

Документ подписан простой электронной подписью  
Информация о владельце:  
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич  
Должность: и.о. ректора  
Дата подписания: 20.05.2024 10:05:06  
Уникальный программный ключ:  
4e7c4ea90328ec8e65c5d8058549a2578d7400d1

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт геологии и нефтедобычи**

**Кафедра «Геология месторождений нефти и газа»**

**ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Методические указания  
к выполнению практических работ  
по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
для аспирантов  
специальности 1.6.11  
«Геология, поиски, разведка и  
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Составила  
***Я.И. Гладышева***  
*кандидат геолого-минералогических наук, доцент,*

Тюмень  
ТИУ  
2022

Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» для аспирантов специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» всех форм обучения / сост. Я. И. Гладышева; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2022. – 16 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры «Геология месторождений нефти и газа» «18» октября 2022 года, протокол №1

### **Аннотация**

Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» предназначены для аспирантов, обучающихся специальности 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Рекомендована последовательность выполнения практических работ, представлены примеры построения, анализ графиков и схем, требования к изучению и расчётам, комплексный подход к исследованиям промыслово-геологических характеристик.

## Введение

Практические работы по дисциплине «**Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**» являются важной частью обучающего процесса аспирантов.

При выполнении практических заданий по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» аспирант должен ознакомиться с геолого-промысловыми параметрами залежи углеводородов, изучить особенности зависимостей различных характеристик залежи углеводородов, разобраться с геологическим моделированием, и этапами их построения. От качества выполнения практических заданий зависит и последующая самостоятельная научная работа аспиранта, которая защищается им в дальнейшем. Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ориентирует аспиранта в сборе, изучении, анализе, оформлении исследуемых геолого-промысловых параметров залежи углеводородов и геологическом моделировании, как одномерном так и многомерном.

**Задачами** данных методических указаний является:

- анализ основных характеристик залежи углеводородов;
- указать на содержание исследований;
- отметить оформление графических схем, графиков, карт;
- основные решения при построении практических работ;
- требования к анализу и выводам по практическим работам.

**Форма отчёта по практическим работам** – презентация по выполненным исследованиям и построениям, устная защита.

**Критерии оценки по практическим работам** представлены в рабочей программе по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

**Практические работы** по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» выполняется и защищается аспирантом 1.6.11 «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» устно в виде презентации.

Целью практических работ – изучение геолого-промысловых характеристик залежи углеводородов на различных стадиях разработки, закрепление пройденного материала по дисциплине «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также смежных изучаемых дисциплин.

Основными задачами практических работ является комплексный анализ фактического материала по месторождению, исследования геолого-промысловых данных и выбор основных зависимостей параметров для объекта исследований (залежи углеводородов), подробное описание

построений, всесторонние знания характеристик по залежам углеводородов, для дальнейших исследований в своих научных работах.

## I АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ПАРАМЕТРОВ

### 1.1 Построение индикаторных диаграмм по залежам углеводородов

Аспирант изучает основные геолого-промысловые параметры эксплуатационного объекта, в котором включены три продуктивных пласта месторождения углеводородов, с учётом задания по построению индикаторных диаграмм.

Построение индикаторных диаграмм относится к гидродинамическому методу установившихся отборов, который анализирует зависимость дебитов нефти ( $Q_n$ ), замеренных на установившихся режимах скважины (на штуцерах различного диаметра) и разницы (депрессии  $\Delta P$ ) пластового ( $P_{пл}$ ) и забойного давлений ( $P_{заб}$ ). Для каждого режима рассчитывается депрессия (перепад между пластовым и забойным давлениями)  $\Delta P = (P_{пл} - P_{заб})$ , затем строится график (индикаторная диаграмма) в координатах  $\Delta P$  и  $Q_n$ . Начало координат - это когда  $P_{пл} = P_{заб}$ . Диаграмма будет прямолинейной, если в скважине водонапорный режим и приток однофазной жидкости.

Эксплуатационным объектом называется один или группа продуктивных пластов, предназначенных для одновременной самостоятельной разработки одной серией эксплуатационных скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из них отдельно. Подразумевается, что продуктивные пласты, объединенные в эксплуатационный объект, вскрываются в каждой скважине общим фильтром.

Эксплуатационный объект, в который объединяется несколько залежей углеводородов различных продуктивных пластов (или несколько пластов одной залежи), называют многопластовым эксплуатационным объектом.

При выделении в эксплуатационный объект неоднородного пласта большой мощности или нескольких неоднородных пластов при их разработке могут потребоваться дополнительные мероприятия по выработке либо отдельных интервалов разреза пластов большой мощности, либо отдельных пластов многопластового эксплуатационного объекта. Тогда объектом разработки следует называть либо каждый пласт многопластового эксплуатационного объекта, либо отдельные интервалы мощного продуктивного пласта, по которым производятся контроль и регулирование разработки.

Эксплуатационный объект может состоять из нескольких объектов разработки. Важно правильно выделить эксплуатационный объект, обосновать рентабельность решения.

При рассмотрении вопроса о возможности объединения, совмещения в один объект эксплуатации нескольких продуктивных пластов кроме учёта геолого-промысловых факторов, важным моментом является установление их количественных соотношений по смежным продуктивным пластам.

При решении вопроса об объединении пластов для совместной эксплуатации в одной скважине основными качественными критериями являются:

- а) одинаковые физико-химические свойства углеводородов;
- б) совпадение площадей залежей в плане;
- в) близкие пластовые давления;
- г) одинаковые режимы залежей.

Проводится оценка каждого сравниваемого продуктивного пласта по комплексу геолого-промысловых параметров.

На основе изучения комплекса геолого-промысловых факторов по каждому из сравниваемых продуктивных пластов и их ранговой оценки дается предварительное геолого-промысловое обоснование возможных вариантов объединения нескольких продуктивных пластов в эксплуатационный объект.

Возможно и рассмотрение по исключению продуктивного пласта из эксплуатационного объекта, из-за не совпадения геолого-промысловых характеристик и рентабельности в процессе разработки. Рассматривается понятие возвратного объекта эксплуатации.

Возвратным объектом эксплуатации называют один или несколько продуктивных пластов, на которые осуществляется возврат эксплуатационных скважин в пределах этажа разработки после окончания выработки нижележащего эксплуатационного объекта.

Основные промысловыми характеристиками залежи углеводородов является дебит углеводорода, который фиксируется с помощью приборов - дебитомеров.

По индикаторной диаграмме рассчитывают фильтрационные (проницаемость  $K_{пр}$ ) и промысловые характеристики продуктивного пласта: гидропроводность, проводимость, подвижность флюида. Для более достоверной оценки фильтрационных параметров пласта необходимо комплексирование с методом кривой восстановления давления (КВД) в остановленной скважине

Для практических работ аспирантам предлагается фактический материал по N-скому месторождению, где в один эксплуатационный объект продуктивного горизонта БН входят три продуктивных пласта

(БН1, БН2, и БН3). По данным исследований глубинными дебитомерами эксплуатируемого объекта получены параметры, которые даны в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Данные исследований глубинными дебитомерами эксплуатационного объекта БН N- ского месторождения

№ режимов	Рзаб (физ. атм.)	Дебиты нефти, т/сут			
		БН1	БН2	БН3	суммарный
1	160	10	15	15	40
2	150	20	20	30	70
3	135	30	40	50	120
4	120	40	40	80	160
5	125	40	50	90	180

С учётом фактических параметров по эксплуатационным скважинам приводятся данные месторождению:

$R_k$  – радиус контура питания скважины - 450 м,

$r$  – радиус скважины - 0,15 м,

$H_{эфф}$  - 30 м (эффективная продуктивная толщина, м),

динамическая вязкость нефти -  $\mu$  - 1,01 Спз,

выполнена пулевая перфорация интервала испытаний, длина прохождения прострела  $l = 0,5$  м,

перфорирована вся мощность, где коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия (методика Шухова)  $C_1=1$ ,

количество отверстий на 1 пог. м  $\eta = 20$ ,

диаметр отверстий -  $d_r = 1,1$  см,

коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия (методика Шухова)  $C_2=2,8$ ,

объёмный коэффициент  $b = 1,4$ ,

плотность дегазированной нефти  $\gamma = 0,8$  г/см<sup>3</sup>,

$Q_{неф}$  – дебит нефти, т/сут,

$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$  – депрессия на пласт (разница между пластовым и забойным давлениях), физ. атм.

### Задание по построению индикаторных диаграмм

1. Построить индикаторные диаграммы в координатах Рзаб, Qнеф. В целом по объекту БН и по каждому пласту отдельности (учесть, что ось абсцисс X располагается сверху и соответствует Qнеф, ось ординат Y соотносится с Рзаб, 0 находится на пересечении осей координат)

2. Рассчитать значение пластового давления по объекту БН и по каждому пласту отдельности ( $P_{пл}=P_{заб}$  при  $Q_{неф}=0$ )
3. Определить, из каких пластов происходит переток нефти при остановке скважины (где больше значение пластового давление, там переток)
4. Построить индикаторные диаграммы в координатах  $\Delta P$ ,  $Q_{неф}$ . В целом по объекту БН и по каждому пласту в отдельности
5. Рассчитать фильтрационные характеристики по объекту БН и по каждому пласту в отдельности

**Коэффициент продуктивности**  $K_{прод} = Q_{неф} / \Delta P$

**Коэффициент продуктивности расчётный** ( $K_{прод \text{ расч}}$ )

$$K_{прод \text{ расч}} = K_{прод} * 11,57 * \left( \frac{B}{\rho * H_{эфф}} \right)$$

где  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности (с учётом графиков),  $B$  – объёмный коэффициент,  $\rho$  – плотность нефти,  $г/см^3$ ,  $H_{эфф}$  – эффективная толщина, м.

**Коэффициент проницаемости расчётный**

$$K_{пр} = (K_{прод \text{ расч}} * \mu * (\ln \frac{R_k}{r} + C_1 + C_2)) / 2\pi * H_{эфф}, \text{ где}$$

$K_{прод \text{ расч}}$  – коэффициент продуктивности расчётный,  $\mu$  – вязкость нефти,  $СПз$ ,  $H_{эфф}$  – эффективная толщина, м,  $C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты несовершенства скважин,  $R_k$  – радиус контура питания скважины, м,  $r$  – радиус скважины, м.

**Коэффициент гидропроводности (E)**

$$E = \frac{K_{пр} * H_{эфф}}{\mu}$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости расчётный,  $H_{эфф}$  – эффективная толщина, м,  $\mu$  – динамическая вязкость нефти,  $СПз$ .

**Коэффициент подвижности (a)**

$$a = K_{пр} / \mu,$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости расчётный,  $\mu$  – динамическая вязкость нефти,  $СПз$

**Коэффициент проводимости (b)**

$v = K_{пр} / H_{эф}$

где  $K_{пр}$  - коэффициент проницаемости расчётный,  $H_{эф}$  - эффективная толщина.

Аспиранту, по построенным графикам и расчётным параметрам эксплуатационного объекта и входящих в него продуктивных пластов, нужно сделать анализ и вывод о целесообразности объединения трёх пластов в единый эксплуатационный объект.

Изучение фильтрационных параметров залежи углеводородов по индикаторным диаграммам на разных стадиях разработки позволяет изучить геофлюидальные системы в целом, уточнить геологические модели продуктивных пластов, и рассмотреть методы увеличения нефтеотдачи.

Продуктивные пласты в процессе разработки изменяют свои фильтрационно-емкостные характеристики и важная роль отводится вторичной пористости и трещиноватости пород.

По материалам геолога И.П. Попова установлено, что трещины в формировании коллектора, определяют развитие вторичной пористости, так как являются основными путями движения циркулирующих в породах растворов, изменяющих структуру порового пространства. Вторичная пористость матрицы возникает и преобразуется в результате смены гидрохимической обстановки на различных стадиях диа- и эпигенеза. Наличие пустот в баженовской свите Западной Сибири обусловлено преобразованием аутигенных минералов процессами выщелачивания и перекристаллизации. В дальнейшем на формирование вторичной пористости оказывают влияние постэпигенетические преобразования, вызванные изменением термодинамических условий: с повышением температуры происходит активация химических процессов водных растворов, а с возрастанием давления появления новых структурных и текстурных форм.

Трещинная пористость представляет собой один из компонентов общей вторичной пористости. Как отмечал И. П. Попов в своих исследованиях, особенностью трещиноватых коллекторов является их способность деформироваться под влиянием сжимающих напряжений горного давления с уменьшением раскрытости трещин, то есть проницаемости и продуктивности, что отображается на индикаторных диаграммах (ИД) приближением к оси (депрессии)  $\Delta P$  с увеличением депрессии. При перепаде давления, достигающего 20 МПа. Их проницаемость снижается до  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Деформации подвергаются только трещины, что подтверждается уменьшением дебитов и появлением гистерезисных петель при записи прямого и обратного хода индикаторной



диаграммы. Во всех случаях продуктивность ниже при обратном ходе (Рис. 1.1).

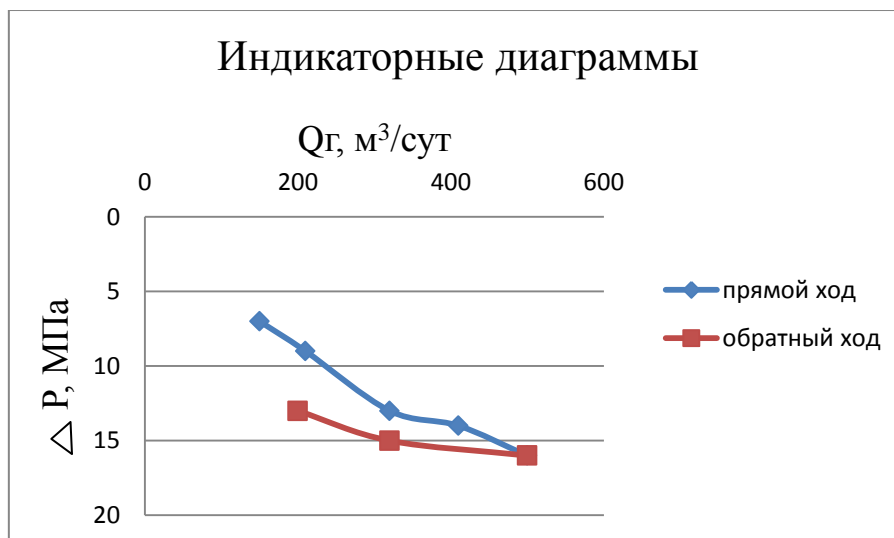


Рисунок 1.1 Пример индикаторной диаграммы по И.П. Попову

По данным исследования И.П. Попова с увеличением депрессии капиллярные каналы матрицы не успевают обеспечивать возросшую производительность трещин и приводит к смыканию. Зоны трещиноватости в промысловой практике выделяют различными методами.

Наиболее распространены трассировки линий трещиноватости (проводимости по аномально высоким дебитам, по аномально низким или по аномально высоким пластовым давлениям в эксплуатационных скважинах, по взаимовлиянию скважин, по темпам их обводнения, по направлению и скорости движения индикатора, закаченного в пласт.

В карбонатных и терригенных коллекторах УВ содержатся в трещинах и в капиллярных каналах, соизмеримых с порами. Незамкнутые трещины соединяют продуктивные участки в единую гидродинамическую систему.

Репрессии и депрессии, образуемые во время бурения и освоения скважины, создают многие нежелательные эффекты. Часто проницаемость призабойной зоны ( $K_{пзп}$ ) уменьшается по сравнению с проницаемостью удаленной зоны ( $K_{узп}$ ), то есть той части которая не испытывала влияние промывочной жидкости и других техногенных эффектов.

Ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) характеризуется положительными значениями показателя скин-эффекта ( $S$ ) (*эффект, создающий дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида в околоскважинной зоне пласта, приводящий к*

снижению дебита по сравнению с совершенной (идеальной) скважиной) и низкой продуктивностью скважин.

Иногда в процессе активного дренирования разнопроницаемого коллектора происходит очистка трещин и скин-эффекта ( $S$ ) приобретает положительное значение.

За время первоначального фонтанирующего освоения скважин Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции коэффициент продуктивности  $K_{пр}$  сначала возрос в 1,5-2,0 раза, а затем резко снизился. Уменьшение фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта ПЗП приводит к увеличению трещинной пористости ( $m_T$ ) и раскрытию трещин ( $b$ ) по методике Ф.И. Котяхова. Так как  $S$  характеризуется изменением проницаемости ПЗП, то  $S=f(K_{пзп}, K, m_T, b)$ .

Наиболее активное изменение геолого-промысловых параметров наблюдается при величине депрессии в 5 МПа. Для анализа построена зависимость  $S=f(\Delta P)$ , которая выражается прямой и пересекает ось абсцисс при  $\Delta P=5$  МПа. Если до данного значения  $S$  отрицательны, что характерно для трещинного коллектора, то с возрастанием депрессии - положительны. По видимому при  $\Delta P > 5$  МПа наряду с трещинным коллектором в дальнейшем дренируется и поровая ёмкость. Аналогичная тенденция зависимости общей и удельной продуктивности от депрессии позволяет сделать заключение об универсальной закономерности изменения фильтрационных систем в различных коллекторах (Рис.1.2).



Рисунок 1.2 Связь показателя скин-эффекта и депрессии по И.П. Попову

По данным И.П. Попова при повышенных (>5 МПа) депрессиях подток из пор матрицы, проницаемость которых в 100-1000 раз меньше проницаемости трещин, не обеспечивает возросшую производительность последних, и поры отключаются. Этот период характеризуется резким падением пластового давления.

Высокие темпы эксплуатации вызывают преждевременную обводнённость скважин. Возникает ситуация отдельно-выборного отбора УВ, в начальный короткий период отбор флюидов происходит из трещин, а в последующем из пор, подток из которых продолжается за счёт увеличения перепада давления. Вследствие этого выделяют две группы запасов: активных и трудноизвлекаемых. Выработка последних производится в основном на четвёртой завершающей стадии разработки и характеризуется низкими показателями в течение долгого времени. Активные запасы сосредоточены в трещинной ёмкости.

Анализ данных зависимостей параметров от показателя скин - эффекта  $S=f(K_{пзп}, K, m_r, b)$  и депрессии позволяет условно выделить четыре флюидодинамических типа коллекторов: поровый (П), трещинно-поровый (ТП), поровый-трещинный (ПТ), трещинный (Т). Таблица 1.2 данных И.П. Попова приводится ниже.

Таблица 1.2

Характеристика коллекторов месторождения Бентентяк по фильтрационно-емкостным свойствам

Тип коллектора	Индекс	Параметры				
		Кпр м <sup>3</sup> /сут* МПа	Кпзп, мкм <sup>2</sup>	S	m <sub>r</sub> , %	b, мкм <sup>2</sup>
Поровый	П	0-15	0-0,03	>24-0	0-0,2	0-15
Трещинно-поровый	ТП	15-75	0,03-0,2	0-(-6)	0,2-0,45	15-25
Порово-трещинный	ПТ	75-225	0,2-0,8	-6-(-7)	0,45-0,65	25-35
Трещинный	Т	> 225	>0,8	< (-7)	>0,65	>35

Кпр - коэффициент продуктивности (м<sup>3</sup>/сут\* МПа), Кпзп- проницаемость призабойной зоны (мкм<sup>2</sup>), S-показатель скин-эффекта, трещинной пористости (m<sub>r</sub>) и раскрытию трещин (b)

При отсутствии депрессии S=(-7) и трещины раскрыты полностью, поэтому нижняя граница трещин оценивается при S=(-7). Три типа коллектора (Т, ПТ, ТП) относятся к группе трещинных (они характеризуются отрицательными показателями скин-эффекта), то классификация позволяет заключить, что фильтрационно-емкостная

система любого месторождения состоит из двух сред: трещинной и поровой. В.И. Азаматов на примере месторождений Пермской области выделил в структуре запасов активные и трудноизвлекаемые. Трудноизвлекаемые коллектора с проницаемостью менее  $0,05 \text{ мкм}^2$ , что совпадает с границей поровых коллекторов.

Как отмечал И.П. Попов дифференциация по типу дренируемого коллектора возможна по индикаторным диаграммам (ИД), поскольку  $Q=f(K_{пзп}, K, m_r, b, S, P)$ , поэтому их характер аналогичен зависимости  $S=f(K_{пзп}, K, m_r, b)$ . При незначительных депрессиях выпуклая форма индикаторной кривой указывает на связь с трещинной ёмкостью, вогнутый тип – подключение трещин меньшего размера через ПТ и ТП.

Опираясь на исследования геолога И.П. Попова, с учётом анализа индикаторных диаграмм возможно, на различных этапах разработки выполнить анализ индикаторных диаграмм по фактическим данным, выявить разные типы коллекторов в продуктивных пластах, уточнить геолого-промысловые характеристики залежи углеводородов исследуемых месторождений. Расчётные показатели геолого-промысловых параметров могут значительно отличаться от лабораторных исследований керна, и геофизических исследований скважин. Такое расхождение требует анализа качества выполненных исследований, комплексирования всех методов исследования: прямых и косвенных

## **1.2 Построение кривой восстановления давления (КВД) по залежам углеводородов**

Метод неустановившихся отборов - метод кривой восстановления (падения) давления (КВД) или кривой восстановления уровней (КВУ). В фонтанирующих скважинах применяют методы снятия индикаторной кривой и КВД, в скважинах с низкими пластовыми давлениями используют методы КВУ и испытание пластов. Основные параметры, определяемые при КВД: коэффициент продуктивности, коэффициент гидропроводности, коэффициент пьезопроводности, приведенный радиус, скин-фактор, проводимость удалённых зон пласта, коэффициент продуктивности потенциальный, радиус зоны исследования, пластовое давление, время стабилизации режима. По графику КВД вычисляется угловой коэффициент, и определяются фильтрационные характеристики. Расчёты промысловых параметров с использованием графика КВД приведено в специализированной литературе.

Для практических работ аспирантам предлагается фактический материал по N-скому месторождению в таблице 1.3, для построения графика кривой восстановления давления.

## Параметры построение графика КВД

t, мин	$\Delta P$ , физ.атм	t, мин	$\Delta P$ , физ.атм	t, мин	$\Delta P$ , физ.атм
5	4,92	30	12,33	120	12,89
10	8,24	40	12,61	150	12,94
15	10,42	50	12,64	180	12,97
20	11,5	60	12,72		
25	12,06	65	12,77		

Данные по скважине:

Дебит нефти -  $Q_n=98$  т/сут,  $d_{шт}=8$  мм,

Эффективная толщина продуктивного пласта -  $H_{эф}=15,5$  м,

Вязкость нефти -  $\mu_n=0,19$  сПз

Задание

1. Построить график КВД в полулогарифмических координатах  $\Delta P(t) - lgt$
2. Определить угловой коэффициент - коэффициент  $i$  является угловым коэффициентом КВД в координатах  $\Delta P(t) - lgt$  (полулогарифмические координаты) и определяется как

$$i = tg\alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{lgt_2 - lgt_1}$$

Коэффициент  $B$  является отрезком, отсекаемым на оси  $\Delta P(t)$ , и определяется в точке  $lgt = 0$ .

На прямолинейном участке кривой произвольно выбираем две точки с координатами  $P_1, lgt_1$  и  $P_2, lgt_2$  и определяется значение  $i$ .

3. Измеряем отрезок на оси ординат от нуля до точки пересечения этой оси с продолжением прямолинейного участка определяем коэффициент  $B$

4. Коэффициент проницаемости:

$$K_{пр} = \frac{2,3 \cdot Q \cdot \mu}{4\pi \cdot H_{эф} \cdot i}$$

где  $Q$  – суточный дебит нефти в скважине до ее остановки, т/сут;

$\mu$  – вязкость пластовой нефти, Па с.

5. Гидропроводность пласта  $E = \frac{K_{пр} H_{эф}}{\mu}$

6. Подвижность  $a = \frac{K_{пр}}{\mu}$

7. Проводимость:  $b = K_{пр} \cdot H_{эф}$

8. Выполнить анализ геолого-промысловых параметров, дать рекомендации по увеличению нефтеотдачи.

## II СОДЕРЖАНИЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ

### 2.1 Содержание презентации по практическим работам

#### 1 Индикаторные диаграммы

1.1 Данные для построения индикаторных диаграмм

1.2 Графики индикаторных диаграмм по продуктивным пластам

1.3 График индикаторной диаграммы по эксплуатационному объекту

1.4 Расчёт геолого-промысловых характеристик

1.5 Анализ индикаторных диаграмм

1.6 Рекомендации по увеличению нефтедобычи

#### 2 Кривые восстановления давления

2.1 Данные для построения кривой восстановления давления

2.2 График кривой восстановления давления

2.3 Расчёт геолого-промысловых характеристик

2.4 Анализ геолого-промысловых параметров, рекомендации

Заключение

### Дополнительно

Аспирант может использовать свой фактический материал для построений индикаторных диаграмм и кривых восстановления давления для расчёта геолого-промысловых параметров на разных этапах разработки.

### Примечания

*Подробное описание по теме практических работ и расчётам геолого-промысловых параметров приведены в работе [1]. Рекомендуется ознакомиться с литературой [2-7].*

### Литература

1. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология : учебник для студентов вузов / В. Г. Канапин [и др.]. – Москва : Недра, 2006. – 371 с.

2. Кудинов, В. И. Основы нефтегазопромыслового дела / В. И. Кудинов. – Москва : Ижевск, 2005. – 727 с.

3. Мулявин С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов : Тюмень : ТИУ, 2016. – 268 с.

4. Большаков Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : «Наука», 1995. – 180 с.

5. Попов И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработки месторождений / И. П. Попов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 319 с.

6. Паникоровский Е. В. Методы восстановления фильтрационных характеристик пород-коллекторов / Е. В. Паникоровский, В. В. Паникоровский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 101 с.

7. Гладышева, Я. И. Анализ среднеюрских отложений севера Западной Сибири для оценки риска бурения глубоких скважин / Я. И. Гладышева. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. - 83 с.

## СОДЕРЖАНИЕ

		Введение	
I		Анализ геолого-промысловых параметров	
	1.1	Построение индикаторных диаграмм по залежам углеводородов	
	1.2	Построение кривой восстановления давления (КВД) по залежам углеводородов	
II		Содержание презентации	
	2.1	Содержание презентации по практическим работам	

Учебное издание

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Методические указания  
к выполнению практических работ

Составили:  
ГЛАДЫШЕВА Я. И.

*В авторской редакции*

Подписано в печать 24. 12. 2022. Формат 60X90 1/16. Усл. печ. л. 1,75  
Тираж 300 экз. Заказ № 2294.

Библиотечный издательский комплекс  
«Нефтегазовый университет»  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»  
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38

Типография библиотечно-издательского комплекса  
625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52