

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д.Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Анализ методов аналитических расчетов КИН и определение  
их применимости для месторождений Восточной Сибири

23.04.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 – Управление разработкой нефтяных месторождений

Научный Руководитель _____	Главный инженер проекта ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»	Н.М.Дадакин
Ассистент _____	доцент, к.т.н.	Н.Д.Булчаев
Выпускник _____		А.В.Опрышко
Рецензент _____	Директор департамента проектирования разработки ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»	В.С. Заворуев

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Д.Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме магистерской диссертации

Студенту Опрышко Антону Витальевичу

Группа НМ15-05М

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы «Анализ методов аналитических расчетов КИН и определение их применимости для месторождений Восточной Сибири»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ От \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР Главный инженер проекта ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» Н.М. Дадакин.

Исходные данные для ВКР тексты, графические материалы и таблицы.

Перечень разделов ВКР: 1. Перспективы развития Восточной Сибири в углеводородной отрасли; 2. Аналитические формулы, используемые для расчета КИН; 3. Апробация формул на разрабатываемых месторождения.

Перечень графического или иллюстративного материала с указанием основных чертежей, плакатов, слайдов Презентация

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_ Н.М. Дадакин

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ А.В.Опрышко

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## Реферат.

Магистерская диссертация по теме «Анализ методов аналитических расчетов КИН и определение их применимости для месторождений Восточной Сибири» содержит 71 страниц текстового документа, 34 использованных источников.

АНАЛИТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КИН, НОРМАТИВНЕ ДОКУМЕНТЫ, СТАДИИ ДЛЯ УТВЕРЖДЕНИЯ КИН, РАЗВИТИЕ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ.

Цель работы: Создание оптимальной методики аналитического расчёта КИН, применимой для карбонатных месторождений Восточной Сибири.

В процессе работы были достигнуты следующие задачи:

- Анализ существующих методик
- Подбор оптимальной методики для месторождений Восточной Сибири
- Апробация на существующих месторождениях. Сравнение с результатами, числящимися на государственном балансе.

В итоге был предложен аналитический расчет КИН. Среди статистических методов расчета, формула носит рекомендательный характер на основе исследований, проведенных в работе.

### Аннотация.

Разработка нефтяных месторождений Восточной Сибири является перспективной и одновременно сложной на данный момент. Это огромные гектары земель, которые неизведанные, но имеют большие запасы углеводородов. Лицензионные участки по разработке месторождений получили компании Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпромнефть, которые разрабатываются дочерними компаниями.

На долю Восточной Сибири сосредоточено 18 % нефти и 29% газа. Основная задача компаний является максимальное извлечение углеводородных запасов для получения наибольшей прибыли. Но для начала разработки месторождений, основную роль играют поисково-оценочные работы. На данном этапе и происходит оценка КИН и утверждение в ГКЗ.

В работе были рассмотрены методики аналитического расчета КИН. Рассмотрены статические модели расчета. Выбрана методика исследования. Данная методика успешно реализована.

В итоге в работе были представлены статические методы подсчета запасов, среди которых обоснованно была выбрана единственная методика и проведена апробация на разрабатываемых месторождениях Восточной Сибири.

#### Annotation.

Development of oil fields in Eastern Siberia is a promising and a challenging one at the moment. This is a huge hectare of lands, which are unknown, but have large reserves of hydrocarbons. License areas for the development of deposits received company Rosneft, LUKOIL, Gazpromneft, which are developed by subsidiaries.

The share of Eastern Siberia are concentrated 18% oil and 29% gas. The main objective of companies is to maximize the extraction of hydrocarbon resources to pollute the greatest profit. But to start mining, basic prospecting and evaluation works plays a role. At this stage, and the evaluation of the oil recovery factor and approval in the state Committee of land management.

The work considers the methods of analytical calculation of ORF. Describes the static calculation model. The selected research methodology.

This technique was successfully implemented. In the end, the presented static methods of calculation of reserves, among which rightly was chosen as the only methodology and conducted testing in developed fields in Eastern Siberia.

## Введение.

Обоснование величины коэффициента извлечения нефти является одной из важнейших составляющих при разработке месторождения. Коэффициент извлечения нефти (КИН) является конечным критерием оценки качества проекта, объемов оставляемого в объекте продукта.

Стандартные значения показателя КИН могут колебаться от 0,09 до 0,75, то есть от 9 до 75% эффективности. На величину этого показателя влияют многие факторы - это и физические характеристики, и химический состав извлекаемой сырой нефти, и глубина залегания, и степень обводнённости нефтеносных пластов, и даже выбранный способ разработки месторождения.

Актуальной проблемой на сегодняшний день является извлечение запасов нефти или природного газа из залежей при существующих технологиях их разработки, а так же корректный расчет количество продукта в пласте.

КИН в самый первый раз считается в начале разработки. После того, как получен приток из разведваемой скважины, идет подготовка к ОПЗ. После чего, на ГБ ставятся извлекаемые запасы. Значение КИН корректируется в процессе разработки месторождения каждый год, так как скважин становится больше. При расчёте показателя учитываются технологические ограничения и момент потери рентабельности (соответственно, технологический КИН и экономический КИН). За период функционирования скважины текущий КИН постепенно увеличивается, вплотную приближаясь к проектному показателю. Его достоинства – быстрота и простота определения, недостатки – низкая достоверность искомой величины в силу отсутствия в природе одинаковых по строению и условиям разработки залежей нефти и конечных по ним КИН. Аналитический расчет широко применяется в Государственной комиссии по запасам и Центральной комиссии по ресурсам для корректировки КИН, обоснованных недропользователями.

### **Цель исследования**

- Создание оптимальной методики аналитического расчёта КИН, применимой для карбонатных месторождений Восточной Сибири.

### **Задачи исследования**

- Анализ существующих методик
- Подбор оптимальной методики для месторождений Восточной Сибири
- Апробация на существующих месторождениях. Сравнение с результатами

числящимися на государственном балансе

- Корректировка, усовершенствование существующей методики по результатам анализа геолого-геофизической информации на месторождениях Восточной Сибири.

### **Результаты работы необходимы для:**

- подсчета извлекаемых запасов на стадии ГРП
- прогнозирования профиля добычи нефти
- контроля и сравнения с результатами по гидродинамической модели
- проектирования разработки месторождений

Создание методики аналитического расчета КИН крайне актуально на стадии геологоразведочных работ, планирования и проектирования разработки, в особенности для перспективных территорий: Восточная Сибирь, Шельфовые проекты.



## 1. Перспективы развития Восточной Сибири в углеводородной отрасли

Восточно-Сибирский регион включает республики: Бурятию, Туву и Хакассию, Красноярский край, Иркутскую и Читинскую обл. Он занимает территорию площадью в 4123 тыс. км<sup>2</sup>, рис. 1.1:[5]

# Восточная Сибирь



6 субъектов:

3 республики

2 края;

1 область.

Население — 8 387,3  
тыс. чел.

Площадь 4123 тыс.  
кв. км.

Рисунок 1.1, Восточная Сибирь на карте России.

Регион играет важную роль в экономике России, занимая первое место по производству продукции цветной металлургии (около 30% общероссийского) и лесобумажной промышленности (около 17%).[3] Хорошее развитие получили отрасли топливно-энергетического комплекса, сложившиеся на базе эффективных гидроэнергетических и угольных ресурсов. На долю региона приходится примерно 34% балансовых запасов

угля России, около 62% потенциальных гидроэнергетических ресурсов, почти 18% прогнозных ресурсов нефти и 29% — природного газа. Значительное развитие получили также такие отрасли, как черная металлургия, машиностроение и металлообработка, химическая и нефтехимическая промышленность, ВПК.[7] В то же время недостаточно развиты легкая и пищевая промышленность, сельское хозяйство, что обуславливает соответствующую зависимость Восточной Сибири от западных районов России и от импорта. Кроме того, регион отстает от среднероссийского уровня по основным показателям социальной инфраструктуры и качеству жизни населения (обеспеченности жильем, продуктами питания, услугами и т. п.).[9]

Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири – самый динамично развивающийся центр нефтегазовой промышленности России и одновременно самый молодой.[1] С конца 2000-х гг. основной прирост добычи в России осуществлялся за счет восточных регионов России, которые являются стратегически приоритетными регионами на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи нефти на востоке страны позволило организовать новый крупный промышленный центр, обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

В Восточной Сибири находится большая часть древней Сибирской платформы, в пределах которой находятся Енисейско - Анабарская газонефтеносная и Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинции. Перспективными на нефть и газ являются 3/4 общей площади Восточной Сибири (3,2 млн км<sup>2</sup>). Важное значение имеет и Енисейско-Хатангинская (Енисейская) газонефтеносная область - В целом в пределах Восточной Сибири общие ресурсы углеводородов оцениваются в 8,8 млрд т нефти и 31,9 трлн м. газа.[4]

Развитие нефтедобычи связано только с введением в разработку новых крупных объектов, прежде всего, на территории Красноярского центра. Это месторождения Ванкорского центра нефтедобычи – Лодочное

(73 млн. тонн нефти и конденсата, 100 млрд. куб. м. газа), Тагульское (286 млн. тонн нефти и конденсата, 228 млрд куб. м. газа), Ванкорское, которое уже находится на третьей стадии разработки (476 млн. тонн нефти и конденсата, 173 млрд куб. м газа) и Сузунское (56 млн. тонн нефти, 35 млрд куб. м. газа), а также Юрубчено-Тохомского центра – Юрубчено-Тохомское (237,4 млн. тонн нефти и конденсата, 387,3 млрд. куб. м газа) и Куюмбинское нефтегазоконденсатные месторождения (281 млн. тонн нефти и конденсата), крупным месторождениям нефти региона являются Верхне-Чонское нефтегазовое в Иркутской обл. (230 млн. тонн нефти).

Восточная Сибирь охватывает как собственно древнюю Сибирскую платформу, так и смежные краевые системы, которым в нефтегеологическом отношении соответствуют Лено-Тунгусская и Хатангско-Вилуйская НГП.[19] Общая площадь перспективных земель составляет около 3,5 млн. км<sup>2</sup>. Трудями нескольких поколений геологов было доказано богатство этого обширного региона углеводородами [11], открыто 58 месторождений нефти и газа, в том числе по величине запасов нефти и газа 10 крупных и 3 уникальных. Обладая высоким нефтегазовым потенциалом, оцениваемым в 65-99 млрд. т н. э., регион изучен слабо и неравномерно. Примерно половина всего объема ресурсов относится к категории Д<sub>2</sub>, разведанность ресурсов составляет по нефти – около 5%, по газу – около 7%.

Лено-Тунгусская НГП включает 15 НГО (табл. 1.1) и характеризуется следующими особенностями[4]:

- значительной мощностью рифейских отложений (до 5-10 км) и венд-мезозойского плитного чехла (до 8 км);[4]
- приоритетом в качестве ведущих нефтематеринских комплексов рифейских и кембрийских образований;[4]
- приуроченностью большей части ресурсов УВ (80%), а запасов

Основные параметры нефтегазоносных и перспективных областей Лено-Тунгусской НГП

Перспективные территории	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	Средняя плотность бурения, км <sup>2</sup>	Нефтегазо-комплексы	Кол-во месторождений (включая уникальных)	Разведанность НСР УВ*, %	Мощность отложений, км			Максимальная мощность осадочного чехла, км	Мощность солей, м	Бассейны граппами, %	Средняя плотность НСР УВ, тыс. т/км <sup>2</sup>
						R	V	Є <sub>1-3</sub>				
<u>Лено-Тунгусская НГП</u>	2883	1,5	R, V, Pz	39 (8-5)	84	0-10	0,1-1,2	0,5-3,5	10	0-900	0-70	19-25
<u>Восточно-Ботуобинская НГО</u>	320	6,5	V, Є <sub>1</sub>	22 (4-1)	20 - 10	0	0,2-0,8	1,7-2,0	3	250-300	5-10	50 - 80
<u>Катангская НГО</u>	59	5,5	R, V, Є <sub>1</sub>	2 (1-1)	3	0-2,8	0,2-0,4	1,5-1,9	5	200-300	0-15	35
<u>Байкинская НГО</u>	87	4,5	R, V, Є <sub>1</sub>	3 (1-1)	3	0-4,2	0,2-0,4	1-2,1	3	300-600	5-20	70
<u>Ангаро-Ленская НГО</u>	210	5,0	R, V, Є <sub>1</sub>	5 (0-3)	24	0,3-5,4	0,4-0,5	2,5	4	600-800	0-5	38
<u>Саяно-Енисейская НГО</u>	213	0,08	R, V, Є	2 (1-0)	1 - 0,5	> 0,5	0,7-1	3-3,5	6	700-900	5-10	10 - 17
<u>Предбайкальская НГО</u>	98	0,07	R, V, Є <sub>1</sub>	2	0,7	3,6-5,5	0,4-0,9	1,5-2,5	6	100-300	0	12
<u>Западно-Вилуйская НГО</u>	103	3	R, V, Pz	3 (1-0)	6	0-7	0,8-1,2	2	8	0-400	0	14
<u>Бахтинская ПНГО</u>	102	0,05	R, V, Є <sub>1</sub>	0	0	0	0,2-0,3	1-2,3	3	50-150	10-70	21
<u>Звениговская ПНГО</u>	424	0,01	R, V, Pz	0	0	0->0,1	0,5-0,8	2,2-2,5	10	0-300	20-25	5 - 22
<u>Западно-Тунгусская ПНГО</u>	131	0,01	R, V, Pz	0	0	10	0,1-0,3	2-2,5	8	0	5-30	3
<u>Томская: Норильская ПНГО</u>	48	1,6	R, V, Є <sub>1</sub>	0	0	> 2,3	0,2-0,3	1,4-2	5	0	25-30	5
<u>Суджарская ПНГО</u>	40	0,1	V, Є <sub>1</sub>	0	0	0	0,6-0,7	1,5-2	2,5	0-100	10-30	20
<u>Анабарская ПНГО</u>	690	0,02	V, Є	0	0	0->1,4	0,1-0,3	0,5-1,5	3	0	1-2	5
<u>Альковская ПНГО</u>	77	0,01	R, V, Pz	0	0	> 0,5	0,3	1,3	8	0	3-15	19

\* диапазоны значений плотностей и разведанности ресурсов УВ обусловлены различными оценками НСР регионов

Таблица 1.1.- Лено-Тунгусская НГП.

исключительно, к рифейским и венд-нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениям;[4]

- наличием на значительной территории кембрийской сульфатно-галогенной покрышки;[4]
- сочетанием в подсолевом чехле крупных прогибов и сводовых поднятий;[4]
- разнообразием фазового состояния месторождений и высоким (до 0,58%)[4]
- содержанием гелия в газовых скоплениях;[4]
- широким развитием траппового магматизма;[4]
- мезо-кайнозойским априфтом и переформированием залежей УВ.[4]

К благоприятным нефтегеологическим показателям относятся: наличие крупных поднятий в поле распространения рифей-нижнекембрийских отложений при мощности плитного чехла более 2 км, сплошное развитие кембрийского соленосного флюидоупора и слабое проявление траппового магматизма. Этим условиям в большей мере отвечает южная часть платформы: Непско-Ботуобинская, Байкитская, Катангская и Ангаро-Ленская НГО.

Занимая всего четвертую часть перспективных земель провинции, эти четыре области содержат три четверти всех ее нефтегазовых ресурсов и практически все запасы нефти и газа. Здесь открыто 37 месторождений, в том числе 3 уникальных и 8 крупных по запасам нефти и газу.

Важной особенностью этой наиболее перспективной территории является преобладание залежей УВ литологического типа, связанных с резкой изменчивостью отложений. Как сами залежи, так и характер нефтегазонасыщения в них определяются, главным образом, распределением коллектора. Это выдвигает на первый план проблему прогноза рифей-кембрийских резервуаров.[15]

Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинными коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизывающими рифейские образования и уходящими в фундамен. С этих позиций высвечивается проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента, представленного, в основном, гранитами и гнейсами с корой выветривания мощностью до 8-10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные нефтегазопроявления на Верхне-Чонской и Вэндрэшевской площадях.[22] В дезинтегрированных кристаллических массивах могут быть обнаружены крупные скопления УВ.

Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинными коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизывающими рифейские образования и уходящими в фундамент. С этих позиций высвечивается проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента, представленного, в основном гранитами и гнейсами с корой выветривания мощностью до 8-10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные нефтегазопроявления на Верхне-Чонской и Вэндрэшевской площадях. В дезинтегрированных кристаллических массивах могут быть обнаружены крупные скопления УВ.

Рифей-кембрийские резервуары имеют обычно прихотливое распространение и поэтому их прогноз напрямую связан с определением зон нефтегазонакопления. Наиболее перспективными районами на обнаружение залежей УВ в рифейских образованиях являются склоны Байкитской антиклизы и обрамления Бахтинского поднятия, в венд-кембрийских отложениях – Непско-Ботуобинская антиклизы, Катангская седловина и в меньшей мере Ангаро-Ленская ступень и Сюгджерская седловина.[18]

В наиболее перспективных областях Лено-Тунгусской НГП, помимо структур введенных в бурение, по данным сейсморазведки известно около 100 нефтегазоперспективных объектов, более половины из которых расположены в Непско-Ботуобинской НГО. Здесь же сосредоточено большее количество (30 из 46) подготовленных к бурению объектов. Извлекаемые

перспективные ресурсы нефти (категория С<sub>3</sub>) некоторых структур превышают 50 млн. т (Верхнепеледуйская структура – 104 млн. т). Подавляющая часть перспективных ресурсов прогнозируется в рифейском карбонатном и вендском терригенном комплексах. Это основной резерв наращивания запасов ближайшей перспективы.[30]

Северная часть Лено-Тунгусской провинции, включающая 4 перспективные НГО, пока практически не вовлечена в нефтегазопоиски. Тектонической доминантой здесь является Эвенкийская синеклиза с мощностью чехла до 10 км, которая большинством исследователей относится к крупнейшему очагу генерации УВ. В условиях глубокого (более 6 км) погружения основания палеозойских отложений и ограниченного распространения или отсутствия кембрийских солей здесь, как нигде в провинции, важным является решение проблемы строения верхнего (верхнекембрийско-девонского) нефтегазоносного этажа.[1] Наиболее перспективными являются внутренние поднятия и периферийные районы синеклизы, особенно ее северо-восточный (прианабарский) борт. В раннем палеозое здесь преобладали условия карбонатного шельфа, обрамленного крупнейшей системой барьерных рифов, протягивающейся с севера Алданского щита на расстояние более 2000 км. Как перспективная аккумуляционная область выглядит и Анамская седловина, отделяющая Эвенкийскую синеклизу от узкого и глубокого Западно-Тунгусского прогиба.

Хатангско-Виллюйская НГП (площадь 0,7 млн. км<sup>2</sup>) соответствует цепочке краевых прогибов, обрамляющих Сибирскую платформу с севера и востока. В провинции выделяются четыре нефтегазоносные и перспективные области.[27] Несмотря на существенные различия в строении, они имеют сходный возраст перспективного разреза: в северных областях – мезозойский, в восточной Лено-Виллюйской НГО – верхнепалеозой-мезозойский. Прогибы выполнены терригенными отложениями – преимущественно морскими в Енисей-Хатангской НГО и существенно континентальными в Лено-Виллюйской НГО. В Енисей-Хатангской НГО в

юрских и меловых отложениях открыто 11 месторождений нефти и газа, в Лено-Виллюйской НГО - 10 газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и меловых отложениях. Во всех областях прогнозируется, в основном, газ.[4]

Промышленное освоение нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы начинается с южных областей Лено-Тунгусской и Хатангско-Виллюйской провинций. Предполагается, что уже к 2007 г. все известные месторождения наиболее богатой Лено-Тунгусской провинции начнут осваиваться недропользователями. Составлена Программа лицензирования, охватывающая практически все перспективные земли юга провинции. Рассматриваются варианты строительства трубопроводов.

При наличии нефтегазотранспортных систем к 2020 г. из уже открытых месторождений ежегодный уровень добычи нефти может достигнуть 25-30 млн. т, газа – 60-70 млрд. м<sup>3</sup>. [7] В случае активного лицензирования, удачного поиска и быстрого подключения к добыче новых месторождений эти уровни могут быть увеличены до 40-50 млн. т нефти и 80 млрд. м<sup>3</sup> по газу. Но, скорее всего, такие объемы добычи нефти могут быть достигнуты не ранее 2030 г., так как требуют высоких труднодостижимых приростов запасов к 2020г. не менее 1 млрд. т.

### **1.1. Современное состояние добычи углеводородов**

Добыча нефти с дифференциацией по месторождениям и регионам. Мощным стимулом к освоению ресурсной базы и развитию добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке стало строительство транспортной инфраструктуры: нефтепровода ВСТО и спецморнефтепорта в Козьмино, подводных и соединительных нефтепроводов – «Ванкорское – Пур-Пе», «Верхнечонское – Талаканское – ВСТО», а также нефтепроводов «Северный Сахалин – Де Кастри», «Северный Сахалин – Южный Сахалин».[17] Это позволило нарастить добычу нефти в регионе с 4,7млн.т в 2005г. до 58,4



млн.т в 2014г. (11,1% добычи нефти в России), в том числе в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) – 44,2 млн.т, на Дальнем Востоке – 14,3 млн.т .

Основу добычи нефти составляют три месторождения – Ванкорское (50%) и Верхнечонское (19%), разрабатываемые компанией «Роснефть». Основной прирост приходится на Красноярский край, где «Роснефть» существенно нарастила объем добычи на Ванкорском месторождении с начала промышленной добычи с 3,6млн.т в2009г. до 22млн.т в 2014г. (табл.1.2). [33]

Компании	2011	2012	2013	2014	2015*	Доля, %	2015 / 2014 гг., %
<b>Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)</b>	<b>27 373</b>	<b>35 194</b>	<b>40 708</b>	<b>44 197</b>	<b>46 287</b>	<b>76,1</b>	<b>105</b>
<b>Иркутская область</b>	<b>6583</b>	<b>9900</b>	<b>11418</b>	<b>13104</b>	<b>14634</b>	<b>24,1</b>	<b>112</b>
«Верхнечонскнефтегаз»	5023	7051	7694	8192	8653	14,2	106
«Иркутская нефтяная компания»	1171	2043	2841	3984	4888	8,0	123
«Дулисьма»	347	756	832	929	1093	1,8	118
«Данилово»	42	50	50	0	0	0,0	
<b>Красноярский край</b>	<b>15 188</b>	<b>18 489</b>	<b>21 646</b>	<b>22 278</b>	<b>22 199</b>	<b>36,5</b>	<b>100</b>
«Ванкорнефть»	15002	18311	21440	22006	22005	36,2	100
«Таймыргаз»	84	90	118	130	102	0,2	79
«Востсибнефтегаз»	63	51	53	54	50	0,1	92
«Норильскгазпром»	3,0	2,9	2,7	2,3	2,0	0,0	91
«Славнефть-Красноярскнефтегаз»	35	35	32	86	41	0,1	48

Таблица 1.2. Добыча нефти в Восточной Сибири.

Проектный уровень добычи здесь первоначально был оценен в 25 млн.т нефти в год, но позднее оценка была уточнена до уровня 21,5 млн.т/год и достигнута в 2013г. Ванкорское месторождение вместе с Сузунским, Тагульским и Лодочным месторождениями формирует «Ванкорский кластер» с проектным уровнем добычи в 25млн.т в год. Развитие кластера на первом этапе связано с освоением Сузунского месторождения, как наиболее разведанного, введено в разработку в сентябре 2016г. На втором этапе (после 2018г.) планируется ввести Тагульское и Лодочное месторождения.

Добыча нефти на крупнейшем в Иркутской области Верхнечонском месторождении в 2011г. выросла в два раза, а в 2014г. был достигнут проектный уровень в 8,2 млн.т – более 62% совокупной добычи нефти в Иркутской области, который планируется поддерживать до 2020г. Этот рост связан с завершением строительства и реконструкции ряда ключевых объектов, в результате которых пропускная способность установки по подготовке нефти на промысле увеличилась на 25%. «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) подключила к нефтепроводу Ярактинское месторождение. В 2014г. добыча нефти «ИНК» составила 3,9 млн.т, рост к предыдущему году – 40%, что связано с наращиванием фонда скважин и внедрением технологий гидроразрыва пласта. В 2015г. «ИНК» увеличила уровень добычи нефти до 6 млн.т, что на 50% больше результатов 2014г. Благодаря использованию инфраструктуры «ИНК» для подключения к ВСТО добыча нефти на Дулисьминском месторождении в 2012г. возросла вдвое, а к 2014г. составила 929 тыс.т.

## **1.2. Добыча нефти с дифференциацией по компаниям.**

Крупнейшие производители нефти на востоке России: контролируемые «Роснефтью» – «Ванкорнефть» и «Верхнечонскнефтегаз. В 2012 – 2013гг. произошло значительное увеличение доли «Роснефти» в текущей добыче нефти в Восточной Сибири. С октября 2013г.[22] Среднеботуобинское месторождение введено в промышленную разработку и начаты поставки нефти по собственному нефтепроводу протяженностью 169км в трубопроводную систему ВСТО (трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан»). Планируется достигнуть проектный уровень добычи нефти к 2 После завершения процедуры слияния активов «Роснефти» и ТНК-ВР в 2013г. компании перешли доли в освоении Верхнечонского месторождения в Иркутской области и Ванкорской группы месторождений на севере Красноярского края – Сузунского, Тагульского и Русского, а после

приобретения «Итеры» – Братского газоконденсатного месторождения в Иркутской области 2018г. – 5 млн.т в год.

Сегодня на долю «Роснефти» в Восточной Сибири приходится 72% добываемой нефти. Поэтому основной прирост добычи нефти на востоке будет осуществляться, прежде всего, за счет государственного монополиста, доля которого в Восточной Сибири к 2030г. возрастет до 80%.

### **1.3 Добыча газа**

Отсутствие инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию газа – фактор, сдерживающий развитие газовой промышленности востока России. В 2014г. добыча газа в Восточной Сибири. В 2016г. добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составила 46,6 млрд.м<sup>3</sup>.

В Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) основные объемы добываемого газа используются для местных промышленных, энергетических и коммунально-бытовых нужд, это позволило создать локальные системы энергообеспечения, а также поставлять часть сырья в соседние регионы страны.

На крупнейшем в Восточной Сибири и Республике Саха газовом месторождении Чаяндинском добыча в настоящее время не ведется, осуществляется комплекс мер по доразведке, чтобы после окончания геологоразведочных работ в 2016г. провести окончательный подсчет запасов. Чаяндинское месторождение является первоочередной ресурсной базой магистрального газопровода «Сила Сибири», подключение к которому намечено в 2019 – 2021гг. [34]

На втором этапе развития газопроводной инфраструктуры «Силы Сибири» в период 2020 – 2025гг. планируется подключить крупнейшее в Иркутской области газоконденсатное Ковыктинское месторождение. В настоящее время месторождение подготовлено к промышленной добыче

газа, в феврале 2014г. здесь была запущена экспериментальная установка по выделению гелия из природного газа с использованием мембранных технологий, которая в дальнейшем будет использована на Чаяндинском месторождении.

#### **1.4 Утилизация ПНГ**

С ростом объемов добычи нефти и газа на новых месторождениях все более остро встает вопрос утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). При неразвитой газотранспортной инфраструктуре специализирующиеся на добыче нефти компании ПНГ закачивают обратно в пласт и сжигают в факелах. Такая ситуация складывается на протяжении последних семи лет – с начала массовой добычи нефти в регионе и организации поставок в нефтепроводную систему ВСТО.[12] Условия для эффективной утилизации ПНГ компаниями-недропользователями восточносибирского региона начали формировать только с 2013 – 2014гг..Так, на Верхнечонском месторождении утилизация ПНГ производится путем обратной закачки в пласт, на Ванкорском нефтегазовом месторождении – газ поставляется в ЕСГ через инфраструктуру ЛУКОЙЛа – газопровод «Ванкор – Хальмерпаютинское месторождение», «Иркутская нефтяная компания» – планирует начать строительство газоперерабатывающего комплекса.

#### **1.5 Нефтеперерабатывающая промышленность.**

Переработку нефти на территории Восточной Сибири осуществляют два крупных нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) – Ачинский, Ангарский. Общая мощность нефтеперерабатывающих заводов Восточной Сибири в 2014г. составила 28,9 млн.т, первичная переработка – 27,1 млн.т нефти (рис.1.2)

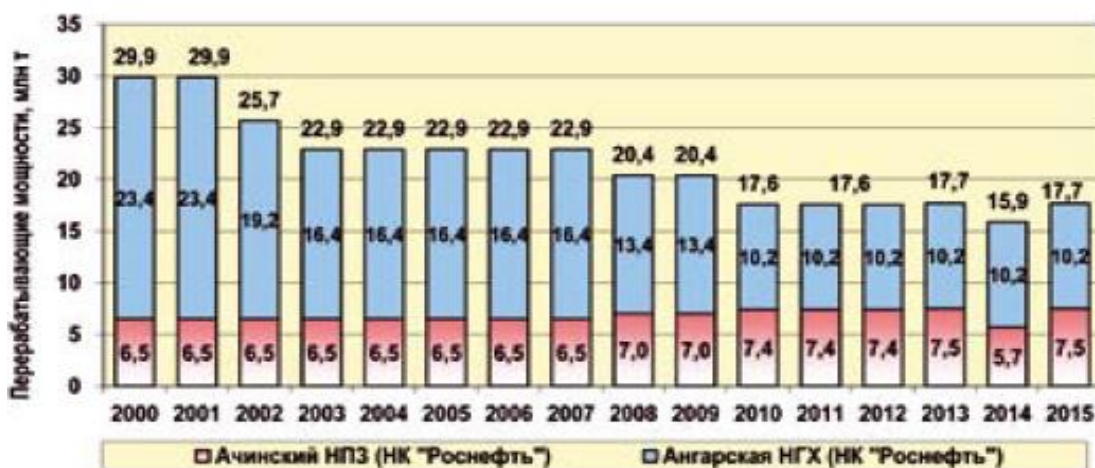


Рисунок 1.2 Нефтеперерабатывающие мощности нефтеперерабатывающих заводов в Восточной Сибири 2000-2015 гг.

Основная часть сырья на НПЗ Восточной Сибири поставляется из Западной Сибири. В условиях высокого регионального и экспортного спроса на нефтепродукты в 2013г. уровень загрузки мощностей Ачинского и Ангарского заводов «Роснефти» находился на предельном уровне (99%). В 2014 г. уровень загрузки Ачинского НПЗ и Ангарской НХК несколько сократился, до 90% и 98% соответственно. В связи с аварией на Ачинском НПЗ в июне 2014г. и последующими ремонтно-восстановительными работами перерабатывающие мощности завода сократились на 25% с 7,5млн.т в 2013г. до 5,7 млн.т в 2014г. К 2015 г. основные восстановительные работы были выполнены.

В конце 2017г. планируется завершить согласование технического проекта и строительство нефтепровода от ВСТО до Комсомольского НПЗ протяженностью 293 км, поскольку доставка нефти на завод осуществляется при помощи железнодорожного транспорта. Предполагается, что по данному отводу будет транспортироваться до 8 млн.т нефти в год.

С 2000 по 2012гг. объем ежегодной переработки нефти на НПЗ Восточной Сибири увеличивался более чем на 10 млн.т, прежде всего, за счет повышения уровня загрузки существующих мощностей с 47 до 96,7%. Начиная с 2012 г., объем производства не увеличивался, а в 2014г.

сократился на 2млн.т, а уровень загрузки мощностей упал до 90,9% прежде всего из-за восточносибирских заводов – Ачинского НПЗ и Ангарской НХК.

## **1.6 Состояние транспортной инфраструктуры.**

Нефтепроводы. Стимулом к интенсификации освоения ресурсного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока стало строительство нефтепровода ВСТО и спецморнефтепорта «Козьмино», подводящих и соединительных нефтепроводов – «Ванкорское – Пурпе» и «Пурпе – Самотлор», «Верхнечонское – Талаканское – ВСТО».

Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» связал нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с портами на Дальнем Востоке, а также непосредственно потребителями в АТР.[17]

Первая очередь строительства ВСТО (ВСТО-1), реализованная на участке «Тайшет – Сковородино» мощностью 30 млн.т в год, введена в эксплуатацию в декабре 2009 г. Начиная с декабря 2010 г., организованы поставки нефти по нефтепроводу «Россия – Китай» по маршруту «Сковородино – Дацин» в объеме 15 млн.т в год. В 2013 г. принято решение о расширении мощности этого участка нефтепровода до 30 млн.т к 2018 г. для реализации соглашения между правительствами России и КНР о расширении сотрудничества в сфере торговли сырой нефтью и заключении нового контракта «Роснефть» с китайской CNPC. В 2015 г. компанией «Транснефть» реализованы все технические мероприятия для увеличения поставок нефти в Китай до 20 млн.т нефти. Однако в связи с невозможностью со стороны Китая завершить в срок работы по расширению отвода на своей территории из-за ряда законодательных ограничений, стороны подписали техническое соглашение о временном изменении пункта поставки – возможность поставлять нефть не только через ВСТО-1, но и через порт СМНП «Козьмино» (конечная точка ВСТО-2). В конце 2012 г. осуществлен ввод в эксплуатацию нефтепровода «Сковородино – СМНП

«Козьмино»» (ВСТО-2), мощностью 30 млн.т в год. В 2014 г. начато строительство нефтеперекачивающей станции (НПС) в Амурской области, ввод которой в 2017 г. позволит увеличить пропускную способность ВСТО-2 до 39 млн.т в год. В перспективе к 2018г. мощность ВСТО-2 может быть увеличена до 50 млн.т нефти в год путем строительства дополнительных. Для поставок нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны и месторождений ЯНАО и Северо-Востока ХМАО в конце 2011 г. был введен в эксплуатацию нефтепровод «Пурпе–Самотлор», а в 2016г. должен быть введен в эксплуатацию нефтепровод «Заполярье – Пурпе», рассчитанный на 32 млн т нефти. Это позволит начать полномасштабную добычу месторождений компаний «Роснефть» (Лодочное, Сузунское, Тагульское на севере Красноярского края и Русское, расположенное в Тазовском районе ЯНАО), ЛУКОЙЛ (Пяяхинское в ЯНАО), «Газпром нефть» (Новопортовское, Восточно-Мессояхское в ЯНАО), российско-итальянское совместное предприятие «Северэнергия» (Самбургского, Ево-Яхинского, Яро-Яхинского и Северо-Часельского в ЯНАО).[27]

В настоящее время ведется строительство магистрального нефтепровода «Куюмба–Тайшет», протяженностью около 700 км, который позволит подключить к трубопроводной системе ВСТО месторождения на севере Красноярского края – Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское. Максимальная пропускная способность нефтепровода – 15 млн т нефти в год, ввод в эксплуатацию перенесен с 2016 г. на 2018 г. ввиду недостаточной подготовленности сырьевой базы.[23]

Газопроводы. Основной газотранспортной системой России является Единая система газоснабжения с конечной точкой в с. Просково (Кемеровской области). Поэтому уровень газификации региона Восточной Сибири (около 7,0 %) почти в 10 раз ниже среднероссийского уровня (65,3%). Ввиду отсутствия на территории магистральной транспортной инфраструктуры сформировано несколько локальных систем газоснабжения на севере Красноярского края.

До настоящего времени в регионе не сформировано единой магистральной газотранспортной системы, что сдерживает освоение уже подготовленных к эксплуатации газовых месторождений. В этих условиях недропользователи самостоятельно осуществляют строительство подводящих газопроводов, обеспечивающих газификацию отдельных населенных пунктов и промышленных предприятий. Такие подводящие газопроводы действуют на территории Иркутской области – «Братское газоконденсатное месторождение (ГКМ) — г.Братск», ГРС «Осиновка» — п. Зяба и «Осиновка» — п. Гидростроитель.

Основой будущего развития газотранспортной системы на востоке страны станет завершение строительства газопровода «Сила Сибири». Газопровод пройдет по территории пяти субъектов Российской Федерации – Иркутской и Амурской областей, Еврейской автономной области, Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края. Общая протяженность газопровода составит около 4000км, а проектная мощность более 61 млрд.м<sup>3</sup> газа в год. В сентябре 2014г. В присутствии Президента РФ прошла церемония соединения первого звена трубы, ранее в мае Газпром и китайская CNPC заключили контракт на поставку трубопроводного газа в КНР, а 13 октября 2015г. подписано межправительственное соглашение о поставках газа на уровне премьер-министров двух стран.

Завершить первый этап строительства газопровода «Сила Сибири» и подключение Чаяндинского месторождения планируется к 2022 г., при этом первые поставки газа в Китай должны начаться уже в 2018 г., к 2020г. они могут возрасти до 10 млрд м<sup>3</sup> в год. На втором этапе строительства газопровода, в 2024 – 2031гг., предполагается ввод в эксплуатацию компрессорной станции между Ковыктинским и Чаяндинским месторождениями и строительство лупинга протяженностью 719,3 км. Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в страны АТР в Восточной Сибири необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, строительство заводов



по переработке и сжижению природного газа, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата

### **1.7 Экспортные поставки нефти и газа.**

Основным направлением поставок нефти с месторождений Восточной Сибири являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В 2014 г. из Восточной Сибири поставлено на экспорт около 60 млн т нефти, что на 22% выше уровня предыдущего года. Прирост экспорта произошел за счет существенного увеличения объемов поставок нефти в Китай – более чем на 36% относительно предыдущего года. Доля восточносибирской нефти в структуре экспорта региона составляет 68,1%, доля нефти, добываемой в рамках сахалинских проектов СРП, – 21,2%. [33]

Экспорт восточносибирской нефти осуществляется по трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан» и далее в двух основных направлениях – по нефтепроводу-отводу «Сковородино – Дацин» и до порта Козьмино. Развитие нефтепроводной системы ВСТО, строительство подводных трубопроводов и экспортной портовой инфраструктуры позволило в 2014 г. нарастить объем отгруженной нефти из порта Козьмино до уровня 24,9 млн т, или на 17% относительно предыдущего года. Основным направлением поставок нефти с месторождений Восточной Сибири являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В 2014 г. из Восточной Сибири Дальнего Востока поставлено на экспорт около 60 млн т нефти, что на 22% выше уровня предыдущего года. Прирост экспорта произошел за счет существенного увеличения объемов поставок нефти в Китай – более чем на 36% относительно предыдущего года. Доля восточносибирской нефти в структуре экспорта региона составляет 68,1%, доля нефти, добываемой в рамках сахалинских проектов СРП, – 21,2%. [33]

Преимуществом быстрого развития служат наличие значительного ресурсного потенциала территории Восточной Сибири и близость к динамично развивающимся емким рынкам Азиатско-Тихоокеанского региона. Сырьевой базой для таких производств, в первую очередь, должен стать природный газ месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, содержащий в высоких концентрациях этан, пропан, бутан, конденсат и гелий. Вовлечение такого многокомпонентного газа в промышленное освоение придаст импульс развитию нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест и ускорению социально-экономического развития районов на востоке страны.[27]

## **1.2 КИН.**

### **1.2.1 Виды КИН**

Коэффициент извлечения нефти – коэффициент, который характеризует степень извлечения нефти из продуктивных пластов в процессе разработки месторождения.

Величина КИН зависит от геолого-физических и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной. К физическим факторам, от которых зависит величина КИН, следует отнести отношение вязкости нефти к вязкости воды. На величину КИН оказывают влияние применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия - природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.[26]

Средним считается КИН около 30—40%; таким образом, на среднем месторождении проектом предполагается навсегда оставить в пласте 60—

70% нефти. КИН в районе 10—20% считается очень низким, хотя для так называемой нетрадиционной нефти это довольно типичные значения; то есть, здесь в пласте остаётся 80—90% нефти. КИН выше 50% — очень высокий и встречается достаточно редко. [24]

В большой степени величина КИН зависит от методов разработки, которые применяются на конкретном месторождении. Методы разработки бывают первичные, вторичные и третичные.[24] Под первичными методами подразумевается разработка месторождения, при которой нефть из пласта выходит под естественным давлением. Начальное пластовое давление существует почти всегда и обусловлено, в основном, тем, что залежи находятся глубоко под землёй. После вскрытия залежи скважинами, по мере снижения пластового давления, происходит простое расширение нефти, а также содержащихся вместе с ней в залежи воды и газа. Объём нефти, который не помещается в пласте-коллекторе после расширения — это и есть добытый объём. Таким путем можно добыть в среднем всего порядка 10% геологических запасов. Собственно говоря, у нетрадиционной нефти бывает такой низкий КИН именно потому, что её часто добывают только первичными методами.

Вторичными методами называют закачку в пласт воды или газа через специальные нагнетательные скважины. Этими методами решают две взаимосвязанные задачи: поддержать пластовое давление, чтобы не падали дебиты добывающих скважин; а также обеспечить вытеснение нефти из пласта к добывающим скважинам, чтобы повысить КИН. Типичная нефтеотдача, достигаемая при применении вторичных методов — те самые средние 30—40%. [27]

Третичными методами разработки считаются любые методы, направленные на дальнейшее увеличение КИН после вторичных методов. Они очень разнообразны, но более-менее широкое применение на сегодняшний день нашли из них только тепловые и газовые.

Третичные методы в России применяются мало (в основном потому, что для них мало подходящих условий), а вторичными методами, то есть заводнением, очень высокой нефтеотдачи добиться трудно. Есть и другие немаловажные факторы.

Дело в том, что помимо способа разработки, КИН сильно зависит от свойств пласта-коллектора. Обычно чем ниже проницаемость пласта, тем ниже и значения КИН. Связь здесь очень простая. Низкопроницаемые пласты являются таковыми потому, что узких поровых каналов в них больше, чем в высокопроницаемых пластах. Чем уже канал, тем больше в нем сила трения, тем больше усилий нужно, чтобы протолкнуть через него тот же объем жидкости. С другой стороны, чем больше узких поровых каналов, тем больше капиллярных ловушек для капелек остаточной нефти, то есть тем ниже коэффициент вытеснения и, соответственно, КИН.[33]

Имеется несколько способов расчета КИН:

1) статистический, основанный на полученных с помощью многофакторного анализа статистических зависимостей между конечными КИН и определяющими его различными геолого-физическими и технологическими факторами;[17]

2) покоэффициентный, основанный на определении значений ряда влияющих на КИН коэффициентов, учитывающих геолого-физическую характеристику конкретной залежи нефти и особенностей предлагаемой к внедрению системы разработки;[17]

3) основанный на технологических расчетах показателей нескольких вариантов систем разработки, выполненных путем моделирования процесса фильтрации на трехмерных математических моделях конкретной залежи нефти.[17]

Покоэффициентный метод важен потому, что он наиболее полно раскрывает физическую сущность КИН. По этому методу конечный КИН обычно выражается в виде произведения трех коэффициентов - вытеснения ( $K_{\text{выт}}$ ), охвата процессом вытеснения ( $K_{\text{охв}}$ ) и заводнения, формула 1:

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}$$

Формула 1. Покоэффициентовый расчет КИН.

Коэффициент вытеснения - это отношение количества нефти, вытесненного при длительной интенсивной (до полного обводнения получаемой жидкости) промывке объема пустотного пространства коллектора, в который проникла вода, к начальному количеству балансовых запасов нефти в этом объеме. По существу, коэффициент вытеснения показывает предельную величину нефтеизвлечения, которую можно достигнуть с помощью данного рабочей агента. Значения  $K_{\text{выт}}$ , как правило, определяют экспериментально в лабораторных условиях на длинных образцах керна с использованием модельных пластовых жидкостей. При удовлетворительной выборке керна, принятого для эксперимента, получают значение  $K_{\text{выт}}$ , характеризующееся высокой степенью надежности.[13]

Коэффициент охвата  $K_{\text{охв}}$  - это отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом (охваченного процессом вытеснения), к общему объему пространства коллекторов изучаемого объекта, содержащих нефть. Этот коэффициент характеризует долю пород-коллекторов, охватываемых процессом фильтрации при данной системе разработки.  $K_{\text{охв}}$  можно рассчитать по картам распространения коллекторов по площади залежи (всех и заполняемых вытесняющим агентом) на основании эмпирических статистических зависимостей коэффициента охвата от плотности сетки скважин или на основании аналогии с подобными залежами нефти.[13]

Коэффициент заводнения  $K_{\text{зав}}$  характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 %. Он зависит от степени неоднородности пласта по проницаемости, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, принятой предельной

обводненности добываемой продукции. Надежных методов расчета  $K_{зав}$  не создано. Обычно он оценивается либо по эмпирическим формулам, учитывающим влияющие на него параметры, либо принимается экспертно. [13]

Подобно подсчету балансовых запасов определение конечных коэффициентов извлечения нефти и извлекаемых запасов должно быть увязано с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей, т. е, с объемом имеющейся информации, а также с особенностями геологического строения на открытых залежах, по завершению поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения основывается на многомерных статистических моделях.

Коэффициенты извлечения нефти различают по стадии разработки, по виду расчета, по оптимизации. По стадии разработки различают текущий КИН (определяемую в процессе разработки месторождения), конечный (на момент завершения разработки, осуществляемой при естественных режимах истощения залежи), дополнительный (достигается применением методов повышения нефтеотдачи пласта), а также безводный (определяется к моменту прорыва воды в добывающие скважины), рис 1.3.: [35]

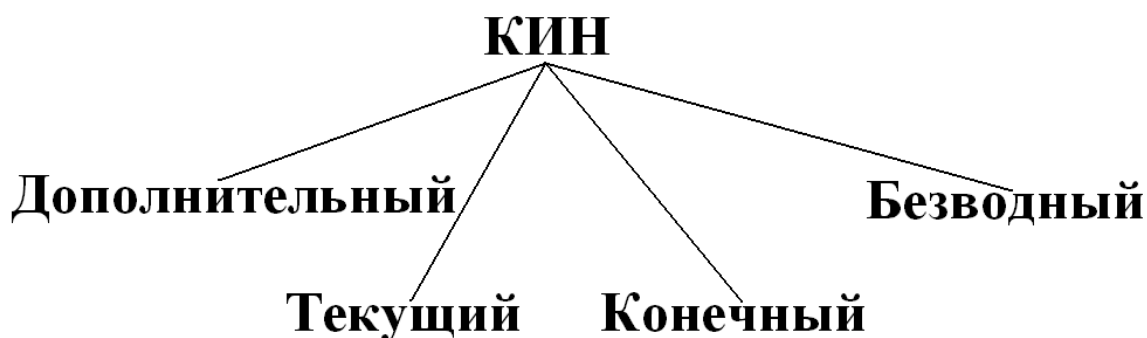


Рисунок 1.3 Классификация КИН по стадиям разработки.

По виду расчета: аналитический(по аналоговому месторождению) или практический (опытным путем), рис 1.4.: [35]



Рисунок 1.4. Классификация КИН по виду расчета.

По оптимизации: технологический (стремление обеспечить максимальное использование запасов недр), экономический (получения максимальной прибыли при разработке),рис 1.4:[35]



Рисунок 1.4 Классификация КИН по оптимизации.

Учитывая, что на современном этапе развития техники и технологии добычи полное извлечение разведанных запасов нефти и газа невозможно, а полная отработка месторождения экономически нецелесообразна, ставку следует определять с учетом сложившегося, экономически обоснованного коэффициента извлечения полезного ископаемого. Это позволяет возместить всю стоимость разведанных запасов и наиболее полно учесть затраты на геологоразведочные работы в цене полезного ископаемого.

### 1.3 Нормативные документы и порядок утверждения КИН.

Для любой нефтяной компании все начинается с получения лицензии на перспективный участок недр. Эта процедура описана в законодательстве, основой которого является федеральный закон «О недрах». Он устанавливает

основания предоставления участков недр в пользование государственным или частным структурам, в том числе на платной основе. Малоизученные участки (на геологических картах — это белые пятна, есть ли в их недрах ценное сырье, просто неизвестно), как правило, могут предоставляться для геологического изучения — поиска и оценки. Более перспективные участки выставляют не только с целью геологического изучения и разведки, но и добычи полезных ископаемых. В этом случае недропользователь объекта определяется на аукционе, который проводит государственное агентство Роснедра.[34] Процедура его подготовки сложная, занимает от нескольких месяцев до года. В каждой лицензии прописываются условия: какие виды работ и их объемы должны быть проведены на объекте и в какие сроки. Сегодня лицензии выдаются на 25 лет, в том числе до семи лет дается на геологическое изучение, поиск месторождений и их оценку.

### **1.3.1 Слово за геологами.**

После того как лицензия на участок недр получена, ведущую роль играют специалисты геологической службы предприятия. Они должны организовать и провести геологоразведочные работы, а затем предоставить максимально точную информацию о строении недр на участке и рекомендации по бурению поисковой скважины в той или иной точке.[22] Перед этим в Роснедра утверждается проект (или программа поиска), в котором описываются, какие виды и объемы геологоразведочных работ будут проводиться. Параллельно организуются тендеры и заключение договоров с подрядными организациями, производится оформление земель и другие процедуры. Начинаются полевые работы — сейсморазведка. Сейсморазведка занимает ведущее место среди геофизических методов, применяемых при поисках месторождений нефти и газа. Метод основан на изучении распространения в земной коре упругих волн, вызываемых взрывами. [19]Аналогию можно провести с технологией УЗИ в медицине. Проникая в среду, волны отражаются и преломляются, частично возвращаясь



к поверхности земли, где регистрируются сейсморазведочной станцией. Время распространения волн и характер их колебаний позволяет судить о составе породы, глубине залегания и форме отражающих геологических границ. По результатам сейсморазведки делают выводы об общих параметрах геологического строения участка, прогнозируют наличие коллектора жидкости (это совсем необязательно нефть) и ловушки углеводородов, а также могут определить контуры месторождения и так далее. Установка колтюбинга для проведения технологических и ремонтных работ на скважинах. Для получения более четкой и объективной картины на особо сложных объектах нефтедобывающие компании могут заказывать обработку и интерпретацию результатов сейсморазведочных работ двум независимым друг от друга предприятиям. Каждое из них даёт собственную оценку. А геологи компании-заказчика потом объединяют эти данные и анализируют их.

Работы на участке носят сезонный характер, так как объекты находятся в труднодоступной местности. Полевой сезон для сейсморазведки обычно начинается в ноябре, заканчивается в апреле. Анализ и обработка полученного материала, расчет рекомендуемой точки для бурения может занимать довольно много времени, вплоть до середины следующего зимнего сезона.[18] Подготовка к бурению тоже занимает время: нужно оформить площадку, расчистить подъездные пути, завезти и установить необходимое оборудование. Чтобы не растягивать процесс, компании иногда идут на повышенный риск, и выбирают точку бурения по предварительным результатам, не дожидаясь полной интерпретации данных сейсморазведки. В мировой практике успехом считается, если одна из четырех-пяти поисковых скважин дает приток нефти.

### **1.3.2 Строительство скважин.**

После того, как определена точка для бурения поисковой скважины, компания составляет проект на буровые работы, выбирает подрядчика и начинает строительство скважины. Добыча нефти в Восточной Сибири предполагает решение нетривиальных задач. К примеру, продуктивные пласты на месторождениях зачастую обладают малой толщиной, что требует особенно тщательных расчетов при бурении.[29] Кроме того, бурение осложняется трещинами в горных породах, из-за которых возникают мощные поглощения бурового раствора. Все эти факторы влияют на скорость бурения: она может не превышать нескольких сантиметров или достигать сотен метров в сутки.

Если прогнозы были верны, и пласт не преподнес очередной сюрприз, скважина дает приток углеводородного сырья. На этом этапе оно еще не отправляется в трубопровод или хранилище. [28]Некоторое время продолжают испытания скважины, оценивается её дебит (суточная производительность). Если по итогам испытания первой скважины получен благоприятный прогноз по запасам, рядом с ней бурят еще несколько, чтобы испытать их, дать наиболее четкую оценку запасов всего месторождения.

### **1.3.3 Лаборатория.**

Полученные данные о запасах месторождения защищают в государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) и ставят на госбаланс. А перед тем как приступить к добыче углеводородов, нефтяная компания должна также подготовить проект разработки месторождения и утвердить его в Роснедрах.[17]



<sup>+</sup> Испытание скважины проводится при условии, что скважина дает приток

### **1.3.4 Основные проектные документы разработки месторождений.**

#### **Поисково-оценочный.**

Целью поисково - оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценка их запасов по сумме категорий С1 и С2.

Документы:

- Проект поисков – составляется на выявленную ловушку. Закладывается необходимый объём ГРП – бурение скважин, электро грави-, магниторазведка, сейсмика, отбор керна, флюидов, испытания скважин. Подаётся в Росгеолэкспертизу.[25]

Месторождение открыто если получен промышленный приток

#### **Разведка.**

Целью является оценка и постановка запасов на государственный баланс, а также уточнение геологического строения залежи.[25]

Документы:

- Проект разведочного бурения – с целью разведки и уточнения геологического строения месторождения
- Проект доразведки (опционально)
- Оперативный подсчёт запасов (ОПЗ) – составляется по результатам уточнения геологического строения и изменения запасов (чаще всего ввиду получения новых данных от пробуренных скважин)
- бГР – форма, которая отражает всё движение запасов по всем категориям.

Подаётся в Роснедра.

## **Подготовка к промышленной эксплуатации**

Цель – доизучение геологического строения залежей, свойств породы и пластовых флюидов. Получение информации о месторождении, необходимой для дальнейшего проектирования разработки месторождения. Оценка добывных возможностей скважин и пластов.[25]

Документы:

- Проект пробной эксплуатации скважин
- Проект пробной эксплуатации месторождения (ППЭ) – от 3 до 7 лет, в зависимости от классификации месторождения по объёму запасов
- Техсхема опытно-промышленной разработки (ОПР) – выбирается участок

месторождения для оценки эффективности новых методик воздействия на пласт

- Дополнения к ППЭ (ДППЭ, опционально)

Документы решают следующие задачи:

- Выбор первоочередного участка
- Выбор сетки скважин и системы воздействия
- Количество первоочередных скважин
- Оценка добычи на полное развитие (профиль не регламентируется)

## **Промышленная эксплуатация**

Целью является определение всех аспектов разработки месторождения.[25]

Документы:

- Техсхема разработки (ТСР)
- Техпроект разработки (ТПР) – при отборе  $\geq 90\%$  НИЗ
- Дополнение к ТСР (ДТСР)

Документы составляются специальными организациями, требуют рассмотрения и согласования ЦКР Роснедр

### **1.3.5 Вывод.**

Восточная Сибирь – один из наиболее динамично развивающихся элементов нефтегазового комплекса России. Для его устойчивого долгосрочного развития необходимо осуществить переход от сырьевой и транзитной стратегии развития к экономике инновационного типа на базе организации региональных территориально-производственных комплексов (кластеров) углубленной переработки углеводородного сырья, производства нефтегазохимической продукции с высокой добавленной стоимостью.

Для разработки месторождений главным критерием является высокая база научных институтов. С помощью них мы можем достоверно судить о углеводородных запасах нашей страны. В условиях сурового климата, большой глубины залегания пластов нефти и газа, сезонностью работ, а так же других особенностей добычи нефти в Восточной Сибири, необходимо максимально приближенно и экономически выгодно подсчитывать КИН на стадии ГРП. Насколько важно не ошибиться при постановке КИН на поисковом этапе.

## **2.1. Аналитические формулы, используемые для расчета КИН.**

1. Статистическая зависимость С.В. Кожакина, полученная по результатам исследования 42 объектов Волго-Уральской области с карбонатными поровыми коллекторами, разрабатываемыми в условиях водонапорного режима.[17]

$$\text{КИН} = 0,507 - 0,167 \times \lg(\mu_0) + 0,0275 \times \lg(K_{\text{пр}}) - 0,05 \times V_{\text{пр}} + 0,0018 \times h + 0,171 \\ \times K_{\text{п}} - 0,000855 \times S_{\text{общ}}$$

$\mu_0$ -соотношение вязкостей воды и нефти; д.ед

$K_{\text{пр}}$ -проницаемость; мкм<sup>2</sup>

$V_{\text{пр}}$ -коэффициент вариации проницаемости; д.ед

$h$  –эффективная нефтенасыщенность; н/н

$K_{\text{п}}$ -коэффициент песчанистости; д.ед

$S_{\text{общ}}$ -площадь сетки скважин; га/скв

2. Зависимость для КИН Американского исследовательского института (АНИ), рассчитанная по 40 карбонатным залежам, с анизотропными пластами.[17]

$$\text{КИН} = 0,11403 + 0,2719 \times \lg(K_{\text{пр}} \times 1000) + 0,25569 \times (1 - S_{\text{н}}) - 0,1355 \times \lg(\mu_{\text{н}}) \\ - 1,538 \times m - 0,00115 \times h$$

$K_{\text{пр}}$ - проницаемость; мкм<sup>2</sup>

$S_{\text{н}}$ - коэффициент нефтенасыщенности; д.ед

$\mu_{\text{н}}$  - вязкость нефти; мПа\*с

$m$ - пористость; %

$h$ - эффективная нефтенасыщенность; м

3. Собственная статистическая зависимость Бочарова Т.Ю., полученная по 36 залежам Азербайджана и справедливая для поровых коллекторов терригенного типа.[17]

$$\text{КИН} = (20,7 - 0,67337 \times \mu_{\text{н}} + 14,9867 \lg(K_{\text{пр}}) + 7,2 \times V_{\text{в}} - 0,3067 \times S_{\text{общ}} \\ + 0,392 \times q + 0,1434 \times n_{\text{безв}}) \times \frac{1}{100}$$

4. Собственная статистическая зависимость И.И. Абызбаева и Г.Г.Насырова, полученная применительно к залежам Башкирии и Куйбышевской области, подстилаемым подошвенной водой и содержащим нефть повышенной вязкости (10-30 мПа·с).[17]

$$\text{КИН} = (20,606 + 0,3845 \times V_{\phi} + 65,5104 \times \text{tg}\alpha - 0,2712 \times S_{\text{общ}} + 35,678 \times K_{\pi} - 0,0306 \times K_{\text{пр}}) \times \frac{1}{100}$$

5. Статистическая модель терригенных коллекторов, полученная М.Т.Абасовым и Л.А. Султановым по 36 залежам Азербайджана и Туркмении, которая базируется, в основном, на темпе отбора нефти и коэффициенте безводной нефтеотдачи.[17]

$$\text{КИН} = 0,153 + 0,053 \times T_{\text{н}} + 0,025 \times \ln(K_{\text{пр}} \times 100) - 0,0021 \times (n_{\text{безв}} \times 100 - 19,9) \times (T_{\text{н}} - 5,59) + 3,25 \times \left(\frac{1}{S_{\text{общ}}} - 0,17\right)^2$$

6. Зависимость, полученная Мингео-87(для для карбонатных коллекторов) (1978 г.) для 35 пластов Азербайджана, справедливая в условиях значительного снижения пластового давления конечной обводненностью добываемой продукции 95%.[17]

$$\text{КИН} = 0,105 + \frac{(0,648 \times m \times \frac{K_{\text{н}}}{\text{н}}}{b} + 0,039 \times \lg K \times \frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}} + 0,001 \times K_{\text{прод}} + 0,217 \times K_{\text{песч}} + 0,011 \times \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}}} + 0,002 \times h_{\text{эф.н/н}}$$

$\frac{K_{\text{н}}}{\text{н}}$ - коэффициент нефтенасыщенности; д.ед

K- проницаемость; мД

$\mu_{\text{в}}$  - вязкость воды; мПа\*с

$\mu_{\text{н}}$  - вязкость нефти; мПа\*с

$K_{\text{прод}}$ - коэффициент продукт; т/сут\*ат

$K_{\text{песч}}$ - коэффициент песчаности; д.ед

$\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}}}$ - пережатие; атм

$h_{\text{эф.н/н}}$ - эффективная нефтенасыщенность; м



7. Зависимость Мингео-87 полученная по 50 объектам Волго-Уральской провинции справедлива для поровых коллекторов терригенного типа.[17]

$$\text{КИН} = 0,114 + \frac{(0,509 \times m \times \text{Кн/н})}{b} + 0,044 \times \lg K \times \frac{\mu_B}{\mu_H} + 0,003 \times K_{\text{прод}} + 0,166 K_{\text{песч}} - 0,003 \times K_{\text{расч}} + 0,006 \times \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}}} + 0,005 \times h_{\text{эф.н/н}}$$

m- пористость; %

Кн/н- коэффициент нефтенасыщенности; д.ед

K- проницаемость; мД

$\mu_B$ - вязкость воды; мПа\*с

$\mu_H$ - вязкость нефти; мПа\*с

$K_{\text{прод}}$ - коэффициент продукт; т/сут\*ат

$K_{\text{песч}}$ - коэффициент песчанности; д.ед

$K_{\text{расч}}$ - коэффициент расчлененности; ед

$\frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}}}$ - пережатие; атм

$h_{\text{эф.н/н}}$ - эффект.нефтенасыщ; м

8. Зависимость получена Вниинефть (для карбонатных коллекторов) и испытана многих месторождениях, например Ромашинском, Бавлинском, Киенгопского, Забегаловского и Северо-Ижевского месторождений и др. .[17]

$$\text{КИН} = 0,333 - 0,0089 \times \mu_0 + 0,121 \times \lg K + 0,0013 \times t + 0,0038 \times h + 0,149 \times K_{\text{п}} - 0,085 \times Q_{\text{ВНЗ}} + 0,173 \times L_{\text{н}} - 0,00053 \times S$$

$\mu_0$ - относительная вязкость нефти; мПа

K- проницаемость; мкм<sup>2</sup>

t- пластовая температура; С\*

h- эффективная нефтенасыщенность; м

$K_{\text{п}}$ - коэффициент песчанности; д.ед

$Q_{\text{ВНЗ}}$ - доля запасов нефти ВНЗ; %

Ln- Нефтенасыщенность; д.ед

S- плотность сетки скважин; га/СКВ

## **2.2. Факторы, влияющие на погрешность подсчета запасов**

Задача оценки погрешности при подсчете КИН становится все более актуальной. Во-первых, этого требуют в ГКЗ; расчет наиболее точного значения. Во-вторых, знание погрешностей КИН открывает дорогу к корректной геолого-экономической оценке достоверности и рисков для извлекаемых запасов [6]. В-третьих, просчеты в определении значений КИН и параметров залежей могут привести к нерациональным затратам при разработке, а недостаточно точная методика подсчета запасов не позволит судить о полноте отработки залежей, т.е. о размерах потерь нефти и газа в недрах.[8]

На искомое число, КИН, оказывают влияние в той или иной степени все компоненты формулы. Точность их определения зависит от многих факторов, например, от изученности геологического строения залежи, вида и качества применяемого оборудования, точности методик интерпретации ГИС, а также представительности керна.

Естественно, что при определении значений компонентов подсчетной формулы невозможно получить абсолютно точных/истинных значений, это связано с погрешностями измерений (оценка отклонения измеренного значения величины от её истинного значения). Погрешность измерения считается характеристикой (мерой) точности измерения. Высокая точность измерений соответствует малым погрешностям как систематическим, так и случайным.

По причине возникновения можно выделить следующие виды погрешности.

- Инструментальные / приборные – погрешности, которые определяются

погрешностями применяемых средств измерений и вызываются несовершенством принципа действия, неточностью градуировки шкалы, не наглядностью прибора, и. т.д.:

- Методические – погрешности, обусловленные несовершенством метода, а также упрощениями, положенными в основу методики.
- Субъективные / операторные / личные – погрешности, обусловленные степенью внимательности, сосредоточенности, подготовленности и другими качествами оператора.

По характеру проявления выделяют:

- Случайная погрешность – погрешность, меняющаяся (по величине и по знаку) от измерения к измерению. Случайные погрешности могут быть связаны с несовершенством приборов (трение в механических приборах и т. п.), с особенностями самой измеряемой величины, и др. Величина случайной погрешности вычисляется существующими методами теории погрешностей измерений. Она может быть при необходимости уменьшена до желаемой величины разными способами, однако полностью исключить ее из результата определения невозможно, так как ее знак всегда остается неизвестным .
- Систематическая погрешность – погрешность, изменяющаяся во времени по определённом закону (частным случаем является постоянная погрешность, не изменяющаяся с течением времени). Систематические погрешности могут быть связаны с ошибками приборов (неправильная шкала, калибровка и т.п.). Выявление погрешности связано с анализом методов, которыми определяются параметры, и заключается в нахождении их величины и знака. Устранение систематической погрешности может быть достигнуто путем введения поправки в измерение, размер которой равен абсолютной величине систематической погрешности, а знак – обратный знаку этой погрешности.
- Прогрессирующая погрешность – непредсказуемая погрешность,

медленно меняющаяся во времени. Она представляет собой нестационарный случайный процесс.

Грубая погрешность (промах) – погрешность, возникшая вследствие недосмотра экспериментатора или неисправности аппаратуры (например, если экспериментатор неправильно прочёл номер деления на шкале прибора или если произошло замыкание в электрической цепи).[4]

Для каждого конкретного нефтяного месторождения максимальная погрешность будет приходиться на ту или иную величину, входящую в уравнение. Это связано с геологическими особенностями строения объекта и возникающими с этим трудностями.

Помимо погрешностей измерения, следует упомянуть о достоверности полученных измерений, которая характеризует степень доверия к результатам измерений. Достоверность оценки погрешностей определяют на основе законов теории вероятностей и математической статистики. Это дает возможность для каждого конкретного случая выбирать средства и методы измерений, обеспечивающие получение результата, погрешности которого не превышают заданных границ.

Таким образом, оценка точности подсчета КИН зависит от погрешности каждого компонента формулы, точность которых в свою очередь, определяется качеством полученных первичных данных. Необходимы высококачественные результаты разведки, такие как первичная геологическая документация, наличие полного комплекса промыслово-геофизических данных, результаты испытания и пробной эксплуатации скважин. Но при этом не стоит забывать о том, что «без вдумчивого и кропотливого труда геологов-производственников наши рассуждения о точности подсчета запасов и все расчеты, основанные на некачественном материале, с какой бы точностью они не проводились, будут совершенно бесполезны».[14]

### **2.3 Методика оптимизации исследования**

Оптимизация – целенаправленная деятельность, заключающаяся в получении результатов при соответствующих условиях.[11]

Поиски оптимальных решений привели к созданию специальных математических методов и уже в 18 веке были заложены математические основы оптимизации. Однако до второй половины 20 века методы оптимизации во многих областях науки и техники применялись очень редко, поскольку практическое использование математических методов оптимизации требовало огромной вычислительной работы, которую без ЭВМ реализовать было крайне трудно, а в ряде случаев - невозможно.

Оптимизация как раздел математики существует достаточно давно. Оптимизация-это выбор, т.е. то, чем постоянно приходится заниматься в повседневной жизни. Термином «оптимизация» в литературе обозначают процесс или последовательность операций, позволяющих получить уточненное решение. Хотя конечной целью оптимизации является отыскание наилучшего или «оптимального» решения, обычно приходится довольствоваться улучшением известных решений, а не доведением их до совершенства. По этому под оптимизацией понимают скорее стремление к совершенству, которое, возможно, и не будет достигнуто.

Изучив методы оптимизации, для наших исследований подойдет метод последовательного перебора (итерации). Метод перебора является простейшим из прямых методов оптимизации. Суть метода состоит в том, что спускаясь из точки  $X_0$  с заданным шагом  $h$ , в направлении уменьшения или увеличения функции устанавливают интервал длиной  $h$ , на котором находится минимум или максимум.

### **2.4 Исследование статистических формул.**

Как было сказано ранее, аналитический расчет КИН происходит на стадии поисково-оценочных работ. На этой стадии мы оцениваем запасы по

сумме категорий С1 и С2. На данном этапе разработке нам необходимо указать КИН, чтобы он соответствовал истинному, тот который будет рассчитываться опытным путем, либо был наиболее приближенный.

При выборе статической модели, нам необходимо выбрать ту, которая будет подходить по геолого-физическим характеристикам конкретной залежи и особенностям предлагаемой к внедрению системы разработки.

Для этого нам необходимо провести исследования по выбору формулы.

Будем оценивать каждый фактор формулы. Оценка необходима для того, чтобы знать какие составляющие формулы наиболее чувствительны и требуют большего времени на исследования и средств.

Для исследования будем пользоваться одним из методов математической оптимизации, методом последовательного перебора (итерации).

С помощью программы Exell построим таблицу чувствительности. Таблица будет состоять из факторов формулы, начального коэффициента извлечения, шага каждого элемента формулы, рис. 2.3.1:

	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость							КИН						
коэффициент нефтенасыщен.							КИН						
объемный коэффициент							КИН						
вязкость нефти							КИН						
вязкость воды							КИН						
проницаемость							КИН						
коэффициент продукт.							КИН						
коэффициент песчаности							КИН						
коэффициент расчлененности							КИН						
пережатие							КИН						
эффект нефтенасыщ.							КИН						
относит. вязкость нефти							КИН						
пластовая температура							КИН						
эффективная толщина							КИН						
доля запасов нефти ВНЗ							КИН						
нефтенасыщенность							КИН						
плотность сетки скважин							КИН						
коэф. вариаци. прониц.							КИН						
ср. нефтенасыщ. толщина							КИН						
коэффициент вытеснения							КИН						
коэффициент охвата							КИН						
геологические запасы							КИН						
извлекаемые запасы							КИН						
объем отобранной воды в пор.							КИН						
уровень максимальной годов.							КИН						
коэффициент безводной нефт.							КИН						
скорость фильтрации жидкос.							КИН						
показатель процесса вытеснен.							КИН						
темп отбора нефти							КИН						

Рисунок 2.3.1 Таблица чувствительности,

где;

1-факторы формулы, 2-шаг изменения элемента, 3-начальный КИН.

Будем рассматривать формулы, которые используются для расчета КИН карбонатных месторождений;

$$1) \text{ КИН} = 0,507 - 0,167 \times \lg(\mu_0) + 0,0275 \times \lg(K_{\text{пр}}) - 0,05 \times V_{\text{пр}} + 0,0018 \times h + 0,171 \times K_{\pi} - 0,000855 \times S_{\text{общ}}$$

$$2) \text{ КИН} = 0,105 + \frac{(0,648 \times m \times \frac{K_{\text{н}}}{h})}{b} + 0,039 \times \lg K \times \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_0} + 0,001 \times K_{\text{прод}} + 0,217 \times K_{\text{песч}} + 0,011 \times \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{нас}}} + 0,002 \times h_{\text{эф.н/н}}$$

$$3) \text{ КИН} = 0,11403 + 0,2719 \times \lg(K_{\text{пр}} \times 1000) + 0,25569 \times (1 - S_{\text{н}}) - 0,1355 \times \lg(\mu_{\text{н}}) - 1,538 \times m - 0,00115 \times h$$

$$4) \text{ КИН} = 0,333 - 0,0089 \times \mu_0 + 0,121 \times \lg K + 0,0013 \times t + 0,0038 \times h + 0,149 \times K_{\pi} - 0,085 \times Q_{\text{ВНЗ}} + 0,173 \times L_{\text{н}} - 0,00053 \times S$$

Для расчетов будем использовать значения факторов, которые подходят только для карбонатных месторождений, табл. 2.3.2;

фактор		
пористость	0,12	
коэффициент нефтенасыщен.	0,8	
объемный коэффициент	1,25	
вязкость нефти	0,87	
вязкость воды	1,05	
проницаемость	67	0,0661
коэффициент продукт.	5	
коэффициент песчанности	0,7	
коэффициент расчлененности	4	
пережатие	1,24	
эффект.нефтенасыщ.	9	
Относит. вязкость нефти	0,82	
Пластовая температура	71	
Эффективная толщина	6	
Доля запасов нефти ВНЗ	0,577	
Нефтенасыщенность	0,5	
Плотность сетки скважин	30	
соотношение вязкостей воды и нефти	5	
коэф. вариации прониц.	0,8	
объем отобранной воды в поровом объеме	0,1	
уровень максимальной годовой добычи	3600	
коэффициент безводной нефтеотдачи	0,9	

скорость фильтрации жидкости	86400
показатель процесса вытеснения	0,7
темп отбора нефти	0,03

Таблица 2.3.2. Таблица факторов

Теперь в свободные ячейки, соответствующие шагу и название фактора, прописываем формулу; изменяем фактор на число шага, табл. 2.3.3. На этом этапе важно правильно прописывать формулы, во избежание допущения субъективной ошибки, описанной ранее.

fx =0,105+(0,648*\$L\$3*(W1*\$L\$4)/\$L\$5+0,039*LOG10(\$L\$8)*(\$L\$7/\$L\$6)+0,001*\$L\$9+0,217*\$L\$10+0,011*\$L\$12+0,002*\$L\$13													
Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD
	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3
	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость						0,4288	0,4288						
коэффициент нефтенасыщен.						0,4288	0,4288						
объемный коэффициент						0,4288	0,4288						
вязкость нефти	1					0,4288	0,4288						
вязкость воды		2				0,4288	0,4288						
проницаемость						0,4288	0,4288						
коэффициент продукт.						0,4288	0,4288						
коэффициент песчаности						0,4288	0,4288						
коэффициент расчлененности						0,4288	0,4288						
пережатие				3		0,4288	0,4288						
эффект нефтенасыщ.						0,4288	0,4288						
Относит. вязкость нефти													
Пластовая температура													
Эффективная толщина													
Доля запасов нефти ВНЭ													
Нефтенасыщенность													
Плотность сетки скважин													
коэф. вариаци. прониц.													
ср. нефтенасыщ. толщина													
Коэффициент вытеснения													
коэффициент охвата													
геологические запасы													
извлекаемые запасы													
объем отобранной воды в поровом объеме													
уровень максимальной годовой добычи													
коэффициент безводной нефтеотдачи													
скорость фильтрации жидкости													
показатель процесса вытеснения													
темп отбора нефти													

Таблица 2.3.3. Таблица чувствительности.

1-шаг, 2-КИН, после увеличения пористости на 5%, 3-начальный КИН.

### 2.4.1 Мингео-87.

Теперь, просчитаем так каждый элемент формулы, либо произведем автоматическое «растягивание» ячейки в соответствии шага и фактора. Для растягивания будем использовать, закреплять, значения факторов в формуле, для удержания элементов в определенных ячейках - факторы формулы, шаг не закрепляем, так как он изменяется от 5% до 30%. Получим следующие значения для формулы Мингео-87 для карбонатных коллекторов, табл. 2.3.4;



	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3
	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость	0,41383	0,41632	0,4188	0,42129	0,423781	0,42627	0,42876	0,43125	0,43373	0,43622	0,43871	0,4412	0,44369
коэффициент нефтенасыщен.	0,41383	0,41632	0,4188	0,42129	0,423781	0,42627	0,42876	0,43125	0,43373	0,43622	0,43871	0,4412	0,44369
объемный коэффициент	0,45009	0,44535	0,4412	0,43754	0,434287	0,43138	0,42876	0,42639	0,42423	0,42227	0,42046	0,4188	0,41727
вязкость нефти	0,46559	0,45741	0,45025	0,44393	0,438308	0,43328	0,42876	0,42466	0,42094	0,41755	0,41443	0,41157	0,40892
вязкость воды	0,40297	0,40727	0,41157	0,41587	0,420163	0,42446	0,42876	0,43306	0,43735	0,44165	0,44595	0,45025	0,45454
проницаемость	0,42147	0,42288	0,4242	0,42544	0,426604	0,42771	0,42876	0,42976	0,43071	0,43161	0,43248	0,43332	0,43412
коэффициент продукт.	0,42741	0,42763	0,42786	0,42808	0,428308	0,42853	0,42876	0,42898	0,42921	0,42943	0,42966	0,42988	0,43011
коэффициент песчаности	0,38319	0,39078	0,39838	0,40597	0,413568	0,42116	0,42876	0,43635	0,44395	0,45154	0,45914	0,46673	0,47433
коэффициент расчлененности													
пережатие	0,42467	0,42535	0,42603	0,42671	0,427394	0,42808	0,42876	0,42944	0,43012	0,4308	0,43149	0,43217	0,43285
эффект.нефтенасыщ.	0,42336	0,42426	0,42516	0,42606	0,426958	0,42786	0,42876	0,42966	0,43056	0,43146	0,43236	0,43326	0,43416
Относит. вязкость нефти													
Пластовая температура													
Эффективная толщина													
Доля запасов нефти ВЗ													
Нефтенасыщенность													
Плотность сетки скважин													
коэф. вариаци. прониц.													
ср. нефтенасыщ. толщина													
Коэффициент вытеснения													
коэффициент охвата													
геологические запасы													
извлекаемые запасы													
объем отобранной воды в поровом объеме													
уровень максимальной годовой добычи													
коэффициент безводной нефтеотдачи													
скорость фильтрации жидкости													
показатель процесса вытеснения													
темп отбора нефти													

Таблица 2.3.4. Расчет КИН по формуле

Мингео-87.

Данные таблиц чувствительности можно использовать для программы Spider. Эта программа позволит графически отобразить значения в таблице чувствительности. Так же, как и при построение таблицы, избегаем погрешностей,

Spider это программа в Excel, которая интерпретирует числовые значения в графики. Для его построения, нам необходимо иметь исходные данные, по которым мы будем строить графики; в нашем случае это – кин, который изменяется с шагом, и сам шаг. По графику, будет видно, какие факторы изменяются больше, а какие меньше. У нас будут 4-е координатные четверти; ось абсцисс от -30% до 30%, и ось ординат для каждого графика индивидуальна, в пределах от 0,35 до 0,5. За начало координат будет КИН начальный, рис. 2.3.5;

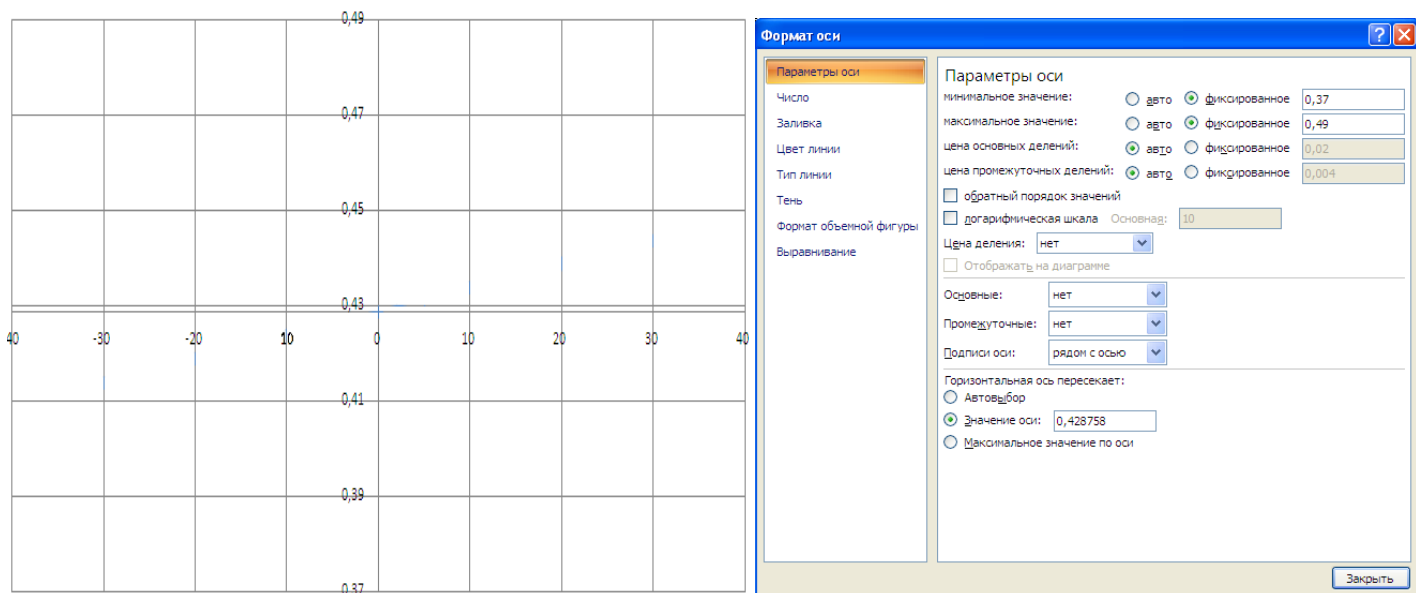


Рисунок 2.3.5. Настройка осей ординат.

Теперь построим график пористости. Для этого будем использовать настройки. По оси ординат будет отсчет по изменению КИН, по оси абсцисс шаг. Так же, нам необходимо озаглавить наш график, рис 2.3.6;

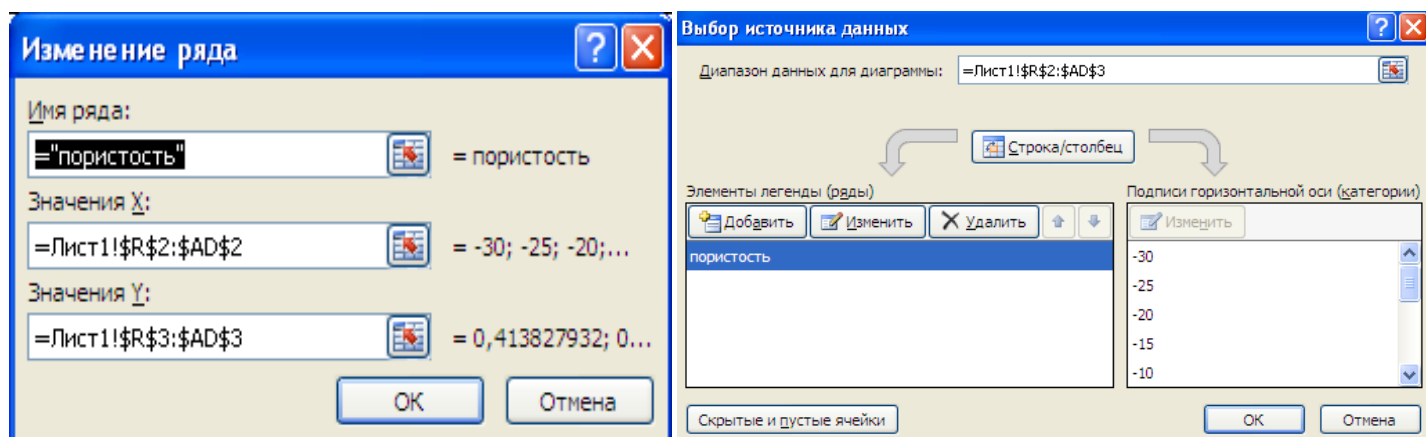
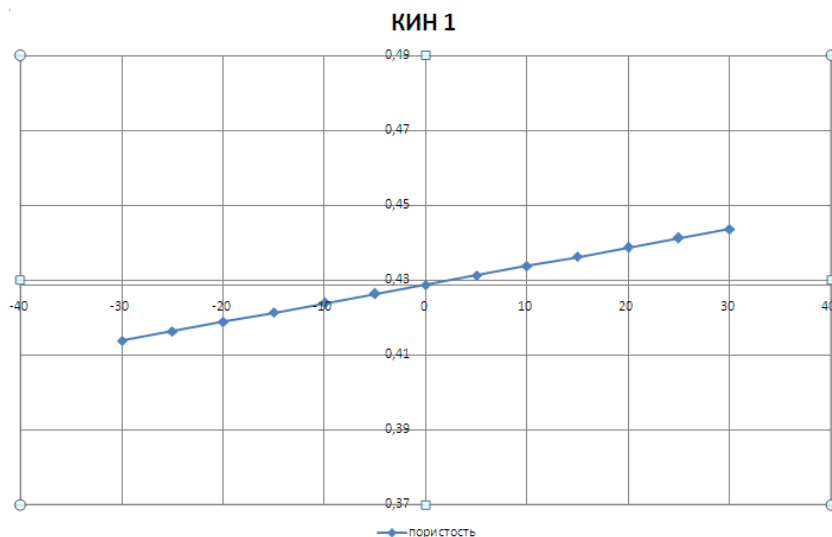


Рисунок 2.3.6. Настройка графика.



После настройки осей ординат, настройки графика, мы получим на примере формулы Мингео-87, пористость, рис. 2.3.7.

Рисунок 2.3.7. График пористости. Мингео-87

Мингео-87.

Прделаем тоже самое с остальными факторами формулы Мингео-87, получим, рис.2.3.8;

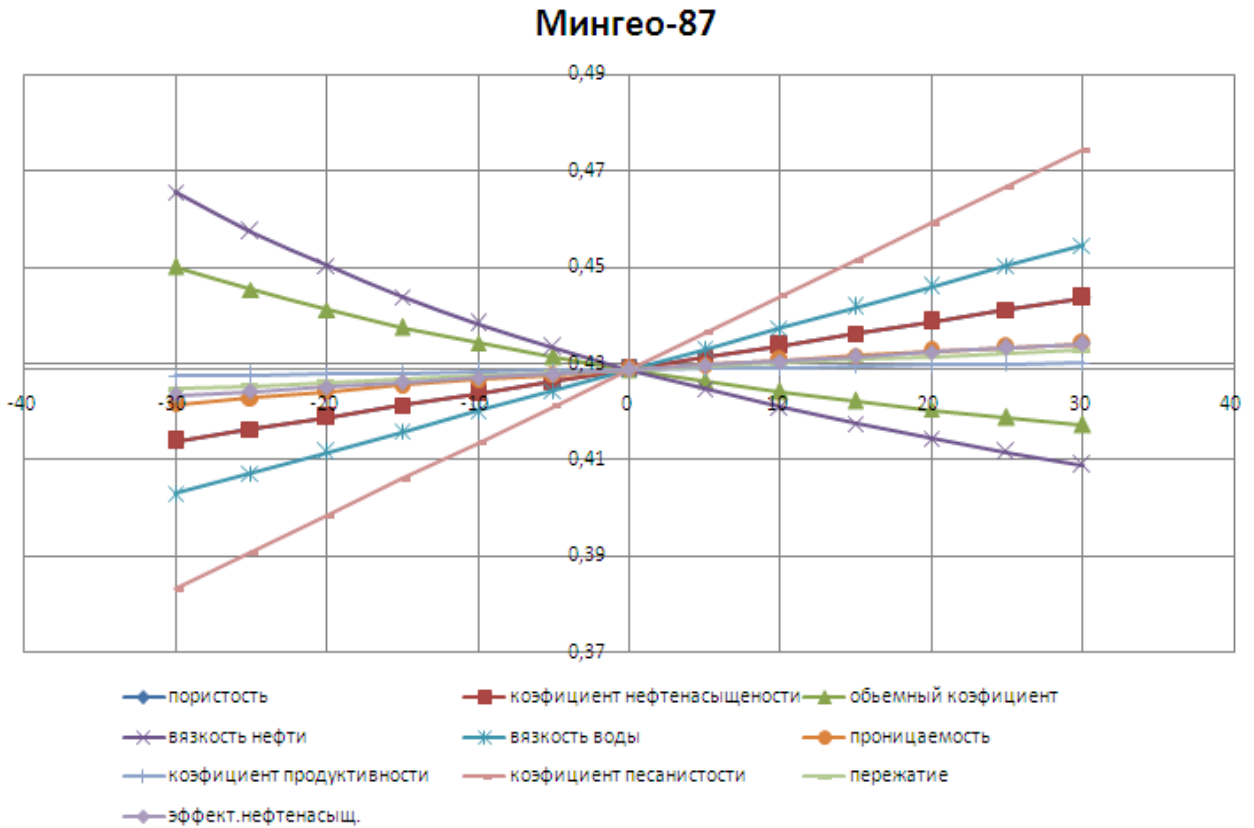


Рисунок 2.3.8. График изменение КИН

для формулы Мингео-87.

Таким образом, мы видим, что при изменении факторов формулы Мингео-87 на шаг, КИН так же изменяется. Можем выделить факторы, которые в наибольшей степени влияют на КИН, это: пористость, коэффициент нефтенасыщенности, объемный коэффициент, вязкость нефти, вязкость воды, коэффициент песчаности. Рассмотрим эти факторы.

Пористость - это наличие в горной породе незаполненных твердым веществом пор. Емкостные свойства пород-коллекторов обусловлены наличием в них пустотного пространства, способного заполняться нефтью, газом или водой. Рассмотрев график, заметим, что КИН изменяется и

отношение КИН и пористости прямо пропорциональное ( с увеличением пустотных пор в породе, для заполнения флюидом, КИН выше). Амплитуда КИН от 0,4138 до 0,4437. Пористость определяется по данным лабораторных исследований образца керна, по формуле 2, обработанного из интервалов эффективной нефтенасыщенной толщи, либо по промыслово-геофизическим данным, характеризующим эти интервалы.

$$m = \left(1 - \frac{\rho_v}{\rho_t}\right) \cdot 100\%$$

Формула 2. Пористость. где,

$\rho_t$  - истинная плотность материала образца, кг/м

$\rho_v = \frac{m}{v}$ , где m- масса образца с порами, кг, v - объём образца с порами, м<sup>3</sup>

Объём образца определяется с помощью гидростатическое взвешивание — метод определения плотности, использующий закон Архимеда. Объём образца определяют путём гидростатического взвешивания в случае больших образцов с замкнутыми порами и обмером в случае образцов правильной формы.

При изменении коэффициента нефтенасыщенности, КИН так же изменяется. Диапазон изменений от 0,4138 до 0,4437. Рассмотрим как находится коэффициент нефтенасыщенности. На ряду с пористостью, коэффициент нефтенасыщенности изменяется прямо пропорционально и определяется по результатам водонасыщенности по керну или промыслово-геофизическими данными. В лабораторных условиях определяется отношением объема нефти в порах к общему объему пор в образце, формула 3;

$$K_{H/H} = \frac{V_H}{V_H}$$

Формула 3. Определение нефтенасыщенности. Где,

$V_H$ -объем нефти в образце.

$V_H$ - объем пор в образце

Объемный коэффициент - величина, характеризующая изменение объёма нефти в поверхностных условиях по сравнению с пластовыми. Находится по формуле 4;

$$B = \frac{V_k}{V_o}$$

Формула 4. Расчет объемного коэффициента, где:

$V_k$ -объемный нефти в пластовых условиях

$V_o$ - объем сепарированной нефти на поверхностных условиях.

Изменение в диапазоне от -30% до 30% от 0,4500 до 0,4172, причем диапазон от -30% до 0%(0,4500-0,4287) изменение КИН больше, чем от 0% до 30% (0,4287-4172).

Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:

1. Потеря массы — газ переходит из растворенного состояния в свободное,
2. Снижение температуры — от пластовой температуры до 20 °С,
3. Расширения — давление падает от пластового до атмосферного.

Объемный коэффициент определяется по глубинной пробе нефти в лабораторных условиях или приближенно по номограмме Стендинга. Объемный коэффициент пластовой нефти учитывается при определении геологических запасов нефти методом материального баланса и объемными методами и коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей на режимах, связанных с расходом естественной энергии пласта. Этот параметр широко используется также при анализе разработки залежей, при определении объема пласта, который занимала добытая нефть. При подсчете запасов нефти объемным методом изменение объема пластовой нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным учитывают с помощью, так называемого пересчетного коэффициента  $\theta$  (тэта), который обратно пропорционален объемному коэффициенту. Номограммы Стендинга не применимы для нефтей и газов, содержащих значительное количество азота, воздуха или углекислого газа.

Вязкость нефти - свойство, проявляющееся в сопротивлении, которое нефть оказывает по перемещению ее частиц под влиянием действующей на них силы. По графику видно, что чем больше вязкость нефти, тем меньше КИН. Обратная зависимость. Диапазон изменения от КИН от 0,4656 до 0,4089. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость:

1) Динамическая вязкость - величина внутреннего трения характеризует подвижность жидкости. Определяется по формуле 5:

$$\mu_{н.д.} = \frac{pr^4t}{8VL}$$

Формула 5. Вязкость нефти. Где,

$p$ - давление, при котором происходит истечение жидкости из капилляра.

$r$ - радиус капилляра.

$t$ - время, истечения жидкости в вискозиметре.

$V$ -объем жидкости, протекающий через капилляр.

$L$ - длина капилляра.

2) Кинематическая вязкость – это отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности при той же температуре. Определяется по формуле 6:

$$\mu_{н.к.} = \frac{\mu_{н.д.}}{\rho}$$

Формула 6. Кинематическая вязкость. Где:

$\mu_{н.д.}$ -динамическая вязкость.

$\rho$ - плотность нефти при той же температуре.

3) Относительная вязкость- вязкость нефти к вязкости воды при одной и той же температуре. Рассчитывается по формуле 7:

$$\mu_{н.о.} = \frac{\mu_{н.д.}}{\mu_{н2о}}$$

Формула 7. Относительная вязкость нефти. Где,

$\mu_{н.д.}$ -динамическая вязкость нефти

$\mu_{H_2O}$ -вязкость воды.

Вязкость пластовых вод определяется в лабораторных условиях по глубинным пробам воды с указанием температуры, давления, содержания и состава растворенных газов и минералов. Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Диапазон изменения от 0,4030 до 0,4545. Зависимость прямо пропорциональная. Вязкость воды определяется так же, как и вязкость нефти.

Коэффициент песчаности- коэффициент, показывающий соотношение коллекторов и не коллекторов в общем объеме эксплуатационного объекта. С изменением песчаности КИН имеет наибольшую амплитуду в формуле Мингео-87. Зависимость КИН и песчаности прямопропорциональная и имеет диапазон от 0,3832 до 0,4743. Формула по определению песчаности записывается так 8:

$$K_{\text{песч}} = \frac{H_{\text{эф.}}}{H_{\text{общ}}}$$

Формула 8. Коэффициент песчаности. Где,

$H_{\text{эф.}}$ -Эффективная толщина пласта.

$H_{\text{общ}}$ -общая толщина пласта.

Коэффициент песчаности определяется с помощью ГИС, с помощью ГСР. ГСР представляет собой кривую вероятности присутствия коллектора в том или ином интервале разреза. ГСР строится на основании геофизических исследований. На этом разрезе в удобной обобщенной форме изображаются наиболее характерные особенности продуктивного разреза.

Вывод: Формула Минге-87 для карбонатных коллекторов состоит из 10 факторов, 6 из которых влияют на КИН. Связь КИН с влияющими факторами обратная и прямая. Вязкость нефти, вязкость воды – факторы, которые требуют лабораторных условий, специальных инструментов для определения истинного значения и их нельзя исследовать на месторождение.

## 2.4.2 Вниинепфть.

$$\text{КИН} = 0,333 - 0,0089 \times \mu_0 + 0,121 \times \lg K + 0,0013 \times t + 0,0038 \times h + 0,149 \times K_{\text{п}} - 0,085 \times Q_{\text{ВНЗ}} + 0,173 \times L_{\text{н}} - 0,00053 \times S$$

Таблица чувствительности для этой формулы 2.3.5:

	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость													
коэффициент нефтенасыщен.													
объемный коэффициент													
вязкость нефти													
вязкость воды													
проницаемость	0,3965	0,4001	0,4035	0,4067	0,4097	0,4126	0,4153	0,4178	0,4203	0,4226	0,4248	0,4270	0,4290
коэффициент продукт.													
коэффициент песчанности	0,3840	0,3892	0,3944	0,3996	0,4048	0,4100	0,4153	0,4205	0,4257	0,4309	0,4361	0,4413	0,4465
коэффициент расчлененности													
пережатия													
эффект нефтенасыщ.													
Относит. вязкость нефти	0,4174	0,4171	0,4167	0,4163	0,4160	0,4156	0,4153	0,4149	0,4145	0,4142	0,4138	0,4134	0,4131
Пластовая температура	0,3876	0,3922	0,3968	0,4014	0,4060	0,4106	0,4153	0,4199	0,4245	0,4291	0,4337	0,4383	0,4429
Эффективная толщина	0,4084	0,4096	0,4107	0,4118	0,4130	0,4141	0,4153	0,4164	0,4175	0,4187	0,4198	0,4210	0,4221
Доля запасов нефти ВНЗ	0,4243	0,4225	0,4213	0,4199	0,4184	0,4170	0,4153	0,4141	0,4129	0,4112	0,4100	0,4082	0,4069
Нефтенасыщенность	0,4066	0,4081	0,4098	0,4109	0,4126	0,4142	0,4153	0,4172	0,4188	0,4201	0,4215	0,4233	0,4251
Плотность сетки скважин	0,4200	0,4192	0,4184	0,4176	0,4168	0,4160	0,4153	0,4145	0,4137	0,4129	0,4121	0,4113	0,4105
коэф. вариаци. прониц.													
ср. нефтенасыщ. толщина													
Коэффициент вытеснения													
коэффициент охвата													
геологические запасы													
извлекаемые запасы													
объем отобранной воды в порово													
уровень максимальной годовой до													
коэффициент безводной нефтеотд													
скорость фильтрации жидкости													
показатель процесса вытеснения													
темп отбора нефти													

Таблица 2.3.5 Таблица чувствительности для формулы Вниинепфть.

Рассмотрим графики Spider для этой формулы 2.3.9:



## Вниинетфть

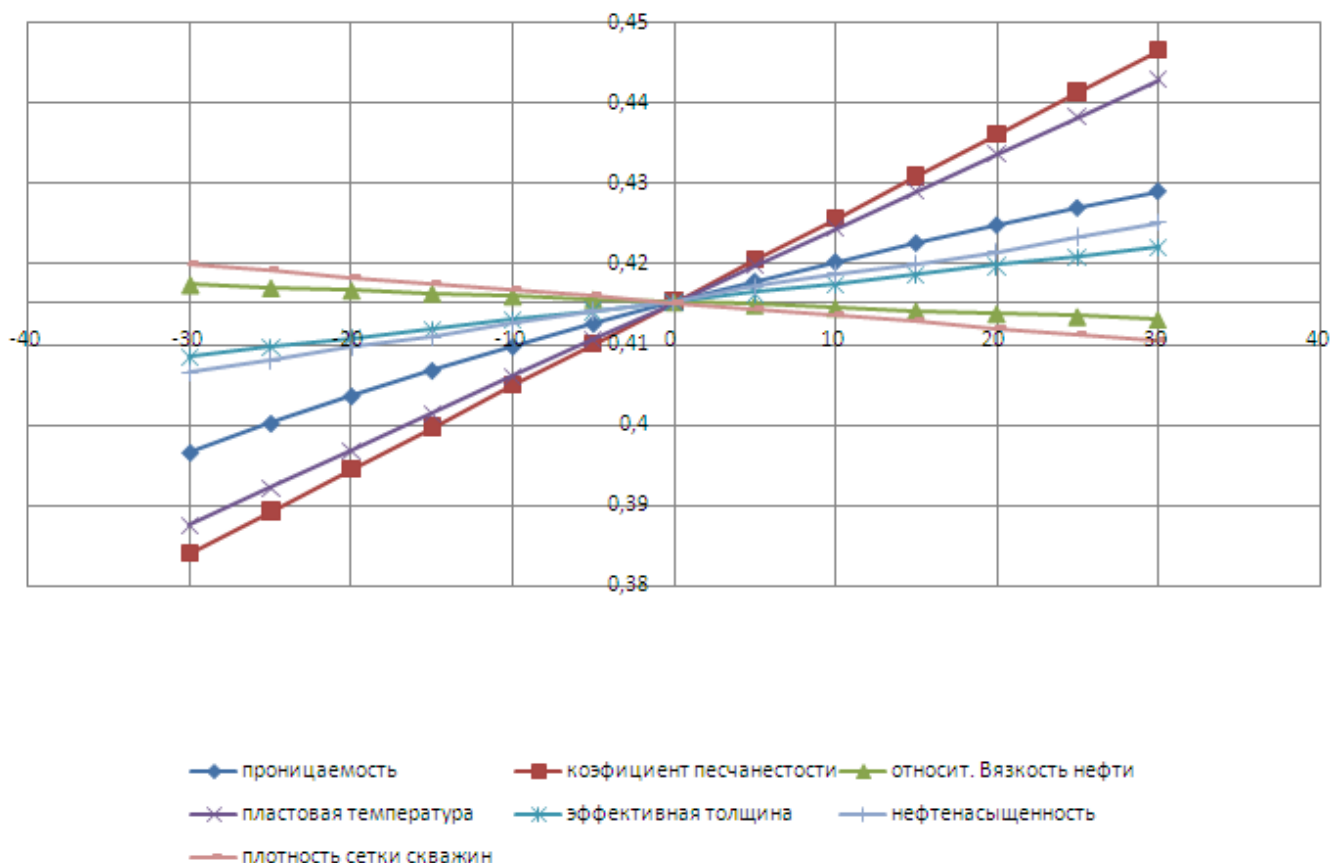


Рисунок 2.3.9. Вниинетфть.

Проанализировав эти данные, можно сказать, что больше всего КИН изменяется при увеличении и уменьшение шага проницаемости, коэффициента песчаности, пластовая температура, для запасов ВНЗ, нефтенасыщенность. Рассмотрим каждый.

Проницаемость - способность горных пород фильтровать сквозь себя флюиды при наличии перепада давления. На графике диапазон изменения КИН от 0,3965 до 0,4290. Зависимость прямо пропорциональная. Проницаемость является одним из важнейших факторов миграции нефтегазовых флюидов. Она подчиняется закону Дарси, согласно которому скорость линейной фильтрации и расход жидкости, прошедшего через пористую среду площадью при струйном ламинарном потоке, прямо пропорциональны перепаду давлений и обратно пропорциональны его динамической вязкости, формула 9:

$$k = \frac{Q\mu L}{F \Delta P}$$

Формула 9. Проницаемость. Где,

Q - расход жидкости.

$\mu$ -динамическая вязкость.

L-длина образца.

F-площадь поперечного сечения.

$\Delta P$ - перепад давления.

Очень часто породы, обладая довольно большой пористостью (например, глины, пористость которых достигает до 40 %), практически не проницаемы. Вследствие чего они не могут отдавать содержащиеся в их порах нефть и газ. Поэтому для оценки практической значимости коллекторов необходимо иметь сведения и о пористости, и о проницаемости.

Методы определения проницаемости

- Анализ керна
- Корреляционные зависимости
- Гидродинамические исследования
- Геофизические методы

Пластовая температура - это температура, под которой находится жидкость или газ, насыщающие породы пласта. Диапазон КИН при изменении температуры от 0,3876 до 0,4429. Зависимость прямо пропорциональная. С ростом давления растет и температура. Она повышается на 1градус после каждой геотермической ступени. Эта ступень принята равной 33-34 м глубины. Для различных месторождений земного шара она не одинакова. Температура в пластах измеряется глубинными термометрами. Число метров погружения в глубь земли соответствующее повышению температуры на 1 градус, называется геотермической ступенью.

Знание пластового давления и температуры необходимо для подсчета запасов нефти и газа. Чем выше эти показатели, тем продуктивнее пласты.

Замеры температур в скважинах производят либо максимальным термометром, либо электротермометром. Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и не закрепленными ими. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20—25 сут для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4—6 ч после остановки скважины. В процессе бурения температуру обычно замеряют в скважинах, временно остановленные по техническим причинам.

Для подавляющего числа пород-коллекторов начальная нефтенасыщенность (определяется до начала разработки месторождений) зависит от проницаемости горной породы (чем меньше проницаемость, тем меньше нефтенасыщенность). В дальнейшем (в процессе разработки месторождения) различают нефтенасыщенность среднюю для пласта-коллектора, а также нефтенасыщенность в зонах активного дренирования (подвергаемых непосредственному воздействию нагнетаемых рабочих агентов, например, в обводнённых зонах при заводнении нефтяных пластов) или в зонах, из которых нефть вытеснялась при естественных режимах истощения. На практике нефтенасыщенность определяется по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также на основе анализа керна.

Вывод: формула Вниинепть имеет 8 факторов, из которых 3 влияют на КИН, обратно пропорционально и прямо пропорционально. Данная формула может использоваться, при поисково-разведочных работах. В это формуле меньше всего факторов, которые требуют больших исследований.

### 2.4.3 Формула Кожакина С.В.

Подсчет запасов сатическим меодом по формуле Кожакина представляет собой формулу:

$$\text{КИН} = 0,507 - 0,167 \times \lg(\mu_0) + 0,0275 \times \lg(K_{пр}) - 0,05 \times V_{пр} + 0,0018 \times h + 0,171 \times K_{\pi} - 0,000855 \times S_{\text{общ}}$$

Для этой формулы таблица чувствительности будет иметь вид 2.4.6:

	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость													
коэффициент нефтенасыщен.													
объемный коэффициент													
вязкость нефти													
вязкость воды													
проницаемость	0,4262	0,4270	0,4277	0,4284	0,4290	0,4296	0,4302	0,4307	0,4313	0,4318	0,4322	0,4327	0,4331
коэффициент продукт.													
коэффициент песчаности	0,3943	0,4003	0,4063	0,4122	0,4182	0,4242	0,4302	0,4362	0,4422	0,4482	0,4541	0,4601	0,4661
коэффициент расчлененности													
пережатие													
эффект.нефтенасыщ.	0,4253	0,4262	0,4270	0,4278	0,4286	0,4294	0,4302	0,4310	0,4318	0,4326	0,4334	0,4343	0,4351
Относит. вязкость нефти													
Пластовая температура													
Эффективная толщина													
Доля запасов нефти ВНЗ													
Нефтенасыщенность													
Плотность сетки скважин	0,4379	0,4366	0,4353	0,4340	0,4328	0,4315	0,4302	0,4289	0,4276	0,4264	0,4251	0,4238	0,4225
коэф. вариаци. прониц.	0,4561	0,4511	0,4464	0,4420	0,4378	0,4339	0,4302	0,4267	0,4233	0,4201	0,4170	0,4140	0,4112
ср. нефтенасыщ. толщина	0,4422	0,4402	0,4382	0,4362	0,4342	0,4322	0,4302	0,4282	0,4262	0,4242	0,4222	0,4202	0,4182
Коэффициент вытеснения													
коэффициент охвата													
геологические запасы													
извлекаемые запасы													
объем отобранной воды в поровом объеме													
уровень максимальной годовой добычи													
коэффициент безводной нефтеотдачи													
скорость фильтрации жидкости													
показатель процесса вытеснения													
темп отбора нефти													

Таблица 2.4.6. Формула Кожакина С.В.

Проанализируем график Spider для этой формулы 2.4.10:

### Формула Кожакина С.В.

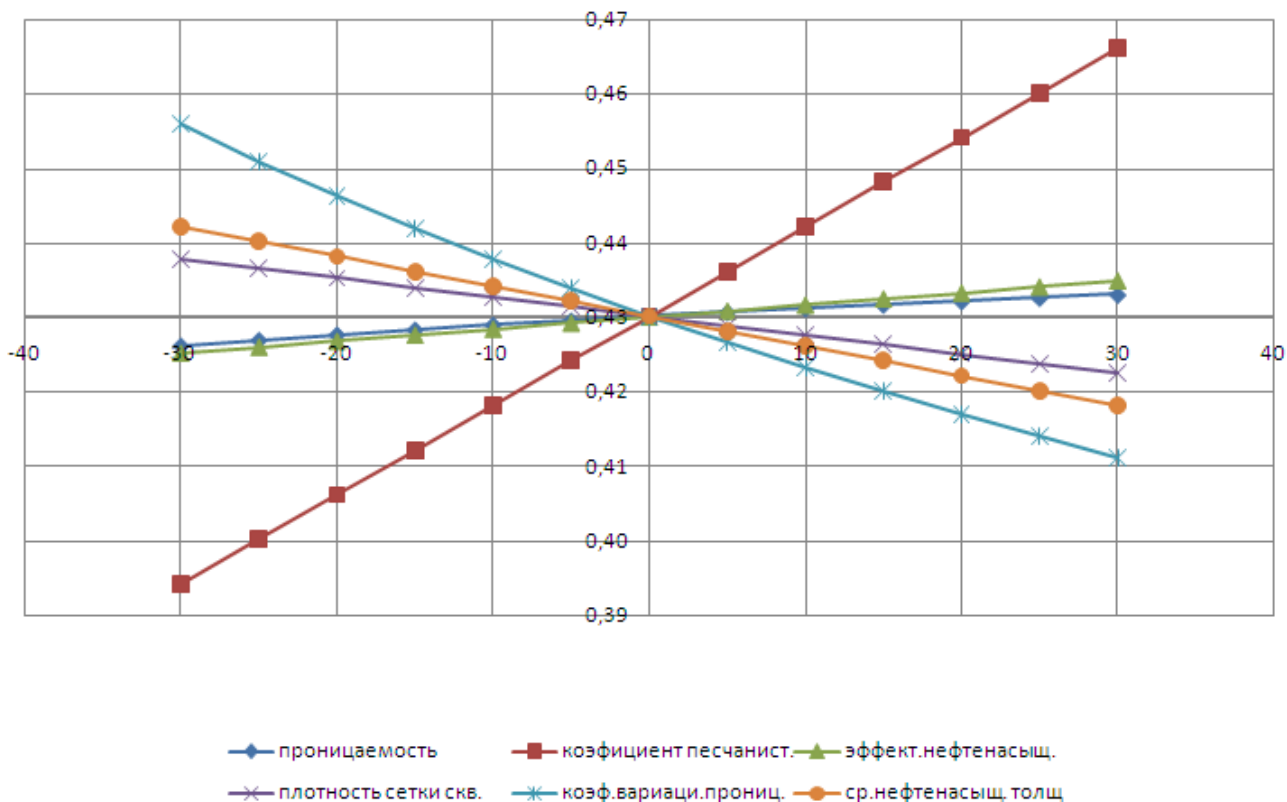


Рисунок 2.4.10. Формула Кожакина С.В.

По таблице чувствительности и графику Spider, видим, что наибольшее отклонение КИН имеет при изменении коэффициента песчаности, коэффициент вариационной проницаемости и средняя нефтенасыщенная толщина. Зависимости обратные и прямые. Как находится коэффициент песчаности мы показали ранее, поэтому рассмотрим следующие факторы данной формулы.

Коэффициент вариационной проницаемости - мера послойной неоднородности пластов. По графику можно заметить, что коэффициент вариационной проницаемости обратно пропорционален КИН. Диапазон КИН при изменении коэффициента вариационной проницаемости от 0,4561 до 0,4112. Для расчета этого коэффициента нам необходимо знать количество нагнетательных скважин. Коэффициент характеризует процесс заводнения; чем больше вязкость раствора закачки, тем выше нефтеотдача.

Средняя нефтенасыщенная толщина - суммарная толщина нефтенасыщенных прослоев, обладающих эффективной пористостью. Диапазон изменения КИН находится в границах от 0,4422 до 0,4182. Нефтенасыщенная мощность в однородном пласте-коллекторе, полностью нефтенасыщенном, определяется произведением разности глубин залегания кровли и подошвы коллектора на  $\cos$  его угла падения; в однородном пласте-коллекторе, нефтенасыщенном только в верхней части, — разностью между отметками кровли коллектора и положения водонефтяного контакта. Выделение средних нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов проводится с использованием всего комплекса геолого-геофизической информации, проведенного для каждой скважины на отдельном планшете с увязкой по глубинам в масштабе 1:200. Там же, кроме диаграмм ГИС, приводятся результаты испытания скважин, вынесенный керн, согласно описанию, и средние значения открытой пористости по данным лабораторного исследования керна. После нанесения керна и первичному описанию проводится увязка его с каротажными диаграммами с целью определения его истинного положения в разрезе.

Вывод: данная формула для карбонатных месторождений состоит из 6 факторов, 3 из которых в большей степени влияют на изменение КИН. Зависимость КИН и составляющих факторов прямая и обратная. Наибольший диапазон имеет фактор коэффициента песчености. В это формуле так же меньше всего факторов, которые требуют больших исследований.

#### **2.4.4 АНИ.**

Рассмотрим последнюю формула для расчета КИН для карбонатных месторождений. Эта формула единственная зарубежная и она рассчитывалась только для американских месторождений, анизотропных пластов.

$$\text{КИН} = 0,11403 + 0,2719 \times \lg(K_{\text{пр}} \times 1000) + 0,25569 \times (1 - S_n) - 0,1355 \times \lg(\mu_n) - 1,538 \times m - 0,00115 \times h$$

Рассмотрим таблицу чувствительности и графики в программе Spider для данной формулы:

	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30
пористость	0,5303	0,5211	0,5119	0,5026	0,4934	0,4842	0,4750	0,4657	0,4565	0,4473	0,4381	0,4288	0,4196
коэффициент нефтенасыщен.	0,5363	0,5261	0,5159	0,5056	0,4954	0,4852	0,4750	0,4647	0,4545	0,4443	0,4341	0,4238	0,4136
объемный коэффициент													
вязкость нефти	0,4960	0,4919	0,4881	0,4845	0,4812	0,4780	0,4750	0,4721	0,4694	0,4667	0,4642	0,4618	0,4595
вязкость воды													
проницаемость	0,4328	0,4410	0,4486	0,4558	0,4625	0,4689	0,4750	0,4807	0,4862	0,4915	0,4965	0,5013	0,5059
коэффициент продукт.													
коэффициент песчаности													
коэффициент расчлененности													
пережатие													
эффект нефтенасыщ.	0,4781	0,4776	0,4770	0,4765	0,4760	0,4755	0,4750	0,4744	0,4739	0,4734	0,4729	0,4724	0,4719
Относит. вязкость нефти													
Пластовая температура													
Эффективная толщина													
Доля запасов нефти ВНЗ													
Нефтенасыщенность													
Плотность сетки скважин													
коэф. вариации. прониц.													
ср. нефтенасыщ. толщина													
Коэффициент вытеснения													
коэффициент охвата													
геологические запасы													
извлекаемые запасы													
объем отобранной воды в поровом объеме													
уровень максимальной годовой добычи													
коэффициент безводной нефтеотдачи													
скорость фильтрации жидкости													
показатель процесса вытеснения													
темп отбора нефти													

Таблица 2.4.7. Таблица чувствительности

для факторов формулы АНИ.

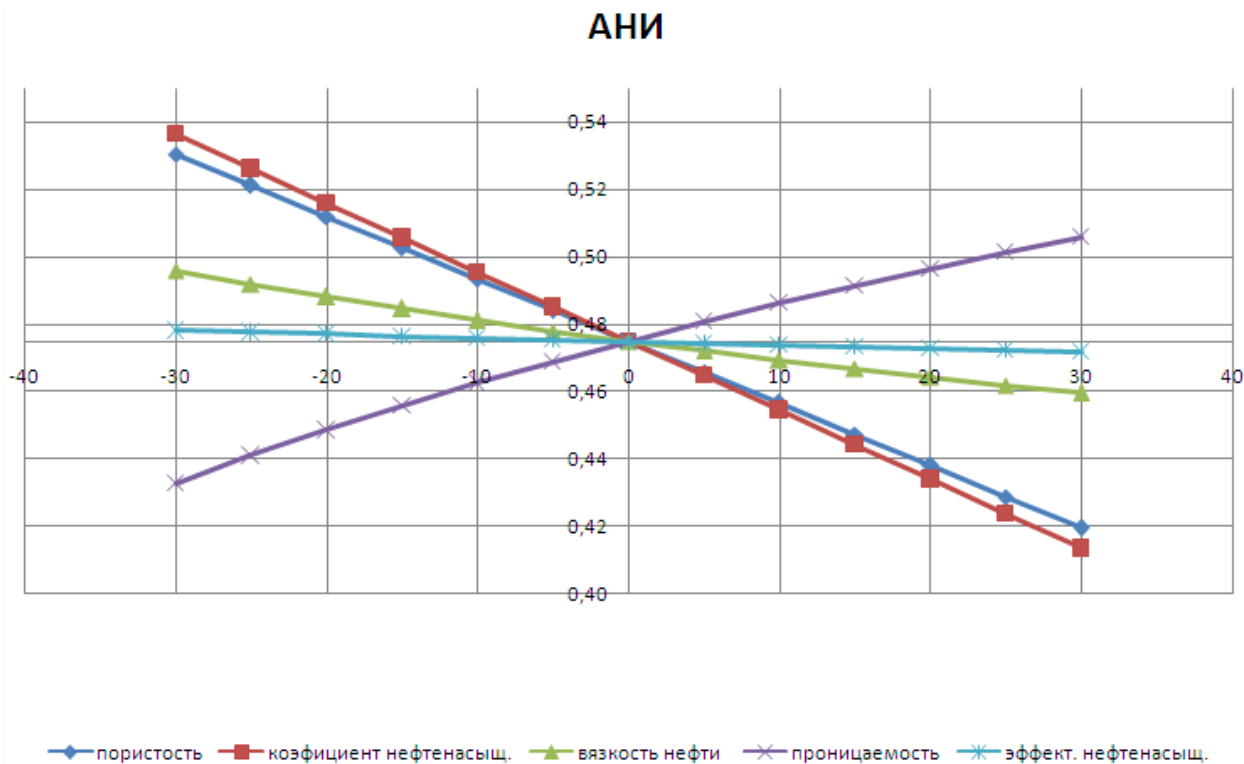


Рисунок. 2.4.11. График Spider АНИ.

На графике Spider и таблицы чувствительности видно, что в формуле АНИ КИН изменяется больше тогда, когда увеличивался шаг пористости, вязкости, коэффициент нефтенасыщенности, проницаемость. Как находятся данные факторы мы описывали ранее. В этой формуле зависимость факторов и КИН прямая и обратная. Наибольший диапазон КИН достигает при изменении коэффициента нефтенасыщенности от 0,5363 до 0,4136, зависимость обратная. Диапазон КИН при изменении пористости от 0,4196 до 0,5303, зависимость обратная. Диапазон КИН при изменении проницаемости от 0,4328 до 0,5059, зависимость прямая. Диапазон КИН при изменении вязкости нефти от 0,4594 до 0,4960, зависимость обратная. Данные факторы находятся с помощью ГИС, кроме вязкости нефти.

Вывод: формула расчета АНИ для карбонатных коллекторов имеет 5 факторов составляющих, из них 4 фактора, которые влияют на КИН. Зависимость КИН с факторами прямая и обратная. Данная формула используется только на анизотропных пластах.

## **2.5. Вывод**

В данной главе мы рассмотрели формулы для аналитического подсчета КИН, рассмотрели какие виды погрешности могут быть при подсчете и провели исследования формул. Для того чтобы судить о том, какая формула будет носить рекомендательный характер для подсчета КИН для карбонатных коллекторов, основными критериями для нас будет меньшее количество исследуемых факторов, точность подсчета, меньшее изменение КИН от начального.

Меньше всего факторов для исследования в формуле С.В. Кожакина, 3 из 6. Формула Вниинефть имеет 5 из 8 факторов влияющих на КИН. Формула АНИ имеет 4 из 5 факторов, которые влияют на изменения КИН. В формуле Мингео-87 больше всего факторов, которые влияют на изменения КИН, 6 из 10.



Из исследуемых формул, наибольшие отклонения КИН, от начального имеет формула Мингео-87, амплитудаизменения КИН 0,0912. Самая наименьшая амплитуда у формулы Вниинепть, 0,0624 . АНИ 0,0731. Формула Кожавина С.В. 0,0718.

Главной целью работы, служит точность определения КИН. Поэтому, окончательный итог выбора формулы будет в 3 главе.

### 3.Апробация итоговой формулы на разрабатываемых месторождениях.

Для того чтобы определить наиболее универсальную формулу для расчета КИН, воспользуемся реальными факторами, которые были получены на месторождениях в Иркутской области, табл. 2.4.8 .

Месторождение	ND		UI
Пласт	13	15	15
Пористость, m	0,1	0,12	0,07
Коэффициент нефтенасыщен., Кн/н	0,76	0,8	0,7
Объемный коэффициент, b	1,276	1,232	1,555
Вязкость нефти, $\mu$ н	1,846	1,76	1,57
Вязкость воды, $\mu$ в	1,05	1,05	1,05
Проницаемость, k, мД	6,12	8	437,5
коэффициент продукт., Кпрод., м3/(сут*кгс/см2)	0,17	2,8	8,32
коэффициент песчаности, Кпесч.	0,31	0,73	0,82
коэффициент расчлененности, Красч.	4,75	2	4
пережатие, Рпл/Рнас	1,217	1,235	1
эффект.нефтенасыщ., $h_{эф}$ . н/н	8,3	7,25	7,3
Относит. вязкость нефти, $\mu_0$	1,758	1,676	1,495
Пластовая температура, t	21,9	22	24
Эффективная толщина, h,	6	6	6
Доля запасов нефти ВНЗ, QВНЗ	0,577	0,577	0,577
Нефтенасыщенность, Ln,	0,5	0,5	0,5
Плотность сетки скважин, S, га/скв	53	53	53
соотношение вязкостей воды и нефти, $\mu_0$	0,569	0,597	0,669
коэффициент вариации проницаемости, Vпр.	0,8	0,8	0,8
объем отобранной воды в поровом объеме	0	0	0
уровень максимальной годовой добычи, тыс. т/год		2000	
коэффициент безводной нефтеотдачи, $\eta_{безв}$			
скорость фильтрации жидкости			
показатель процесса вытеснения	0,3	0,256	
темп отбора нефти		4	

Таблица 2.4.8. Факоры месторождений.

Произведем точный расчет по этим данным и проанализируем их, сравним с уже защищенным в ГКЗ ОПЗ. Получим таблицу расчетов двух наиболее подходящих формул для расчета КИН:

Вниинетфть	0,20987	0,33291	0,40305
Расчет Кожакин С.В	0,22847	0,34171	0,41518

Имея данные расчеты КИН можем сравнить их с КИН поставленный на баланс:

1. Месторождение им. Севостьянова КИН=0,2113
2. Месторождение им. Лесовсеого КИН=0,3316
3. Месторождение им. Мазура КИН=0,4063

Проанализировав значения в таблице, значения КИН иркутских месторождений, можно сказать, что формула Вниинетфть может носить рекомендательный характер для подсчета КИН карбонатных месторождений на стадии поисково-разведочной для защиты ОПЗ в ГКЗ.

### Список используемой литературы.

1. Булгаков С.А. Исследование пластов Пашийского горизонта вероятностно-статистическим экспресс-методом // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. № 2. С. 222-231. [сайт] URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Bulgakov/Bulgakov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bulgakov/Bulgakov_1.pdf) (дата обращения 25.02.2013).
2. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965. 171 с
3. РД 39-0147035-214-86. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. М.: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1986. 254 с.
4. Мандрик И.Э. Научно-методические основы оптимизации технологического процесса повышения нефтеотдачи пластов: автореф. дис... докт. технических наук. М., 2008. 48 с.
5. Белонин М.Д., Григоренко Ю.Н., Маргулис Л.С., Кушмар И.А. Состояние и воспроизводство сырьевой базы нефти – и газодобычи на Востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2004. № 1. С. 19-32.
6. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981, 552 с
7. Азаматов В.И. Опыт использования методов математической статистики в решении некоторых вопросов подсчета запасов нефти / В кн.: Оценка точности определения параметров залежей нефти и газа // В.И. Азаматов, В.А. Бадьянов. – М.: Недра, 1965. – с.28-39.
8. Багаров Т.Ю. К исследованию погрешности оценки запасов нефти / Т.Ю. Багаров, Э.Б. Велиева // Журнал Азербайджанское нефтяное хозяйство.

9. Билибин С.И. Анализ погрешностей при оценке запасов нефти и газа / С.И. Билибин, Б.Е. Лухминский // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд.
10. Быков Н.Е. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков, М.И. Максимов, А.Я. Фурсов – М.: Недра, 1981. – 525с.
11. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева и др. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
12. Горная энциклопедия. — М.: Советская энциклопедия. Под редакцией Е.А. Козловского. 1984—1991.
13. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии (в 2 -х книгах) / Дж.С. Девис. – М.: Недра, 1990. – 745с.
14. Караулов В.Б. Геология. Основные понятия и термины / В.Б. Караулов, М.И. Никитина – М.: Едиториал УРРС, 2006. – 152с.
15. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под редакцией Вендельштейна Б.Ю, Козяра В.Ф., Яценко Г.Г. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. –261 с
16. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. – Режим доступа: <http://www.oil-lib.ru/home/rd>, [http://gostz.ru/стандарты/рд/рд\\_153-39.0-110-01.html](http://gostz.ru/стандарты/рд/рд_153-39.0-110-01.html)
17. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ Миннефтепром. – М., 1987
18. Рекомендации. Структура и организация проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов углеводородного сырья (Приложение 1 к приказу ФГУ «ГКЗ» от 30.05.2011). – Режим доступа: <http://gkz-rf.ru>
19. Словарь по геологии нефти и газа.— Л.: Недра, 1988.— 679 с

20. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – Изд-во «Недра», 1969. – 368 с.
21. Заикин Н.П., Харчиков П.К. Оценка продуктивности нефтяных пластов по комплексу геолого-промысловых данных // Пути развития и перспективы бурения геологоразведочных скважин Белоруссии. - Минск, 1986. - С. 125-130
22. Кончиц А.В., Заикин Н.П., Кончиц Е.Н. Геолого-экономическая оценка нефтегазовых ресурсов НАО России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2003. - №6.
23. Кончиц А.В., Заикин Н.П., Кончиц Е.Н. Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти // Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России: Сборник научных статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 70-80.
24. Руденко М.Н., Письменников Д.Н. Техничко-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН) как основа оценки инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли // Российское предпринимательство. - 2012. - № 7 (205). - С. 91-96.
25. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти. Министерство природных ресурсов Российской Федерации. – М. – 2007. - 58 с.
26. Бакиров, А. А. Геология нефти и газа / А. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин. – М.: Изд-во «Недра», 1990. – 240 с
27. Воловик, О. В. Геологии нефти и газа [Текст] : метод. указания к лабора- торным работам / О. В. Воловик, Т. А. Овчарова. – Ухта: УГТУ, 2002. – 30 с.
28. Мстиславская, Л. П. Геология, поиски и разведка нефти и газа [Текст] : учеб. пособие / Л. П. Мстиславская, В. П. Филиппов. – М.: ООО «ЦентрЛитНефте- Газ», 2005. – 200 с.
29. Губкин И.М. Учение о нефти. – ОНТИ, 1937- 44-56 сс.

30. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. №126 «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ»
31. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Москва, 1987
32. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
33. Справочник по нефтепромысловой геологии / под редакцией Н.Е. Быкова, М.И. Максимова, А.Я. Фурсова. – М.: Недра, 1981

Интернет-ресурсы:

34. Назаров А. А.. Нефтегазодобыча. Геология нефти и газа: учебное пособие, Ч. [Электронный ресурс] /:КГТУ,2011. -80с. - 978-5-7882-1042- 1 - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=259081>
35. [www.gkz-rf.ru](http://www.gkz-rf.ru) Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых.
36. Neftz.ru «Информационное агентство Нефтегаз.ру интернэшнл» (Neftegaz.RU Intl) / Деловой журнал Neftegaz.RU