

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ.П.О.СУХОГО»

Машиностроительный факультет
Кафедра «НГриГПА»

РАСЧЁТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к курсовому проекту
по дисциплине
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»

на тему: «Оценка запасов и прогнозный расчет технологических показателей
разработки»

Исполнитель:
слушатель гр. НЭ-21
Гетченко А.Д.
Руководитель: ассистент
Порошина С.Л.

Дата проверки: _____
Дата допуска к защите: _____
Дата защиты: _____
Оценка работы: _____

Подписи членов комиссии
по защите курсовой работы: _____

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Запасы и ресурсы нефти и природного газа. Категории запасов и ресурсов нефти и газа.....	4
1.1 Классификация запасов и ресурсов по категориям	4
1.2 Запасы.....	4
1.3 Ресурсы.....	5
1.4 Классификация месторождений по сложности геологического строения и величине запасов.....	6
Практическая часть.....	9
2.1 Этап 1: определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.....	9
2.2 Этап 2: определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).....	11
2.3 Этап 3: методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.....	16
Заключение.....	25
Список литературы.....	26

ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтяных и газовых месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением новых технологий извлечения нефти из недр, новых методов распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, использованием совершенных методов планирования разведки и разработки месторождений, применением автоматизированных систем управления процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе детерминированных моделей, реализуемых на мощных компьютерах.

Разработка нефтяных месторождений — это самостоятельная комплексная область науки и инженерная дисциплина, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Наукой о разработке нефтяных месторождений называют осуществление научно-обоснованного извлечения из недр содержащих в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Принципиальным отличием разработки нефтяных месторождений от других наук является то, что инженер-разработчик не имеет непосредственного доступа к нефтяным пластам. Вся информация идет через пробуренные скважины.

1. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Классификация запасов и ресурсов по категориям

Запасы:

- А (достоверные);
- В (установленные);
- С₁ (оцененные);
- С₂ (предполагаемые).

Ресурсы:

- D₁ (локализованные);
- D₂ (перспективные);
- D₃ (прогнозные).

1.2 Запасы

Запасы – весовое количество нефти и газового конденсата или объемное количество природного газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

На подсчитанную величину запасов влияют объем и качество информации, полученной при поисково-разведочных работах и разработке залежей на дату подсчета, а также применяемые методы подсчета.

Балансовые запасы – запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна.

Забалансовые запасы – запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

Запасы категории А – запасы залежи, подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности скважин и др.

Запасы категории В – запасы залежи:

- с нефтегазонасыщенностью, установленной на основании промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличия благоприятных промыслово-геофизических данных и керна;

- приближенно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи изучены форма и размеры залежи, эффективная

нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов, основные особенности, определяющие условия разработки залежи;

- детально изучены: состав нефти, газа, сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях;

- проведена пробная эксплуатация отдельных скважин по нефтяной залежи;

- установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее промышленная ценность по газовой залежи.

Запасы категории C_1 – запасы залежи, в которой:

- нефтегазонасыщенность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в отдельных скважинах и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин;

- условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 – запасы нефти и газа, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, и запасы в новых структурах, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазонасыщенных районов.

Промышленные запасы – извлекаемые запасы залежи категорий $A+B+C_1$.

Разведанные запасы – балансовые и забалансовые запасы категории $A+B+C_1$ по залежи, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

1.3 Ресурсы

Ресурсы нефти, горючих газов, конденсата (группа D) – весовое количество нефти и газового конденсата или объемное количество газа на дату оценки в возможных залежах регионально продуктивных литолого-стратиграфических комплексов на перспективных структурах и прогнозных территориях, приведенные к поверхностным условиям.

Прогнозные ресурсы подгруппы D_1 – ресурсы, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов с доказанной нефтегазонасыщенностью на прогнозной территории – на структурах I порядка, используемые для обоснования наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ и прироста запасов нефти на предстоящие 5 лет и на перспективу (10 -15 лет), а также для обоснования долгосрочных схем развития добычи нефти, газа и газового конденсата.

Прогнозные ресурсы подгруппы D₂ – ресурсы, содержащиеся в возможных залежах литолого-стратиграфических комплексов, нефтегазонасность которых доказана на структурах I порядка, сходных с прогнозными, используемые при планировании региональных работ и выборе направлений ранних этапов поисков.

1.4 Классификация месторождений по сложности геологического строения и величине запасов

1 группа. Месторождения (залежи) простого внутреннего строения, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами; продуктивные нефте-или газонасыщенные пласты представлены коллекторами порового типа и характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу.

2 группа. Месторождения (залежи) сложного строения; продуктивные нефте- или газонасыщенные, в отдельных случаях с нефтяной оторочкой пласты представлены коллекторами в основном порового типа и характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений.

3 группа. Месторождения (залежи) очень сложного строения, характеризующиеся варьирующими по площади ВНК и ГНК, наличием или литологических замещений, или тектонических нарушений, или очень изменчивых толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных в основном коллекторами с вторичной пустотностью.

При отнесении месторождений (залежей) к той или иной группе сложности геологического строения могут использоваться количественные критерии показателей неоднородности продуктивных пластов.

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа:

- уникальные - более 300 млн т нефти или 500 млрд м³ газа;
- очень крупные - от 100 до 300 млн т нефти или от 100 до 500 млрд м³ газа;
- крупные - от 30 до 100 млн т нефти или от 30 до 100 млрд м³ газа;
- средние - от 10 до 30 млн т нефти или от 10 до 30 млрд м³ газа;
- мелкие - от 1 до 10 млн т нефти или от 1 до 10 млрд м³ газа;
- очень мелкие - менее 1 млн т нефти или менее 1 млрд м³ газа.

Классификация месторождений по степени их изученности:

- разрабатываемые;
- разведанные (подготовленные для промышленного освоения);
- предварительно оцененные.

Разрабатываемые – месторождения (залежи) нефти и газа, полностью или частично разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с технологической схемой или проектом промышленной (для газа – опытно-промышленной) разработки. Детальность изучения залежей обеспечивает

полное определение количественных и качественных характеристик, а также продуктивности выявленных пластов и позволяет квалифицировать запасы разбуренных участков месторождения по категориям А или В (для очень мелких месторождений - С₂).

Разведанные – месторождения (залежи), добычные возможности которых, запасы, качество нефти, газа, газового конденсата и содержащихся в них компонентов, гидрогеологические, геокриологические, экологические и другие условия разработки изучены в процессе разведочных работ с полнотой, достаточной для достоверного технико-экономического обоснования решения о порядке и условиях их вовлечения в промышленное освоение, а также о проектировании на их базе добывающего предприятия (промысла).

Разведанные месторождения (залежи) по степени изученности должны удовлетворять следующим требованиям:

- установлены площадь, структура (модель ловушки), строение месторождения и закономерности изменения количественных и качественных характеристик продуктивных пластов (залежей) в его разрезе и плане;

- число и положение нефтяных и газовых залежей в структуре месторождения, высотное положение контактов (ГНК, ВНК, ГВК) надежно установлены опробованием и геофизическими методами, достоверность которых доказана для условий рассматриваемого месторождения;

- подсчетные параметры определены с применением современных методик по данным адекватного для района комплекса ГИС, обеспеченного надежной петрофизической основой;

- состав и технологические свойства нефти, газа, конденсата и содержащиеся в них компоненты, имеющие промышленное значение, изучены в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с детальностью, обеспечивающей получение исходных данных для проектирования их добычи и переработки;

- гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия обеспечивают получение количественных данных для обустройства промысла;

- основные параметры залежей:

- продуктивность скважин,

- пластовое давление,

- дебит нефти, газа и конденсата,

- гидропроводность и пьезопроводность, - изучены с детальностью, обеспечивающей составление технологической схемы разработки месторождения;

- достоверность данных о добычных возможностях (промысловых характеристиках) залежей подтверждена (на месторождениях 2-й и 3-й групп сложности) данными пробной или опытно-промышленной эксплуатации;

- параметры для подсчета геологических запасов (минимальная эффективная толщина пластов, минимальные пористость и проницаемость коллекторов, коэффициенты извлечения нефти, конденсата и др.) установлены на основании подтвержденных государственной экспертизой повариантных

технико-экономических расчетов, позволяющих определить масштабы и промышленную значимость месторождения с необходимой степенью достоверности;

- детальность изучения геологического строения месторождения (залежи) обеспечивает возможность квалификации не менее 80 % его запасов по категории С1 **;

- рассмотрено возможное влияние разработки месторождения на окружающую среду и даны рекомендации по предотвращению или снижению прогнозируемого уровня отрицательных экологических последствий.

Предварительно оцененные – месторождения (залежи), запасы и добывные возможности которых, качество нефти и газа, гидрогеологические, геокриологические, экономические, экологические и другие условия разработки изучены в степени, позволяющей обосновать целесообразность дальнейшей их разведки и разработки с использованием аналогий с другими разрабатываемыми или разведанными объектами в данном районе или более изученными залежами данного месторождения.

Запасы таких месторождений (залежей) по степени изученности квалифицируются обычно по категории С₂ и служат основанием для проектирования на их базе дальнейших разведочных работ и частично опытно-промышленной разработки.

2 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Этап 1: определение запасов, коэффициента нефтеизвлечения, перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые

1. Определение начальных геологических запасов нефти G объемным методом.

Геологические запасы нефти в пластовых условиях:

$$G_{\text{пл}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{неф}}, \text{ м}^3$$

где F – площадь залежи внутри контура нефтеносности, м^2 ;

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м ;

m – открытая пористость пласта-коллектора, доли единицы;

$K_{\text{неф}}$ – коэффициент нефтенасыщенности коллектора, показывающий какую долю порового объема пласта занимает нефть, доли единицы.

$$K_{\text{неф}} = 1 - S_{\text{связ.вод}}$$

где $S_{\text{связ.вод}}$ – связанная или начальная водонасыщенность, показывающая какую долю порового объема нефтенасыщенного пласта занимает вода, оставшаяся в порах в процессе формирования нефтяной залежи. определяется по лабораторному изучению керн и геологически исследованиями скважины.

$$K_{\text{неф}} = 1 - 0,22 = 0,78,$$

$$G_{\text{пл}} = 2000 \cdot 10000 \cdot 20 \cdot 0,081 \cdot 0,78 = 25272000 \text{ м}^3.$$

2. Определение конечного коэффициента нефтеизвлечения КНИ:

$$\text{КНИ} = K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{выт}},$$

где $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата залежи заводнением. Показывает, какая доля нефтенасыщенного объема залежи подвергается вторжению воды. Зависит в первую очередь от степени неоднородности коллектора: чем неоднородность больше, тем $K_{\text{охв}}$ меньше.

$K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти водой. Определяется при многократной промывке керн водой в лабораторных условиях. Характеризует процесс вытеснения нефти из пор коллектора.

$$\text{КНИ} = 0,9 \cdot 0,64 = 0,576.$$

3. Определение начальных извлекаемых запасов нефти НИЗ.
Начальные извлекаемые запасы нефти в пластовых условиях:

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = G_{\text{пл}} \cdot \text{КНИ}, \text{ м}^3$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = 25272000 \cdot 0,576 = 14556672 \text{ м}^3.$$

4. Перевод величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

При поднятии нефти на поверхность ее объем уменьшается вследствие выделения растворенного газа. Отношение объема нефти в пластовых условиях к объему нефти на поверхности называется объемным коэффициентом нефти:

$$B_{\text{н}} = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{пов}}} > 1,$$

$$G_{\text{пов}}^1 = \frac{G_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{G_{\text{пл}} \cdot 1}{B_{\text{н}}}.$$

Отсюда:

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}}}{B_{\text{н}}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пл}} \cdot 1}{B_{\text{н}}}.$$

Величина, обратная объемному коэффициенту $B_{\text{н}}$, используется в подсчете запасов нефти и называется пересчетным коэффициентом $K_{\text{пер}}$.

$$G_{\text{пов}}^1 = \frac{25272000}{1,47} = 17191837 \text{ м}^3,$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{14556672}{1,47} = 9902497 \text{ м}^3.$$

В отечественной практике принято запасы нефти, добычу жидкости, нефти и воды в поверхностных условиях представлять в весовых единицах измерения – в тоннах или в тыс.тонн:

$$G_{\text{пов}} = G_{\text{пов}}^1 \cdot \rho_{\text{неф.пов}},$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = \text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 \cdot \rho_{\text{неф.пов}}.$$

$$G_{\text{пов}} = 17191837 \cdot 810 = 13925 \text{ тыс. т},$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = 9902497 \cdot 810 = 8021 \text{ тыс. т}.$$

2.2 Этап 2: определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год)

1. Определение фактической годовой добычи жидкости $Q_{\text{жид}}$ по заданным годовым темпам отбора от НИЗ.

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{\text{жид}n} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} Z_{\text{ж}n}$$

$$Q_{\text{жид}1} = \frac{8021}{100} 0,5 = 40,12 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}2} = \frac{8021}{100} 1,8 = 144,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}3} = \frac{8021}{100} 3,2 = 256,7 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}4} = \frac{8021}{100} 4,53 = 363,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}5} = \frac{8021}{100} 5,95 = 477,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}6} = \frac{8021}{100} 6,76 = 542,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}7} = \frac{8021}{100} 7,0 = 561,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}8} = \frac{8021}{100} 7,2 = 577,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}9} = \frac{8021}{100} 7,2 = 577,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{жид}10} = \frac{8021}{100} 7,2 = 577,5 \text{ тыс. т};$$

2. Определение фактической годовой добычи воды $Q_{\text{вод}}$ по заданной среднегодовой обводнённости добываемой жидкости.

Годовая добыча воды:

$$Q_{\text{вод}n} = \frac{Q_{\text{жид}n}}{100} \% \text{Воды}_n$$

$$Q_{\text{вод}1} = \frac{40,12}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}2} = \frac{144,4}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}3} = \frac{256,7}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}4} = \frac{363,4}{100} 0,5 = 1,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}5} = \frac{477,2}{100} 0,9 = 4,3 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}6} = \frac{542,2}{100} 1,7 = 9,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}7} = \frac{561,5}{100} 3,3 = 18,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}8} = \frac{577,5}{100} 6 = 34,7 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}9} = \frac{577,5}{100} 9,6 = 55,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}10} = \frac{577,5}{100} 15,3 = 88,4 \text{ тыс. т.}$$

3. Определение фактической годовой добычи нефти $Q_{\text{неф}}$.

Годовая добыча нефти:

$$Q_{\text{неф}n} = Q_{\text{жид}n} - Q_{\text{вод}n},$$

где: n – года разработки.

$$Q_{\text{неф}1} = 40,12 - 0 = 40,12 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}2} = 144,4 - 0 = 144,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}3} = 256,7 - 0 = 256,7 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}4} = 363,4 - 1,8 = 361,6 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}5} = 477,2 - 4,3 = 472,9 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}6} = 542,2 - 9,2 = 533,0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}7} = 561,5 - 18,5 = 543,0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}8} = 577,5 - 34,7 = 542,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}9} = 577,5 - 55,4 = 522,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}10} = 577,5 - 25,62 = 489,1 \text{ тыс. т.}$$

4. Определение фактической накопленной добычи нефти $\sum Q_{\text{неф}}$ на конец каждого года разработки.

Накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}n} = \sum Q_{\text{неф}n-1} + Q_{\text{неф}n};$$

$$\sum Q_{\text{неф}1} = 40,12 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}2} = 40,12 + 144,4 = 184,5 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}3} = 184,5 + 256,7 = 441,2 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}4} = 441,2 + 361,6 = 802,8 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}5} = 802,8 + 472,9 = 1275,7 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}6} = 1275,7 + 533,0 = 1808,7 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}7} = 1808,7 + 543,0 = 2351,7 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}8} = 2351,7 + 542,8 = 2894,5 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}9} = 2894,5 + 522,1 = 3416,6 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}10} = 3416,6 + 489,1 = 3905,7 \text{ тыс. т.}$$

5. Определение фактических долей, отобранных начальных извлекаемых запасов %НИЗ на конец каждого года разработки:

$$\% \text{НИЗ}_n = \frac{\sum Q_{\text{неф}n}}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100,$$

где: n – год разработки.

$$\% \text{НИЗ}_1 = \frac{40,12}{8021} 100 = 0,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_2 = \frac{184,5}{8021} 100 = 2,3\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_3 = \frac{441,2}{8021} 100 = 5,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_4 = \frac{802,8}{8021} 100 = 10\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_5 = \frac{1275,7}{8021} 100 = 15,9\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_6 = \frac{1808,7}{8021} 100 = 22,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_7 = \frac{2351,7}{8021} 100 = 29,3\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_8 = \frac{2894,5}{8021} 100 = 36,1\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_9 = \frac{3416,6}{8021} 100 = 42,6\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{10} = \frac{3905,7}{8021} 100 = 48,7\%.$$

6. Определение фактических годовых темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов ($Z_{н\%НИЗ}$) на конец каждого года разработки.

$$Z_{н\%НИЗ_n} = \frac{Q_{нефn}}{НИЗ_{пов}} 100,$$

где: n – год разработки.

$$Z_{н\%НИЗ_1} = \frac{40,12}{8021} 100 = 0,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_2} = \frac{144,4}{8021} 100 = 1,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_3} = \frac{256,7}{8021} 100 = 3,2\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_4} = \frac{361,6}{8021} 100 = 4,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_5} = \frac{472,9}{8021} 100 = 5,9\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_6} = \frac{533,0}{8021} 100 = 6,6\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_7} = \frac{543,0}{8021} 100 = 6,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_8} = \frac{542,8}{8021} 100 = 6,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_9} = \frac{522,1}{8021} 100 = 6,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_{10}} = \frac{489,1}{8021} 100 = 6,1\%.$$

Таблица 1. Сводная таблица результатов расчёта на 1 и 2 этапах.

Год	НИЗ, тыс.т	$Z_{ж},$ %	$Q_{жид},$ тыс.т	$Q_{вод},$ тыс.т	$Q_{неф},$ тыс.т	$\Sigma Q_{неф},$ тыс.т	%НИЗ, %	%Воды, %	$Z_{н},$ %
1	8021	0,5	40,12	0	40,12	40,12	0,5	0	0,5
2	8021	1,8	144,4	0	144,4	184,5	2,3	0	1,8
3	8021	3,2	256,7	0	256,7	441,2	5,5	0	3,2
4	8021	4,53	363,4	1,8	361,6	802,8	10	0,5	4,5
5	8021	5,95	477,2	4,3	472,9	1257,7	15,9	0,9	5,9

6	8021	6,76	542,2	9,2	533,0	1808,7	22,5	1,7	6,6
7	8021	7,0	561,5	18,5	543,0	2351,7	29,3	3,3	6,8
8	8021	7,2	577,5	34,7	542,8	2894,5	36,1	6	6,8
9	8021	7,2	577,5	55,4	522,1	3416,6	42,6	9,6	6,5
10	8021	7,2	577,5	88,4	489,1	3905,7	48,7	15,3	6,1

2.3 Этап 3: методом последовательного приближения рассчитать годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.

На данном этапе требуется сделать прогноз добычи нефти из залежи на следующие 10 лет разработки.

После полного разбуривания залежи основным фондом скважин дальнейшая динамика добычи нефти в первую очередь зависит от характера обводнения залежи, определение которого часто является основной проблемой при прогнозировании добычи нефти.

Одним из методов прогноза добычи нефти, который мы и будем применять в данной работе, является использование фактических результатов разработки залежей-аналогов, извлекаемые запасы которых полностью или почти полностью выработаны.

Аналогами друг друга по характеру выработки запасов могут являться залежи с однотипным геологическим строением, одинаковыми режимами работы пласта, типом коллектора и его степенью неоднородности, соотношениями фазовых проницаемостей, отношением вязкостей нефти и воды, а также одинаковым термодинамическими характеристиками залежи.

В нашей работе всем эти перечисленным выше условиям соответствуют залежи А и В. Необходимо для дальнейших прогнозных расчетов из данных двух залежей выбрать залежь – аналог, основываясь при этом на сравнении фактических показателей выработки извлекаемых запасов залежи и залежей А и В.

В первую очередь нас будут интересовать соотношения доли отобранных извлекаемых запасов %НИЗ и соответствующей ей текущей обводненности продукции % Воды.

Фактические показатели выработки извлекаемых запасов нашей залежи с 1 по 10 год представлены в таблице 4. Фактические показатели выработки извлекаемых запасов залежей А и В за весь срок разработки представлены на рис.1, а также в таблице 3.

При проведении сравнения видно, что аналогом нашей залежи может являться залежь А, так как при равных долях отбора от извлекаемых запасов % НИЗ величины обводненности %Воды совпадают.

Следовательно, мы можем использовать кривую «Б» на рисунке 1 для экстраполяции (продолжения) хода разработки нашей залежи на прогнозный период с 11 по 20 год.

Определять годовую добычу нефти будем расчетно-графическим способом методом последовательного приближения по кривой выработки начальных извлекаемых запасов.

Результаты расчетов будем заносить в таблицу 6.

Расчеты будем проводить исходя из условия сохранения в течение прогнозного периода достигнутых максимальных годовых отборов жидкости:

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{max.жид}}$$

Для всех вариантов максимальный темп отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов ($Z_{\text{max.жид}} \% \text{НИЗ}$) = 7,2%, отсюда:

$$Q_{\text{жид max}} = \frac{\text{НИЗ}_{\text{пов}}}{100} 7,2;$$

$$Q_{\text{жид max}} = \frac{8021}{100} 7,2 = 577,5 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{max.жид}} = 577,5 \text{ тыс. т.}$$

Для определения прогнозной годовой добычи нефти в 11-ом году разработки будем идти следующими шагами приближения.

1 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году добыча нефти по сравнению с 10-ым годом не изменится, то есть $Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10}$ и $Q_{\text{вод}11}^1 = Q_{\text{вод}10}$:

$$Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10} = 489,1 \text{ тыс. т.}$$

б) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти на конец 11-го года:

$$\sum Q_{\text{неф}11}^1 = \sum Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^1;$$

$$\sum Q_{\text{неф}11}^1 = 3905,7 + 489,1 = 4394,8 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^1 = \frac{\sum Q_{\text{неф}11}^1}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11}^1 = \frac{4394,8}{8021} 100 = 54,8\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводненность равна $\% \text{Воды}_{11}^1 = 10,8\%$

2 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^1_{11}=10,8\%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^2_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \%Воды^1_{11};$$

$$Q^2_{вод11} = \frac{577,5}{100} 10,8 = 63,4 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q^2_{неф11} = Q_{жид11} - Q^2_{вод11};$$

$$Q^2_{неф11} = 577,5 - 63,4 = 514,1 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q^2_{неф11} = \sum Q_{неф10} + Q^2_{неф11};$$

$$\sum Q^2_{неф11} = 3905,7 + 514,1 = 4419,8 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{\sum Q^2_{неф11}}{НИЗ_{пов}} 100;$$

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{4419,8}{8021} 100 = 55,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=11,1\%$.

3 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=11,1\%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^3_{вод11} = \frac{Q_{жид11}}{100} \%Воды^2_{11};$$

$$Q_{\text{вод}11}^3 = \frac{577,5}{100} 11,1 = 64,1 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{\text{неф}11}^3 = Q_{\text{жид}11} - Q_{\text{вод}11}^3;$$

$$Q_{\text{неф}11}^3 = 577,5 - 64,1 = 513,4 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}11}^3 = \sum Q_{\text{неф}10} + Q_{\text{неф}11}^3;$$

$$\sum Q_{\text{неф}11}^3 = 3905,7 + 513,4 = 4419,1 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{11}^3 = \frac{\sum Q_{\text{неф}11}^3}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11}^3 = \frac{4419,1}{8021} 100 = 55,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{11}^4 = 11,1\%$, что совпадает с условием на 2 шаге.

Таким образом, методом последовательного приближения установили, что расчётные показатели разработки в 11-ом прогнозном году составили:

$$Q_{\text{жид}11} = 577,5 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{вод}11} = 64,1 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{неф}11} = 513,4 \text{ тыс. т.};$$

$$\% \text{Воды}_{11} = 11,1\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11} = 55,1\%.$$

2. Для определения прогнозной годовой добычи в 12-ом году разработки будем идти следующими шагами приближения.

1 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году добыча нефти по сравнению с 11-ым годом не изменится, то есть $Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11}$ и $Q_{\text{вод}12}^1 = Q_{\text{вод}11}$:

$$Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11} = 513,4 \text{ тыс. т.}$$

б) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти на конец 12-го года:

$$\sum Q_{\text{неф}12}^1 = \sum Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^1;$$

$$\sum Q_{\text{неф}12}^1 = 4419,1 + 513,4 = 4932,5 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{\sum Q_{\text{неф}12}^1}{\text{НИЗ}_{\text{пов}}} 100;$$

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{4932,5}{8021} 100 = 61,5\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 17\%$.

2 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 17,3\%$ (из 1-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{Q_{\text{жид}12}}{100} \% \text{Воды}_{12}^1;$$

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{577,5}{100} 17,3 = 99,9 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

с)

$$Q_{\text{неф}12}^2 = Q_{\text{жид}12} - Q_{\text{вод}12}^2;$$

$$Q_{\text{неф}12}^2 = 577,5 - 99,9 = 477,6 \text{ тыс. т.}$$

д) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{\text{неф}12}^2 = \sum Q_{\text{неф}11} + Q_{\text{неф}12}^2;$$

$$\sum Q_{\text{неф}12}^2 = 4419,1 + 477,6 = 4896,7 \text{ тыс. т.}$$

е) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{12}^2 = \frac{\sum Q_{неф12}^2}{НИЗ_{пов}} 100;$$

$$\%НИЗ_{12}^2 = \frac{4896,7}{8021} 100 = 61\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды_{12}^2=17,1\%$

3 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды_{12}^2=17,1\%$ (из 2-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q_{вод12}^3 = \frac{Q_{жид12}}{100} \%Воды_{12}^2;$$

$$Q_{вод12}^3 = \frac{577,5}{100} 17,1 = 98,8 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q_{неф12}^3 = Q_{жид12} - Q_{вод12}^3;$$

$$Q_{неф12}^3 = 577,5 - 98,8 = 478,7 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q_{неф12}^3 = \sum Q_{неф11} + Q_{неф12}^3;$$

$$\sum Q_{неф12}^3 = 4419,1 + 478,7 = 4897,8 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ_{12}^3 = \frac{\sum Q_{неф12}^3}{НИЗ_{пов}} 100;$$

$$\%НИЗ_{12}^3 = \frac{4897,8}{8021} 100 = 61,1\%$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^3_{12}=17,2\%$.

4 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^3_{12}=17,2\%$ (из 3-го шага).

Тогда можем определить годовую добычу воды по известной годовой добыче жидкости:

$$Q^4_{вод12} = \frac{Q_{жид12}}{100} \%Воды^3_{12};$$

$$Q^4_{вод12} = \frac{577,5}{100} 17,2 = 99,3 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

$$Q^4_{неф12} = Q_{жид12} - Q^4_{вод12};$$

$$Q^4_{неф12} = 577,5 - 99,3 = 478,2 \text{ тыс. т.}$$

с) определим, какая при этом будет накопленная добыча нефти:

$$\sum Q^4_{неф12} = \sum Q_{неф11} + Q^4_{неф12};$$

$$\sum Q^4_{неф12} = 4419,1 + 478,2 = 4897,3 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

$$\%НИЗ^4_{12} = \frac{\sum Q^4_{неф12}}{НИЗ_{пов}} 100;$$

$$\%НИЗ^4_{12} = \frac{4897,3}{8021} 100 = 61,1\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^4_{12}=17,2\%$, что совпадает с условием на 3 шаге.

Таким образом, методом последовательного приближения установили, что расчётные показатели разработки в 12-ом прогнозном году составили:

$$Q_{жид12}=577,5 \text{ тыс.т;}$$

$$Q_{вод12}=99,3 \text{ тыс.т;}$$

$$Q_{неф12}=478,2 \text{ тыс.т;}$$

$$\%Воды_{12}=17,2\%;$$

$$\%НИЗ_{12}=61,1\%.$$

Аналогично проводим расчёты для последующих годов (13-20 год).

Таблица 2. Исходные данные

№вар.	F, га	H, м	m, доли ед	S _{связ.вод} , доли ед	V _{неф} ,	ρ _{неф.} пов, кг/м ³	K _{выт} , доли ед	K _{охв} , доли ед
5Б	2000	20	0,081	0,22	1,470	810	0,64	0,9

Таблица 3. Пошаговый расчёт добычи нефти для 11 и 12 годов разработки

								По кривой В	
	Год ы	НИ З, тыс. т	Zж% НИЗ, %	Q _{жид} , тыс.т	Q _{вод} , тыс.т	Q _{неф} , тыс.т	ΣQ _{неф} , тыс.т	%НИЗ, %	%Воды , %
факт	10	802 1	7,2	577,5	88,4	489, 1	3905,7	48,7	15,3
Расче т добыч и в 11 году	1 шаг	802 1	7,2	577,5	88,4	489, 1	4394,8	54,8	10,8
	2 шаг	802 1	7,2	577,5	63,4	514, 1	4419,8	55,1	11,1
	11	802 1	7,2	577,5	64,1	513, 4	4419,1	55,1	11,1
Расче т добыч и в 12 году	1 шаг	802 1	7,2	577,5	64,1	513, 4	4932,5	61,5	17,0
	2 шаг	802 1	7,2	577,5	99,9	477, 6	4896,7	61,0	17,1
	3 шаг	802 1	7,2	577,5	98,8	478, 7	4897,8	61,1	17,2
	12	802 1	7,2	577,5	99,3	478, 2	4897,3	61,1	17,2

Таблица 4. Результаты расчётов прогнозных показателей разработки на период с 11 по 20 год

							По кривой В		
Годы	НИЗ, тыс.т	Zж%Н ИЗ, %	Q _{жид} , тыс. т	Q _{вод} , тыс. т	Q _{неф} , тыс. т	ΣQ _{неф} , тыс.т	%НИ З, %	%Во ды, %	Zн%Н ИЗ
10	8021	7,2	577, 5	88,4	489, 1	3905, 7	48,7	15,3	6,1
11	8021	7,2	577, 5	64,1	513, 4	4419, 1	55,1	11,1	6,4

12	8021	7,2	577, 5	99,3	478, 2	4897, 3	61,1	17,2	5,96
13	8021	7,2	577, 5	175, 6	401, 9	5299, 2	66,1	30,4	5,01
14	8021	7,2	577, 5	262, 2	315, 3	5614, 5	70,1	45,4	3,9
15	8021	7,2	577, 5	328, 0	249, 5	5864, 0	73,1	56,4	3,1
16	8021	7,2	577, 5	376, 5	201, 0	6065, 0	75,6	64,8	2,5
17	8021	7,2	577, 5	407, 7	169, 8	6234, 8	77,7	71,0	2,1
18	8021	7,2	577, 5	435, 4	142, 1	6376, 9	79,5	75,6	1,8
19	8021	7,2	577, 5	458, 5	119, 0	6495, 9	81,0	79,5	1,5
20	8021	7,2	577, 5	476, 4	101, 1	6597, 0	82,3	82,5	1,3

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рассматриваемой работе определил ряд основных показателей, характеризующих процесс разработки нефтяной залежи.

Были определены запасы, коэффициент нефтеизвлечения, перевод начальных величин начальных и извлекаемых запасов из пластовых условий в поверхностные и из объемных единиц в весовые.

Определение фактических годовых отборов жидкости из залежи по заданным фактическим темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов, фактических годовых отборов воды по заданной среднегодовой весовой обводнённости добываемой жидкости, фактических годовых отборов нефти по рассчитанным годовым отборам жидкости и воды, накопленной (или суммарной) добычи нефти, доли отобранных начальных извлекаемых запасов на конец каждого года фактической разработки (в период с 1 по 10 год).

Методом последовательного приближения рассчитал годовую добычу нефти и воды на период с 11 до 12 год разработки, годовые темпы добычи нефти от начальных извлекаемых запасов НИЗ, используя расчетную кривую выработки извлекаемых запасов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В.Кубышкин, «Характеристика систем разработки».
2. В.С.Бойко. Недра, Москва, 1990 г., 427 стр. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».
3. Справочное руководство для проектирования разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки./ Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг; под редакцией Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ



















