8 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения углеводородов

8.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС

Для обоснования КИН и извлекаемых запасов нефти разработано множество методов, различных по подходу и набору определяющих геолого-физических параметров, по систематизации, масштабу осреднения и обобщения первичных данных, а также по надежности прогноза.

В рассматриваемой работе расчеты технологических показателей выполнены на базе геолого-технологической модели, учитывающей особенности сложного геологического строения залежей месторождения, свойства пластовых флюидов, сложный механизм и геометрию фильтрационных потоков, динамику разбуривания, степени выработки запасов, пластовых и забойных давлений. Наряду с этим оценка КИН выполнена также «покоэффициентной» методикой. Полученные при этом коэффициенты извлечения нефти использовались только для сопоставительных оценок с коэффициентами извлечения нефти, полученными при повариантных расчетах.

Расчеты технологических показателей разработки по вариантам, проведенные с использованием геолого-технологической модели позволили оценить динамику отборов нефти и конечный КИН как по объектам и в целом по месторождению.

Под коэффициентом нефтеизвлечения понимается относительная величина, показывающая какую часть от начальных геологических запасов можно извлечь из пластов для конкретных геолого-физических условий объекта при разработке его до предела экономической рентабельности по заданной технологии.

Для расчета конечной величины нефтеизвлечения существуют статистические и гидродинамические методы.

***«Покоэффициентный» расчет коэффициента нефтеизвлечения***

Определение коэффициента извлечения нефти по методике ТатНИПИнефть. Для гидродинамических расчетов при обосновании коэффициента нефтеизвлечения необходимыми исходными параметрами являются проницаемость, коэффициенты продуктивности скважин, данные о неоднородности пластов, о физических свойствах пластовых нефтей и вод, соотношение скважин.

Коэффициент извлечения нефти из недр представляется произведением трех коэффициентов:

, (8.1)

где: Кс – коэффициент сетки, Кв – коэффициент вытеснения, Кз - коэффициент заводнения.

Каждый сомножитель формулы является интегральной величиной и количественно характеризует совместное действие отдельной группы факторов.

**Определение коэффициента вытеснения**

Коэффициент вытеснения (Кв) нефти в микрообъеме пласта при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента, учитывающий микронеоднородность пористой породы пластов, а также капиллярные силы, действующие на контакте нефти и вытесняющего агента и замыкающие остаточную нефть, определяемый обычно в лабораторных условиях на образцах керна.

Он равен 0,292 д.ед.

**Определение коэффициента сетки**

Второй коэффициент  называется коэффициентом охвата сеткой скважин, который показывает долю дренируемого объема во всем объеме нефтяного пласта для любой проектной сетки скважин. Коэффициент охвата процессом вытеснения определяется по формуле Щелкачева В.Н.:

*Кс = е –α · S ,*  (8.2)

где: *α -* коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей, *S –* площадь, приходящаяся на одну скважину, км2.

Коэффициент *α* можно определить по нескольким приближенным формулам. Установлено, что коэффициент *α* дляместорождений с терригенными коллекторами колеблется от 0,4 до 2,5, для карбонатных коллекторов – от 1,1 до 6,3. В нашем случае он составил 1,55.

; (8.3)

где:  - расчетная неоднородность,

Кпрон – коэффициент проницаемости,

μн – вязкость нефти в пластовых условиях

**Определение коэффициента охвата заводнением**

Третий коэффициент называют коэффициентом охвата заводнением, который показывает долю извлечения подвижных запасов нефти, то есть учитывает то обстоятельство, что не весь вовлеченный в работу объем удается заводнить. По экономическим соображениям скважины не могут эксплуатироваться до полной обводненности, так как при этом стоимость добычи одной тонны нефти будет недопустимо большой. Величина коэффициента охвата заводнением зависит от предельной обводненности добываемой жидкости и неравномерности вытеснения нефти агентом. Весовая предельная обводненность добываемой продукции  зависит от предельной себестоимости добычи одной тонны нефти , выше которой эксплуатация скважин становится нерентабельной, и дебита жидкости на одну скважину. Весовая предельная доля агента в дебите добываемой жидкости  переводится в расчетную предельную долю агента  по формуле:

, (8.4)

где - коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента. Этот коэффициент определяется для залежей с водонефтяной зоной по формуле:

, (8.5)

где  и -вязкость нефти и воды в пластовых условиях;

- отношение удельных весов воды и нефти;

фильтрационный коэффициент , (8.6)

 - коэффициент вытеснения нефти.

Неравномерность вытеснения нефти агентом, от которой зависит коэффициент охвата заводнением, количественно характеризуется квадратом коэффициента вариации , в условиях размещения нагнетательных и добывающих скважин по равномерной сетке, определяется следующим образом:

, (8.7)

где - расчетная неоднородность продуктивных пластов, - послойная неоднородность нефтяных пластов, определяемая в скважинах с помощью глубинного расходомера или по исследованию керновых данных, -зональная неоднородность пласта или неоднородность по коэффициенту продуктивности,

*m* – коэффициент, учитывающий неоднородность скважин по продуктивности и различия нефти и вытесняющего агента.

, (8.8)

*v* – коэффициент, учитывающий различие скважин по продуктивности;

, (8.9)

Послойная неоднородность пласта количественно характеризует неоднородность скважин по проницаемости.

Зональная неоднородность пласта  количественно характеризует неоднородность скважин по продуктивности.

Формула для определения квадрата коэффициента вариации зональной неоднородности пласта имеет вид:

, (8.10)

Определение значения послойной неоднородности пласта проводилось по результатам исследования кернового материала по скважинам:

а) вначале определяется послойная неоднородность пласта по *i*-той скважине;

б) потом определяется послойная неоднородность по объекту:

, (8.11)

где *n-* число скважин, по которым имеются данные исследований.

По значениям  и  определяется коэффициент охвата заводнением по формулам:

, (8.12)

, (8.13)

, (8.14)

Коэффициент охвата заводнением для водонефтяной зоны характеризует долю отбираемых подвижных запасов нефти и зависит от многих факторов: расчетной неоднородности пластов по скорости фильтрации жидкости , соотношения нефтенасыщенной и водонасыщенной мощностей; наличия и выдержанности непроницаемого пропластка; предельной доли воды в продукции добывающих скважин, системы размещения эксплуатационных и нагнетательных скважин.

***Статистическая многофакторная модель (метод Кожакина)***

Коэффициент нефтеизвлечения по статистической модели рассчитывался по формуле:

, (8.15)

где *μ0* – относительная вязкость нефти в пластовых условиях, д.ед.; *К* – коэффициент проницаемости, мкм2, *Wк* – коэффициент вариации проницаемости, д.ед; *hн* – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; *Кп* – коэффициент песчанистости; *S* – плотность сетки скважин в пределах внешнего контура нефтеносности, га/скв.

Исходные данные и результаты расчетов КИН по данной методике для рекомендуемого варианта разработки представлены в таблице 4.1.

Таблица 8.1 – Исходные данные и результаты расчета КИН по методике Кожакина

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | кыновский |
| *μ0*, д.ед. | 1,12 |
| *К,* мкм2 | 0,001 |
| *Wк*, д.ед. | 0,9288 |
| *hн*, м | 11,2 |
| *Кп,* д.ед. | 0,09 |
| *S,* га/скв | 88,98 |
| КИН, д.ед | 0,260 |

***Определение КИН методом МИНГЕО-87***

 (8.16)

где: m- пористость, Кн/н - коэффициент нефтенасыщенности, b - объемный коэффициент, µв/µн – отношение вязкостей воды и нефти, k – проницаемость, Кпрод. - коэффициент продуктивности, Кпесч. - коэффициент песчанистости, Красч. - коэффициент расчлененности, Рпл/Рнас - пережатие, hэф. н/н - эффективная нефтенасыщенная толщина.

Исходные данные и результаты расчетов конечного значения КИН по данной методике представлены в таблице 4.5.

Таблица 8.2 – Исходные данные и результаты расчета КИН по методике МИНГЕО-87

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | доманиковый |
| m, д.ед. | 0,060 |
| Кн/н, д.ед. | 0,610 |
| b, д.ед. | 1,078 |
| μв/μн, д.ед. | 0,197 |
| k, мкм2 | 0,001 |
| Кпрод, т/сут/атм | 0,6 |
| Кпесч, д.ед. | 0,09 |
| Красч, д.ед. | 9,7 |
| Рпл/Рнас , д.ед. | 1,46 |
| hэфф.н/н, м | 11,2 |
| КИН, д.ед | 0,253 |

***Методика ОАО «Гипровостокнефть» для карбонатных коллекторов***

Коэффициент нефтеизвлечения для карбонатных коллекторов по методике ОАО «Гипровостокнефть» рассчитывался по формуле:

, (8.17)

где *m* – пористость, д.ед., *Lн* – средняя нефтенасыщенность, д.ед., *μ0* – относительная вязкость нефти в пластовых условиях, д.ед., *S* – плотность сетки скважин в пределах внешнего контура нефтеносности, га/скв, *Sp* - плотность сетки скважин в зоне разбуривания, га/скв,  *, h*- нефтенасыщенная толщина, м*.*

Исходные данные и результаты расчетов конечного значения КИН по данной методике представлены в таблице 4.6.

Таблица 8.3 – Исходные данные и результаты расчета КИН по методике ОАО «Гипровостокнефть»

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | доманиковый |
| m, д.ед. | 0,060 |
| *Lн*, д.ед. | 0,610 |
| *μ0*, д.ед. | 8,65 |
| *S,* га/скв | 27,2 |
| *Sp* ,га/скв | 7,88 |
| hэфф.н/н, м | 11,2 |
| КИН, д.ед | 0,287 |

Таблица 8.4 – Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ЭО | Вариант разработки | Расчетные величины | | | | | | |
| Коэффи циент вытеснения | Коэффициент охвата | КИН | КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам | | | |
| «Покоэффициентный» метод | Метод Кожакина | МИНГЕО-87 | Методика Гипровостокнефть |
| Домани  ковый | Базовый | 0,292 | 0,170 | 0,005 | 0,200 | 0,260 | 0,253 | 0,287 |
| 1 | 0,292 | 0,180 | 0,054 |
| 2 | 0,292 | 0,684 | 0,200 |
| 3 | 0,292 | 0,684 | 0,200 |

***Метод оценки КИН с использованием гидродинамической модели***

Гидродинамическая модель основана на математическом описании механизмов процесса нефтеизвлечения и позволяет учесть в рамках имеющейся информации влияние особенностей геологического строения и системы разработки эксплуатационного объекта (системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, плотности сетки, режимов нагнетания и отбора и т.д.), физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов на технологические показатели разработки.

Схематизация строения залежей в гидродинамической модели основана на построении детерминированной геологической модели пластов, в которой основные параметры (проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, эффективная толщина) считаются заданными функциями координат.

Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки согласованы с динамикой разбуривания объекта, добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин, в результате чего данная модель была использована для прогноза КИН. Данный метод оценки КИН наиболее надежен, т.к. максимально учитывает особенности строения и условия разработки.

На Чекалдинском месторождении выделен один объект разработки, по которому рассчитано три прогнозных варианта разработки.

Сравнение значений КИН по месторождениям-аналогам, по статистическим зависимостям и КИН, полученных при расчетах на ГДМ, приведены в таблице 8.1.

*Таким образом, значения КИН, определённые при гидродинамическом моделировании, не выходят за рамки значений, полученных другими методами, и достигают числящихся на Госбалансе. Это позволяет сделать вывод о приемлемой достоверности результатов, полученных при гидродинамическом моделировании.*

8.2 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

При формировании вариантов разработки преследовалась цель обеспечения максимального извлечения нефти из недр на основе применения современных технологий при положительной (или менее убыточной) экономической оценке. Без учета базового варианта (вариант 0), сформировано три варианта разработки для доманикового объекта.

По состоянию на 01.01.2016 г. в пробуренном фонде находятся пять скважин, накопленная добыча нефти по объекту составляет 22,2 тыс.т., отбор от НИЗ 18,1 %.

Для проведения сравнения вариантов разработки и оценки потенциала месторождения при разработке объектов существующим фондом скважин рассчитан **базовый или нулевой вариант**. Разработка объектов проектируется фондом скважин, пробуренным и действующим на 01.01.2016 г. На дату составления проектного документа на месторождении пробуренный фонд составляет пять скважин, в том числе две добывающие, три пьезометрические.

**Базовый вариант** предполагает дальнейшую разработку действующим фондом скважин, применение МУН: ПАКС.

Общий фонд скважин – пять, в т.ч. две добывающие, три пьезометрические.

Накопленная добыча нефти – 34,1 тыс.т, жидкости – 85,5 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,005. Квыт – 0,292, Кохв – 0,017, ПСС – 889,9 га.

Срок разработки – 21 год.

**Первый вариант** предусматривает мероприятия предыдущего проектного документа, бурение восьми добывающих скважин, зарезку трех боковых горизонтальных и двух боковых стволов, перевод восьми пьезометрических скважин воробьевского объекта в добывающие, перевод пяти добывающих скважин воробьевского объекта в нагнетательные, применение МУН: РБК-М, ГЕОС-К, НСКВ, ПАКС, КСМД, ВПСД, ВИР в НН и ГС.

Общий фонд скважин – 28, в т.ч. 23 добывающих, пять нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 403,0 тыс.т, жидкости – 1323,9 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,054. К выт – 0,292, Кохв – 0,18, ПСС – 158,9 га.

Срок разработки – 49 лет.

**Второй вариант** предусматривает бурение 45 горизонтальных добывающих скважин, зарезка трех БГС, установка оборудования ОРД в двух скважинах, внедрение ОРЗ в девяти скважинах, применение МУН: РБК-М, ГЕОС-К, НСКВ, ПАКС, КСМД, ВПСД, ВИР в НН и ГС.

Общий фонд скважин – 61, в т.ч. 52 добывающие, девять нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 1491,0 тыс.т, жидкости – 3883,3 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,200. К выт – 0,292, Кохв – 0,684, ПСС – 72,5 га.

Срок разработки – 60 лет.

**Третий вариант** предусматривает проведение опытно-промышленных работ по испытанию технологии многоинтервального ГРП на горизонтальных скважинах в условиях доманиковых отложений.

Предусматривается бурение одной горизонтальной добывающей скважины, зарезка 47 БГС, установка оборудования ОРД в двух скважинах, внедрение ОРЗ в девяти скважинах, применение МУН: РБК-М, ГЕОС-К, НСКВ, ПАКС, КСМД, ВПСД, ВИР в НН и ГС.

Общий фонд скважин – 61, в т.ч. 52 добывающие, девять нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 1491,0 тыс.т, жидкости – 3883,3 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,200. К выт – 0,292, Кохв – 0,684, ПСС – 72,5 га.

Срок разработки – 60 лет.

**На период опытно-промышленной разработки опытного участка планируется:**

- зарезка одного горизонтального бокового ствола в 2018 г.;

- общий фонд скважин – одна добывающая;

- испытание в услових доманиковых отложений технологии многоинтервального гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине.

По результатам эксплуатации данной скважины будут рекомендованы к бурению с 2019 г. на доманиковых отложениях боковые горизонтальные стволы и горизонтальная скважина с проведением МГРП.

Таким образом, оценивая, полученные результаты имеем:

- в варианте 0 (разработка существующим фондом скважин) полученная накопленная добыча нефти минимальна, и соответственно минимально значение КИН;

- в варианте 1 (реализация решений действующего проектного документа), значение КИН не достигает значений на государственном балансе;

- в варианте 2 запроектировано бурение 45 ГС, зарезка трех БГС, установка оборудования ОРД в двух скважинах, внедрение ОРЗ в девяти скважинах что позволило получить значение КИН числящегося на балансе;

- в варианте 3 запроектировано бурение одной горизонтальной добывающей скважины, зарезка 47 БГС, установка оборудования ОРД в двух скважинах, внедрение ОРЗ в девяти скважинах, что также позволило получить значение КИН числящегося на балансе;

Сопоставление извлекаемых запасов нефти и коэффициентов извлечения нефти приведено в таблице 8.5.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки Матросовского месторождения приведены в разделе 7.

Таблица 8.5 – Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ЭО | Вариант разработки | Геологические запасы | | | КИН, д.ед. | Извлекаемые запасы | | |
| нефти, тыс.т | растворенного газа, млн.м3 | ценных компонентов | нефти, тыс.т | растворенного газа, млн.м3 | ценных компонентов |
| Доманиковый | базовый | 7455 | - | - | 0,005 | 34 | 38 |  |
| 1 | 7455 | - | - | 0,054 | 403 | 38 |  |
| 2 | 7455 | - | - | 0,200 | 1491 | 38 |  |
| 3 | 7455 | - | - | 0,200 | 1491 | 38 |  |