

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
**Федеральное государственное бюджетное образовательное**  
**учреждение высшего образования**  
**Санкт-Петербургский горный университет**

**Кафедра геологии нефти и газа**

# **ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

*Методические указания к лабораторным работам  
для студентов специальности 21.05.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**  
**2020**

УДК 622.06 (073)

**ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА:** Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. *О.Е. Кочнева*. СПб, 2020. 20 с.

Содержат рекомендации к лабораторным работам и правилам их оформления. Даны некоторые теоретические основы вопросов по основам разработки нефтяных и газовых месторождений.

Предназначены для студентов специальности 21.05.02 «Прикладная геология» специализации «Геология нефти и газа».

Научный редактор проф. *О.М. Прищепа*

Рецензент канд. геол.-минерал. наук *В.М. Безруков* (ФГБУ ВСЕГЕИ)

© Санкт-Петербургский  
горный университет, 2020

## **ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

*Методические указания к лабораторным работам  
для студентов специальности 21.05.02*

Сост. *О.Е. Кочнева*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
геологии нефти и газа

Ответственный за выпуск *О.Е. Кочнева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 26.05.2020. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 1,2. Усл.кр.-отт. 1,2. Уч.-изд.л. 1,0. Тираж 50 экз. Заказ 292. С 34.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

## **ВВЕДЕНИЕ**

Разработка нефтяных и газовых месторождений включает в себя научно обоснованный производственный процесс извлечения из недр содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Процесс проектирования систем разработки нефтяных и газовых залежей, взаимное расположение забоев добывающих, нагнетательных, резервных и других скважин, разбуривание месторождения в соответствии с утверждённой технологической документацией, выработку запасов нефти и газа.

Целью дисциплины «Основы разработки месторождений нефти и газа» формирование знаний и представлений о процессах фильтрации нефти, газа и воды в горных породах.

Основными задачами дисциплины являются:

- формирование знаний о процессах, происходящих в нефтяных и газовых залежах при их разработке;
- формирование умений описывать процессы фильтрации;
- приобретение навыков интерпретации материалов гидродинамических исследований скважин.

Лабораторные работы выполняются студентами специальности 21.05.02 «Прикладная геология» по специализации «Геология нефти и газа».

### **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1. РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Исходные данные для расчетов по каждому варианту выдаются преподавателем.

В процессе проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений выполняются многовариантные расчеты основных технологических и экономических показателей.

С этой целью применяются различные программные комплексы, позволяющие выполнять расчеты в режиме перспективного имитационного моделирования. Имеются также методики для оценочных «ручных» расчетов, с помощью которых

можно определять (оценивать) те или иные показатели. Ниже рассматриваются основы некоторых методик и результаты расчетов с применением эмпирических и статистических зависимостей.

Лабораторная работа включает:

1. Расчет основных технологических показателей разработки.
2. Построить график разработки по основным показателям.
3. Проанализировать график разработки.
4. Анализ графиков корреляционной связи технологических параметров.
5. Вывод по работе.

### **1. Расчет основных технологических показателей разработки**

К основным технологическим показателям, характеризующим процесс разработки нефтяного месторождения (залежи), относятся: годовая и накопленная (с начала разработки) добыча нефти, жидкости, газа; темпы отбора нефти – от начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти; отбор нефти от извлекаемых запасов; коэффициент нефтеотдачи; среднегодовая обводненность добываемой продукции; годовая и накопленная закачка агента (воды); компенсация отбора жидкости закачкой воды – годовая и накопленная; фонд добывающих и нагнетательных скважин; среднегодовые дебиты добывающих скважин по нефти и жидкости; среднегодовая приёмистость нагнетательных скважин; пластовое давление.

#### **Основные технологические показатели разработки**

1. Годовая добыча нефти ( $qt$ , т/год) – добыча нефти из всех добывающих скважин за один год. Добыча нефти на перспективный период определяется с использованием различных методик и компьютерных программ.
2. Годовой темп отбора нефти  $t$  низ – отношение годовой добычи нефти  $qt$  к начальным извлекаемым запасам нефти  $Q_{н.и.з}$ , %:

$$t_{н.и.з} = qt / Q_{н.и.з}$$

3. Годовой темп отбора нефти от остаточных (текущих) извлекаемых запасов – отношение годовой нефти ( $qt$ ) к остаточным извлекаемым запасам ( $Q_{о.и.з}$ ), %:

$$t_{о.и.з} = qt / Q_{о.и.з}$$

Остаточные извлекаемыми запасы нефти ( $Q_{н.и.з}$ ) определяются как разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей нефти ( $Q_{нак}$ ) за предыдущий год.

4. Добыча нефти с начала разработки (накопленный отбор нефти ( $Q_{нак}$ )) – сумма годовых отборов нефти на текущий год, тыс.т

$$Q_{нак} = qt_1 + qt_2 + qt_3 + K + qt_n$$

5. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов – отношение накопленного отбора нефти  $Q_{нак}$  к  $Q_{н.и.з}$ , %:

$$C_o = Q_{нак} / Q_{н.и.з}$$

6. Коэффициент извлечения нефти (КИН), или коэффициент нефтеотдачи, – отношение накопленного отбора нефти к начальным геологическим или балансовым запасам нефти, д. ед.:

$$КИН = Q_{нак} / Q_{бал}$$

7. Добыча жидкости с начала разработки  $Q_{жс}$  – сумма годовых отборов жидкости на текущий год, тыс.т.

$$Q_{жс} = q_{жс1} + q_{жс2} + q_{жс3} + K + q_{жсп}$$

8. Среднегодовая обводнённость продукции скважин  $W$ , %, – отношение годовой добычи воды  $q_в$  к годовой добыче жидкости  $q_{жс}$  :

$$W = q_в / q_{жс}$$

9. Закачка воды с начала разработки  $Q_{зак}$  – сумма годовых закачек воды ( $q_{зак}$ ) на текущий год, тыс. м<sup>3</sup>

$$Q_{зак} = q_{зак1} + q_{зак2} + q_{зак3} + K + q_{закn}$$

10. Компенсация отбора жидкости закачкой воды за год (текущая), % – отношение годовой закачки воды  $q_{зак}$  к годовой добыче жидкости  $q_{жс}$  :

$$K_{г} = q_{зак} / q_{жс}$$

11. Компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала разработки (накопленная компенсация), %, – отношение накопленной закачки воды  $Q_{зак}$  к накопленному отбору жидкости  $Q_{жс}$  :

$$K_{нак} = Q_{зак} / Q_{жс}$$

12. Добыча нефтяного попутного газа за год определяется путем умножения годовой добычи нефти  $qt$  на газовый фактор, млн м<sup>3</sup>

$$q_{газ} = qt \cdot \Gamma_{ф}$$

13. Добыча нефтяного попутного газа с начала разработки – сумма годовых отборов газа, млн м<sup>3</sup>

$$Q_{газа} = q_{газ1} + q_{газ2} + q_{газ3} + K + q_{газ n}$$

14. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по нефти – отношение годовой добычи нефти  $q_{Г}$  к среднегодовому количеству добывающих скважин  $n_{доб}$  и количеству дней в году  $T_{Г}$ , с учётом коэффициента эксплуатации добывающих скважин  $K_{э,д}$ , т/сут

$$q_{скв.д} = q_{Г} / n_{доб} T_{Г} K_{э,д}$$

где  $K_{э,д}$  равен отношению отработанных всеми добывающими скважинами дней (суток) в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней (суток) в году,

$$K_{э,д} = 0,98$$

15. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по жидкости – отношение годовой добычи жидкости  $q_{ж}$  к среднегодовому количеству добывающих скважин  $n_{доб}$  и количеству дней в году  $T_{Г}$ , с учётом коэффициента эксплуатации добывающих скважин  $K_{э,д}$ , т/сут

$$q_{скв.ж} = q_{ж} / n_{доб} T_{Г} K_{э,д}$$

16. Среднегодовая приёмистость одной нагнетательной скважины – отношение годовой закачки воды  $q_{зак}$  к среднегодовому количеству нагнетательных скважин  $n_{наг}$  и количеству дней в году  $T_{Г}$ , с

учётом коэффициента эксплуатации нагнетательных скважин  $K_{э.н.}$ ,  
 $\text{м}^3/\text{сут}$

$$q_{\text{скв.н}} = q_{\text{зак}} / n_{\text{наг}} T_{\Gamma} K_{э.н}$$

где  $K_{э.н.}$  равен отношению отработанных всеми нагнетательными скважинами дней в течение календарного года к количеству этих скважин и количеству календарных дней в году.

17. Пластовое давление на 20-й год разработки имеет тенденцию к снижению, если накопленная компенсация менее 120 %; если накопленная компенсация в пределах от 120 до 150 %, то пластовое давление близко или равно начальному; если накопленная компенсация более 150 %, то пластовое давление имеет тенденцию к увеличению и может быть выше начального.

## **2. Построить график разработки по основным показателям**

График разработки строится по расчетным показателям разработки и отражает динамику следующих показателей:

- 1) добыча нефти, тыс. т в год;
- 2) добыча жидкости, тыс. т в год;
- 3) среднегодовая обводнённость добываемой жидкости, % вес;
- 4) закачка воды, тыс.  $\text{м}^3$  в год;
- 5) среднегодовой фонд добывающих скважин, шт;
- 6) среднегодовой фонд нагнетательных скважин, шт;
- 7) накопленная (с начала разработки) компенсация отбора жидкости закачкой воды, %;
- 8) пластовое давление, МПа.

## **3. Проанализировать график разработки**

При разработке нефтяного месторождения (залежи) выделяют несколько временных стадий.

**Первая** стадия – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется ростом текущей добычи нефти до максимального уровня, увеличением действующего фонда скважин (до 0,6–0,8 от максимального); снижением пластового давления, незначительной обводненностью добываемой продукции. Продолжительность стадии – до 4–5 лет. Резкий перелом кривой текущих отборов нефти в сторону ее выполаживания (выравнивания) свидетельствует об окончании первой стадии. Коэффициент извлечения нефти на первой стадии может достигать 10 %.

**Вторая** стадия соответствует наиболее высокому текущему уровню добычи нефти, сохраняющемуся в течение некоторого времени (от 1–2 до 5–7 лет, иногда более этого срока). Фонд скважин в течение второй стадии увеличивается до максимального (в основном за счет резервных скважин). Обводненность продукции увеличивается с темпом от 2–3 до 5–7 % в год. Основная часть фонтанирующих скважин переводится на механизированную эксплуатацию. Ряд добывающих скважин переводится под нагнетание воды, начинается освоение системы поддержания пластового давления. Небольшая часть скважин из-за высокой обводненности начинает выводиться из эксплуатации. Коэффициент нефтеизвлечения достигает 10–20 %, а для залежей с длительной по времени «полкой» – до 25–35 %. Отбор жидкости из залежи увеличивается с ростом обводненности, однако текущая добыча нефти с некоторого момента времени начинает постепенно уменьшаться.

Начало **третьей стадии** соответствует существенному росту темпа снижения текущей добычи нефти при росте обводненности продукции скважин, достигающей к концу стадии 75–85 %. В полном объеме функционирует система поддержания пластового давления. Добывающий фонд скважин уменьшается из-за перевода части скважин в нагнетательный фонд и вывода добывающих скважин из эксплуатации по причине их высокой обводненности или неудовлетворительного технического состояния. Практически все скважины эксплуатируются механизированным способом. Продолжительность стадии достигает 10–15 лет и более, коэффициент нефтеизвлечения увеличивается до 10–20 % при высоковязкой и 40–50 % – при маловязкой нефти.

**Четвертая** (завершающая) стадия характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти (темп отбора около 1 % в год от начальных извлекаемых запасов – НИЗ), высокой обводненностью (более 80 %) и медленным ростом ее во времени, существенным уменьшением фонда действующих скважин; продолжительность стадии относительно велика и сопоставима с продолжительностью первых трех стадий, достигая 20 и более лет; отключение добывающих скважин происходит при 98–99 %-ной обводненности; нефтеотдача при эффективной разработке залежей достигает проектной или приближается к ней (обычно скорректированной на заключительных стадиях по величине НИЗ и коэффициенту нефтеотдачи); в течение четвертой стадии из залежей добывают до 15–25 % извлекаемых запасов нефти (График).

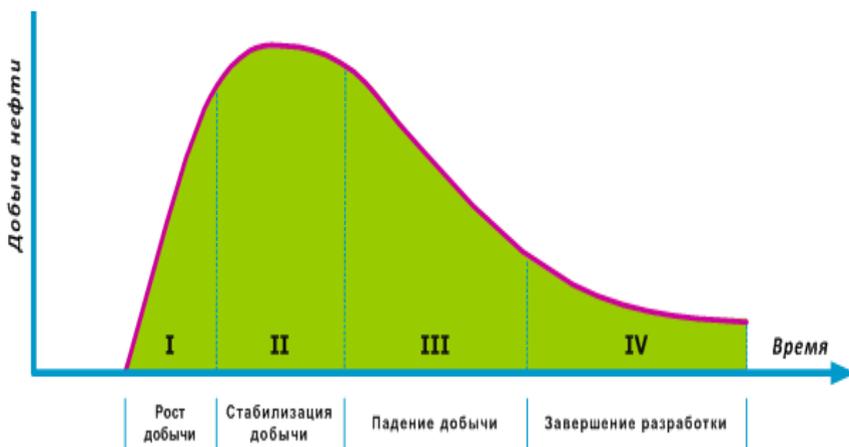


График разработки месторождения

#### 4. Построить и проанализировать графики корреляционной связи технологических параметров

- корреляционная связь пластового давления ( $P_{пл}$ ) от компенсации текущей;
- корреляционная связь обводненности от компенсации накопленной;

- в) корреляционная связь дебита нефти от фонда добывающих скважин;
- г) корреляционная связь обводненности от закачки;
- д) корреляционная связь дебита жидкости от фонда добывающих скважин;
- е) корреляционная связь обводненности ( $\log W, \%$ ) и накопленной добычи нефти.

Сделать вывод по работе.

Оформить лабораторную работу на белых листах формата А4, шрифт Times New Roman, размер шрифта 14. В отчете должен быть титульный лист, содержание, сама работа, вывод, список литературы.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2 ПОСТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ КАРТ**

Преподавателем выдаются исходные данные для лабораторной работы.

### **Задания:**

1. Построить структурную карту по кровле пласта и дать анализ структурной карте. Какая структура; размеры её по последней замкнутой изогипсе; амплитуда наиболее высокого поднятия; на какой абсолютной отметке принят ВНК.
2. Построить карту изобар и дать анализ карте. Указать изменения пластовых давлений по площади залежи. Выделить зоны максимальных, средних и минимальных пластовых давлений (указать номера скважин).
3. Построить карту эффективных нефтенасыщенных толщин. По карте эффективных нефтенасыщенных толщин выделить зоны максимальных, средних и минимальных значения толщин по площади (указать номера скважин).
4. Построить карту текущих эффективных нефтенасыщенных толщин. Для нахождения текущих эффективных нефтенасыщенных толщин используем формулу:

$$h_{\text{эф.нн.тек}} = h_{\text{эф.нн}} \cdot \frac{W}{k_{\text{в}} \cdot \mu_0 \cdot (1 - W) + W}$$

где  $W$ - обводненность, д.ед.;  $h_{\text{эф.нн}}$  - эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $k_{\text{в}}$  - параметр фазовой проницаемости по воде ( $k_{\text{в}}=0,6$ );  $\mu_0$  -относительная вязкость нефти ( $\mu_0 = 5$  сПуаз).

По карте текущих эффективных нефтенасыщенных толщин выделить зоны максимальных, средних и минимальных значения толщин по площади (указать номера скважин).

Сравнить эти две карты. Установить зоны совпадения по максимальным, средним и минимальным значениям толщин по площади. Сделать вывод.

5. Построить карту обводненности.

Анализируя карту обводненности выделить наиболее и наименее обводнившиеся участки структуры (указать номера скважин). Определить наиболее высокую обводненность (указать номера скважин).

6. Построить карту текущей эксплуатации скважин.

На карте текущего состояния разработки в виде круговых диаграмм изображается текущая среднесуточная добыча жидкости и текущая закачка соответственно по каждой добывающей и нагнетательной скважине. Все данные в поверхностных условиях: добыча жидкости в т/сут, закачка воды в м<sup>3</sup>/сут.

Обводненность продукции скважин (весовой процент воды) показывается в виде сектора на круговых диаграммах добывающих скважин. Угол откладывается только от положительной вертикальной оси по направлению часовой стрелки.

При раскраске карты нефть принято показывать коричневым тоном; добываемую воду: техническую (пресную) – серым, пластовую – зеленым; закачиваемую – голубым. Масштаб 1:50 000.

При анализе карты текущей эксплуатации определить максимальную (и минимальную) среднесуточную добычу жидкости (указать № скв. и  $q_{\text{ж}}$  в т/сут, скважина какой водой обводняется, об-

водненность сколько составляет). У какой скважины зафиксирована максимальная (и минимальная) текущая закачка и  $q_{\text{зак}}$  в  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Скважины с наибольшей обводненностью продукции представлены в таблице 1.

Таблица 1

**Скважины, обладающие максимальной обводненностью продукции**

Но- мер сква- жи- ны	Местоположе- ние скважины	Обводнен- ность про- дукции, %	Вид воды, об- водняющей продукцию скважины	Предполагаемая причина обводне- ния скважин

Скважины с минимальной обводненностью продукции представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Скважины, обладающие минимальной обводненностью продукции**

Но- мер сква- жи- ны	Местоположе- ние скважины	Обводнен- ность про- дукции, %	Вид воды, об- водняющей продукцию скважины	Предполагаемая причина обводне- ния скважин

На карте можно условно выделить зоны скважин, обладающих высокой обводненностью, и зоны скважин, обладающих низкой обводненностью. При этом определить обводнение пластовой водой или технической водой.

Оформить лабораторную работу на белых листах формата А4, шрифт Times New Roman, размер шрифта 14. В отчете должен быть титульный лист, содержание, сама работа, вывод, список литературы.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3 ШТАНГОВЫЕ СКВАЖИННЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ (ШСНУ)**

**Штанговые скважинные насосные установки (ШСНУ)** предназначены для подъема пластовой жидкости из скважины на дневную поверхность.

Свыше 70 % действующего фонда скважин оснащены глубинными скважинными насосами. С их помощью добывается в стране около 30 % нефти. В настоящее время ШСНУ, как правило, применяют на скважинах с дебитом до 30...40 м<sup>3</sup> жидкости в сутки, реже до 50 м<sup>3</sup> при средних глубинах подвески 1000...1500 м. В неглубоких скважинах установка обеспечивает подъем жидкости до 200 м<sup>3</sup>/сут. В отдельных случаях может применяться подвеска насоса на глубину до 3000 м.

### **Достоинства и недостатки ШСНУ**

#### **Достоинства:**

- 1.Высокое значение коэффициента полезного действия;
- 2.Возможность выполнения техобслуживания и ремонта в полевых условиях;
- 3.Применение двигателей различного типа;
- 4.Возможность использования для обслуживания пескопроявляющих скважин, а также для перекачивания нефти, в которой есть газовая составляющая и большое количество нефтяного воска.

#### **Недостатки:**

- 1.Ограничения по глубине скважин, для обслуживания которых они могут быть использованы (риск обрыва штанг тем выше, чем глубже скважина, в которую опускается насос);
- 2.Невысокое значение подачи, которую обеспечивают данные насосы;
- 3.Невозможность применения для обслуживания скважин, характеризующихся значительным наклоном и искривлениями шахты;
- 4.Невозможность откачивания при помощи таких глубинных насосов жидкой среды из скважин горизонтального типа.

### **Задание**

Зарисовать схему установки штангового скважинного насоса. Изучить общие сведения, назначение ШСНУ, указать отличительные особенности её.

Оформить лабораторную работу на белых листах формата А4, шрифт Times New Roman, размер шрифта 14. В отчете должен быть титульный лист, содержание, сама работа, вывод, список литературы.

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4 ПОГРУЖЕННЫЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ (ЭЦН)**

Наряду с глубинными штанговыми насосами все больше применение находят погруженные электроцентробежные насосы.

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса, в английском варианте - ESP (electric submersible pump).

По количеству скважин, в которых работают такие насосы, они уступают установкам ШГН, но зато по объемам добычи нефти, которая добывается с их помощью, УЭЦН вне конкуренции.

С помощью УЭЦН добывается порядка 80 % всей нефти в России. В общем и целом УЭЦН - обычный насосный агрегат, только тонкий и длинный. И умеет работать в среде отличающейся своей агрессивностью к присутствующим в ней механизмам.

Погруженные центробежные электронасосы, не имея длинной колонны штанг между насосом и приводом, позволяет передавать насосу значительную большую мощность, чем в штанговой установке, а следовательно, увеличивать добывные возможности этого вида оборудования.

Применение погруженных электронасосов позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период газа (даже в самые суровые зимние месяца) без больших затрат времени и средств на монтаж оборудования. Спуск электронасоса в скважинах отличается от обычного спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам. Сборка же самого электронасоса на устье скважины очень

проста. При эксплуатации скважины погруженными электроцентробежными насосами устье легко герметизируется, что позволяет собирать и отводить попутный газ. Наземное электрооборудование ввиду его малых габаритов, небольшой массы и наличия защитных кожухов в зависимости от климатических условий может быть установлено либо непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой неотапливаемой будке, но так, чтобы ни снежные заносы, ни наводка не препятствовали нормальной бесперебойной эксплуатации скважин.

### **Достоинства и недостатки ЭЦН**

#### **Достоинства:**

1. Простота обслуживания;
2. Экономичность;
3. Небольшая по сравнению с другими видами оборудования металлоемкость;
4. Относительно большой межремонтный период их работы.
5. Большие межремонтные периоды (МРП) позволяют эксплуатировать скважины без вышек, с использованием передвижных мачт для периодических подъемов электронасосов.

#### **Недостатки:**

1. Высокая чувствительность к наличию газа;
2. Плохо работает в условиях коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка.

### **Задание**

Зарисовать схему установки погружного электроцентробежного насоса. Изучить общие сведения, назначение УЭЦН, указать отличительные особенности её. Преимущества и недостатки УЭЦН по сравнению с ШСНУ.

Оформить лабораторную работу на белых листах формата А4, шрифт Times New Roman, размер шрифта 14. В отчете должен быть титульный лист, содержание, сама работа, вывод, список литературы.

## **КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПО КУРСУ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Что такое месторождение?
2. Что такое залежь?
3. Какие основные условия характеризуют объект разработки?
4. Понятие системы разработки нефтяного месторождения.
5. Текущая нефтеотдача.
6. Темп разработки месторождения.
7. Газовый фактор.
8. Водонефтяной фактор.
9. Что характеризует первая стадия разработки месторождения?
10. Что характеризует вторая стадия разработки месторождения?
11. Что характеризует третья стадия разработки месторождения?
12. Какие периоды разработки газовых и газоконденсатных месторождений Вы знаете?
13. Что такое пластовое давление?
14. Что характеризует пьезопроводность пласта?
15. Понятие о динамической и кинематической вязкости жидкости.
16. Физические свойства коллекторов (перечислить).
17. Обводненность продукции.
18. Что такое коэффициент вытеснения?
19. Что такое коэффициент охвата пласта воздействием?
20. Для чего составляются проекты пробной эксплуатации?
21. Технологическая схема разработки.
22. Проект разработки.
23. Уточненные проекты разработки.
24. Анализ разработки.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

### **Основная**

1. *Коршак А.А.* Основы нефтегазового дела: учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.
2. *Кудинов В.И.* Основы нефтегазопромыслового дела: учебник. М.: Институт компьютерных исследований, 2005. 720 с.
3. *Мстиславская Л.П.* Основы нефтегазового дела : учеб. Пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. 256 с.
4. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология / Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Пономарев А.И. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 372 с.
5. Нефтегазопромысловая геология / Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. М.: Недра. 2000. 420 с.

### **Дополнительная**

6. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта: учебник / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. М.: Альянс, 2014. 311 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра геологии нефти и газа

### **ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ №1-4**

Выполнил студент гр. ГНГ

Проверил

Санкт-Петербург

2019

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	3
Лабораторная работа №1 .....	3
Лабораторная работа №2 .....	11
Лабораторная работа №3 .....	14
Лабораторная работа №4 .....	15
Контрольные вопросы для самопроверки .....	17
Библиографический список .....	18
Приложение .....	19