

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
Цуманков В.В.
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. Влияние плотности размещения скважин и темпа разбуривания залежи на коэффициенты охвата и вытеснения.....	4
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 ВЛИЯНИЕ ПЛОТНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН И ТЕМПА РАЗБУРИВАНИЯ ЗАЛЕЖИ НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ОХВАТА И ВЫТЕСНЕНИЯ

Не все балансовые запасы нефти или природного газа могут быть извлечены из залежей при существующих технологиях их разработки.

Например, значительная часть нефти не вытесняется из 21 капиллярных и тем более субкапиллярных каналов (пор). Чем выше неоднородность продуктивных пластов и чем в большей мере проявляются при разработке залежей капиллярные и другие силы, препятствующие продвижению нефти или газа к забоям добывающих скважин, тем меньшая часть углеводородов может быть извлечена из продуктивных пластов.

Извлекаемые запасы нефти $Q_{н.изв}$ определяются из выражения:

$$Q_{н.изв} = Q_{бал} \cdot КИН,$$

$$КИН = Q_{н.изв} / Q_{бал}.$$

Нефтеотдача или газоотдача есть степень полноты извлечения нефти или природного газа из залежей. Коэффициент нефтеотдачи, или нефтеизвлечения (КИН), равен отношению извлеченного количества нефти к ее геологическим (балансовым) запасам. Таким же образом, но по отношению к природному газу, определяется коэффициент газоотдачи.

В общем случае КИН зависит от трех групп факторов: – от особенностей геолого-физических характеристик залежей, включающих строение залежей и параметры пластов (тип коллектора, проницаемость, толщина, неоднородность пласта, величина водонефтяной зоны, вязкость нефти и др.); – от технологических факторов – от реализуемой системы разработки конкретной залежи, на которой в процессе разработки могут применяться системы, от естественного проявления процессов при добыче нефти до новейших методов повышения нефтеизвлечения (режима работы пласта, количество добывающих и нагнетательных скважин, их взаимное расположение, расстояние между скважинами и рядами, плотности сетки скважин, применение методов повышения нефтеотдачи); – от технико-экономических показателей – реализуемой системы разработки (экономического состояния и развития отрасли и страны в целом, удаленность от экономически развитых районов, транспортной обеспеченностью, наличием человеческих ресурсов и др.).

Коэффициент извлечения нефти КИН равен произведению коэффициента вытеснения (η_v) на коэффициент охвата ($\eta_{охв}$).

Коэффициент вытеснения равен отношению объема вытесненной нефти из образца породы при бесконечной (длительной) промывке к первоначальному ее объему в этом образце, т.е. при обводнении выходящей продукции практически до 100 %. Он зависит от проницаемости, структуры пустотного пространства, физикохимических свойств нефти и вытесняющего

агента, причем между коэффициентом вытеснения и проницаемостью пласта прослеживается тесная корреляционная связь.

Коэффициент вытеснения нефти водой или какими-либо реагентами η_v определяется несколькими способами.

Наиболее достоверный, но вместе с тем трудоемкий метод получения результатов – по лабораторным исследованиям процесса вытеснения нефти на моделях, составленных из реальных образцов керна продуктивных пород и с использованием нефти конкретного месторождения.

Поскольку продуктивным пластам присуща изменчивость коллекторских свойств по площади и разрезу, определение значений η_v должно производиться на образцах, равномерно освещающих залежь или продуктивный пласт с реальным диапазоном изменения коэффициента проницаемости. Для высокопроницаемых пластов коэффициент вытеснения может достигать 0,8–0,90, в малопроницаемом коллекторе он может быть вдвое меньше.

Широко используется метод оценки коэффициента вытеснения по эмпирическим формулам, полученным для объектов разработки:

– терригенный коллектор: $\eta_v = 0,0366 \ln 0,7383$;

– карбонатный коллектор: $\eta_v = 0,0280 \ln 0,6742$,

где $K_{пр}$ – проницаемость, мкм² ; μ_n – вязкость нефти, мПа·с.

Коэффициент вытеснения при разработке залежи можно также оценить по геофизическим исследованиям путем сопоставления и анализа результатов начальной и текущей нефтенасыщенности пород, т.е. по степени выработки участков рассматриваемого продуктивного пласта после его длительной эксплуатации.

Коэффициент охвата залежи процессом вытеснения нефти представляет собой отношение нефтенасыщенного объема пласта (залежи, эксплуатационного объекта), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему этого пласта.

По разным причинам (неоднородность продуктивных пластов, особенности системы разработки, точечное расположение источников и стоков – забоев нагнетательных и добывающих скважин и др.) часть объема пласта не участвует в вытеснении нефти, что учитывается данным коэффициентом.

Коэффициент охвата входит в формулу по определению КИН и представляет собой произведение ряда коэффициентов, таких как коэффициент сетки скважин, коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти, коэффициент, учитывающий вязкость нефти и предельную обводненность, коэффициент, учитывающий неоднородность коллектора, коэффициенты, учитывающие потери нефти в разрезающих и стягивающих рядах, коэффициент, учитывающий потери нефти в невырабатываемых зонах.

Для определения КИН существует несколько методик. Академиком А.П. Крыловым предложено выражение, учитывающее зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от геологофизических и технологических факторов:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{охв}} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{с}} \cdot \eta_{\text{зав}},$$

где $\eta_{\text{в}}$ – коэффициент вытеснения нефти из порового или поровотрещинного пространства горных пород водой или другими агентами;

$\eta_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата горной породы (пласта) процессом вытеснения;

$\eta_{\text{с}}$ – коэффициент сетки скважин (учитывает, что часть объема нефтенасыщенных горных пород не участвует в процессе 24 вытеснения);

$\eta_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения или коэффициент использования подвижных запасов нефти (учитывает полноту извлечения из залежи подвижных запасов).

Произведение $\eta_{\text{в}}\eta_{\text{с}}$ выделяет в общих (геологических) запасах долю подвижной нефти; коэффициент $\eta_{\text{зав}}$ показывает, какая доля этих подвижных запасов может быть извлечена из пластов в период разработки залежи.

При неравномерном продвижении фронта вытеснения нефти водой обводнение скважин происходит не мгновенно до 100 %, а постепенно. По экономическим соображениям эксплуатация добывающих скважин прекращается при достижении 100%-ной обводненности. После прорыва воды в скважины часть подвижных запасов остается неизвлеченной.

По методике института «Гипровостокнефть»:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{o}} = \eta_{\text{в}} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \cdot \eta_5,$$

где η_1 – коэффициент, учитывающий вязкость нефти и предельную обводненность;

η_2 – коэффициент сетки скважин, учитывающий неоднородность коллектора;

η_3, η_4 – коэффициенты, учитывающие потери нефти в разрезающих и стягивающих рядах;

η_5 – коэффициент, учитывающий потери нефти в невырабатываемых зонах (санитарные, залегание солей и др.).

По методике «СибНИИНП»:

$$\text{КИН} = \eta_{\text{в}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}},$$

где $K_{\text{охв}}$ – отношение объема пустотного пространства пласта, охваченного фильтрацией, ко всему объему пустотного пространства;

$K_{\text{зав}}$ – отношение промытой части порового объема, первоначально насыщенного нефтью, ко всему первоначально нефтенасыщенному поровому объему.

Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99 %). Он зависит от неоднородности пласта, проницаемости, относительной вязкости и др.

По данным зарубежных исследователей:

$$\text{КИН} = \eta_v \cdot K_{\text{охв. по площ}} \cdot K_{\text{охв. по толщ}},$$

где $K_{\text{охв. по площ}}$ – коэффициент, учитывающий охват заводнением по площади;
 $K_{\text{охв. по толщ}}$ – коэффициент, учитывающий охват заводнением по толщине пласта. В настоящее время КИН проектируемых к разработке и разрабатываемых месторождений определяют на основе построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей и рекомендуют его к утверждению.

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 единиц;

$K_{\text{неф}}$ – 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.

$$K_{\text{неф}} = 1 - 0,13 = 0,87,$$

$$G_{\text{пл}} = 1200 \cdot 10000 \cdot 26 \cdot 0,07 \cdot 0,87 = 19000800 \text{ м}^3.$$

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.

$$\text{КНИ} = 0,9 \cdot 0,48 = 0,432.$$

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

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

$$\text{НИЗ}_{\text{пл}} = 19000800 \cdot 0,432 = 8208346 \text{ м}^3.$$

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 $K_{\text{пер}}$.

$$G_{\text{пов}}^1 = \frac{19000800}{1,492} = 12735121 \text{ м}^3,$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}}^1 = \frac{8208346}{1,492} = 5501572 \text{ м}^3.$$

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:

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

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

$$G_{\text{пов}} = 12735121 \cdot 816 = 10392 \text{ тыс. т},$$

$$\text{НИЗ}_{\text{пов}} = 5501572 \cdot 816 = 4489 \text{ тыс. т}.$$

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 $Q_{жид}$ по заданным годовым темпам отбора от НИЗ.

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{жидn} = \frac{НИЗ_{пов}}{100} Z_{жn}$$

$$Q_{жид1} = \frac{4489}{100} 0,5 = 22,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид2} = \frac{4489}{100} 1,8 = 80,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид3} = \frac{4489}{100} 3,2 = 143,6 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид4} = \frac{4489}{100} 4,53 = 203,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид5} = \frac{4489}{100} 5,95 = 267,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид6} = \frac{4489}{100} 6,76 = 303,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид7} = \frac{4489}{100} 7,0 = 314,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид8} = \frac{4489}{100} 7,2 = 323,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид9} = \frac{4489}{100} 7,2 = 323,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{жид10} = \frac{4489}{100} 7,2 = 323,2 \text{ тыс. т};$$

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

Годовая добыча воды:

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

$$Q_{\text{вод}1} = \frac{22,4}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}2} = \frac{80,8}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}3} = \frac{143,6}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}4} = \frac{203,4}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}5} = \frac{267,1}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}6} = \frac{303,5}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}7} = \frac{314,2}{100} 0 = 0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}8} = \frac{323,2}{100} 2,8 = 9,0 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}9} = \frac{323,2}{100} 4,2 = 13,6 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{вод}10} = \frac{323,2}{100} 7,6 = 24,6 \text{ тыс. т.}$$

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.

$$Q_{\text{неф}1} = 22,4 - 0 = 22,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}2} = 80,8 - 0 = 80,8 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}3} = 143,6 - 0 = 143,6 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}4} = 203,4 - 0 = 203,4 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}5} = 267,21 - 0 = 267,1 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}6} = 303,5 - 0 = 303,5 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}7} = 314,2 - 0 = 314,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}8} = 323,2 - 9,0 = 314,2 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}9} = 323,2 - 13,6 = 309,6 \text{ тыс. т};$$

$$Q_{\text{неф}10} = 323,2 - 24,6 = 298,6 \text{ тыс. т}.$$

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

Накопленная добыча нефти:

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

$$\sum Q_{\text{неф}1} = 22,4 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}2} = 22,4 + 80,8 = 103,2 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}3} = 103,2 + 143,6 = 246,8 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}4} = 246,8 + 203,4 = 450,2 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}5} = 450,2 + 267,1 = 717,3 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}6} = 717,3 + 303,5 = 1020,8 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}7} = 1020,8 + 314,02 = 1335,0 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}8} = 1335,0 + 314,2 = 1649,2 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}9} = 1649,2 + 309,6 = 1958,8 \text{ тыс. т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}10} = 1958,8 + 298,6 = 2257,4 \text{ тыс. т.}$$

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.

$$\% \text{НИЗ}_1 = \frac{22,4}{4489} 100 = 0,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_2 = \frac{103,2}{4489} 100 = 2,3\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_3 = \frac{246,8}{4489} 100 = 5,5\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_4 = \frac{450,2}{4489} 100 = 10\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_5 = \frac{717,3}{4489} 100 = 16,0\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_6 = \frac{1020,8}{4489} 100 = 22,7\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_7 = \frac{1335,0}{4489} 100 = 29,7\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_8 = \frac{1649,2}{4489} 100 = 36,7\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_9 = \frac{1958,8}{4489} 100 = 43,6\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{10} = \frac{2257,4}{4489} 100 = 50,3\%.$$

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

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

где: n – год разработки.

$$Z_{н\%НИЗ_1} = \frac{22,4}{4489} 100 = 0,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_2} = \frac{80,8}{4489} 100 = 1,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_3} = \frac{143,6}{4489} 100 = 3,2\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_4} = \frac{203,4}{4489} 100 = 4,5\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_5} = \frac{267,1}{4489} 100 = 6,0\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_6} = \frac{303,5}{4489} 100 = 6,8\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_7} = \frac{314,2}{4489} 100 = 7,0\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_8} = \frac{314,2}{4489} 100 = 7,0\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_9} = \frac{309,6}{4489} 100 = 6,9\%;$$

$$Z_{н\%НИЗ_{10}} = \frac{298,6}{4489} 100 = 6,7\%.$$

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	4489	0,5	22,4	0	22,4	22,4	0,5	0	0,5
2	4489	1,8	80,8	0	80,8	103,2	2,3	0	1,8
3	4489	3,2	143,6	0	143,6	246,8	5,5	0	3,2
4	4489	4,53	203,4	0	203,4	450,2	10	0	4,5
5	4489	5,95	267,1	0	267,1	717,3	16,0	0	6,0

6	4489	6,76	303,5	0	303,5	1020,8	22,7	0	6,8
7	4489	7,0	314,2	0	314,2	1335,0	29,7	0	7,0
8	4489	7,2	323,2	9,0	314,2	1649,2	36,7	2,8	7,0
9	4489	7,2	323,2	13,6	309,6	1958,8	43,6	4,2	6,9
10	4489	7,2	323,2	24,6	298,6	2257,4	50,3	7,6	6,7

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 В, 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:

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

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

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

$$Q_{\text{жид} \text{ max}} = \frac{4489}{100} 7,2 = 323,2 \text{ тыс. т.}$$

$$Q_{\text{жид}11} = Q_{\text{жид}12} = \dots = Q_{\text{жид}20} = Q_{\text{мах.жид}} = 323,2 \text{ тыс. т.}$$

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 $Q_{\text{вод}11}^1 = Q_{\text{вод}10}$:

$$Q_{\text{неф}11}^1 = Q_{\text{неф}10} = 298,6 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q_{\text{неф}11}^1 = 2257,4 + 298,6 = 2556,0 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\% \text{НИЗ}_{11}^1 = \frac{2556,0}{4489} 100 = 56,9\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{11}^1 = 12,9\%$

2 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^1_{11}=12,9\%$ (из 1-го шага).

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

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

$$Q^2_{вод11} = \frac{323,2}{100} 12,9 = 41,7 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

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

$$Q^2_{неф11} = 323,2 - 41,7 = 281,5 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q^2_{неф11} = 2257,4 + 281,5 = 2538,9 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\%НИЗ^2_{11} = \frac{2538,9}{4489} 100 = 56,6\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=12,6\%$.

3 шаг

а) примем условно, что в 11-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^2_{11}=12,6\%$ (из 2-го шага).

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

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

$$Q_{\text{вод}11}^3 = \frac{323,2}{100} 12,6 = 40,7 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

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

$$Q_{\text{неф}11}^3 = 323,2 - 40,7 = 282,5 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q_{\text{неф}11}^3 = 2257,4 + 282,5 = 2539,9 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\% \text{НИЗ}_{11}^3 = \frac{2539,9}{4489} 100 = 56,6\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{11}^4 = 12,6\%$, что совпадает с условием на 2 шаге.

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

$$Q_{\text{жид}11} = 323,2 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{вод}11} = 40,7 \text{ тыс. т.};$$

$$Q_{\text{неф}11} = 282,5 \text{ тыс. т.};$$

$$\% \text{Воды}_{11} = 12,6\%;$$

$$\% \text{НИЗ}_{11} = 56,6\%.$$

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 $Q_{\text{вод}12}^1 = Q_{\text{вод}11}$:

$$Q_{\text{неф}12}^1 = Q_{\text{неф}11} = 282,5 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q_{\text{неф}12}^1 = 2539,9 + 282,5 = 2822,4 \text{ тыс. т.}$$

с) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\% \text{НИЗ}_{12}^1 = \frac{2822,4}{4489} 100 = 62,9\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 26,1\%$.

2 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\% \text{Воды}_{12}^1 = 26,1\%$ (из 1-го шага).

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

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

$$Q_{\text{вод}12}^2 = \frac{323,2}{100} 26,1 = 84,4 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

с)

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

$$Q_{\text{неф}12}^2 = 323,2 - 84,4 = 238,8 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q_{\text{неф}12}^2 = 2539,9 + 238,8 = 2778,7 \text{ тыс. т.}$$

е) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\%НИЗ_{12}^2 = \frac{2778,7}{4489} 100 = 61,9\%.$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды_{12}^2=25,7\%$

3 шаг

а) примем условно, что в 12-ом году среднегодовая обводнённость равна $\%Воды_{12}^2=25,7\%$ (из 2-го шага).

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

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

$$Q_{вод12}^3 = \frac{323,2}{100} 25,7 = 83,1 \text{ тыс. т.}$$

б) определяем соответствующую годовую добычу нефти:

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

$$Q_{неф12}^3 = 323,2 - 83,1 = 240,1 \text{ тыс. т.}$$

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

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

$$\sum Q_{неф12}^3 = 2539,9 + 240,1 = 2780,0 \text{ тыс. т.}$$

д) определим долю отобранных НИЗ:

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

$$\%НИЗ_{12}^3 = \frac{2780,0}{4489} 100 = 61,9\%$$

При этом, согласно кривой «В» среднегодовая обводнённость равна $\%Воды^3_{12}=25,7\%$, что совпадает с условием на 2 шаге.

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

$$Q_{жид12}=323,2 \text{ тыс.т};$$

$$Q_{вод12}=83,1 \text{ тыс.т};$$

$$Q_{неф12}=240,1 \text{ тыс.т};$$

$$\%Воды_{12}=25,7\%;$$

$$\%НИЗ_{12}=61,9\%.$$

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

Таблица 2. Исходные данные

№вар.	Ф, га	Н, м	т, доли ед	$S_{связ.вод}$, доли ед	$V_{неф}$,	$\rho_{неф.}$ пов, кг/м ³	$K_{выт}$, доли ед	$K_{охв}$, доли ед
16Б	1200	26	0,07	0,13	1,492	816	0,48	0,9

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

								По кривой В	
	Год ы	НИ З, тыс. т	$Z_{ж}^{\%}$ НИЗ, %	$Q_{жид}$, тыс.т	$Q_{вод}$, тыс.т	$Q_{неф}$, тыс.т	$\Sigma Q_{неф}$, тыс.т	$\%НИЗ$, %	$\%Воды$, %
факт	10	448 9	7,2	323,2	24,6	298, 6	2257,4	48,7	7,6
Расче т добыч и в 11 году	1 шаг	448 9	7,2	323,2	24,6	298, 6	2556,0	56,9	12,9
	2 шаг	448 9	7,2	323,2	41,7	281, 5	2538,9	56,6	12,6
	11	448 9	7,2	323,2	40,7	282, 5	2539,9	56,6	12,6
Расче т добыч и в 12 году	1 шаг	448 9	7,2	323,2	40,7	282, 5	2822,4	62,9	26,1
	2 шаг	448 9	7,2	323,2	84,4	238, 8	2778,7	61,9	25,7
	3 шаг	448 9	7,2	323,2	83,1	240, 1	2780,0	61,9	25,7
	12	448 9	7,2	323,2	83,1	240, 1	2780,0	61,9	25,7

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	%НИЗ, %	%Воды, %	Zн%Н ИЗ
10	4489	7,2	323, 2	24,6	298, 6	2257, 4	48,7	7,6	6,7
11	4489	7,2	323, 2	40,7	282, 5	2539, 9	56,6	12,6	6,3
12	4489	7,2	323, 2	83,1	240, 1	2780, 0	61,9	25,7	5,3
13	4489	7,2	323, 2	106, 7	216, 5	2996, 5	66,8	33,0	4,8
14	4489	7,2	323, 2	152, 6	170, 6	3167, 1	70,6	47,2	3,8
15	4489	7,2	323, 2	188, 1	135, 1	3302, 2	73,6	58,2	3,0
16	4489	7,2	323, 2	213, 3	109, 9	3412, 1	76,0	66,0	2,4
17	4489	7,2	323, 2	232, 1	91,1	3503, 2	78,0	71,8	2,0
18	4489	7,2	323, 2	246, 9	76,3	3579, 5	79,8	76,4	1,7
19	4489	7,2	323, 2	258, 6	64,6	3644, 1	81,2	80,0	1,4
20	4489	7,2	323, 2	267, 6	55,6	3699, 7	82,4	82,8	1,2

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



















