

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего профессионального образования  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»

**И.А. Козлова**

# **НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ**

*Утверждено  
Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебно-методического пособия*

Издательство  
Пермского национального исследовательского  
политехнического университета  
2013

УДК 553.98  
К59

Рецензенты:

канд. геол.-мин. наук, доцент *О.Л. Алексеева*  
(Пермский государственный национальный  
исследовательский университет);

доцент *В.И. Зотиков*  
(Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет)

**Козлова, И.А.**

К59 Нефтегазопромысловая геология : учебно-метод. пособие /  
И.А. Козлова. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та,  
2013. – 71 с.

ISBN 978-5-398-01060-2

Приведены теоретические сведения о некоторых специальных промысловых вопросах. Даны рекомендации по сбору и обработке первичного промыслового материала, необходимого для написания отчета по практике и выполнения курсового проекта; приведено содержание общей части курсового проекта и тем индивидуальных геолого-промысловых исследований.

Предназначено для студентов специальности 130101.65 «Прикладная геология», специализация – 03 «Геология нефти и газа».

УДК 553.98

## СОДЕРЖАНИЕ

Цели, задачи и организация практики .....	4
Содержание практики .....	5
Содержание отчета по первой производственной практике .....	6
Графические приложения, необходимые для защиты отчета по первой производственной практике .....	9
Структура курсового проекта.....	10
Список литературы .....	49
Порядок оформления курсового проекта.....	50
Контрольные вопросы к защите курсового проекта .....	51
Приложение 1. Основные отражающие горизонты (ОГ) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) .....	53
Некоторые отражающие горизонты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП).....	53
Приложение 2. Основные нефтегазоводонаосные комплексы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.....	54
Основные нефтегазоводонаосные комплексы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции .....	54
Приложение 3. Шкала докембрия и сопоставление «Унифицированных стратиграфических схем...» девонских, каменноугольных и пермских отложений 1962 и 1989 гг. для Русской платформы.....	55
Шкала докембрия .....	55
Девонская система.....	56
Каменноугольная система .....	57
Пермская система.....	59
Приложение 4. Краткие сведения о строении структурных ярусов ВУ НГП и ЗС НГП.....	60
Приложение 5. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) .....	66
Приложение 6. Пример оформления титульного листа курсового проекта.....	70

Первая производственная практика проводится кафедрой ГНГ в 6-м семестре, после изучения студентами одной из профилирующих дисциплин «Нефтегазопромысловая геология». Продолжительность практики 6–7 недель. Место прохождения практики – предприятия и организации нефтегазодобывающего комплекса России.

## **ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРАКТИКИ**

Целями практики являются: расширение и закрепление теоретических знаний по курсу «Нефтегазопромысловая геология»; приобретение студентами навыков практической работы по комплексу деятельности промыслового геолога; овладение методами сбора и анализа фондовой и литературной информации для выполнения отчета и курсового проекта.

При прохождении производственной практики студент имеет возможность:

- ознакомиться с деятельностью нефтегазодобывающего предприятия и конкретно с задачами геолого-промысловой службы;
- приобрести навыки работы по специальностям: техник-геолог, оператор по добыче, оператор по исследованиям скважин и др.;
- принять участие в проведении различных геолого-технических мероприятий при освоении, испытании и эксплуатации скважин; выяснить основные особенности разработки данного месторождения;
- ознакомиться с проводящимися на месторождении мероприятиями по охране окружающей среды.

***Перед отъездом на практику студент обязан:***

- 1. Пройти инструктаж по ТБ, организационным вопросам, сбору и обработке первичных материалов.***
- 2. Получить путевку-направление и задание на практику.***
- 3. Ознакомиться с требованиями по составлению отчета по 1-й производственной практике и с тематикой курсовых работ.***



Предприятие обеспечивает прохождение производственной практики прибывшему студенту согласно договору. Студенту назначают руководителя практики от предприятия из числа высококвалифицированных специалистов, в задачи которого входят: контроль и консультация студента в ходе практики, организация (по мере возможности) геологических и производственных экскурсий по цехам и подразделениям предприятия; обеспечение студента первичными промысловыми данными, графическими материалами, документами, текстами отчетов; проверка и оценка отчета; рекомендации в выборе темы для курсового проектирования.

## СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИКИ

Во время прохождения первой производственной практики студентам следует обратить особое внимание на изучение комплекса задач, стоящих перед геолого-промысловой службой при эксплуатации и исследовании скважин в процессе разработки месторождения:

**1. Геологическое строение и особенности разработки месторождения** (физико-географический очерк, история открытия и освоения месторождения, особенности геологического строения и нефтегазоносности, сведения о системе разработки, текущее состояние разработки).

**2. Эксплуатация нефтяных скважин** (применяемый на месторождении метод добычи, контроль за дебитом скважин, определение количества воды в продукции скважин, изменение пластового давления, охрана окружающей среды).

**3. Система поддержания пластового давления** (применяемая на месторождении система заводнения, режим работы нагнетательных скважин, контроль за давлением нагнетания и приемистостью нагнетательных скважин, очистка призабойной зоны пласта).

**4. Исследования скважин и пластов** (назначение исследований добывающих и нагнетательных скважин, оборудование и принцип действия приборов для исследования скважин – манометры, термометры, эхолоты, дебитометры; методика проведения исследований в скважинах, обработка и анализ полученных результатов).

**5. Борьба с осложнениями при работе добывающих и нагнетательных скважин, их подземный ремонт** (геологические факторы, влияющие на работу скважин, обводнение, отложение солей, гипса, парафина, гидратообразование, вынос песка, образование песчаных пробок, аномальное давление, методы защиты оборудования от влияния неблагоприятных факторов; подземный ремонт скважин и его виды).

**6. Методы увеличения производительности и приемистости скважин** (применяемые на месторождении методы обработки ПЗП – солянокислотная, гидроразрыв пласта, перфорация, воздействия ПАВ; геологические условия применения различных видов воздействия на ПЗП).

**7. Организация и экономика нефтегазодобывающего предприятия** (производственная структура, функции подразделений, технико-экономические показатели деятельности предприятия).

Для защиты и получения оценки по 1-й производственной практике собранные материалы представляются на проверку руководителю практики от университета. В назначенный срок студент докладывает о результатах практики на студенческой конференции. Текст отчета сдается на кафедру, а графический и табличный материал используется для выполнения курсового проекта.

Оценка по практике выставляется за соответствие собранных материалов, за умение анализировать геолого-промысловые данные и за выступление студента со своим докладом.

## **СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА ПО ПЕРВОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ**

Отчет представляет собой краткую (объемом до 10 страниц) характеристику месторождения.

**Содержание** (постраничная нумерация глав, список графических приложений).

### **Введение**

– наименование предприятия, срок прохождения производственной практики, сведения о руководителе практики от предприятия;

- должность студента, выполняемые обязанности;
- перечень текстового, табличного и графического материала, собранного для выполнения курсовой работы.

**Раздел 1. Краткое географическое и административное местоположение месторождения** – населенные пункты, дороги, речная сеть, климат, ландшафтные особенности, полезные ископаемые района – 0,5 страницы. Рисунок к главе – обзорная карта района работ.

**Раздел 2. История освоения месторождения** – дата открытия и номер скважины-первооткрывательницы; предшествующие открытию месторождения региональные геолого-геофизические исследования в табличной форме (геологическая съемка, магниторазведка, гравиразведка, сейсморазведка и др. исследования).

**Раздел 3. История проектирования разработки месторождения** – названия и даты принятия основных проектных документов; текущий проектный документ, по которому ведется разработка; стадия разработки месторождения.

**Раздел 4. Особенности стратиграфического разреза месторождения:**

- указать используемую для расчленения разреза стратиграфическую «Унифицированную схему...» (год утверждения);

- отметить мощность вскрытого осадочного разреза, его преимущественный литологический состав;

- перечислить осложнения, присутствующие в разрезе, – соляные толщи, перерывы в осадконакоплении, несогласное залегание пород;

- привести отражающие горизонты, в разрезе месторождения (перечень ОГ для Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций приведен в прил. 1).

Приложение или рисунок – сводный литолого-стратиграфический или геолого-геофизический разрез.

**Раздел 5. Тектоническая характеристика месторождения:**

- определить приуроченность месторождения к тектоническим элементам 1-го, 2-го и 3-го порядков (структуры 1-го порядка или крупные региональные структуры – своды, впадины; 2-го-порядка-

средние – валы, валообразные зоны; 3-го и 4-го порядков – куполовидные поднятия и осложняющие их более мелкие локальные поднятия);

– охарактеризовать структурные планы по всем отражающим горизонтам (тип структуры, амплитуда, размеры). При отсутствии структурных карт по ОГ необходимо их построить схематично по описанию в тексте (из главы тектоника).

Приложения или рисунки – выкопировка из тектонической схемы, структурные карты по основным отражающим горизонтам.

### **Раздел 6. Нефтегазоносность месторождения:**

– в стратиграфической последовательности (снизу-вверх) указываются нефтегазоносные комплексы (НГК), продуктивные на данном месторождении и промышленно значимые залежи, к ним приуроченные. Залежи обозначить индексами, например, залежь Т-Фм, Бш, Ю<sub>2</sub>, АС<sub>8</sub>. Перечень основных нефтегазоносных комплексов – НГК для Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций приведен в прил. 2;

– дается краткая характеристика залежей – тип коллектора по литологическому составу, значения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов – ФЕС (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность), тип залежи (класс).

Приложение (или рисунок) – геологический профиль месторождения (разрез) со всеми продуктивными пластами (при отсутствии полного профиля его необходимо достроить самостоятельно по описанию залежей в тексте).

*Заключение отчета по практике* содержит:

– структуру геологической службы предприятия (схема-рисунок);

– перечень геолого-технических (или других) мероприятий, в которых студент принимал личное участие – дневник практики;

– положительные и отрицательные стороны прошедшей практики.

## **ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТЧЕТА ПО ПЕРВОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ**

Обзорная карта района работ

Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения

Выкопировка района из тектонической схемы

Структурные карты по основным отражающим горизонтам

Геологический профиль месторождения

Курсовой проект по курсу «Нефтегазопромысловая геология» студенты выполняют в 7-м семестре. Общий объем проекта 50–70 страниц. Исходными данными для написания проекта служат материалы, собранные студентами во время первой производственной практики. Специальные главы курсового проекта, содержащие данные об особенностях эксплуатации месторождения, и разработка специального вопроса требуют сбора и анализа дополнительного геолого-промыслового материала. При сборе фактических промысловых и геологических данных студент руководствуется консультациями руководителя практики от предприятия, приобретенным опытом и полученными теоретическими знаниями.

## СТРУКТУРА КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Титульный лист	Страница не нумеруется
Содержание	1
Список графических приложений	2
Список рисунков	....
Список таблиц	....
Введение	
Раздел 1. Геологическое строение ..... месторождения	
1.1. История открытия и принятые проектные документы	
1.2. Стратиграфия	
1.3. Тектоника	
1.4. Гидрогеология	
1.5. Нефтегазоносность и строение продуктивных пластов	
1.6. Состав и свойства пластовых флюидов	
Раздел 2. Особенности разработки ..... месторождения	
2.1. Основные положения действующего проектного документа	
2.2. Текущее состояние разработки	
2.3. Гидродинамические методы исследования пластов и скважин	
2.4. Методы интенсификации добычи и нефтеотдачи пласта	
Раздел 3. Специальные исследования по объекту.....	
3.1. Особенности эксплуатационного объекта и обоснование темы исследований	
3.2. Индивидуальная тема	
Заключение	
Список использованной литературы	

## **Введение**

Время и место прохождения практики. Географическое и административное местоположение района работ, транспортное сообщение, речная сеть, населенные пункты, полезные ископаемые. Прилагается выкопировка (рис.1) из обзорной карты района работ.

Объем и содержание первичных материалов, использованных при выполнении курсового проекта.

### **Раздел 1. Геологическое строение ..... месторождения**

#### **1.1. История открытия и принятые проектные документы**

Указываются дата открытия месторождения и скважина-первооткрывательница. Далее в табличной форме приводятся предшествующие открытию месторождения региональные и детальные геолого-геофизические исследования и сведения о датах подсчета и пересчета запасов отдельных пластов или всего месторождения (при доступности данных). Перечисляются названия и даты принятия основных проектных документов, составленных для ведения процесса эксплуатации месторождения. Указываются действующий в настоящее время проектный документ (проект разработки или технологическая схема) и текущая стадия разработки.

#### **1.2. Стратиграфия**

Глава иллюстрируется сводным литолого-стратиграфическим (геолого-геофизическим) разрезом месторождения (обозначить как приложение 1), в ней приводятся данные:

– о глубине залегания фундамента в районе месторождения и методах региональных геофизических или геологических (бурение скважин) исследований, которыми она определялась; его абсолютном и стратиграфическом возрасте и литологическом составе;

– о мощности вскрытого осадочного чехла и его преимущественном литологическом составе и стратиграфическом наполнении (системы, слагающие разрез);

– о принятых для расчленения разрезов скважин «Унифицированных стратиграфических схем...». Для Русской платформы ис-

пользуются новые схемы 1988–1989 гг. (при описании стратиграфического разреза по схеме 1962 г., в тексте необходимо делать соответствующие поправки; сопоставление старой и новой схем дано в приложении 3). Для Западно-Сибирской платформы используются схемы 1989, 1991 гг. и др.);

– об источнике получения информации для составления сводного геолого-геофизического или литолого-стратиграфического разреза месторождения (все пробуренные скважины, ГИС, керн, лабораторные исследования пород, шлифов, данные опробования и испытания пластов).

Справочные литературные данные о строении и формировании фундамента и осадочного чехла Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций приведены в приложении 4.

Далее проводится описание осадочного разреза месторождения снизу-вверх, начиная с крупных стратиграфических подразделений (группа), затем последовательно выделяют и отдельно описывают подчиненные подразделения (системы, отделы, ярусы, подъярусы, горизонты, свиты). Указываются литологический состав и толщины выделенных стратиграфических подразделений. По ходу описания разреза отмечаются все присутствующие в разрезе отражающие горизонты, перерывы в осадконакоплении и осложнения (соляные толщи и др.).

Основным отличием стратиграфических разрезов Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций является их время образования – время консолидации фундамента. В пределах более древней ВУНГП это – архейско-раннепротерозойское, а более молодой ЗСНГП – позднепалеозойское-раннетриасовое. В связи с этим осадочный чехол ВУНГП сложен вендской, девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной системами, а ЗС – преимущественно юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами.



## Макет описания разреза месторождения ВУНГП:

### *Протерозойская группа – Prt<sub>2</sub>*

представлена только верхним комплексом отложений в объеме рифейских и вендских толщ.

### *Рифейская система – Prt<sub>2</sub>R*

в разрезе данной территории сложен красноцветными песчаниками, гравелитами и алевролитами. Вскрытая мощность составляет 57 м.

### *Вендская система – Prt<sub>2</sub>V*

залегают несогласно на отложениях рифея. Сложен переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Мощность 97 м.

### *Палеозойская группа – Pz*

представлена отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Отложения с большим стратиграфическим несогласием залегают на породах вендского комплекса протерозойской группы. Кембрийская, ордовикская и силурийская системы палеозойской группы отсутствуют в разрезе в результате перерыва в осадконакоплении.

### *Девонская система – D*

представлена двумя отделами – средним и верхним. Нижний отдел девонской системы в разрезе отсутствует в результате перерыва в осадконакоплении и отложения эйфельского яруса среднего отдела девонской системы залегают со стратиграфическим несогласием на отложениях вендского комплекса верхнего протерозоя (*Prt<sub>2</sub>V*).

### *Средний отдел – D<sub>2</sub>*

представлен эйфельским и живетским ярусами:

### *эйфельский ярус – D<sub>2</sub>ef*

(далее приводятся литологическая характеристика яруса и толщина);

*живетский ярус – D<sub>2</sub>gv*

(приводятся литологическая характеристика яруса и толщина).

*Верхний отдел – D<sub>3</sub>*

представлен франским и фаменским ярусами и залегает согласно на отложениях среднего отдела:

*франский ярус – D<sub>3</sub>fr*

представлен тремя подъярусами – нижним, средним и верхним:

*нижний подъярус – D<sub>3</sub>fr<sub>1</sub>*

представлен отложениями пашийского и тиманского горизонтов;

*пашийский горизонт – D<sub>3</sub>fr<sub>1psh</sub>*

сложен переслаиванием алевролитов и кварцевых песчаников, толщиной 12–19 м.

Если к стратиграфическому подразделению приурочен отражающий горизонт, то это отмечается в описании, например, к кровле кыновского горизонта приурочен отражающий горизонт (ОГ) – III.

После описания систем палеозойской группы, указать:

*Мезозойская группа – MZ*

в объеме триасовой, юрской и меловой систем отсутствует в разрезе в результате крупного перерыва в осадконакоплении.

*Кайнозойская группа – KZ*

Описание выполнить по вышеприведенным схемам.

При описании сводных разрезов по месторождениям Западной Сибири следует учесть особенность – свитное расчленение разрезов.

**Пример описания разреза с указанием свит приведен ниже:**

*Палеозойский фундамент – PZ*

Породы доюрского фундамента вскрыты в скважине 184г. Их вскрытая толщина равна 107 м, представлены туфо-аргиллитами,

кварцевыми порфирами и порфиритами. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт (ОГ) – А.

#### *Мезозойская группа – МЗ*

представлена юрской и меловой системами. Мощная толща триасовых отложений промежуточного (рифтового) комплекса заполняет погруженные зоны фундамента.

#### *Юрская система – J*

представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним.

#### *Нижний+средний отделы – J<sub>1-2</sub>*

представлены плинсбахским(J<sub>1p</sub>), тоарским(J<sub>1t</sub>), ааленским(J<sub>2a</sub>), байосским(J<sub>2b</sub>) и батским(J<sub>2bt</sub>) ярусами, которые образуют *тюменскую свиту (J<sub>2tm</sub>)*.

Геттангский (J<sub>1g</sub>) и синемюрский(J<sub>1s</sub>) ярусы отсутствуют в разрезе в результате перерыва в осадконакоплении.

#### *Тюменская свита*

представлена чередованием слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. Мощность тюменской свиты достигает 388 м (скважина 184г). К кровле тюменской свиты приурочен отражающий горизонт (ОГ) – Т.

#### *Верхний отдел – J<sub>3</sub>*

представлен оксфордским (J<sub>3o</sub>), кимериджским (J<sub>3km</sub>) и волжским (J<sub>3v</sub>) ярусами.

Оксфордский (J<sub>3o</sub>) и кимериджский (J<sub>3km</sub>) ярусы образуют *абалакскую свиту*.

#### *Абалакская свита*

сложена пачкой темно-серых аргиллитов, в верхней части которой прослеживаются прослои алевролитов серых и светло-серых с включениями зерен глауконита. Толщина свиты колеблется в пределах 17–32 м.

Волжский ярус (J<sub>3v</sub>) образует *бажендовскую свиту (J<sub>3bg</sub>)*.

### *Баженовская свита*

сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными, часто листовидными, битуминозными, с прослоями слабоалевритистых аргиллитов и органогенно-глинисто-карбонатных пород с включениями пирита. Толщина свиты колеблется в пределах 32–46 м. К кровле баженовской свиты приурочен отражающий горизонт (ОГ) – Б.

### *Меловая система – К*

представлена двумя отделами: нижним и верхним.

### *Нижний отдел – К<sub>1</sub>*

представлен берриасс-валанжинским (К<sub>1</sub>b-v), готерив-барремским (К<sub>1</sub>g-br) и апт-альбским (К<sub>1</sub>a-al) ярусами.

Берриасс-валанжинский (К<sub>1</sub>b-v) и низы готерив-барремского (К<sub>1</sub>g-br) ярусов образуют *ахскую свиту*.

### *Ахская свита*

подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

### *Нижняя подсвита*

по литологическому составу делится на четыре части. Непосредственно на битуминозных аргиллитах баженовской свиты залегает пачка темно-серых аргиллитов (подачимовская). Аргиллиты слабоалевритистые, слюдистые. Толщина отложений 15–20 м. Выше залегает *ачимовская толща*, представленная неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, невыдержанных по мощности и простиранию, сформированная в условиях недокомпенсированного осадками прогибания. Толщина ачимовской толщи изменяется в пределах от 56 до 220 м. Толща перекрывается аргиллитами темно-серыми, алевритистыми, иногда известковистыми, содержащими прослойки песчаников и алевролитов.

### *Верхняя подсвета*

сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, обогащенными алевритовым материалом, серыми и светло-серыми алевролитами. Завершает разрез пачка темных аргиллитов – *пимская*, представленная аргиллитами темно-серыми, часто алевритистыми, известковистыми. Толщина пимской пачки 30–40 м.

Общая толщина ахской свиты изменяется от 444 до 469 м.

Верхняя часть готерив-барремского (K<sub>1g-br</sub>) яруса образует *черкашинскую свиту*.

### *Черкашинская свита*

Состав и литологическое описание, мощность.....

*Вывод по главе содержит* информацию о типе разреза (терригенно-карбонатный, терригенный), его благоприятности с точки зрения условий осадконакопления и возможности образования залежей УВ, осложнениях, встреченных в разрезе (соли, перерывы, несогласия).

На графическом приложении разреза месторождения показать все ОГ.

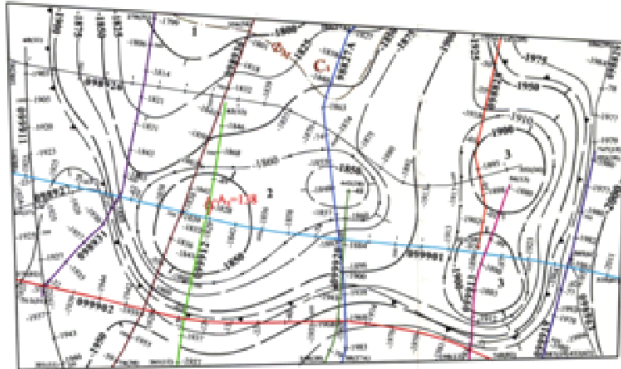
## **1.3. Тектоника**

В начале главы дается тектоническая привязка изучаемого месторождения относительно тектонических элементов разных уровней. Первоначально определяется самый крупный – 1 порядка – тектонический элемент, к которому приурочено месторождение – свод, мегасвод, впадина, мегавпадина, мегавал и т.д.). Затем определяется приуроченность месторождения к средним структурам (2-го порядка – валы, выступы) и наконец, структурам 3-го и 4-го порядка – это собственно куполовидные или локальные поднятия. Представить выкопировку из тектонической схемы и обозначить ее как рис. 1.3.1.

Отражающий горизонт  $A^T(P A)$



Отражающий горизонт  $\Pi^K(C d)$



Отражающий горизонт  $A^T(P A)$

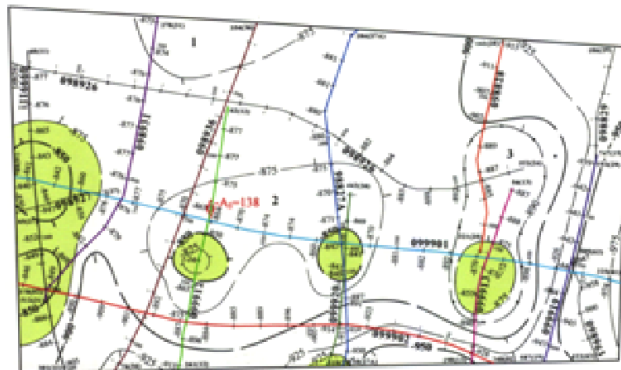


Рис. 1.3.1. Карты по основным ОГ

Отражающий горизонт III (D tm)



Отражающий горизонт I<sup>II</sup>(C b)



Условные обозначения

- сейсмические профили на 9, номера ОГТ (между ОГТ -12,5 м)
- сейсмические профили прошлых лет, номера ОГТ (между ОГТ -12,5 м)
- демонстрируемые профили
- номер структурной скважины
- абсолютная отметка отражающего горизонта А'
- изогипсы отражающих горизонтов А', А'', I<sup>I</sup>, I<sup>II</sup>, III
- граница позднедевонского органогенного массива
- внешний контур нефтеносности
- индекс продуктивного пласта, категория запасов (ПермНИПИНефть, 1986 г.)
- контур структуры
- органогенные постройки аргинского возраста
- рекомендуемая скважина, альтитуда земли

Структуры:

1. Восточно-Гагаринская
2. Брусничная
3. приподнятый участок

Брусничной локальной структуры

Далее на основании структурных карт по основным отражающим горизонтам (рис. 1.3.2 и т.д.) проводится последовательное (с самого нижнего ОГ) детальное описание развития локального поднятия, с которым связано месторождение. Структурная карта по ОГ представляет собой результат интерпретации сейсморазведочных работ в формате 2D или 3D, выполненных методом ОГТ, на площади в результате проведения на ней поисково-разведочных работ. На картах по отражающим горизонтам обычно показаны сейсмопрофили и стратоизогипсы, соединяющие одинаковые отметки и оконтуривающие локальную структуру (рис. 1.3.1).

Отражающие и маркирующие горизонты разного уровня (региональные, зональные и локальные) установлены и прослежены в разрезах каждой НГ провинции. Перечень ОГ для Волго-Урала и Западной Сибири приведен в приложении 1.

Описание структурных карт по ОГ проводить по схеме:

- тип, форма структуры, углы падения крыльев;
- последняя замкнутая стратоизогипса, размеры структуры в ее пределах;
- отметка и местоположение сводовой части, амплитуда.

На структурных картах по ОГ выделить цветом: последнюю замкнутую стратоизогипсу, положение сводовой части; вычислить амплитуду структуры и написать ее размеры.

При наличии в пределах структуры нескольких поднятий указать их названия. Описание каждого вышележащего ОГ делается в сравнении в предыдущим (например, форма структуры изменилась с антиклинальной складки на куполообразную; амплитуда увеличилась с 15 до 32 м, углы наклона уменьшились и т.д.).

### **Вывод по главе содержит информацию:**

- о геологическом времени (век) образования замкнутой структуры на данной территории (на основании карт по ОГ);
- времени существования замкнутой структуры на площади, которое является благоприятным для формирования залежей УВ;



– соотношении структурных планов (соотношение структурных планов по основным ОГ может быть различным – они могут совпадать, совпадать частично или не совпадать. Структурные планы считаются сходными, если форма структуры, ее размеры и местоположение сводовой части не претерпели существенных изменений. Это выявляется на основании сравнения структурных карт по всем описанным в главе ОГ).

Раздел иллюстрируется *выкопировкой из тектонической схемы и структурными картами по отражающим горизонтам.*

#### 1.4. Гидрогеология

Любое нефтяное или газовое месторождение входит в состав гидродинамического (гидрогеологического) артезианского бассейна. В соответствии с гидрогеологическим районированием осадочного разреза платформ в пределах этих бассейнов выделяются гидрогеологические этажи, водоносные комплексы и разделяющие их водоупорные толщи.

В главе необходимо указать количество и название гидрогеологических этажей, назвать основную водоупорную толщу, разделяющую этажи и выделить в их составе водоносные комплексы. ГГ этажи выделяются в связи с различными геолого-гидродинамическими и термобарическими условиями, отличными для верхней и нижней частей разреза. Пластовые воды ГГ этажей различаются по характеру напора пластовых вод, температуре и давлению, минерализации, химическому составу и т.д. В разрезе осадочного чехла ВУНГП выделяют, как правило, 2 ГГЭ, за исключением территории Соликамской депрессии, где в связи с наличием мощной толщи солей выделяют 3 ГГЭ. В пределах ЗСНГП также выделяют 2 ГГЭ. Названия водоносных комплексов, входящих в состав каждого этажа, совпадают с названиями нефтегазоносных комплексов – НГК. Правильнее называть такие комплексы следует «нефтегазоводоносные комплексы» (НГВК). Перечень НГК (НГВК) приведен в приложении 2.

Описание гидрогеологического строения разреза месторождения следует начинать снизу, с более древних отложений. Приводят-

ся данные об источнике получения информации – отбор проб воды в пластах и их лабораторное изучение. Для каждого выделенного водоносного комплекса приводится его краткая характеристика с описанием литологического состава, коллекторских свойств водоносных пород, гидродинамического режима. Пластовые воды комплекса характеризуются по общей минерализации, солевому и газовому составу. Характеристика и химический состав пластовых вод водоносных комплексов нижнего и верхнего ГГ этажей сводятся в таблицы (табл.1.4.1 и 1.4.2).

*В выводе следует указать* основные различия пластовых вод нижнего и верхнего ГГ этажей; на основании химического состава вод, подстилающих продуктивные пласты, дать оценку степени их агрессивности по отношению к УВ; предположить возможность использования пластовых вод нижнего и верхнего этажей для хозяйственно-бытовых (водоснабжение населения, бальнеологические цели, промышленная добыча ценных водорастворенных компонентов) и технических нужд (использование вод для заводнения пластов с целью поддержания пластового давления).

### **1.5. Нефтегазоносность и строение продуктивных пластов**

В стратиграфической последовательности (снизу-вверх) перечисляются нефтегазоносные комплексы (НГК), продуктивные на данном месторождении, и промышленно значимые залежи, к ним приуроченные (например, верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК – залежь Т; неокомский НГК – залежь БС<sub>8</sub>). Основные НГК для Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций приведены в приложении 3.

Далее последовательно для каждой залежи приводятся следующие характеристики:

а) структурно-литологическая: индексация пласта (Т-Фм, БВ, I<sub>1</sub>), тип залежи (по Бакирову), размеры залежи, структурная форма (купол, брахиантиклиналь и др.), отметка ВНК, обоснование положения ВНК, литология коллектора и флюидоупора, характеристика коллекторов: эффективная толщина, эффективная нефтенасыщенная толщина;

б) геолого-промысловая: коэффициенты пористости (%), проницаемости ( $\text{мкм}^2$ ), нефтегазонасыщенности; коэффициенты, характеризующие степень неоднородности коллекторов – песчаности, расчлененности; комплексные гидродинамические характеристики пластов: гидропроводность, пьезопроводность, проводимость;

в) термодинамическая: начальное пластовое давление, давление насыщения нефти газом, текущее пластовое давление, пластовая температура.

Все характеристики коллекторов по залежам сводятся в таблицу (табл. 1.5.1).

*Вывод по главе* должен содержать оценку по классификациям пористости и проницаемости отдельно по терригенным и карбонатным коллекторам продуктивных пластов, закономерности изменения свойств коллекторов вверх по разрезу; сравнение степени неоднородности коллекторов и промысловых характеристик пластов между собой.

Глава иллюстрируется геологическим профилем месторождения со всеми продуктивными пластами. При отсутствии полного профиля его необходимо достроить самостоятельно по описанию в тексте.

## **1.6. Свойства нефти и растворенного газа**

Приводятся данные об источниках определения поверхностных и глубинных свойств нефтей (объем отобранных проб, методы исследования) в продуктивных пластах месторождения. Основным объектом, по которому определяются все необходимые параметры нефтей, является образец пластовой нефти – глубинная проба. Если глубинные пробы отобрать невозможно, допускается исследование рекомбинированных проб, составляемых из поверхностных образцов нефти и газа. Глубинные пробы должны быть отобраны пробоотборниками из интервала перфорации. Поверхностные (рекомбинированные) – это пробы, отобранные на устье скважины.

При изучении глубинных проб применяют следующие виды исследований: *стандартное или однократное* разгазирование пласто-

вой нефти от начальных пластовых до стандартных условий; *дифференциальное* разгазирование до давления 0,1 МПа, соответствующее ступеням промысловой системы сепарации, по температурам 30, 40, 50 и далее град, и *ступенчатое* (3 ступени), согласно схеме промысловой сепарации.

По глубинным пробам нефти определяются:

1. Давление насыщения нефти газом, (МПа);
2. Газосодержание при однократной и ступенчатой сепарации, ( $\text{м}^3/\text{т}$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ );
3. Объемный коэффициент при однократной и ступенчатой сепарации;
4. Плотность нефти в пластовых условиях, ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );
5. Плотность нефти при однократной и ступенчатой сепарации ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );
6. Вязкость сепарированной нефти;
7. Коэффициент растворимости газа в нефти ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )/МПа);
8. Плотность газа при однократной и ступенчатой сепарации ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );
9. Компонентный состав пластовой нефти;
10. Компонентный состав нефти после однократной и ступенчатой сепарации;
11. Компонентный состав газа после однократной и ступенчатой сепарации;
12. Молярная масса нефти после однократной и ступенчатой сепарации ( $\text{г}/\text{моль}$ );
13. Молярная масса газа после однократной и ступенчатой сепарации ( $\text{г}/\text{моль}$ ).

По поверхностным пробам нефти определяются:

1. Плотность, вязкость, молярная масса, температура застывания нефти;
2. Содержание серы, смол, асфальтенов, парафинов в нефти;
3. Температура плавления парафинов;
4. Содержание воды и механических примесей в нефти;
5. Фракционный состав нефти.

Основные физико-химические свойства пластовых и дегазированных пластовых флюидов, химический и углеводородный состав нефти и растворенного газа по каждому из пластов изучаемого месторождения приводятся в табличной форме (табл. 1.6.1, 1.6.2 и т.д.).

Нефтеперерабатывающая промышленность вырабатывает большой ассортимент (более 500 наименований) газообразных, жидких и твердых нефтепродуктов. Требования к ним весьма разнообразны и диктуются постоянно изменяющимися условиями применения или эксплуатации того или иного конкретного нефтепродукта. Для классификации нефти продуктивных пластов по товарным качествам необходимо знать основные классифицирующие признаки. Широкое распространение имеет технологическая классификация нефти (существует еще химическая, промышленная и другие). Согласно этой классификации нефть подразделяется на три класса по содержанию серы, три типа по выходу фракций, выкипающих до 350°C, четыре группы по потенциальному содержанию базовых масел, две подгруппы по индексу вязкости и три вида по содержанию твердого парафина. В целом нефть характеризуется шифром, составляемым последовательно из обозначений класса, типа, группы, подгруппы и вида, которым соответствует данная нефть (табл. 1.6.1).

Например, нефть сернистую, с содержанием серы 0,51–2,00 мас.%; с выходом светлых нефтепродуктов  $\geq 45$  мас.%; с содержанием базовых масел 15–25 мас.%; с индексом вязкости базовых масел  $> 85$ ; парафинистую, с содержанием парафина 1,51–6,00 мас.% обозначают шифром «I П1М2И1П2».

*Вывод по главе* должен содержать оценку состава и свойств (плотности, вязкости, содержанию серы, парафина, асфальтосмолистых веществ) нефтей по классификациям и товарным качествам для каждого эксплуатационного объекта и сравнение данных показателей по всем пластам. Указать, где используются нефти такого состава и качества.

Таблица 1.6.1

## Технологическая классификация нефти

Класс	Содержание серы, мас. %	Тип	Выход светлых нефтепродуктов, мас. %	Группа	Содержание базовых масел, мас. %	Подгруппа	Индекс вязкости базовых масел	Вид	Содержание парафина, мас. %
I Малосернистая	<0,50	T1	>45,0	M1	>25	И1	85	П1 малопарафинистая	<1,5
II Сернистая	0,51...2,00	T2	30,0...44,9	M2 M3	15...25 15...25	И2	40...85	П2 парафинистая	1,51...6,00
III Высокосернистая	>2,00	T3	<30,0	M4	<15	И3		П3 высокопарафинистая	>6,00

**Раздел 2. Особенности разработки ..... месторождения****2.1. Основные положения действующего проектного документа**

Указываются принятый в настоящее время проектный документ, на основании которого ведется разработка месторождения, и год его принятия (технологическая схема, дополнение к техн. схеме, проект разработки).

2.1.1. Приводится количество выделенных на месторождении эксплуатационных объектов, т.е. пластов, объединенных в силу геологических, технологических и экономических факторов для разработки одной сеткой скважин. Далее для каждого выделенного эксплуатационного объекта привести принятый к реализации вариант разработки:

– характеристика проектной сетки добывающих скважин, тип сетки, ее плотность, характер размещения скважин;

– рекомендуемый тип заводнения, его характеристика, предполагаемое время ввода системы ППД;

– запроектированная величина КИН.

Для сравнения принятого варианта разработки и расчетного по комплексу геолого-физических характеристик пластов (табл. 2.1.1) необходимо составить таблицу с параметрами (вязкость, подвижность, коэффициент песчаности) по всем э.о. На основании составленной таблицы установить тип каждого э.о. объекта и сравнить систему разработки на основании типового решения (табл. 2.1.1) и принятый вариант.

Таблица 2.1.1

Выбор системы заводнения и плотности сетки добывающих скважин на стадии составления технологической схемы разработки на основании геолого-физических характеристик объекта

Основные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта			Тип объекта	Типовые варианты системы разработки		
Вязкость нефти $\mu_n$ , мПа·с	Подвижность нефти, $\alpha = K_{пр}/\mu_n$ , мкм <sup>2</sup> /мПа·с	Коэффициент песчаности $K_n = h_{эф.н}/h_{об}$		Плотность сетки скважин, $10^4$ м <sup>2</sup> /скв	Размещение скважин	Система заводнения
0,5...5,0	до 0,1	0,5...0,65	I	$\frac{16..32}{24}$	Рядное, 1–3 ряда. Площадное, 5–7 точ.	Линейная с очагово-избирательной; площадная
		0,65...0,8	II	$\frac{20..36}{28}$	Рядное, 3 ряда.	Линейная с очагово-избирательной
		более 0,8	III	$\frac{24..40}{32}$	Рядное, 3–5 ряда.	Линейная с очагово-избирательной
5,0...40,0	до 0,1	0,5...0,65	VII	$\frac{12..24}{18}$	Площадное, 5–7–9 точ.	Площадная

Окончание табл. 2.1.1

Основные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта			Тип объекта	Типовые варианты системы разработки		
Вязкость нефти $\mu_n$ , мПа·с	Подвижность нефти, $\alpha = K_{пр} / \mu_n$ , мкм <sup>2</sup> /мПа·с	Коэффициент песчанности $K_n = h_{эф.н} / h_{об}$		Плотность сетки скважин, $10^4$ м <sup>2</sup> /скв	Размещение скважин	Система заводнения
		0,65...0,8	VIII	$\frac{18..28}{23}$	Рядное, 1–3 ряда. Площадное, 5–7–9 точ.	Линейная с очагово-избирательной. Площадная
		Более 0,8	IX	$\frac{22..33}{28}$	Рядное, 3 ряда. Площадное, 5–7–9 точ.	Линейная с очагово-избирательной. Площадная
0,5...5,0	более 0,1	0,5...0,65	IV	$\frac{24..40}{32}$	Рядное, 3 ряда.	Линейная с очагово-избирательной
		0,5...0,8	V	$\frac{28..46}{36}$	Рядное, 3–5 ряда	Линейная с очагово-избирательной
		Более 0,8	VI	$\frac{33..49}{42}$	Рядное, 5 рядов	Линейная с очагово-избирательной
5,0...40,0	более 0,1	0,5...0,65	X	$\frac{16..28}{22}$	Рядное, 1–3 ряда. Площадное, 5–7–9 точ.	Линейная с очагово-избирательной. Площадная
		0,5...0,8	XI	$\frac{22..32}{27}$	Рядное, 1–3 ряда.	Линейная с очагово-избирательной
		Более 0,8	XII	$\frac{26..36}{31}$	Рядное, 3 ряда.	Линейная с очагово-избирательной

2.1.2. Привести характеристику общего запроектированного фонда скважин на месторождении, (в табличной форме – всего, из них фонтанных, ЭЦН, ШГН, нагнетательных и др.). Привести рисунки установок добычи нефти, используемых на месторождении, и описать способы эксплуатации скважин (механизм подъема пластовой жидкости или газа на поверхность).



## 2.2. Текущее состояние разработки

В начале главы указываются действующий проектный документ, на основании которого ведется разработка, и текущая стадия разработки месторождения.

Для анализа текущего состояния разработки анализируются график разработки по месторождению в целом и таблица сравнения фактических и проектных показателей разработки.

### 2.2.1. Анализ графика разработки по месторождению

На графике разработки месторождения (рис. 2.2.1) выделить границы стадий разработки по изменению основного показателя –  $Q_n$ . Затем для каждой выделенной стадии проанализировать изменение (динамику) всех присутствующих на графике показателей разработки с указанием причин изменения – добыча нефти и жидкости, пластовое давление и давление насыщения, обводненность продукции залежи, объем закачиваемой воды, фонд добывающих и нагнетательных скважин, процент добычи от НИЗ, компенсация отбора закачкой, текущий КИН.

Например,  $Q_n$  – на первой стадии растет за счет увеличения числа добывающих скважин;  $Q_j$  – это величина комплексная, включающая 2 показателя –  $Q_n$  и  $Q_v$ . Обводненность – это отношение отобранной из залежи воды за определенный период к общему количеству добытой за тот же период жидкости –  $V = Q_v / Q_j \cdot 100 \%$ , на 1-й стадии добыча жидкости может совпадать с добычей нефти, если добывается безводная продукция, а затем за счет добычи попутной воды (технической от закачки или пластовой) добыча жидкости будет превышать добычу нефти; обводненность продукции может уже присутствовать на 1-й стадии по причине начала ввода системы ППД, если есть нагнетательные скважины, или за счет форсированного отбора нефти были подтянуты языки пластовой воды в скважины; фонд добывающих скважин растет, начинает разбуриваться фонд нагнетательных скважин в связи с вводом системы ППД) и т.д. по стадиям.

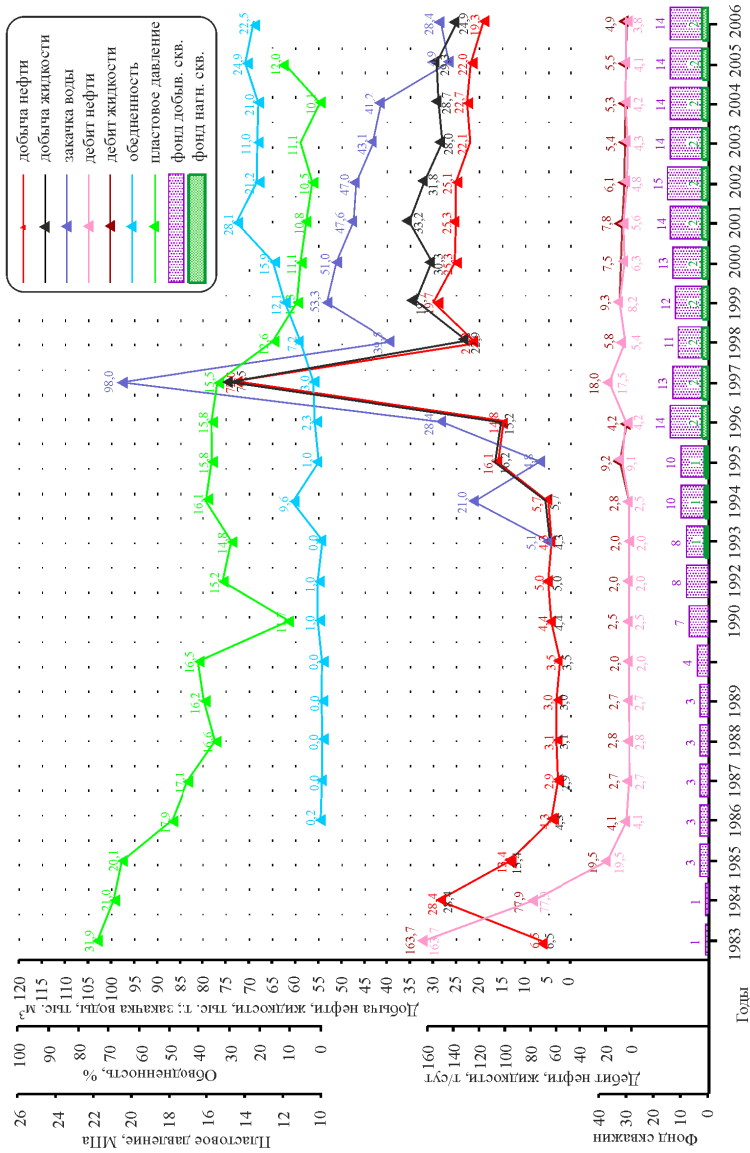


Рис. 2.2.1. Графика разработки месторождения

### *2.2.2. Сравнение фактических показателей разработки с проектными*

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки проводится по одноименной таблице, пример которой для одного из месторождений Пермского края приведен в табл. 2.2.1. По годам, приведенным в таблице, необходимо определить стадию разработки, по которой будет выполняться сравнение показателей, сопоставив их с графиком разработки. Далее надо установить степень соответствия текущих (фактических) показателей разработки проектным. При наличии существенных расхождений установить причины, исходя из всех имеющихся в таблице данных. Например, по данным фрагмента таблицы видно, что фактическая добыча нефти в начале текущей стадии разработки (2006–2008 гг.) превышает запроектированную на 32 %.

Рассматривая связанные с этим показатели, а именно количество действующих добывающих скважин и их средний дебит, можно установить причину данного расхождения. При совпадающем количестве добывающих скважин их средний дебит на 40–60 % выше запроектированного, в связи с чем показатели по добыче нефти в целом по объекту также превышены. Выше проектных показателей в этот период и такие общие показатели, как коэффициент нефтеизвлечения, отбор от НИЗ, темпы отбора.

Подобный анализ провести по всем основным показателям разработки –  $Q_n$ ,  $Q_j$ ,  $Q_v$ ,  $V_3$ , компенсация отбора закачкой, процент отбора от НИЗ, текущий КИН. По основным показателям, для которых наблюдается расхождение, построить графики, показывающие расхождение фактических и проектных показателей.

Таблица 2.2.1

## Сравнение проектных и фактических показателей разработок

№ п/п	Показатели	Годы									
		2006		2007		2008		2009		2010	
		про- ект.	факт.	про- ект.	факт.	про- ект.	факт.	про- ект.	факт.	про- ект.	факт.
1	<b>Добыча нефти, всего, тыс.т</b>	64,3	85,1	62,3	84,1	83,8	85,9	129,3	94,5	178,6	95,5
2	Фонд доб. скважин на конец года, шт.	38	38	38	38	37	38	45	38	54	38
3	В т.ч. нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	2	0	4	0
4	<b>Фонд добыв. скв. на конец года, шт.</b>	37	38	37	37	37	37	45	35	54	34
5	Фонд механизированных скважин, шт.	37	37	37	37	37	37	45	35	54	34
6	Фонд нагн. скв. на конец года, шт.	3	3	3	3	4	3	4	3	4	3
7	Ср. дебит скв. по жидкости, т/сут.	37,2	44,8	37,3	30,5	42,6	32,7	42,2	33,8	41,0	33,9
8	Ср. обв. продукции действ. скв., %	86,5	83,4	86,9	75,6	84,3	77,1	78,1	76,2	74,3	76,4
9	<b>Ср. дебит дейс. скв. по нефти, т/сут</b>	5,0	7,4	4,9	7,5	6,7	7,5	9,2	8,0	10,6	8,0
10	Ср. прием. нагнетат. скважин, м <sup>3</sup> /сут	57,6	83,0	57,6	43,5	43,2	50,8	54,2	36,1	55,7	34,2
11	Добыча жидкости всего, т.т	474,9	513,3	476,0	344,4	535,4	375,8	590,5	397,0	694,1	405,0
12	Добыча жидкости с начала разработ.тт	6079,4	6118,1	6555,4	6462,5	7090,8	6838,3	7681,3	7235,3	8375,4	7640,4
13	Добыча нефти с начала разработки, тт	1630,9	1652,7	1693,1	1736,9	1777,0	1822,8	1906,2	1917,3	2084,8	2012,8
14	Коэффициент нефтеизвлечения, д. ед.	0,200	0,203	0,208	0,213	0,218	0,224	0,234	0,235	0,256	0,247
15	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	48,9	49,5	50,8	52,1	53,3	54,6	57,1	57,5	62,5	60,3
16	Темп отбора от нач. извл. запасов, %	1,93	2,55	1,87	2,52	2,51	2,58	3,88	2,83	5,35	2,86
17	Темп отбора от тек. извл. запасов, %	3,8	5,1	3,8	5,3	5,4	5,7	9,0	6,7	14,3	7,2
18	Закачка раб. агента, тыс.м <sup>3</sup> /год	59,6	76,6	59,6	41,4	59,6	42,5	74,9	24,3	76,9	29,4
19	Закачка раб. агента с начала разработ.тм <sup>3</sup>	499,4	522,2	559,0	563,5	618,6	606,0	693,4	630,3	770,3	659,7
20	Компенсация отбора: текущая, %	12,5	15,8	12,5	12,3	11,1	11,6	12,7	6,3	11,1	7,5
21	С начала разработки, %	8,2	8,6	8,5	8,8	8,7	9,0	9,0	8,8	9,2	8,8

### **2.3. Гидродинамические методы исследования пластов и скважин**

В главе подробно с рисунками и примерами кривых описываются применяемые на месторождении гидродинамические методы исследования скважин (ГДИС). Указываются их суть, назначение и параметры, определяемые с помощью гидродинамических методов для каждого пласта. В приложении 5 приведены классификация методов ГДИС и перечень определяемых параметров.

Объем ГДИС и результаты, выполняемые по каждому объекту разработки, приводятся в табличной форме (табл. 2.3.1 и т.д.). Раздел иллюстрируется таблицами, графиками, схемами и данными исследования скважин.

### **2.4. Методы повышения нефтеизвлечения из пласта**

В главе описываются используемые на залежах (месторождении) методы увеличения нефтедобычи (МУН). Для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) используются химические, тепловые, гидродинамические, газовые и физические группы методов. По направленности воздействия можно условно выделить 2 группы: методы, направленные на повышение нефтеизвлечения из пласта, и методы увеличения продуктивности (приемистости) скважин.

Первая группа методов воздействует на пластовую систему посредством:

а) динамического вытеснения нефти (создания «поршневого эффекта»);

б) воздействия на физико-химические свойства пластового флюида;

в) воздействия на физические свойства пласта.

Вытеснение нефти может осуществляться закачкой воды в пласт (заводнение) или закачкой газа (природного или воздуха). При этом нефтеотдача при заводнении достигает 60–70 %, а при закачке газа увеличение составляет 5–25 %.

Воздействие на нефть в пластовых условиях направлено на снижение ее вязкости и поверхностного натяжения, на повышение

ее фазовой проницаемости. Достигается это закачкой в пласт поверхностно-активных веществ (ПАВ), карбонизированной воды или углекислоты, сухого и метанового газа при высоком давлении, мицеллярных растворов (нефтяного сульфоната, полимеров), органических растворителей (тяжелых спиртов, газового бензина) и т.д. Нефтеотдача при данных методах возрастает на 50–70 %. Закачка в пласт пара и горячей воды увеличивает нефтеотдачу на 15–25 %. Применяется также метод создания очага горения в пласте, при котором достигается почти полное извлечение нефти (75–90 %) в результате роста давления в пласте при резком увеличении в нем объема газа, образования пара и т.д.

Воздействие на физико-химические свойства пластовой воды различными загустителями (смолы, полиакриламиды и пр.), водогазовыми смесями и пенами приводит к стабилизации процесса вытеснения нефти водой и к уменьшению объема попутно добываемой воды вследствие снижения ее фазовой проницаемости. Нефтеотдачу при этом удается увеличить на 20 % и более.

Улучшение физических параметров пластов достигается либо закачкой в них карбонизированной воды, углекислоты, щелочей, серной кислоты, либо подземными взрывами большой мощности, при этом создаются новые трещины и расширяются старые.

Бактериальные (микробиологические) методы интенсификации заключаются во введении в пласт через нагнетательные скважины углеводородокисляющих и газообразующих микроорганизмов и питательных субстратов для них, а также в активизации естественных аэробных и анаэробных биоценозов бактерий. Наиболее активными являются газообразующие бактерии из рода *Clostridium*, которые на дешевых питательных субстратах (озерные илы) образуют значительные количества  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$ , снижающие вязкость и повышающие подвижность нефти в коллекторе.

В результате жизнедеятельности микроорганизмов возможно увеличение пористости пород, уменьшение поверхностного натяжения нефти. Методы бактериального воздействия наиболее эффективны в условиях истощенных месторождений, приуроченных к песчаным и известняковым коллекторам с проницаемостью более  $0,1 \text{ мкм}^2$ .

Вторая группа методов воздействует на призабойную зону пласта (ПЗП) добывающих (нагнетательных) скважин с целью увеличения притока нефти и газа (приемистости агента). Интенсификация добычи пластовой продукции методами воздействия на ПЗП основывается на улучшении ее фильтрационной характеристики, главным образом – увеличении проницаемости. Среди методов: соляно-кислотные обработки СКО (составы КСПЭО различных модификаций для терригенных и карбонатных коллекторов), ДКВ (динамические кислотные ванны), обработка составом ЭМКО (для нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приемистости); ГРП (гидроразрыв пласта), ЛГРП (локальный ГРП), МГРП (мини-гидроразрывы), термообработка; акустическое воздействие, импульсное депрессионное воздействие (ИДВ), дострелы, перестрелы нефтенасыщенных толщин пласта, виброволновые методы (ВВВ), электромагнитное воздействие.

К современным эффективным методам интенсификации следует отнести также применение бурения горизонтальных скважин, боковых стволов, многозабойных скважин, разгрузку ПЗП с использованием щелевых перфораторов.

### **Раздел 3. Специальные исследования по объекту.....**

#### **3.1. Особенности изучаемого эксплуатационного объекта и обоснование темы исследований**

3.1.1. Геологическая характеристика объекта исследования: тип залежи, литологический состав коллектора, оценка его ФЕС по классификациям; показатели неоднородности и степень неоднородности в сравнении с другими объектами разработки; свойства пластовых нефтей (вязкость, газосодержание, плотность) по классификациям; величина запасов и значимость объекта (процентное содержание от запасов всего месторождения). Анализ карты эффективной нефтенасыщенной толщины в залежи – описание изменения толщины по площади залежи и построение гистограммы, показывающей распределение параметра толщины по объекту. Пример гистограммы приведен на рис. 3.1.1. Выполнить описание гистограммы.

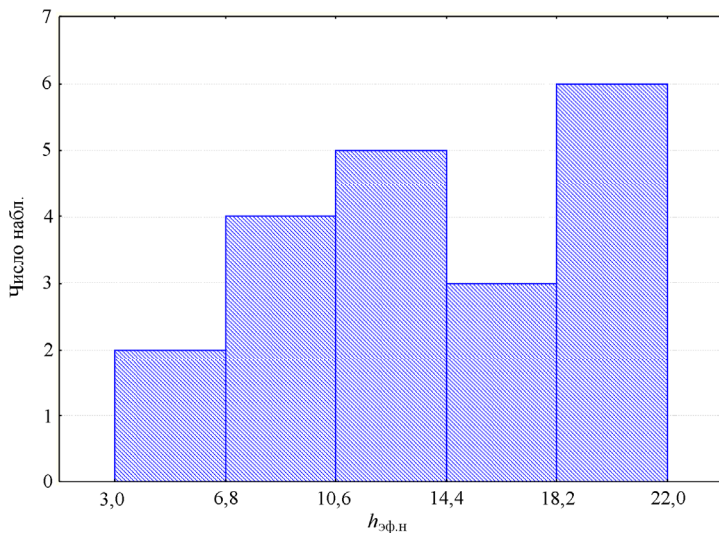


Рис. 3.1.1. Распределение  $h_{эф.н}$  в пласте месторождения

3.1.2. Энергетическое состояние объекта исследования проводится по карте изобар:

- указать дату составления карты и реализованный тип заводнения на объекте (отметить на карте местоположение нагнетательных скважин);

- привести данные о начальном  $P_{пл.нач}$  и текущем  $P_{пл.тек}$  пластовом давлении; давлении насыщения  $P_{нас}$ , средних значениях давления в зоне отбора  $P_{отб}$  и в зоне нагнетания  $P_{нг}$ , МПа;

- определить величину изменения пластового давления в залежи с начала разработки  $\Delta p_1 = P_{пл.нач} - P_{пл.тек}$ , МПа;

- выделить на карте зоны возможного разгазирования нефти в пласте (скважины, в которых забойное давление близко к давлению насыщения);

- определить градиент давления – разницу между пластовым давлением в зоне отбора и в зоне нагнетания  $\Delta p_2 = P_{нг} - P_{отб}/L$ , МПа/м, где  $L$  – расстояние между зонами отбора и нагнетания;

- выделить локальные зоны низкого (зоны сгущений изобар в районах добывающих скважин – воронки депрессии) и высокого



(воронки репрессии- зоны сгущений изобар в районах нагнетательных скважин) пластовых давлений; объяснить причины их формирования.

3.1.3. Текущее состояние разработки объекта исследования:

– стадия разработки, анализ текущей стадии разработки по графику разработки объекта;

– реализуемая система разработки и степень ее соответствия проектной, сопоставление основных фактических показателей разработки с проектными;

– действующий фонд скважин, дебиты скважин, текущая обводненность и др.

3.1.4. Обоснование выбранной темы для объекта исследований дается на основании выявленных выше геологических, промысловых и других причин, закономерностей или несоответствий.

Глава иллюстрируется структурной картой по объекту, картой эффективной нефтенасыщенной толщины, картой изобар, графиком разработки по объекту.

## **3.2. Индивидуальная тема**

В данной главе студент рассматривает одну из предложенных тем (или назначенных руководителем практики) по объекту разработки, выбранному для исследования в ходе изучения геолого-промысловой информации по месторождению.

Объем главы – 10–20 страниц, включая графики, рисунки, таблицы, зависимости, полученные и составленные в ходе разработки специального вопроса.

### **Возможные темы исследований по объекту разработки**

#### ***3.2.1. Анализ энергетического состояния залежи***

*(тема может быть рассмотрена для любых геологических объектов)*

Задание предусматривает:

– проведение анализа **карты текущей эксплуатации** на текущую дату по схеме: состояние фонда скважин на объекте (количество

во добывающих, нагнетательных, специальных скважин, из них: работающих, в ликвидации, в ремонте и др.); характеристику работающего добывающего фонда – выделение зон или блоков в пределах залежи с различной закономерностью изменения дебитов скважин по нефти, по жидкости, обводненности, распределение скважин с разными дебитами по площади залежи и относительно контуров нефтеносности; характеристику действующего нагнетательного фонда – объемы закачки в скважины, степень влияния закачки на ближайшие добывающие скважины (выявление наличия гидродинамической связи между скважинами или гидродинамического экрана);

– проведение анализа **карты изобар** на текущую дату по схеме, приведенной в подразд. 3.1.2;

– составление таблицы исходных данных для анализа: в таблице сводятся геологические, технологические и промысловые параметры по скважинам с изученных карт:

Скважина №	$h_{эф.н}$ , м	$Q_n$ , т/сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$V_{зак}$ , м <sup>3</sup>	$P_{заб}$ в доб. скв., МПа	$P_{заб}$ в нагн. скв., МПа	Градиент забойного давления $\Delta p$ , МПа/м
<b>Район нагнетательной скважины № 12</b>				<b>24</b>		<b>14,8</b>	
37 доб	4,7	6,8	8,5		12,4		0,01
31 доб	2,3	3,5	7,2		12,7		0,009

– построение зависимости между взаимовлияющими параметрами; анализ графиков, выявление общепринятых зависимостей, а также объяснение причин, по которым некоторые скважины не подчиняются зависимости.

### **3.2.2. Влияние динамики пластового давления на текущее состояние разработки** *(тема может быть рассмотрена для любых геологических объектов)*

Задание предусматривает: последовательный анализ **карт текущей эксплуатации (на 2 даты) и изобар (на 2 даты)**. Одна пара карт должна характеризовать состояние объекта на текущее время разработки, другая пара может иметь любую более раннюю дату разработки;

– анализ карт разработки (или текущей эксплуатации) на 1-ю дату проводится по схеме, приведенной в задании 3.2.1., а анализ карты изобар по схеме, приведенной в подразд. 3.1.2; аналогично исследуются и карты на 2-ю более позднюю дату;

– составляются 2 таблицы исходных данных для анализа: в таблице сводятся геологические, технологические и промысловые параметры по скважинам с изученных карт на 2 даты анализа:

#### Геолого-промысловые параметры по пласту на 01.01.2010 г.

Скважина №	$h_{эф.н}$ , м	$Q_n$ , т/сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$V_{зак}$ , м <sup>3</sup>	$P_{заб}$ в доб. скв., МПа	$P_{заб}$ в нагн. скв., МПа	Градиент забойного давления $\Delta p$ , МПа/м
<b>Район нагнетательной скважины № 12</b>				<b>24</b>		<b>14,8</b>	
37 доб	4,7	6,8	8,5		12,4		0,01
31 доб	2,3	3,5	7,2		12,7		0,009

#### Геолого-промысловые параметры по пласту на 01.07.2012 г.

Скважина №	$h_{эф.н}$ , м	$Q_n$ , т/сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$V_{зак}$ , м <sup>3</sup>	$P_{заб}$ в доб. скв., МПа	$P_{заб}$ в нагн. скв., МПа	Градиент забойного давления $\Delta p$ , МПа/м
<b>Район нагнетательной скважины № 12</b>				<b>18</b>		<b>13,9</b>	
37 доб	4,7	5,1	9,7		12,1		0,009
31 доб	2,3	2,1	8,8		12,5		0,008

– построение графиков зависимостей между взаимовлияющими параметрами; анализ графиков, выявление общепринятых зависимостей, а также объяснение причин, по которым некоторые скважины не подчиняются зависимости;

– анализ динамики пластового давления за текущий период разработки по скважинам; анализ изменений дебитов жидкости, нефти, обводненности;

– выявление геологических и технологических причин, обусловивших изменение пластового давления и дебитов скважин в разных участках залежи.

По результатам работы делается вывод об эффективности применяемой системы разработки и даются рекомендации, направленные на обеспечение максимального извлечения нефти из пласта (о рациональном соотношении отбора и закачки по отдельным скважинам и по объекту в целом; по воздействию на пласт; по объемам закачки в нагнетательные скважины, по регулированию дебитов в добывающих скважинах).

### **3.2.3. Изучение геологического строения месторождения и анализ выбранной системы разработки**

*(тема наиболее интересна для многопластовых эксплуатационных объектов)*

Тема предусматривает комплексный анализ графической и табличной информации по геологическому строению, коллекторским и промысловым свойствам нескольких продуктивных пластов разрабатываемых общей сеткой скважин;

– первоначально выполняется обоснование объединения пластов в единый эксплуатационный объект на основании геологических, технологических, экономических факторов;

– по каждому пласту или по объекту в целом анализируются **структурные карты по кровле, карты эффективных нефтенасыщенных толщин (строится гистограмма), карты проницаемости, пористости, гидропроводности (при наличии) и др.;**

– анализируется **карта текущей эксплуатации** по схеме, приведенной в задании 3.2.1;

– для всего объекта выделяются зоны отсутствия коллекторов (выклинивания, замещения), зоны с максимальными толщинами и лучшими ФЕС. Геологическая информация совмещается с картами текущей эксплуатации, и с их учетом строятся карты распространения коллекторов с разной степенью продуктивности;

– составляется таблица по скважинам для определения доли каждого пласта в общей добыче скважины (пропорционально работающей нефтенасыщенной толщине):

Пласт	$h_{эф.н/н}$ толщина, м	Суммарный дебит, т/сут	Расчетный дебит, т/сут
ТЛ <sub>2а</sub>	3,2	9,8	2,93
ТЛ <sub>2б</sub>	4,6		4,21
Бб	2,9		2,66

– составляется таблица с геологическими и технологическими параметрами:

Скв. №	$\sum h_{эф.н,м}$	$K_{прон}^2$ МКМ <sup>2</sup>	$K_{гидр}$	$Q_{н, т/сут}$	$Q_{ж, м^3/сут}$	$B, \%$	Градиент забойного давления $\Delta p, МПа/м$
Геологические параметры				Технологические параметры			

– строятся и анализируются графики зависимости технологических параметров от геологических. Выявляются основные геологические параметры, оказывающие влияние на добычу нефти, жидкости и степень обводненности скважин.

### 3.2.4. Влияние геологической неоднородности коллекторов на процесс извлечения нефти (для объектов, характеризующихся различной степенью неоднородности)

Задание предусматривает детальное геологическое изучение макро- и микронеоднородности объекта исследования, дается классификация неоднородности пластов и выполняется ее анализ.

1. При изучении макронеоднородности (изменчивости распределения коллекторов и неколлекторов в объеме залежи) по площади необходимы **карты изопакит** (эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин), **структурные карты**, по которым:

– выполняется анализ распределения в залежи значений эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин;

– выясняется характер распространения коллекторов (наличие зон замещений, выклиниваний пласта, определение степени прерывистости продуктивных пластов – наличие линз, полулинз, определение коэффициента распространенности коллектора и др.).

При изучении макронеоднородности по разрезу на основании анализа **схемы корреляции, геологического профиля, геологостатистического разреза** и др. определяют значения коэффициента песчаности, степени расчлененности; строятся карты по значениям параметра песчаности в скважинах.

2. При изучении микронеоднородности – изменчивости ФЕС (проницаемости, нефтенасыщенности и пористости) необходимо выполнить анализ **карт распределения** данных параметров по площади залежи.

Для всех показателей неоднородности, которые могут быть определены в скважинах, строятся гистограммы.

3. После анализа неоднородности составляется комплексная карта, на которой выделяются зоны коллекторов с высокими, средними и низкими значениями толщин, проницаемости, песчаности.

4. Анализируется **карта текущей эксплуатации** по схеме, приведенной в задании 3.2.1;

5. Составляется таблица с показателями неоднородности и технологическими параметрами:

Скв. №	$h_{эф.}$ , м	$h_{эф.н.}$ , м	$K_{проц.}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_n$ , д.е.	$K_{песч.}$ , д.е.	$Q_n$ , т/сут	$Q_ж$ , м <sup>3</sup> /сут	$B$ , %	Градиент забойного давления $\Delta p_2$ , МПа/м
Геологические параметры						Технологические параметры			

6. Строятся и анализируются графики зависимости технологических показателей от параметров неоднородности. Выявляются параметры неоднородности, оказывающие максимальное влияние на добычу нефти, жидкости и степень обводненности скважин.

### 3.2.5. Анализ обводненности залежи и продукции скважин (тема может быть рассмотрена для любых геологических объектов)

Известно, что добывающие скважины с течением времени эксплуатации начинают давать обводненную продукцию. Обводнение происходит либо пластовой минерализованной водой, которая подтягивается в виде языков к интервалам перфорации интенсивно работающих добывающих скважин; либо посредством закачиваемой через нагнетательные скважины пресной (технической) воды, прорывающейся по наиболее проницаемым нефтенасыщенным прослоям. Динамика обводнения и причины, ее обуславливающие, могут быть различными.

Задание предусматривает анализ распределения скважин с разной степенью обводненности по площади залежи и выяснение причин обводнения фонда добывающих скважин. Для этого предлагается рассмотреть некоторые геологические и технологические факторы, влияющие на обводненность скважин:

1. Определить показатель  $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$  – соотношение вязкости нефти и пластовой воды и дать характеристику передвижения ВНК в залежи. Процесс продвижения ВНК в залежи, работающей с применением внутриконтурного площадного заводнения при величине  $\mu_0 < 3$ , характеризует практически фронтальное вытеснение нефти закачиваемой технической водой. Влияние неоднородности пласта проявляется в опережающем продвижении фронта закачиваемой воды по наиболее проницаемым интервалам и образовании единичных языков. При  $\mu_0 > 3$  резко сказывается различие в проницаемости пластов, их неоднородности и расчлененности. Фронт вытеснения продвигается отдельными языками. Следует отметить, что в каждом отдельном прослое пластовая вода может занимать различное гипсометрическое положение.

2. Изучить распределение в залежи эффективной нефтенасыщенной толщины (анализ карт изопахит, построение гистограмм распределения толщин).

3. Выполнить анализ расчлененности пласта в скважинах (по геологическому профилю, схемам корреляции) и фильтрационных параметров – проницаемости и (или) гидропроводности (карты проницаемости, карты гидропроводности).

4. Проанализировать карту текущей эксплуатации (карту текущих отборов) по схеме, приведенной в задании 3.2.1; провести анализ местоположения скважин относительно контуров нефтеносности и нагнетательных скважин, выявить зависимость обводнения скважин технической или пластовой водой; выполнить анализ темпа отбора жидкости из добывающих скважин.

5. Выделить классы скважин (зоны или участки на площади залежи) с разными темпами обводнения (процентом обводненности, например 1-й класс с  $B$  от 0 до 50 %, 2-й класс – свыше 50 %). Количество классов и границы их разделения определяются, исходя из числа имеющихся скважин и их обводненности.

6. Составить таблицу с исходными данными:

Скв. №	$h_{эф.н.}$ м	$K_{прон.}$ мкм <sup>2</sup>	$K_{расчл.}$ ед.	$K_{псч.}$ д.е.	$Q_n$ , т/сут	$Q_{ж.}$ , м <sup>3</sup> /сут	$B$ , %	Градиент забойного давления $\Delta p$ , МПа/м
Геологические параметры					Технологические параметры			

7. Для каждой из групп построить графики зависимости обводненности от накопленной добычи нефти, дебитов нефти, а также от наиболее влияющих геологических параметров – эффективной толщины коллектора, проницаемости или гидропроводности и др. На основании построенных зависимостей для каждой из групп проанализировать процесс обводнения скважин, установить возможные причины обводнения.

8. Результатом анализа являются рекомендации по дальнейшей эксплуатации обводняющихся добывающих скважин. Предлагаются мероприятия по регулированию обводненности: изоляционные работы с перенесением или сокращением интервалов перфорации, из-



менение объемов закачки, отключение скважин, перевод на другие горизонты, изменение забойного давления и др.

### 3.2.6. Геологический анализ эффективности применяемого вида заводнения *(тема разрабатывается для любых объектов, разрабатываемых с системой ППД)*

Эффективность воздействия на залежь закачкой можно оценить по соответствию фактических показателей добычи жидкости и нефти проектным, по наличию в скважинах устойчивых дебитов, зон стабильного пластового давления, отсутствию в скважинах процессов разгазирования и др.

Задание предусматривает обоснование геологических условий применения запроектированного типа заводнения и эффективности его применения или необходимость дополнения, изменения, совершенствования и др. Анализ проводится по объекту в целом, по блокам или участкам залежи.

1. Проанализировать строение залежи (**структурная карта кровли, карта эффективных нефтенасыщенных толщин**, построение гистограммы изменения толщин);

2. Определяется режим залежи, анализируется изменение по площади и разрезу коллекторских и промысловых свойств (**карты проницаемости, гидропроводности и др.**);

3. Выполняется анализ **карты текущей эксплуатации** по схеме, приведенной в задании 3.2.1;

4. Строятся графики зависимости по показателям, характеризующим эффективность заводнения:  $Q_{зак} - Q_{ж}$ ;  $Q_{зак} - Q_{н}$  по залежи (по годам).

5. Составляется таблица с геологическими и технологическими показателями по скважинам:

Скв. №	$h_{эф.н.}$ м	$K_{прон2}$ мкм <sup>2</sup>	$K_{расчл.}$ ед.	$K_{псч.}$ д.е.	$Q_{н.}$ т/сут	$Q_{ж.}$ м <sup>3</sup> /сут	$B, \%$	Градиент забойного давления $\Delta p$ , МПа/м
Геологические параметры					Технологические параметры			

6. Строятся графики зависимости технологических параметров от геологических с целью определения участков (скважин, зон) с различным влиянием закачки.

7. Далее проводится анализ эффективности воздействия выбранного типа закачки на объект эксплуатации. Для этого изучаются данные по блокам или по участкам залежи по добыче нефти и жидкости, по объемам закачки, по обводненности, по пластовому давлению. В случае наличия в залежи (ее части, отдельном блоке) устойчивых дебитов, стабильного пластового давления и запроектированных темпов добычи говорят о целесообразности применения данного типа заводнения. Если эти условия не выполняются (по причине неэффективности заводнения), необходимо выявление геологических и технологических причин неполного охвата площади залежи процессом вытеснения.

В итоге даются рекомендации о создании дополнительных очагов заводнения, регулировании объемов закачки воды, о переносе или сокращении интервалов перфорации, отключении скважин, проведении на скважинах водоизоляционных и других работ и т.д.

### **3.2.7. Изучение степени охвата залежи процессом вытеснения** *(тема разрабатывается для любых объектов, разрабатываемых с системой ППД)*

При разработке месторождения одной из основных решаемых задач является увеличение степени охвата залежи воздействием, т.е., вовлечение в процесс дренирования максимального объема залежи и повсеместное вытеснение нефти из пласта. Степень вовлечения залежи в разработку оценивается коэффициентом охвата разработкой  $k_{\text{охв}}$  (отношение объема залежи, вовлеченного в разработку, к общему объему залежи). В нефтяных залежах в силу значительной геологической неоднородности, повышенной вязкости нефти возникают участки с пониженной гидродинамической активностью или даже с гидродинамическими экранами, и коэффициент охвата намного меньше 1. Поскольку нефтяные залежи разрабатывают почти всегда с применением искусственного воздействия на пласт (заводнение),

то важное значение приобретает оценка степени охвата продуктивного пласта процессом вытеснения нефти водой. Данный коэффициент входит в формулу для определения коэффициента нефтеизвлечения (КИН =  $k_{\text{выт}} \cdot k_{\text{зав}} \cdot k_{\text{охв}}$ ). Выполнение задания предусматривает определение коэффициентов охвата по толщине –  $k_{\text{охв выт } h}$  и (или) по площади залежи или ее части –  $k_{\text{охв выт } S}$ . Коэффициенты численно равны отношению толщины (площади), охваченной воздействием, к суммарной толщине (площади) коллектора.

1. Для расчета коэффициентов охвата вытеснением первоначально необходимо проанализировать изменение эффективной и эффективной нефтенасыщенной толщин (карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, гистограммы распределения толщин) и фильтрационные свойства пластов (карты проницаемости, гидропроводности), а также оценить вязкость пластовой нефти.

2. Затем следует определить фильтрационную способность пласта – величину  $\alpha = k_{\text{пр}}/\mu_n$  – характеризующую подвижность нефти в пластовых условиях или проводимость пласта-коллектора. При низких значениях  $\alpha \leq 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$  влияние от фронта вытеснения – рядов нагнетательных скважин распространяется по обе стороны незначительно (на 1–1,5 км), при высоких значениях  $\alpha \geq 0,1 \text{ м}^4(\text{Н}\cdot\text{с})$  влияние нагнетания распространяется на большие расстояния (2 км и более). По данной величине и реализованному заводнению можно оценить достаточность воздействия вытеснением.

3. Кроме этих характеристик большое влияние на степень охвата пласта процессом вытеснения оказывает неоднородность продуктивных пластов по площади и по разрезу. Например, макронеоднородность, выражающаяся в несовместном распространении коллектора по площади, в наличии зон полного отсутствия коллекторов, изменении толщины коллектора, и микронеоднородность, проявляющаяся в существовании в залежи участков с различной проницаемостью, продуктивностью и др. Такие зоны залежи остаются невключенными в процесс вытеснения нефти закачиваемой водой, и величина коэффициента охвата в случае неоднородного пласта зависит еще и от расположения скважин относительно экранирующих элементов.

4. Для определения коэффициента охвата вытеснением по картам изопахит необходимо выявить размещение непрерывных и монолитных частей пласта, полностью охваченных воздействием, полулинз, охваченных частично, и линз, не охваченных вытеснением. Коэффициент охвата считается по формуле. Следующим шагом является **анализ карты текущих отборов (эксплуатации)** по схеме, приведенной в задании 3.2.1; по карте, кроме этого, определяют участки залежи, полностью охваченные воздействием, частично и не испытывающие влияние закачки. Если на участке залежи пластовое давление стабильно или растет, дебиты скважин имеют положительную тенденцию к росту, следовательно, воздействие на пласт идет стабильно, и наоборот, при снижении давления и падении дебитов влияние закачки недостаточно, применяемый процесс вытеснения неэффективен. При условии, когда закачка меньше отбора или незначительно превышает ее, удаленные от нагнетательных скважин участки залежи, как правило, испытывают недостаточное влияние закачки.

5. Итогом работы является построенная **карта охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения** с выделенными зонами, различающимися по степени активности данного процесса. В соответствии с действующим «Регламентом на разработку.....» скважиной, охваченной процессом вытеснения, считается та, в которой добыча жидкости составляет более 10 т/сут, при дебите меньше скважина является малоохваченной.

Считают площадь охвата  $S = S_{\text{охв1}} + S_{\text{охв2}}$ , где  $S_{\text{охв1}} = \pi (l/2)^2$  – площадь, полностью охваченная вытеснением, где расположены только высокодебитные скважины (больше 10 т/сут), а  $S_{\text{охв2}} = \pi (l/4)^2$  – площадь, малоохваченная вытеснением, где расположены низкодебитные скважины (меньше 10 т/сут), где  $l$  – расстояние между скважинами. Охват эксплуатационного объекта процессом вытеснения рассчитывают по отношению площади охвата к площади объекта разработки в долях единицы или в %.

Для каждой из зон проектируют мероприятия по повышению степени охвата пласта воздействием: применение дополнительного вида заводнения, перенос (перераспределение объемов закачки) или

создание новых линий нагнетания, оптимизация сетки скважин основного фонда, обоснованный выбор мест заложения резервных скважин, разукрупнение объекта и др.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов И.Х., Гутман И.С. Нефтепромысловая геология. – М.: Недра, 1970.
2. Быков А.Е. Справочник по нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981.
3. Василевский В.Н., Петров А.И. Исследование нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1974.
4. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
5. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных. – М.: Недра, 1975.
6. Новоселицкий В.М., Проворов В.М., Шилова А.А. Физические свойства пород осадочного чехла севера Урало-Поволжья / УНЦ АН СССР. – Свердловск, 1985.
7. Петров А.И. Методы и техника измерений при промысловых исследованиях скважин. – М.: Недра, 1972.
8. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. – М.: Недра, 1974.
9. Чоловский И.П. Спутник нефтегазопромыслового геолога. – М.: Недра, 1989.

## ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Курсовой проект содержит пояснительную записку (текст) с включенными в нее рисунками и таблицами. Графические приложения являются неотъемлемой частью курсовой работы.

Текст пояснительной записки печатается 14-м шрифтом, с интервалом 1,5.

Рисунки, таблицы и графические приложения оформляются с учетом требований:

– рисунок – это разрез, карта, график зависимости и т.д., масштабом формата А4–А3; рисунки нумеруются в соответствии с главой, к которой относятся. Например, рис.1.3.1 – Выкопировка из тектонической схемы (в главе 1.3 это первый рисунок), рис. 1.3.2 и т.д. Рисунок помещается непосредственно в тексте пояснительной записки, после ссылки на него;

– таблица – нумеруется аналогично рисункам – Табл.1.1.1 – Перечень предшествующих региональных исследований на площади (в главе 1.1 первая таблица). Таблица помещается непосредственно в тексте пояснительной записки, после ссылки на нее;

– графическое приложение – это разрезы, карты, профили и т.д., масштабом больше формата А3. Нумеруются независимо от принадлежности к главе по порядку упоминания по тексту – Прил. 1, Прил. 2, Прил. 3... и т.д. Прикладываются после пояснительной записки.

В тексте пояснительной записки проставляются страницы в соответствии с содержанием. Титул приведен в приложении 6.

Пояснительная записка сшивается вместе с рисунками и таблицами, а графические приложения складываются в отдельном файле или папке.

## КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЗАЩИТЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. Какова глубина залегания фундамента в пределах месторождения? Какими методами исследований определяется?
2. Возраст фундамента и возраст осадочного чехла в пределах месторождения?
3. Что является промежуточным чехлом?
4. На основании каких данных составляется сводный литолого-стратиграфический или геолого-геофизический разрез месторождения?
5. Какие стратиграфические схемы лежат в основе расчленения разреза?
6. В чем состоят особенности стратиграфического расчленения разрезов месторождений Западно-Сибирской НПП?
7. Какие осложнения присутствуют в разрезе месторождений, связанных с Соликамской депрессией Волго-Уральской НПП? Каково влияние солей?
8. Назовите крупные перерывы в осадконакоплении в разрезе месторождения.
9. По какому принципу в разрезе месторождения выделены ОГ?
10. Назовите ОГ Западно-Сибирской НПП.
11. Назовите ОГ Волго-Уральской НПП.
12. Назовите факторы, способствующие формированию в разрезе месторождения залежей УВ.
13. В чем состоит разница между отражающим и маркирующим горизонтом?
14. На основании каких данных построены карты по ОГ?
15. С чем связано изменение структурных планов локальных поднятий, входящих в состав месторождения (формы, размера, ориентации в пространстве) по основным ОГ?
16. Что вы понимаете под сходимостью структурных планов?
17. Что значит «выполаживание структур»?
18. Что значит «структура наложенного типа и сквозного»?

19. Назовите время формирования замкнутой структуры и время ее существования?
20. Что означает нормальный гидрохимический разрез?
21. Чем обусловлена более высокая минерализация подземных вод нижнего гидродинамического (гидрогеологического) этажа?
22. Чем разделены гидродинамические этажи?
23. Какими комплексами представлены гидрогеологические этажи?
24. Подземные воды какого гидродинамического этажа являются напорными, а какого нет? Почему?
25. Назовите тип вод по химическому составу.
26. Чем отличается этаж вод с активным режимом и с застойным?
27. Какие нефтегазоносные комплексы являются промышленно значимыми на месторождении?
28. Что вы понимаете под этажом нефтеносности многопластового месторождения?
29. Назовите факторы, способствующие формированию в разрезе месторождения залежей УВ.
30. Что такое структуры облекания рифов? За счет каких геологических явлений и процессов они формируются?
31. Назовите типы залежей в разрезе месторождения.
32. Существует ли гидродинамическая связь между пластами на разных поднятиях месторождения? Как это установить?
33. Оцените неоднородность и ФЕС карбонатных и терригенных коллекторов месторождения.
34. В чем разница поверхностных и пластовых определений физико-химических свойств полезных флюидов?
35. Что означает стандартное (однократное), ступенчатое и дифференциальное разгазирование пластовых проб?
36. Оцените нефти месторождения по классификациям свойств.
37. Оцените нефти по товарным характеристикам.
38. Вопросы по теме специального исследования в главе в соответствии с выбранной тематикой.



## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Основные отражающие горизонты (ОГ) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП)

**III** (третий) отражающий горизонт, связанный с кровлей терригенных отложений кыновского горизонта  $D_3 \text{ fr}_3 \text{ kn}$ ;

**II<sup>n</sup>** (второй, подошва) отражающий горизонт, приуроченный к кровле турнейского яруса  $C_1 \text{ t}$ ;

**II<sup>k</sup>** (второй, кровля) отражающий горизонт, приуроченный к кровле тульских терригенных отложений  $C_1 v_2 \text{ tлтер}$ ;

**I<sup>n</sup>** (первый, подошва) отражающий горизонт, приуроченный к кровле отложений башкирского яруса  $C_2 \text{ b}$ ;

**A<sup>k</sup>** отражающий горизонт, приуроченный к кровле артинского яруса –  $P_1 \text{ а}$ .

### Некоторые отражающие горизонты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП)

**Ф** – отражающие границы внутри фундамента;

**А** – подошва осадочного чехла (кровля фундамента);

**Т** – кровля тюменской свиты (*кровля  $J_2$ , титонский ярус*);

**Б** – кровля баженовской свиты (*кровля  $J_3$* );

**М** – кошайская пачка алымской свиты (*аптский ярус –  $K_1$* );

**Г** – кровля покурской свиты (*сеноманский ярус –  $K_2$* );

**К** – кровля кузнецовской свиты (*туронский ярус –  $K_2$* ).

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Основные нефтегазоводоносные комплексы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

1. Рифейско-вендский терригенный комплекс (пласты  $V_{1-VI}$ );
2. Девонский терригенный комплекс (пласты  $D_{0-V}$ );
3. Верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс (пласты  $T, Fr, Fm, T-fm$ );
4. Нижнекаменноугольный (визейский) терригенный комплекс (пласты  $Tl, Bb, Pd$ );
5. Окско-башкирский (нижне-среднекаменноугольный) карбонатный (пласты  $Al, Spr, O-Bsh, Bsh_{1-3}$ );
6. Московский (среднекаменноугольный) терригенно-карбонатный ( $B_3B_4, Kш, Kш-Bp, Пд$ );
7. Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный комплекс ( $Ac, Cm, A$ ).

### Основные нефтегазоводоносные комплексы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Система	Региональные НГК	Ярус	Зональные НГК	Индексация пластов
К	$K_2$	Кампанский Сантонский Туронский Сеноманский	Верхнемеловой $K_2$ (покурская свита)	К
	$K_1$	Альбский Аптский Барремский Готеривский Валанжинский Берриасский	Апт-альб-сеноманский (вартовская свита) Валанжин-готеривский (неоком) Берриасский (ачимовская свита)	АС, АВ БС Ач
Ж	$J_3$	Титонский Кимериджский Оксфордский келловейский	Кимеридж-титонский (баженовская свита) Келловей-оксфордский (вогулкинская пачка)	Ж
	$J_{1+2}$		Нижне-среднеюрский (тюменская свита)	Ж

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

**Шкала докембрия и сопоставление  
«Унифицированных стратиграфических схем...» девонских,  
каменноугольных и пермских отложений 1962 и 1989 гг.  
для Русской платформы**

#### Шкала докембрия

ПРОТЕРОЗОЙ – PR	ВЕРХНИЙ	Вендский комплекс – V	Отложения промежуточно-го комплекса (между фундаментом и осадочным чехлом)
		Рифейский комплекс – R	
	НИЖНИЙ – PR1		Отложения кристаллического фундамента
АРХЕЙ – AR	ВЕРХНИЙ – AR1		
	НИЖНИЙ – AR1		

## Девонская система

УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ 1989 г.					УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ 1962 г.							
ОБЩАЯ СТРАТИ- ГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА			ПОДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ ПОДГОРИЗОНТ СЛОИ	ЕДИНАЯ СТРАТИ- ГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА			ГОРИЗОНТ СВИТА				
ОТДЕЛ	ЯРУС	ПОДЪЯРУС			ОТДЕЛ СИСТЕМА	ЯРУС	ПОДЪЯРУС					
верхний	ФАМЕНСКИЙ	верхний	ЗАВОЛЖСКИЙ	ЗИГАНСКИЙ		КАМЕННО- УГОЛЬНАЯ СИС- ТЕМА	ТУРНЕЙСКИЙ		ЗАВОЛЖСКИЙ			
				ХОВАНСКИЙ								
				ОЗЕРСКИЙ								
		СРЕД- НИЙ		ДАНКОВСКИЙ		верхний	ФАМЕНСКИЙ	ФРАМЕНСКИЙ	ВЕРХ- НИЙ	ДАНКОВСКИЙ		
				ЛЕБЕДЯНСКИЙ						ЛЕБЕДЯНСКИЙ		
		НИЖ- НИЙ		ЕЛЕЦКИЙ					ЕЛЕЦКИЙ			
	ЗАДОНСКИЙ			ЗАДОНСКИЙ								
	ФРАНСКИЙ	верхний		ЛИВЕНСКИЙ					ФРАНСКИЙ	ФРАНСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ЛИВЕНСКИЙ
				ЕВЛАНОВСКИЙ								ЕВЛАНОВСКИЙ
				ВОРОНЕЖСКИЙ			ВОРОНЕЖСКИЙ					
		СРЕД- НИЙ		МЕНДЫМ- СКИЙ	ВЕРХ. МЕНДЫМСК		БУРЕГСКИЙ					
					НИЖН. МЕНДЫМСК							
				ДОМАНИКОВЫЙ				СЕМИЛУКСКИЙ				
	нижний		САРГАЕВСКИЙ		САРГАЕВСКИЙ							
			ТИМАНСКИЙ		КЫНОВСКИЙ							
			ПАШИЙ- СКИЙ	ОТРАДНЕН- СКИЕ СЛОИ			ПАШИЙСКИЙ					
				ГАЙНИНСКИЕ СЛОИ								
	нижний средний	ЖИВЕТСКИЙ	СТАРОО- СКОЛЬСКИЙ	МУЛЛИНСКИЙ			средний	ЖИВЕТСКИЙ	СТОРООСКОЛЬСКИЙ  АФОНИНСКИЙ			
АРДАТОВСКИЙ												
ВОРОБЕВСКИЙ												
верхний			ЧЕРНОЯРСКИЙ									
			МОСОЛОВСКИЙ									
			КЛИНЦОВСКИЙ									

	ЛОХКОВСКИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	БИЙСКИЙ		НИЖНИЙ	ЭЙФЕЛЬСКИЙ	НИЖНИЙ	БИЙСКИЙ			
		ПРАЖСКИЙ		ВЕРХНИЙ	КОЙВИНСКИЙ				КОЙВИНСКАЯ			
		ВЕРХНИЙ		ВЯЗОВСКИЙ								
				ТАКАТИНСКИЙ					ТАКАТИНСКАЯ СВИТА			
	НИЖНИЙ	ВЕРХНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ		КОБЛЕНЦКИЙ	НИЖНИЙ	КРАСНОКАМСКАЯ СВИТА			
											ВЕРХНИЙ	КОБЛЕНЦКИЙ
											НИЖНИЙ	КОБЛЕНЦКИЙ

### Каменноугольная система

ОБЩАЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ШКАЛА		УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ (1988)			УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ (1991)			УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ (1962)														
ОТДЕЛ		ПОДЪЯРУС		НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ		НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ		ЯРУС ПОДЪЯРУС	НАДГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ										
СРЕДНИЙ	МОСКОВСКИЙ	НИЖНИЙ	ВЕРХНИЙ		МЯЧКОВСКИЙ		НИЖНИЙ	ЖЕЛЕСЬСКИЙ ЯРУС	КАСИМОВСКИЙ НАДГОРИЗОНТ			КАСИМОВСКИЙ НАДГОРИЗОНТ	МЯЧКОВСКИЙ									
					ПОДОЛЬСКИЙ								ПОДОЛЬСКИЙ									
					КАШИРСКИЙ								КАШИРСКИЙ									
	ВЕРЕЙСКИЙ	ВЕРЕЙСКИЙ																				
	КАСИМОВСКИЙ												ДОРОГОМИЛОВСКИЙ	ЛОМОВСКОЙ		ГЖЕЛЬСКИЙ ЯРУС					КАСИМОВСКИЙ НАДГОРИЗОНТ	ДОРОГОМИЛОВСКИЙ
													ХАМОВНИЧЕНСКИЙ									ХАМОВНИЧЕНСКИЙ
КРЕВЯКИНСКИЙ				КРЕВЯКИНСКИЙ																		
ВЕРХНИЙ	ГЖЕЛЬСКИЙ			НОГИНСКИЙ	АЗАНТАШСКИЙ								НОГИНСКИЙ									
				ПАВЛОПОСАДСКИЙ									ПАВЛОПОСАДСКИЙ									
				ДОБРЯНИНСКИЙ									ДОБРЯНИНСКИЙ									
												ЗОНА DAIXINA SOKENSIS										

НИЖНИЙ												
БАШКИРСКИЙ	ВЕРХНИЙ		МЕЛЕКЕССКИЙ		АСАТАУСКИЙ			МЕЛЕКЕССКИЙ				
	НИЖНИЙ		ЧЕРЕМШАНСКИЙ		ТАШАСТИНСКИЙ			ЧЕРЕМШАНСКИЙ				
ПРИКАМСКИЙ			АСКЫНБАШСКИЙ		ПРИКАМСКИЙ							
СЕВЕРОКЕЛЬТМЕНСКИЙ			АКАВАССКИЙ		СЕВЕРОКЕЛЬТМЕНСКИЙ							
КРАСНОПОЛЯНСКИЙ			СЮРАНСКИЙ		КРАСНОПОЛЯНСКИЙ							
СЕРПУХОВСКИЙ		СТАРОБЕШЕВСКАЯ	ЗАПАЛТЮБИНСКИЙ	БРАЖКИНСКИЙ	СТАРОУТКИНСКИЙ			ПРОТВИНСКИЙ				
			ПРОТВИНСКИЙ		ПОТВИНСКИЙ							
	ЗАБОРЬЕВСКИЙ	СТЕШЕВСКИЙ		КОСОГОРСКИЙ			СТЕШЕВСКИЙ					
		ТАРУССКИЙ		ТАРУССКИЙ								
ВИЗЕЙСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ОКСКИЙ	ВЕНЕВСКИЙ	ОКСКИЙ	ВЕНЕВСКИЙ		СРЕДНИЙ	ОКСКИЙ	ВЕНЕВСКИЙ			
			МИХАЙЛОВСКИЙ		МИХАЙЛОВСКИЙ				МИХАЙЛОВСКИЙ			
			АЛЕКСИНСКИЙ		АЛЕКСИНСКИЙ				АЛЕКСИНСКИЙ			
			ТУЛЬСКИЙ		ТУЛЬСКИЙ				ТУЛЬСКИЙ			
НИЖНИЙ	КОЖИМСКИЙ	БОБРИКОВСКИЙ	БОБРИКОВСКИЙ	КОЖИМСКИЙ	ДРУЖИНСКИЙ	БОБРИКОВСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ЯСНОПОЛЯНСКИЙ	БОБРИКОВСКИЙ			
					ИЛИЧСКИЙ				РАДАЕВСКИЙ			
			РАДАЕВСКИЙ		ПЕСТЕРЬКОВСКИЙ				НИЖНИЙ	МАЛИНОВСКИЙ	РАДАЕВСКИЙ	
			КОСЬВИНСКИЙ		КОСЬВИНСКИЙ						ЕЛХОВСКИЙ	
ТУРНЕЙСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ШУРИНОВСКИЙ	КИЗЕЛОВСКИЙ		КИЗЕЛОВСКИЙ	ВЕРХНЕКИЗЕЛОВСКИЙ ПОДГОРИЗ.	ЧЕРНЫШИНСКИЙ		КИЗЕЛОВСКИЙ			
						НИЖНЕКИЗЕЛОВСКИЙ ПОДГОРИЗ.			ЧЕРЕПЕТСКИЙ			
НИЖНИЙ	ХАНИНСКИЙ	УПИНСКИЙ		КАЛАПОВСКИЙ	УПИНСКИЙ		ЛИХВИНСКИЙ	УПИНСКИЙ				
		МАЛЕВСКИЙ			МАЛЕВСКИЙ			МАЛЕВСКИЙ				
		ГУМЕРОВСКИЙ			ГУМЕРОВСКИЙ			ЗАВОЛЖСКИЙ				

## Пермская система

УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ 1989 г.			УНИФИЦИРОВАННАЯ СХЕМА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ 1962 г.		
ОБЩАЯ ШКАЛА			ГОРИЗОНТ	ГОРИЗОНТ	
ОТДЕЛ	ЯРУС	ПОД- ЯРУС			
ВЕРХНИЙ	ТАТАРСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ВЯТСКИЙ	ВЯТСКИЙ	
			СЕВЕРОДВИНСКИЙ	СЕВЕРОДВИНСКИЙ	
			УРЖУМСКИЙ	УРЖУМСКИЙ	
	КАЗАНСКИЙ	ВЕРХ- НИЙ			
			НИЖ- НИЙ		
	УФИМ- СКИЙ		ШЕШМИНСКИЙ	ШЕШМИНСКИЙ	
			СОЛИКАМСКИЙ	СОЛИКАМСКИЙ	
	НИЖНИЙ	КУНГУР- СКИЙ		ИРЕНСКИЙ	ИРЕНСКИЙ
				ФИЛИППОВСКИЙ	ФИЛИППОВСКИЙ
		АРТИНСКИЙ	ВЕРХ- НИЙ	САРАНИНСКИЙ	
САРГИНСКИЙ					
НИЖНИЙ			ИРГИНСКИЙ		
		БУРЦЕВСКИЙ			
САКМАР- СКИЙ			СТЕРЛИТАМАКСКИЙ	СТЕРЛИТАМАКСКИЙ	
			ТАСТУБСКИЙ	ТАСТУБСКИЙ	
АССЕЛЬСКИЙ			ШИХАНСКИЙ	ШИХАНСКИЙ	
			ХОЛОДНОЛОЖСКИЙ	СОКОЛЬГОРСКИЙ	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

### Краткие сведения о строении структурных ярусов ВУ НГП и ЗС НГП

#### 1. Строение ВУ НГП

В строении любой нефтегазоносной провинции, как правило, выделяют структурный ярус фундамента и структурный ярус осадочного (или осадочного и промежуточного) чехла (рис. П4.1). Так, фундамент Восточно-Европейской платформы представляет собой гигантскую мозаику разновозрастных блоков (геоблоков), разграниченных глубинными разломами.

Главной структурно-тектонической особенностью территории Пермского края является наличие двух мегакомплексов: консолидированного фундамента осадочного чехла. Мощность осадочного чехла прямо зависит от глубины залегания фундамента и изменяется от 1,6–2,0 км на сводах до 10 км и более в пониженных частях авлакогенов. Из истории геологического развития территории в различные циклы тектогенеза установлено: в беломорский этап сформировались наиболее древние Коми-Пермяцкий, Камский и Кунгурско-Красноуфимский массивы кристаллического фундамента; в карельский цикл накопленные после беломорской складчатости нижнепротерозойские отложения преобразовались в глубоко метаморфизованные породы карельского кристаллического фундамента; на раннерифейском этапе образованием грабенов положено начало развитию платформенных структур, а выполняющие их нижнерифейские формации стали первыми членами осадочного чехла Восточно-Европейской платформы; в позднерифейский период развития завершился процесс нивелирования Калтасинского авлакогена, а на северо-востоке Пермского края в это время происходит начало формирования Предтиманского авлакогена; с завершением поздневендского периода закончился длительный и сложный процесс формирования промежуточного (доплитного) комплекса геологического разреза; каледонский цикл развития обусловил окончательное образование донижнепалеозойской коры выветривания; в герцинский цикл происходит заложение и формирование внутриформационных сис-



тем впадин, окаймленных полосами верхнефранско-турнейских рифов; с конца позднекаменноугольной эпохи начинается активное формирование Уральской складчатой системы и Предуральской депрессии; в этот период оформились структуры I порядка, валы тектонического характера и тектоноседиментационного происхождения (структуры облекания рифовых массивов); в мезокайнозойский цикл завершилось оформление современного структурного плана, определившего особенности распространения залежей нефти и газа в разрезе осадочного чехла.

Основную роль в образовании современных структурных форм в палеозое имели тектонические движения завершающей фазы герцинского тектогенеза, начиная с позднедевонского времени.

## 2. Строение ЗС НПП.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией В.С. Суркова, 1981) доюрский фундамент представляет собой гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные блоки которого сформировались в эпохи герцинского (девон-пермь), каледонского (ордовик-силур), салаирского (венд-кембрий) и байкальского (рифей) тектогенеза (рис. П4.2).

Фундамент плиты представляет собой огромную депрессию с крутыми восточными и северо-восточными и пологими южными и западными бортами. Поверхность фундамента плиты расчленена на Внешний прибортовой пояс и Внутреннюю область, которые осложнены системой впадин и поднятий, отражающих его блоковое строение. Внешний пояс представлен склонами горно-складчатого обрамления, полого или более круто опускающимися к центральной части депрессии. Фундамент в его пределах залегает неглубоко (менее 2,5 км). Ближе всего к поверхности он подходит на крайнем юго-западе Кустанайской седловины (300–400 м). Внутренняя область разделена на две ступени. Южная ступень (Среднеобская мегантеклиза) характеризуется глубиной залегания фундамента от 2,5 до 4,0 км. Наиболее опущенная северная ступень плиты представляет собой Ямало-Тазовскую мегасинеклизу (8–12 км). От Среднеобской мегантеклизы Ямало-Тазовская мегасинеклиза отделена, по-видимому, субширотным глубинным разломом (Транссибирским), к северу от которого глубина залегания фундамента резко увеличивается от 4 до 6 км.

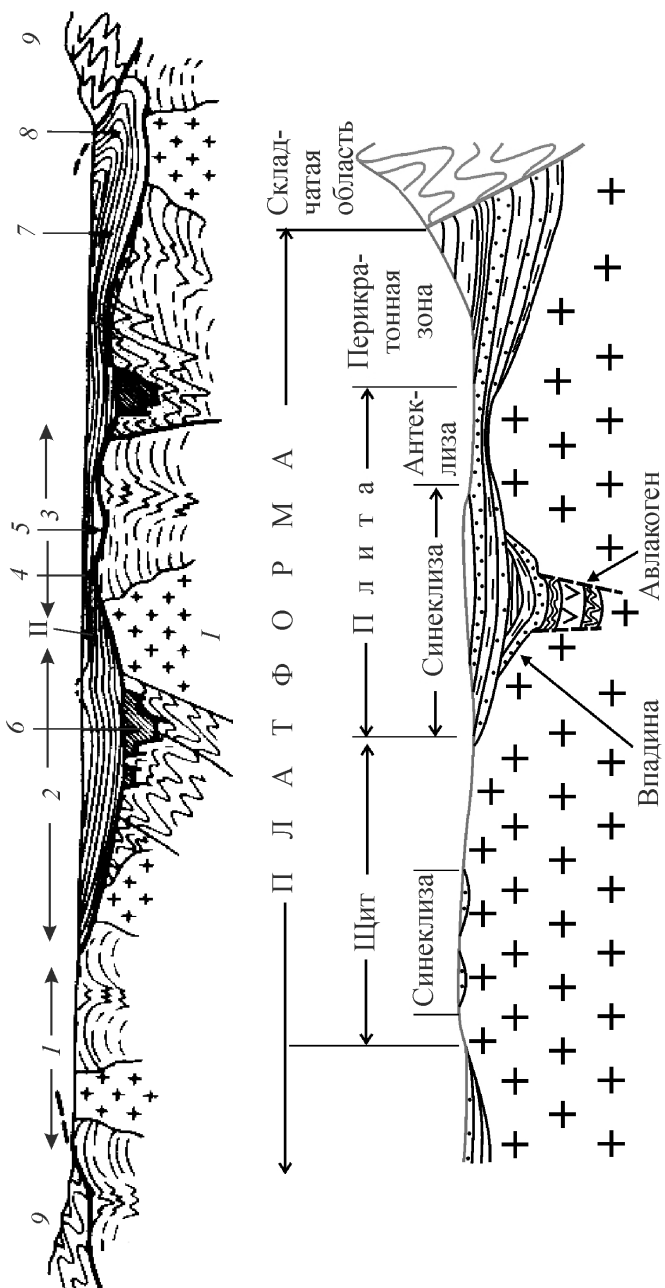


Рис. П4.1. Схема строения платформ: 1 – разновозрастные блоки фундамента, П – осадочный чехол; 1 – щит, 2 – синеклиза, 3 – антеклиза, 4 – свод, 5 – впадина, 6 – авлакоген, 7 – перикратонный прогиб, 8 – передовой прогиб, 9 – складчатая область

Между фундаментом и осадочным чехлом плиты залегает переходный комплекс триасово-нижнеюрского возраста. Его образование связано со сводообразным воздыманием и растяжением фундамента, следствием чего явилось формирование внутриконтинентальной рифтовой зоны с системой грабенообразных впадин. В этих впадинах происходило накопление осадочно-вулканогенных и осадочных угленосных континентальных толщ мощностью до 3–5 км. Магматические породы переходного комплекса представлены преимущественно базальтовыми лавами и туфами.

В мезозойско-кайнозойский этап на территории Западной Сибири проявился рифтогенный процесс с которым связано формирование мезозойско-кайнозойского плитного комплекса. Структурные зоны триасовой рифтовой системы (грабен-рифты и межрифтовые поднятия), как наиболее молодые, продолжали унаследованно развиваться на протяжении всего мезозоя и кайнозоя. Они сыграли определяющую роль в формировании структур платформенного чехла. Над грабен-рифтами в платформенном чехле сформировались мегажелоба (Колтогорско-Уренгойский, Худосейский, Агинский, Усть-Тымский, Ямальский, Чузикский и др.). Над межрифтовыми поднятиями сформировались крупные сложнопостроенные структуры типа сводовых поднятий (Сургутское, Нижневартовское, Александровско-Васюганское и др.).

Общее погружение плиты и накопление осадочного платформенного чехла начались в наиболее глубокой северной части с верхнего триаса, а на остальной территории – со средней юры и носили дифференцированный характер. Формирование осадочного чехла в мезокайнозойское время протекало фактически непрерывно в условиях длительного устойчивого прогибания. Чехол представлен переслаивающимися песчано-алевролитовыми прибрежно-континентальными отложениями и морскими глинистыми и песчано-глинистыми толщами мощностью 3–4 км в южной части и свыше 7–8 км – в северной.

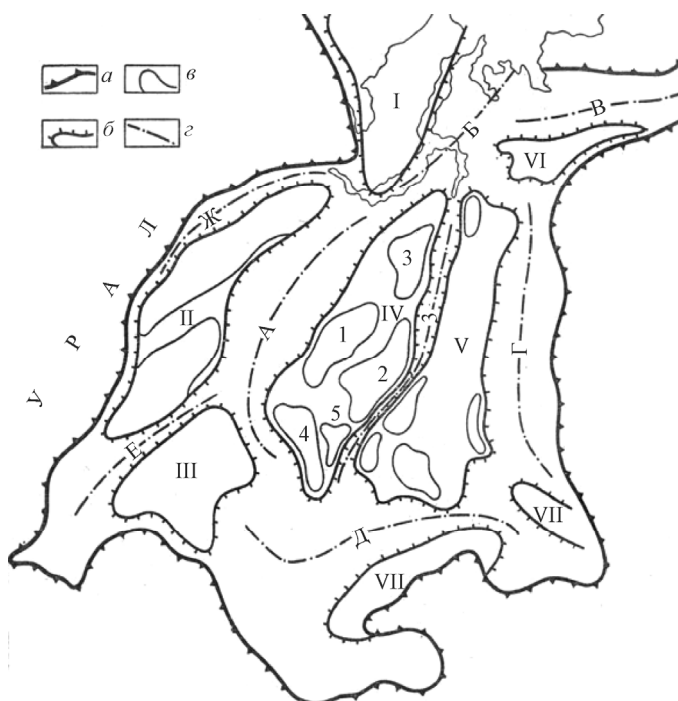


Рис. П4.2. Схема региональной тектоники Западно-Сибирской плиты; границы: *a* – плиты, *б* – антеклиз и зон поднятий (антеклизы: I – Ямальская, II – Сосьвинская, III – Тобольская, IV – Среднеобская, V – Колпашевская; зоны поднятий: VI – Малохетско-Хетская, VII – Казачинская, VIII – Прикольванская), *в* – сводов (1 – Сургутский, 2 – Нижневартовский, 3 – Пурпейский, 4 – Демьяновский, 5 – Каймысовский); *з* – оси синеклиз и мегапрогибов (синеклизы: А – Ханты-Мансийская, Б – Гыданская, В – Усть-Енисейская, Г – Приенисейская, Д – Иртыш-Кулундинская; мегапрогибы: Е – Тюменский, Ж – Ляпинский, З – Колтогоро-Уренгойский)

Морские отложения преобладают в нижней части разреза (до нижнего олигоцена включительно) и связаны с бореальными трансгрессиями.

Максимальные трансгрессии, охватившие почти полностью территорию плиты, имели место в конце юры, начале позднего мела и палеогена.

С активизацией тектонических подвижек на платформенном этапе развития плиты связано возникновение многочисленных локальных структур, выраженных только в осадочном чехле. Установлено, что в приразломных зонах количество локальных поднятий, являющихся основными месторождениями нефти и газа, возрастает в 3–4 раза по сравнению с остальной территорией. С тектоническими движениями олигоцена связано поднятие северного блока плиты, отчленившего Западно-Сибирское море от Арктического бассейна. Морской режим непродолжительное время еще сохраняется в центральной и южной частях равнины, но уже в середине олигоцена море через Тургайскую ложбину окончательно покидает Западную Сибирь. В связи с этим верхняя часть осадочного чехла сложена континентальными толщами, достигающими в южной, прогибающейся части плиты большой мощности, местами до 1–2 км. Среди них преобладают озерно-аллювиальные песчано-глинистые и озерные, преимущественно глинистые, отложения. В неогене отчетливо обособляется зона субширотных Обь-Енисейских поднятий, расположенных над Транссибирским разломом и соответствующих современному Сибирскому Увалу. К концу неогена уже сформировались общие орографические черты Западной Сибири. Пониженные участки совпадали с тектоническими прогибами, в которых, вероятно, располагались речные долины. Уровень моря был в это время на 200–250 м ниже современного, и большая часть дна Карского моря вместе с северными районами равнины представляла собой сушу, глубоко расчлененную речными долинами. Общее похолодание климата, происходившее в неогене, особенно усилилось к концу периода, что привело к развитию четвертичного оледенения.

### Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)

Гидродинамические исследования проводятся на эксплуатационном фонде скважин для уточнения геологического строения пласта в зоне дренирования скважин (установления геологических неоднородностей и границ пласта), определения фильтрационных характеристик пласта, оценки изменения (загрязнения) фильтрационных свойств в призабойной зоне, оценки энергетических свойств пласта.

Проводимые исследования включают:

- оценку энергетического состояния залежи;
- исследования на установившихся режимах;
- исследования на неустойчивых режимах;
- исследование гидродинамической связи по пласту.

**Оценка энергетического состояния залежи** проводится на эксплуатационном фонде скважин в процессе проведения ГДИС или отдельного исследования по определению пластового давления на глубине приведения (интервал перфорации, водонефтяной контакт).

Замер пластового давления проводится автономным манометром на забое скважины в закрытых остановленных добывающих (фонтанных) и нагнетательных скважинах, а также наблюдательных при условии, что давление восстановилось до равного давлению на контуре питания пласта. При регистрации параметров с заданным шагом по глубине (20 – 50 – 100 – 200 м, в зависимости от глубины скважины) или при использовании датчика положения и скорости определяется плотность флюида по стволу скважины и интервалы раздела сред.

Контролируемые параметры: давление на забое скважины и пластовое давление на глубину приведения.

Определение пластового давления. Пластовое давление определяется по замерам статического уровня жидкости уровнемером (эхолотом) в закрытых остановленных добывающих (механизированных) и нагнетательных скважинах, а также наблюдательных при условии, что давление восстановилось до равного давлению на контуре питания пласта.

Контролируемые параметры: статический уровень, затрубное давление.

Результаты: пластовое давление, рассчитанное на интервал приведения (перфорацию) с учетом фазового распределения флюидов по плотности в заколонном пространстве скважины.

### **Исследования на установившихся режимах**

Исследование методом установившихся отборов проводится на добывающем и нагнетательном фундаментах скважин с регистрацией параметров не менее чем на 3 установившихся режимах для определения продуктивности скважины, потенциала пласта и пластового давления в области дренирования вертикальных, горизонтальных скважин. Различают исследование методом отборов (ИД) и методом закачек (ИД).

Исследование методом отборов (ИД) Исследование методом индикаторной диаграммы проводится на добывающих скважинах с регистрацией на каждом режиме и при переходных процессах при смене режимов следующих параметров: давление на забое (динамический уровень) на различных режимах работы скважины; дебит добываемой жидкости на различных режимах работы скважины; обводненность продукции скважины на каждом режиме. Результаты: продуктивность скважины; пластовое давление.

Исследование методом закачек (ИД). Исследование методом индикаторной диаграммы проводится на нагнетательных скважинах с регистрацией на каждом режиме и при переходных процессах при смене режимов следующих параметров: давление на забое на различных режимах работы скважины; расход закачиваемой жидкости на различных режимах работы скважины. Результаты: модель течения в пласте; наличие и параметры техногенной трещины; проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, пласта; радиус влияния скважины (радиус исследования); скин-эффект; приемистость скважины; пластовое давление.

### **Исследования на неустановившихся режимах**

Исследование проводится для оценки фильтрационных параметров и потенциала пласта, продуктивности скважины, установления гео-

логических неоднородностей, границ пласта в области дренирования вертикальных, горизонтальных скважин: КВД (КВУ) и КПД.

КВД (КВУ). Исследование методом восстановления давления проводится на добывающих скважинах при регистрации давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме отбора. Контролируемые параметры: давление на забое (динамический уровень) и его восстановление после закрытия и остановки скважины; дебит добываемой жидкости в период работы скважины до ее остановки; обводненность продукции скважины. Результаты: модель течения в пласте, параметры для модели течения; проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта; радиус влияния скважины (радиус зоны дренирования скважины); скин-эффект; продуктивность скважины и ее гидродинамическое совершенство; удаленность границ, модель границ; полудлина трещины (для скважин с ГРП); пластовое давление.

КПД. Исследование методом падения давления проводится на нагнетательной скважине при регистрации давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме закачки.

Контролируемые параметры: давление на забое и его падение после закрытия скважины; дебит закачиваемой жидкости (приемистость скважины) в период работы скважины до ее закрытия и остановки; обводненность. Результаты: модель течения в пласте, параметры для модели течения; проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность; радиус влияния скважины (радиус зоны дренирования скважины); скин-эффект; приемистость скважины; удаленность границ, модель границ; пластовое давление.

### **Исследование гидродинамической связи по пласту**

Целевое назначение: исследование проводится для оценки гидродинамической связи, анизотропии в пласте, установления взаимовлияния скважин для оптимизации системы поддержания пластового давления и вытеснения нефти и газа из пласта. Гидропрослушивание проводится между парами скважин, в одной скважине (возмущающей) меняется режим работы, в другой скважине (реагирующей) регистрируется отклик давления от возмущения. Технология



исследования предполагает синхронное проведение работ в исследуемых скважинах.

Контролируемые параметры при исследовании: давление на забое возмущающей и реагирующей скважин; дебит жидкости в период возмущений скважины; обводненность. Результаты: проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, пласта; пластовое давление.

На основании всех полученных гидродинамических параметров определяется исходная информация для создания математических и геолого-гидродинамических моделей как основы проектирования, исследования, прогнозирования технологических показателей, регулирования и анализа разработки.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6

### Пример оформления титульного листа курсового проекта

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего профессионального образования  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»  
Кафедра «Геология нефти и газа»

### КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Нефтегазопромысловая геология»

**Тема:**

**Месторождение:**

**Пласт (объект):**

Выполнил: студент гр. ГНГ –

Ф.И.О. /подпись/

Проверил доцент каф. ГНГ –

Ф.И.О. /подпись/

Курсовой проект защищен с оценкой

---

Пермь, 2013

Учебное издание

КОЗЛОВА Инна Анатольевна

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ  
ГЕОЛОГИЯ

*Учебно-методическое пособие*

Редактор и корректор *И.Н. Жеганина*

---

Подписано в печать 30.07.13. Формат 60×90/16.  
Усл. печ. л. 4,5. Тираж 100 экз. Заказ № 166/2013.

---

Издательство  
Пермского национального исследовательского  
политехнического университета.  
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.  
Тел. (342) 219-80-33.