малой нефтенасыщенной толщиной, также требует особого подхода. Начальное положение газонефтяного контакта относительно плоскости напластования, местоположение интервалов перфорации скважин, а также характер неоднородности разреза продуктивного пласта с самого начала предполагают различные условия эксплуатации скважин, придают пространственный характер движению жидкостей и газа. Методика должна включать гидродинамические модели, учитывающие существенную неоднородность многофазных фильтрационных потоков.

9.1.11 По мере разбуривания и выработки запасов месторождения возрастает объем информации о геологическом строении коллектора и особенностях фильтрационных процессов. Эта информация непрерывно накапливается, образуя историю разработки. Методика должна включать алгоритмы идентификации используемой математической модели по данным истории разработки. В результате воспроизведения истории разработки уточняются следующие геолого-промысловые параметры: абсолютные проницаемость и пористость пласта, относительные фазовые проницаемости для нефти, воды и газа, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, объем непродуцирующей закачки, начальные геологические запасы нефти.

9.2 Для описания геологического строения объектов разработки выполняется построение цифровых геологических моделей. Цифровые геологические модели строятся на основе детерминированных либо стохастических методов.

9.2.1 Для построения 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 ФЕС в объеме резервуара целесообразно использовать стохастические методы построения цифровой геологической модели.

9.3. Цифровая гидродинамическая модель – это модель объекта исследования, реализованная на ЭВМ и представляющая собой объект в виде двухмерной или трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам.

9.3.1 Численное гидродинамическое моделирование выполняется 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.

9.3.2 Технические ограничения при расчете производственных показателей определяются недропользователем.

10 Рекомендации по выбору метода расчёта коэффициентов извлечения углеводородов

10.1 На различных стадиях подсчета запасов обоснование извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей проводится с применением различных по степени сложности способов схематизации пластов и методов расчета.

10.2 На этапе поисковых работ и стадии оценки месторождения в связи с отсутствием комплексов необходимых исходных данных для построения детерминированной схемы пласта, гидродинамические модели процесса нефтегазоизвлечения могут не применяться. На этой стадии могут использоваться различные аналогии или статистические зависимости, построенные с помощью многофакторного анализа по фактическим данным разработки достаточно большого числа залежей углеводородов в аналогичных по стратиграфии и литологии пластах, желательно данного региона, либо стохастические схемы пласта.

10.3 На стадиях подготовки залежи месторождения к разработке и ввода залежи в разработку, оценка коэффициентов извлечения углеводородов месторождений с начальными геологическими запасами может проводиться по статистическим зависимостям или по методике с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнением.

10.4 Для нефтяных месторождений, находящихся в промышленной разработке, а также газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей месторождений со сложным геологическим строением в качестве предпочтительных рекомендуются детерминированные геологические модели пластов и физически содержательные гидродинамические модели процессов извлечения нефти, газа и конденсата.

10.5 Использование геолого-гидродинамических моделей является обязательным на второй, третьей и четвертой стадиях разработки для определения извлекаемых запасов месторождений.

10.6 Применение гидродинамических моделей процессов нефтеизвлечения на стадии пересчета запасов (составления проектов разработки) предполагает предварительную идентификацию параметров по данным истории разработки. Исключение могут составить мелкие месторождения относительно простого строения, для которых допустимо применение экстраполяционных методов оценки извлекаемых запасов.

10.7 С целью увеличения охвата пласта вытеснением и заводнением на разных стадиях разработки применяются различные методы регулирования. Это, прежде всего, разделение объектов разработки в нагнетательных скважинах, бурение дополнительных скважин, перевод добывающих скважин под нагнетание, изоляционные работы, программируемое ограничение и форсирование отборов, а также расходов жидкости, повышение давления нагнетания и др. Эффект от такого рода мероприятий можно прогнозировать только с помощью двумерных по площади или толщине пласта, а также трехмерных моделей двух- и трехфазной фильтрации, идентифицируемых с параметрами пласта по данным истории разработки.

10.8 На стадии подсчета запасов используемые в моделях фазовые проницаемости определяются по лабораторным керновым исследованиям 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.

10.9 Для сопоставления с рассчитанными с помощью цифрового геолого-гидродинамического моделирования извлекаемых запасов нефти на завершающих стадиях разработки (когда текущая обводненность продукции из залежи составляет 80 и более процентов) в условиях сохранения реализуемой на месторождении системы разработки могут применяться методы, основанные на использовании различных

модификаций эмпирических зависимостей (характеристики вытеснения между накопленными отборами нефти, жидкости и воды).

10.10 Наряду с фазовыми проницаемостями, математические 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 лабораторных исследованиях 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.

10.11 Раздельный учет добычи нефти, газа на промыслах ведется с учетом влияния способов и условий разгазирования пластовой нефти в указанных процессах. При этом добыча нефти учитывается по результатам прямых замеров, а добыча газа определяется добычей нефти по технологическому газовому фактору, измеряемому при реализуемых на промысле числе ступеней разгазирования и условиях сепарации с приведением к стандартным условиям.

10.12 Раздельный подсчет запасов нефти и газа для соблюдения материального баланса углеводородов при определении степени выработки пластов должен вестись с учетом влияния реальных способов и условий разгазирования пластовой нефти. Также учет реальных способов и условий разгазирования пластовой нефти необходим и при использовании моделей двух- и трехфазной фильтрации для прогнозирования технологических показателей.

10.13 При отсутствии представительных глубинных проб объемные коэффициенты, плотности, вязкости газовой и жидких фаз, коэффициенты растворимости и газовый фактор могут быть определены по результатам исследования рекомбинированных проб пластовых нефтей.

11 Экономическое обоснование извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов

11.1 Основная цель экономической оценки заключается в обосновании рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего наиболее полное извлечение из пластов запасов нефти, газа и газового конденсата.

11.2 Выбор рационального варианта осуществляется на основе анализа показателей рассчитанных вариантов разработки.

11.3 Экономическая оценка вариантов разработки производится на протяжении срока, до достижения пятнадцатилетнего периода с момента последнего инвестиционного вложения в бурение, в разрезе отдельных эксплуатационных объектов.

11.4 В рамках расчетного периода проводится обоснование коэффициентов извлечения углеводородов исходя из значений показателей технико-экономической эффективности.

11.5 Определяется эффективность геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение текущей добычи и конечной нефтеотдачи.

11.6 Расчет показателей экономической эффективности вариантов разработки рекомендуется производить в текущих ценах с учетом норм дисконтирования, с установлением доли нефти, газа и газового конденсата, реализуемой на внутреннем и внешнем рынке.

11.7 Экономическое обоснование разработки месторождения проводится на основе анализа показателей эффективности вариантов разработки, включающих в себя:

- чистый доход;

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости;

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

11.8 По рекомендуемому варианту разработки следует выполнить анализ рисков, связанных с отклонением исходных данных от первоначально предполагаемых значений. Для этого проводится серия расчетов, показывающих отклонение показателей эффективности в зависимости от изменения одного из основных параметров (при неизменных значениях всех других). Рекомендуется оценивать влияние факторов риска, изменение которых отражается на эффективности проекта: объем добычи углеводородного сырья; цены реализации углеводородного сырья на внутреннем и внешнем рынках; объем текущих затрат.

Значения факторов риска (допустимые отклонения от принятых значений в расчетах), при которых ЧДД недропользователя остается положительным, рекомендуется определять в пределах $\pm 20\%$.

11.9 Расчеты экономических показателей проводятся на основе исходной информации, предоставленной недропользователем. Исходная информация должна содержать все данные, позволяющие провести проверку произведенных расчетов, дать экспертную оценку результатам обоснования этих показателей. Для определения нормативов, используемых при прогнозировании экономических показателей разработки месторождений, используются данные о производственной деятельности предприятия (данного или аналогичных).

11.10 Расчет капитальных вложений на освоение вновь открытого месторождения производится по следующим направлениям: эксплуатационное бурение; оборудование для добычи нефти, закачки рабочего агента; внутривыпускной сбор и транспорт нефти, газа, газового конденсата; комплексная автоматизация; электроснабжение и связь; водоснабжение промышленных объектов; базы производственного обслуживания; автодорожное строительство; заводнение нефтяных пластов; технологическая подготовка нефти; методы увеличения нефтеотдачи пластов; очистные сооружения; природоохранные мероприятия; прочие объекты и затраты. Допускается отражение затрат на обустройство введением коэффициента, рассчитанного по аналогичному месторождению, применяемому к величине инвестиционных затрат на бурение.

11.11 Эксплуатационные затраты включают в себя текущие издержки, непосредственно связанные с добычей углеводородов, налоги и платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления.

Эксплуатационные затраты на добычу углеводородов определяются по статьям калькуляции или по смете затрат и рассчитываются в соответствии с удельными текущими издержками и объемными технологическими показателями.

11.12 Экономическая часть ТЭО КИН/КИК/КИГ содержит:

- общие положения, в которых дается краткая характеристика технологических вариантов, обосновываются условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынок) и цен на углеводородное сырье;
- экономические показатели эффективности;
- оценку капитальных вложений и эксплуатационных затрат;
- результаты технико-экономической оценки вариантов разработки, выбор варианта, рекомендуемого к утверждению;
- анализ чувствительности для выявления рисков, связанных с реализацией рекомендуемого варианта.

11.13 Величина извлекаемых запасов и коэффициентов углеводородов принимаются недропользователем, исходя из оценки совокупности параметров экономической эффективности и максимизации КИН/КИК/КИГ.

Библиография

- [1] Кодекс Республики Беларусь о недрах от 14 июля 2008 г. N 406-3 (в ред. Законов Республики Беларусь от 04.01.2010 №109-3, от 14.07.2011 №293-3, от 02.05.2013 №19-3, от 18.07.2016 №400-3, от 18.06.2019 №2013-3, от 18.12.2019 №272-3, от 06.01.2021 №84-3, с изменениями, внесенными Законами Республики Беларусь от 30.12.2011 №331-3, от 26.10.2012 №432-3).
- [2] ТКП 17.04-29-2011 (02120) Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов.
- [3] РД 39-0147035-214–86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти, - Москва, 1986
- [4] Справочник по нефтепромысловой геологии. Под ред. Быкова Н.Е., Максимова М.И. – М., Недра, 1981. – 525 с.
- [5] Совершенствование методики подсчета запасов нефти для геологических условий Припятской нефтеносной области: Отчет о НИР (в двух книгах и одной папке). / БелНИПНефть; Руководитель договора А.С. Грудинин; Отв. исполнители Паремский Е.Г., Довженок Д.А., Сердюков Д.В. – Договор 25.2015 – Гомель, 2015. – 579 с.

Заместитель генерального директора
республиканского унитарного предприятия
«Производственное объединение
«Белоруснефть»

подпись, МП

П.П.Повжик

Директор Белорусского научно-
исследовательского и проектного института
нефти БелНИПНефть республиканского
унитарного предприятия «Производственное
объединение «Белоруснефть»

подпись

А.Н.Цыбранков