

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и
газа

Ставрополь, 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение

Лабораторная работа 1. Составление карты изобар нефтяной залежи

Лабораторная работа 2. Определение среднего значения текущего пластового давления.

Лабораторная работа 3. Определение режима залежи и построение графиков разработки

Лабораторная работа 4. Определение коэффициента охвата заводнением нефтяного пласта

Лабораторная работа 5. Определение коэффициента нефтеизвлечения (КИН) по заводненной части пласта

Лабораторная работа 6. Обоснование выделения эксплуатационного объекта разработки

Лабораторная работа 7. Определение граничных значений емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов

Лабораторная работа 8. Оценка результатов пробной эксплуатации залежей нефти

Лабораторная работа 9. Гидродинамические исследования нефтяных скважин

Приложение А

ВВЕДЕНИЕ

Цель данной дисциплины: ознакомление студентов с современными методами обоснования эффективности систем разработки залежей углеводородов, методами контроля, анализа и регулирования, используемыми в практике при разработке нефтяных и газовых месторождений, что позволит выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования.

Для освоения дисциплины поставлены следующие задачи:

- изучение принципов выделения объектов разработки на многопластовом месторождении;
- геологическое обоснование эффективного способа воздействия на пласт;
- геологическое обоснование системы разработки;
- оценка текущего состояния разработки залежей углеводородов;
- составление программы контроля за разработкой залежей;

- обоснование мер по контролю и регулированию разработки залежей углеводородов.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

Составление карты изобар нефтяной залежи

Цель. Привить студентам навыки приведения замеренных величин пластовых давлений к определенным датам и выбранным поверхностям.

Теоретическое обоснование. В процессе разработки залежей нефти и газа наблюдается снижение величины пластового давления, обусловленное темпом отбора, режимом работы залежи, скважин и другими причинами геологического и технологического характера.

Слежение за изменением текущего пластового давления в целом по залежи и в отдельных ее частях является важнейшей нефтегазопромысловой задачей, которая решается путем анализа серии карт изобар.

Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта - оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе раз-

работки на одних участках залежи давление может снижаться, на других - стабилизироваться, на третьих - возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. Поэтому при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями приведенного пластового давления.

Энергетические возможности залежей углеводородов определяются величиной текущего или динамического пластового давления ($P_{пл}$) и особенностями его распределения по площади залежи.

Текущее (динамическое) пластовое давление – это пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин.

Давления измеряются в отдельных скважинах с периодичностью, устанавливаемой специальным графиком, и в последующем пересчитываются на выбранную плоскость (например, поверхность контура нефте-, газоносности). В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи - плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки.

Такое давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость, называется приведённым, на основе которого ежеквартально строятся карты текущих пластовых давлений (карты изобар).

Карта изобар - это система линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату, которая отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи (без учета локальных воронок депрессии каждой скважины).

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие. Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно

сложных для исследования скважин условиях - при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении в скважинах, при этом дата приведения должна быть максимально приближена к дате анализа, т.е. дате составления карты изобар. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени - до одного-двух месяцев, а иногда и более.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). Не следует допускать одновременной остановки близко расположенных друг к другу скважин, поскольку при этом давление на исследуемом участке залежи восстановится до значений выше динамического, сформировавшегося при работе всех скважин. Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

Значения забойного давления в скважине (давление в пласте у забоя скважины при ее работе) определяют в период установившегося режима ее работы, значения пластового давления - после продолжительной остановки скважин (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлениях глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД) от забойного до динамического пластового. По окончании исследования скважину вводят в эксплуатацию.

Со способами измерения пластовых давлений студенты знакомятся при изучении самостоятельной учебной дисциплины "Определение параметров продуктивных пластов".

При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеры значения давления вносить поправку на время. Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления по каждой скважине отдельно.

С помощью карт изобар можно выявлять степень связи залежи с законтурной зоной, определять фильтрационную характеристику пластов. Совместное рассмотрение карт изобар, составленных на несколько дат, позволяет судить об эффективности принятой системы разработки и отдельных технологических мероприятий по совершенствованию процесса разработки. Карты изобар можно использовать для прогнозирования поведения давления и перемещения контуров нефтеносности.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно также показать в виде схематического профиля.

Величина приведенного начального пластового давления одинакова по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками в районах добывающих и нагнетательных скважин.

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют депрессией на забое скважины (разность квадратов пластового и забойного давлений), применительно к нагнетательной скважине - репрессией на забое (разность квадратов забойного и пластового давлений).

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задание. Составить карту изобар нефтяной залежи:

1. По данным замера текущих пластовых давлений в скважинах построить график изменения значений текущих пластовых давлений нефтяной залежи по скважинам (рисунок 1.4). Исходные данные для выполнения задания приведены в таблицах 1.1-1.3 в зависимости от варианта задания.

2. По графику изменения значений текущих пластовых давлений нефтяной залежи по скважинам определить давления, приведенные на дату составления карты изобар, выданную каждому студенту лично преподавателем. Результаты внести в таблицу 1.4.

3. Пересчитать давления, определенные на дату составления карты изобар, на середину залежи по формуле:

$$P_{пл.2пр.} = P_{пл1} \pm |H_c - H_3| \cdot \frac{\rho_n}{102}, \quad (1.1)$$

где $P_{пл.2пр.}$ – приведённое пластовое давление на середину залежи, МПа;

$P_{пл1}$ –замеренное в скважине пластовое давление, приведённое на дату составления карты изобар, МПа;

H_c – абсолютная отметка середины залежи, м;

H_3 – абсолютная отметка замера пластового давления манометром (м), определенная по формуле:

$$H_3 = A_l - H_m, \quad (1.2)$$

где H_m – глубина спуска манометра, м;

A_1 – альтитуда устья скважины, м;

ρ_n – плотность пластовой нефти, г/см³.

Выбор «положительного» или «отрицательного» знака зависит от взаимного расположения абсолютной отметки середины залежи и отметки замера пластового давления. Знак «+» принимается в том случае, если замер был выполнен выше отметки условно принятой поверхности для приведения пластового давления, в данном задании, середины залежи, в противном случае используется знак «-».

Результаты расчетов значений приведенного пластового давления на середину залежи внести в таблицу 1.4.

4. Построить карту изобар нефтяной залежи по состоянию на дату, определенную вариантом задания. Пример оформления карты приведен на рисунке 1.5. Сечение изобар выбирается наиболее оптимальным и показательным с точки зрения информативности, с учетом общего диапазона значений давления в пределах залежи.

5. Делается анализ карты изобар нефтяной залежи и даются рекомендации по разработке объекта.

Содержание отчета. Каждый студент получает один вариант задания в виде карты (см. рисунки 1.1-1.3) и таблицы замеров пластовых давлений (см. таблицы 1.1-1.3), рассчитывает величины приведенных пластовых давлений в начале на дату приведения, а потом и на середину залежи. В качестве отчетных материалов представляется построенная карта изобар нефтяной залежи и произведенные расчеты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое давления, приведенные к отчетной дате, и каким способом их определяют?
2. Для чего замеренные давления пересчитывают на единую плоскость?
3. Как рассчитать приведенное пластовое давление на середину залежи?

4. Для чего строится карта изобар?
5. Через какой период времени строятся карты изобар?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

Таблица 1.1– Результаты замеров текущих пластовых давлений в скважинах (к рисунку 1.1)

Варианты 1 – 8

№ скв	Аль-туда устья скважины (АI),м	Глубина спуска манометра (Нм), м	Пластовое давление на глубине спуска манометра, МПа																Абсолютная отметка середины залежи, м	Плотность пластовой нефти, г/см³
			1998 год				1999 год				2000 год				2001 год					
			I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.		
Вариант				1		2		3		4		5		6		7		8		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20	21
Залежь нефти XXI пласта																				
1	104	1084		12,3		12,0				11,1			10,2			9,6		9,2	-962	0,712
2	96	1096	12,9		12,1			11,7			11,4			11,0			10,5			
3	101	1091		12,5			11,9		11,2			10,5			9,8			9,4		
4	84	1086	12,3			12,0			11,8		11,4			11,0		10,7				
5	82	1077		12,1			11,9			11,6			11,1		10,8			10,3		
6	97	1052		12,0		11,8			11,1			10,5			10,1		9,6			
7	77	1077			12,1			11,8				11,4				11,0				
8	80	1083	12,2			12,0				11,8				11,5			11,0			
9	89	1089		12,4			12,1				11,6				11,0			10,5		
10	93	1097	12,3			12,0			11,8			11,5			11,2			10,9		
11	106	1056	12,2		11,7		11,2			10,5			9,8			9,2		8,6		
12	84	1084		12,3		12,1			11,8			11,5			11,1		10,6			

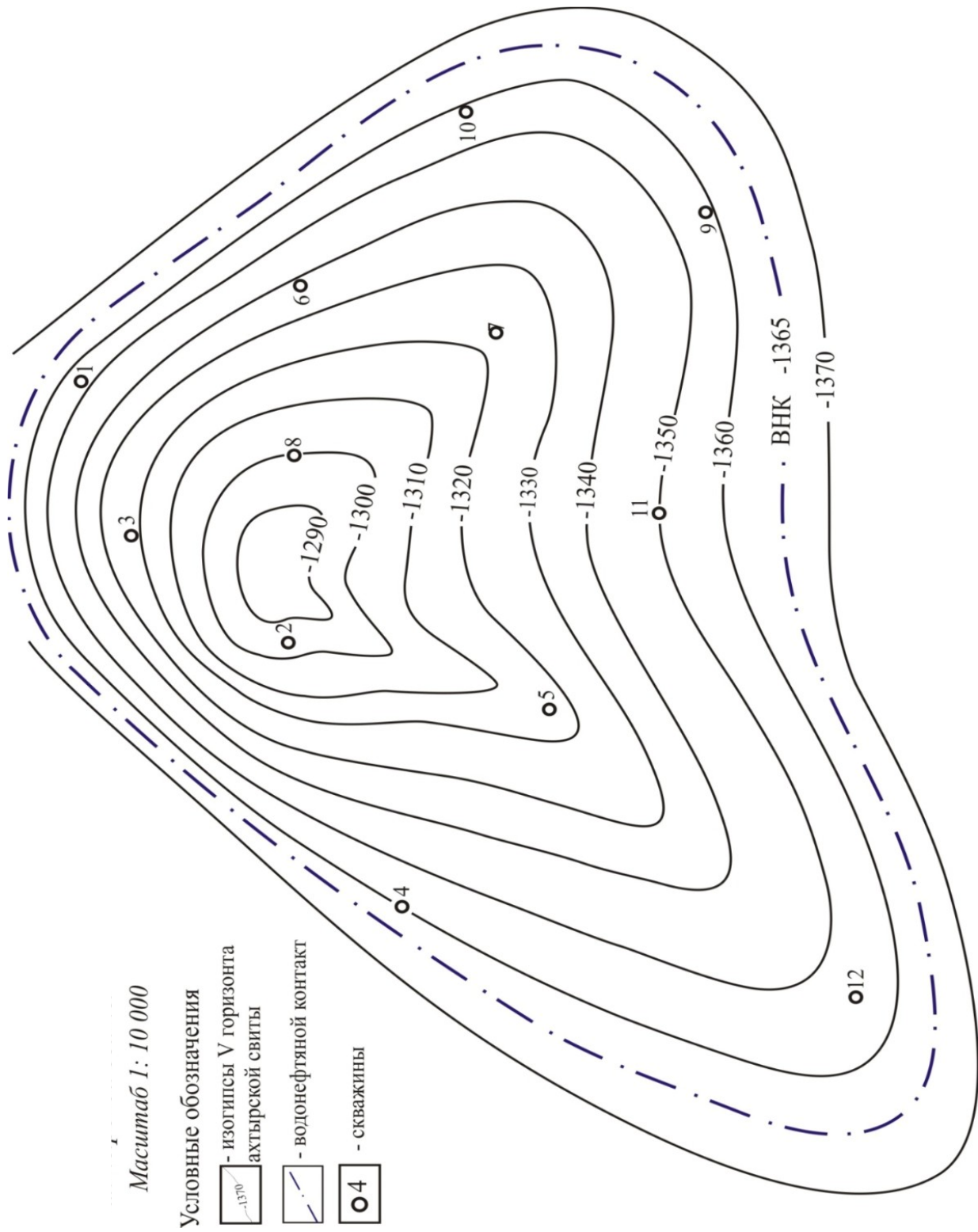
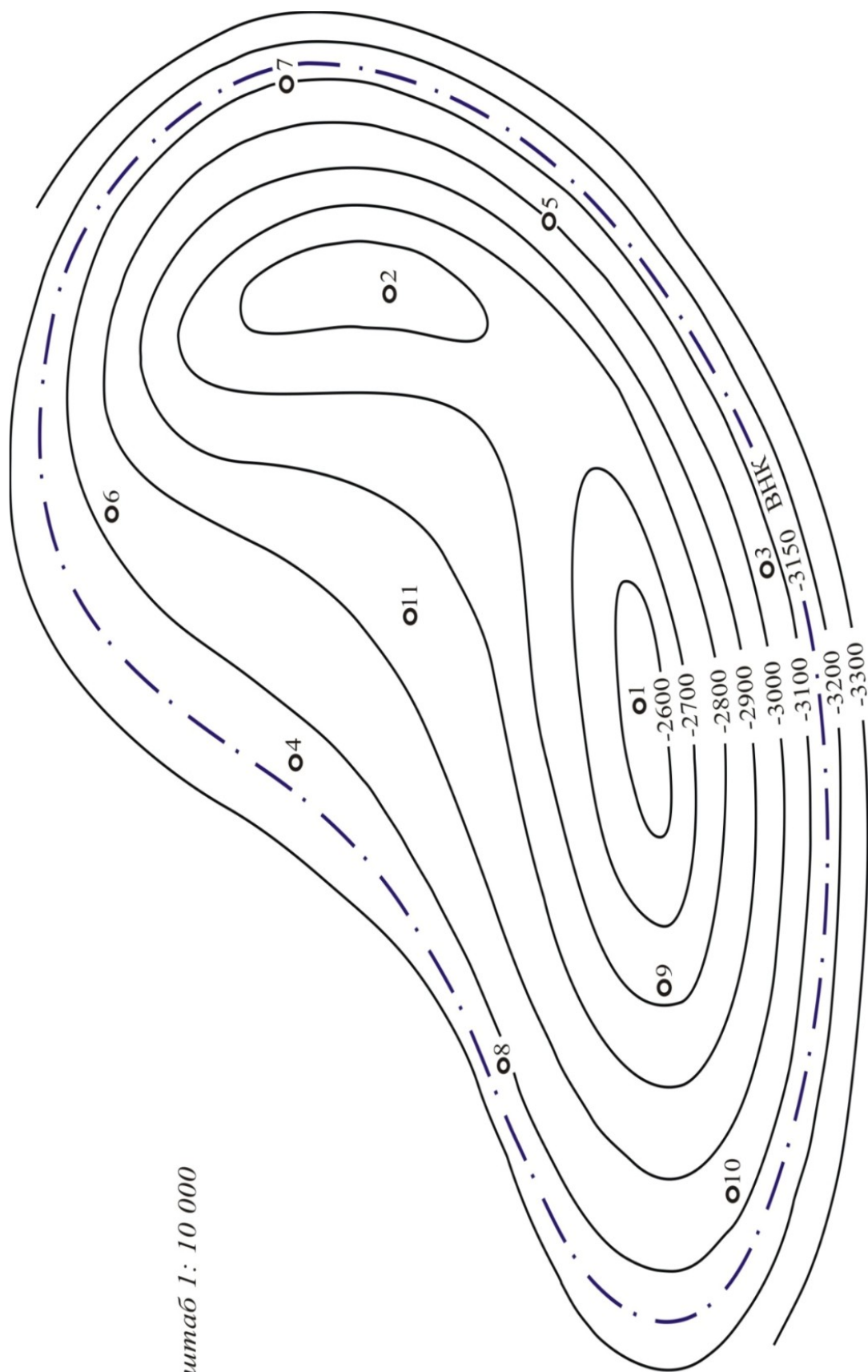


Рисунок 1.2 – Структурная карта по кровле V горизонта ахтырской свиты (к вариантам 9 - 16)

Таблица 1.2 – Результаты замеров текущих пластовых давлений в скважинах (к рисунку 1.2)

Варианты 9-16

№ скв	Альти-туда устья скважины (Ал), м	Глубина спуска манометра (Нм), м	Пластовое давление на глубине спуска манометра, МПа																Абсолютная отметка середины залежи, м	Плотность пластовой нефти, г/см ³
			1998 год				1999 год				2000 год				2001 год					
			I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.		
Варианты				9		10		11		12		13		14		15		16		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20	21
Залежь нефти XXI пласта																				
1	480	1842		19,3			19,0				18,6			18,2			17,8		-1325	0,734
2	491	1821	19,0			18,3			17,5			16,7			15,9			15,0		
3	485	1805		18,8			18,0			17,2			16,4			15,8		15,1		
4	498	1858	19,5		19,5				19,4			19,2			19,0		18,8			
5	520	1855		19,4				19,2			18,9			18,6			18,3			
6	490	1841	19,0			18,6			18,2			17,8			17,3			16,9		
7	497	1833	19,2		18,8			18,3			17,9			17,5			17			
8	488	1807	18,9			18,2			17,4			16,8			16			15,2		
9	500	1862		19,5				19,3			19,1			18,9			18,7			
10	511	1874		19,6			19,4			19,3			19,1			18,9		18,7		
11	526	1883			19,7				19,4					19,0			18,8			
12	532	1891	19,8		19,8			19,7			19,7		19,6			19,5		19,4		



Масштаб 1: 10 000

Рисунок 1.3 – Структурная карта по кровле XXI продуктивного пласта (к вариантам 17 - 24)

Таблица 1.3 – Результаты замеров текущих пластовых давлений в скважинах (к рисунку 1.3)

Варианты 17-24

№ ск в	Альти-туда устья скважины (Ал),м	Глубина спуска манометра (Нм), м	Пластовое давление на глубине спуска манометра, МПа																Абсолютная отметка середины залежи, м	Плотность пластовой нефти, г/см ³
			1991 год				1992 год				1993 год				1994 год					
			I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.		
Варианты				17		18		19		20		21		22		23		24		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20	21
Залежь нефти XXI пласта																				
1	300	2907	25,1		24,4		23,7	23,4		22,2		22,8		22,5			22,4		-2850	0,67
2	310	2980	28,0	27,3			26,1				24,2			22,1			21,5	22,0		
3	308	3368				27,2		26,8		26,4	26,4				25,1		24,4			
4	315	3265		26,5			25,9		23,4			24,5		23,6	24,4	23,9		24,1		
5	310	3290		24,8			24,5			24,6				24,5		24,1		23,7		
6	301	3341			28,2			26,4				25,5			24,2		22,7			
7	305	3405			25,1		23,9		23,7		24,8		23,6			24,4		23,8		
8	310	3460		28,4		28,2				26,1		27,2			26,0		25,6	25,3		
9	314	3154	26,2		25,6			24,7		25,1			24,6			24,4		24,6		
10	308	3398				25,9		25,7	25,2			25,0		25,0			24,8			
11	304	3214			24,9		23,7		21,5		21,1	22,0			21,0		21,1	21,8		

Таблица 1.4 – Пластовые давления, приведённые на дату составления карты изобар и на середину залежи

Номер скважины	Пластовые давления, приведенные на дату составления карты изобар (определённые по графику изменения значений текущих пластовых давлений) ($P_{пл}$), МПа	Приведенные пластовые давления на середину залежи ($P_{пл.2 пр.}$), МПа
1		
2		
...		



Рисунок 1.4 - График изменения значений текущих пластовых давлений по скважинам

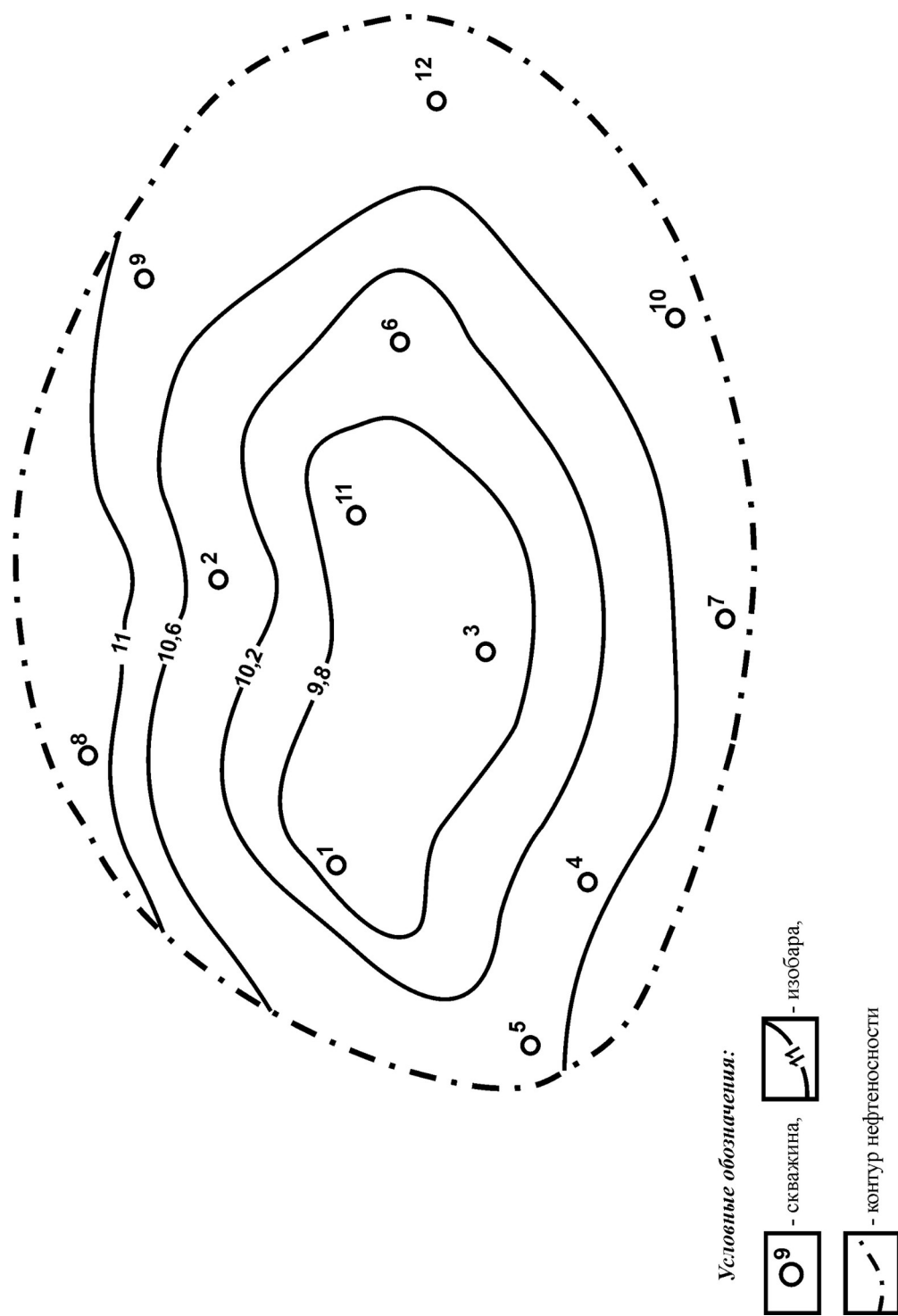


Рисунок 1.5 – Карта изобар нефтяной залежи продуктивного пласта по состоянию на I квартал 2003 года

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2

Определение среднего значения текущего пластового давления

Цель. Научиться определять средние значения текущих пластовых давлений в залежах разными способами.

Теоретическая часть. Среднее текущее (динамическое) пластовое давление в залежи – это давление, которое могло бы установиться в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Существуют различные способы расчета средних значений текущего пластового давления. Определяются как: среднеарифметическое; средневзвешенное по площади залежи; средневзвешенное по объему залежи. Применение того или иного способа расчета зависит от степени изученности залежи, объема фактических данных, расположения скважин по площади залежи (равномерное, неравномерное) и т.д.

Способ определения среднего арифметического значения параметра, как правило, применяют при небольшом наборе (до 30) и относительно небольшом диапазоне изменения исходных данных, когда объем данных не позволяет выявить тенденцию изменения параметра.

Способ определения средневзвешенного по площади залежи значения параметра используется в случае, если установлено закономерное изменение параметра по площади залежи. По нефтяным залежам средневзвешенное по площади залежи значение рассчитывают при относительно небольшой толщине продуктивного пласта (не более первых десятков метров).

Для расчета этим способом строится карта изменения соответствующего параметра, а именно, в рамках лабораторной работы используется карта изобар, построенная в предыдущей лабораторной работе и необходимая для определения среднего текущего (динамического) пластового давления на определенную дату по залежи.

Способ определения средневзвешенного по объему залежи значения текущего пластового давления позволяет взвесить значение параметра по

объему коллектора, путем построения карты изобар; карты эффективных нефтенасыщенных толщин (h_H) и карты значений $P \cdot h_H$.

По нефтяным залежам средневзвешенное по объему значение текущего пластового давления рассчитывается при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Газовые залежи могут иметь значительную толщину, поэтому для них принято определять среднее пластовое давление как средневзвешенное по объему залежи.

Средние значения текущих пластовых давлений определяют не только для залежи в целом, но и для различных ее участков (при больших размерах объекта разработки, сложном геологическом строении).

В настоящее время расчеты величин средневзвешенных текущих давлений осуществляются автоматически с помощью специализированных программных продуктов, используемых на предприятиях нефтяной и газовой отрасли в рамках программы по контролю за энергетическим состоянием залежей углеводородов.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3), а также карта изобар, построенная в предыдущей лабораторной работе (рисунок 1.5).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Определить средние значения текущего пластового давления разными способами, сравнить полученные результаты, сделать вывод о степени достоверности каждого способа расчета среднего значения.

I СПОСОБ. Среднее арифметическое значение текущего пластового давления рассчитывается по формуле:

$$\overline{P}_{пл} = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_n}{n} = \frac{\sum P_i}{n}, \quad (2.1)$$

где P_i – значение пластового давления в отдельных скважинах, приведенного к определенной дате и поверхности, МПа;

n – количество скважин (количество значений, использованных при расчете).

II СПОСОБ. Средневзвешенное по площади залежи значение текущего пластового давления определяется по карте изобар, построенной в предыдущей лабораторной работе, и рассчитывается по формуле:

$$\bar{P}_{nl} = \frac{\bar{P}_1 f_1 + \bar{P}_2 f_2 + \dots + \bar{P}_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n} = \frac{\sum P_i f_i}{\sum f_i}, \quad (2.2)$$

где P_i – среднеарифметические значения текущих пластовых давлений на элементарных участках площади, ограниченных двумя соседними изобарами, МПа (рисунок 2.1);

$$\bar{P}_i = \frac{P_i' + P_i''}{2}, \quad (2.3)$$

где P_i' , P_i'' – значения давлений двух смежных изобар элементарного участка площади, МПа;

f – площади элементарных участков, замеренные по карте, m^2 ;

n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями текущих пластовых давлений.

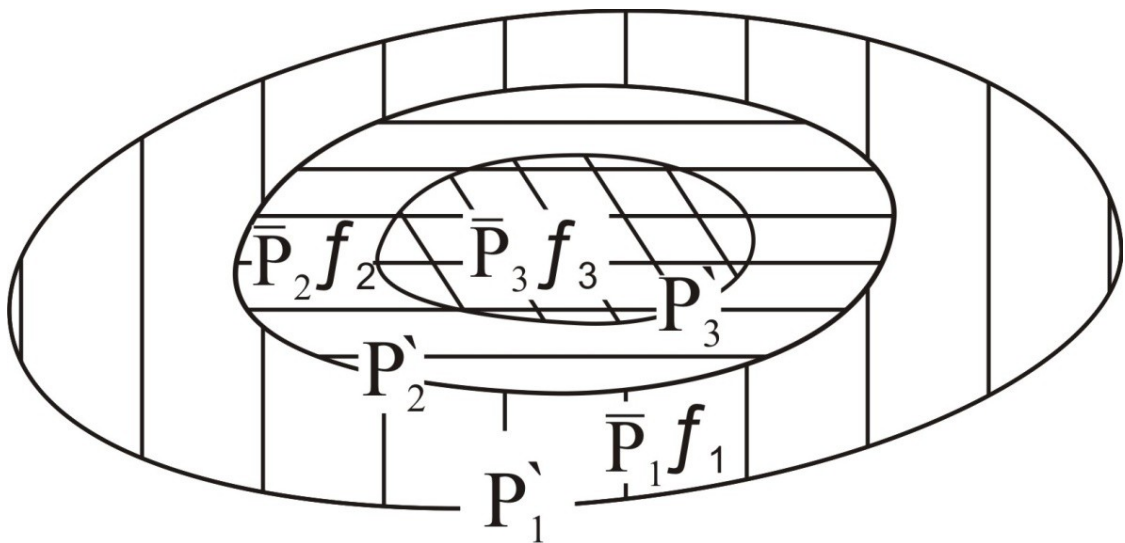


Рисунок 2.1 - Схема, иллюстрирующая определение элементарных площадей (f_i) и средних значений пластовых давлений (P_i) в пределах двух соседних изобар

Подставляя значения формулы 2.3 в формулу 2.2, получим:

$$\bar{P}_{nl} = \frac{(P'_1 + P'_2)f_1 + (P'_2 + P'_3)f_2 + \dots + (P'_n + P'_{n+1})f_n}{2(f_1 + f_2 + \dots + f_n)} = \frac{\sum (P'_i + P'_{i+1})f_i}{2\sum f_i}, \quad (2.4)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Расчёт средневзвешенного по площади залежи значения текущего пластового давления

№ элементарного участка	Среднее значение пластового давления на элементарном участке ($\bar{P}_i$), МПа	Площадь элементарного участка (f_i), м ²	Значение $\bar{P}_i \cdot f_i$	Средневзвешенное по площади залежи значение пластового давления ($\bar{P}_{nl}$), МПа
1				
2				
3				
...				

III СПОСОБ. Средневзвешенное по объему залежи значение текущего пластового давления определяется в ходе следующих последовательных действий:

- строится карта изобар (P);
- строится карта эффективных нефтенасыщенных толщин (h_H) - от кровли до ВНК, используя структурную карту по кровле пласта (сечение изобахит 10 м);
- строится карта произведения равных значений $P \cdot h_H$ путем наложения карты изобар на карту изобахит по точкам пересечения изолиний этих карт (либо возможно построение по данным произведения замеренных значений по скважинам);
- по карте равных значений $P \cdot h$ рассчитывается средневзвешенное по объему залежи значение текущего пластового давления по формуле:

$$\bar{P}_{нл} = \frac{(\overline{Ph})_1 f'_1 + (\overline{Ph})_2 f'_2 + \dots + (\overline{Ph})_n f'_n}{V_{зал}} = \frac{\sum (\overline{Ph})_i f'_i}{V_{зал}}, \quad (2.5)$$

где $(\overline{Ph})_i$ – среднее значения Ph на элементарных участках площади, ограниченных двумя соседними изолиниями, определяется по карте равных значений Ph , МПа · м;

f'_i – площади элементарных участков на карте равных значений Ph , м²;

$V_{зал}$ – объем залежи (м³), определяется по карте изопахит и рассчитывается по формуле:

$$V_{зал} = f_1'' \overline{h}_1 + f_2'' \overline{h}_2 + \dots + f_n'' \overline{h}_n = \sum f_i'' \overline{h}_i \quad (2.6)$$

где $\overline{h}_i$ – средняя мощность на элементарных участках (м), ограниченных двумя соседними изопахитами, рассчитывается по формуле:

$$\overline{h}_i = \frac{h_i + h_{i+1}}{2}, \quad (2.7)$$

где h_i, h_{i+1} – значения мощности между двумя смежными изопахитами элементарного участка площади на карте изопахит, м;

f_i'' – площадь элементарного участка на карте изопахит, м²;

n – количество элементов площади залежи с разными средними значениями текущих пластовых давлений.

Результаты расчета средневзвешенного по объему значения текущего пластового давления по залежи сведены в таблицах 2.2 – 2.3.

Таблица 2.2 – Расчёт объёма залежи

№ элемен- тарного участка	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина на элементарных участках $(\overline{h}_i)$, м	Площадь элементарного участка (f_i') , м ²	Значение $f_i'' \overline{h}_i$	Объем залежи $(V_{зал})$, м ³
1				
2				
3				
...				

Таблица 2.3 - Расчёт средневзвешенного по объёму залежи значения текущего пластового давления

№ элементарного участка	Среднее значение $(\overline{Ph})_i$ на элементарном участке	Площадь элементарного участка (f_i), м ²	Значение $(Ph)_i f_i$	Средневзвешенное по объёму залежи значение пластового давления, МПа
1				
2				
3				
...				

Содержание отчета. Используя данные (рисунки 1.1-1.3, таблицы 1.1-1.3) и расчёты из предыдущей работы (таблица 1.4) каждый студент рассчитывает средние значения текущих пластовых давлений тремя способами. В качестве отчетных материалов представляются построенные карты и произведенные расчеты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Какие способы определения средних значений пластовых давлений по залежам Вам известны?
2. Перечислите особенности определения средневзвешенного значения по площади залежи.
3. Перечислите особенности определения средневзвешенного значения по объёму залежи.
4. Перечислите особенности определения среднеарифметического значения параметра.

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.

2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3

Определение режима залежи и построение графиков разработки

Цель. Ознакомиться с основными режимами работы нефтяных залежей и с методикой построения графиков разработки.

Теоретическая часть. В процессе разработки нефтяных залежей вытеснение нефти к забоям скважин происходит под действием различных видов пластовой энергии, а именно: горного давления, упругих сил нефти, воды и вмещающих их пород, напора контурных и подошвенных пластовых вод, упругой энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке, энергии расширяющегося газа, растворенного в нефти, силы тяжести самой нефти.

Проявление указанных видов пластовой энергии при разработке каждой конкретной залежи зависит от совокупности геологических и технологических факторов.

Факторы, определяющие режим работы нефтяной залежи:

Геологические факторы. К числу геологических факторов, обуславливающих режим работы нефтяной залежи, относятся:

- структурно-тектонические, гидродинамические и физико-литологические особенности резервуара, к которому приурочена залежь нефти, его размеры, пористость, проницаемость и их вариация в пределах залежи;
- местоположение залежи в резервуаре по отношению к дневной поверхности, области питания и разгрузки, форма и размеры залежи, степень ее изолированности от водоносных пластов, залегающих выше и ниже залежи, факторы формирования начального пластового давления в ней;
- физико-химические свойства флюидов, насыщающих резервуар, фазовое состояние углеводородов в залежи, соотношения давления насыщения и пластового давления, соотношение вязкости нефти и воды, минерализация пластовых вод и пластовая температура и давление.

Основные технологические факторы. Эти факторы определяются условиями разработки нефтяной залежи и могут быть изменены по воле человека. К ним относятся:

- темп отбора нефти, воды, газа по залежи, динамика пластового давления в процессе разработки;

- характер размещения добывающих скважин;

- условия и интенсивность применения методов поддержания пластового давления и интенсификации добычи нефти.

Понятие о режиме работы нефтяной залежи. Как правило, каждая нефтяная залежь обладает совокупностью природных источников пластовой энергии. Однако в каждый конкретный период разработки залежи главную роль в вытеснении нефти к забоям добывающих скважин принадлежит какому-то одному, иногда нескольким видам пластовой энергии, по которым и называют режим залежи.

Таким образом, под режимом работы нефтяной залежи показывают проявление в ней главного, доминирующего вида пластовой энергии, обеспечивающего вытеснение нефти к забоям добывающих скважин.

Очевидно, что режим работы залежи определяет не все, а лишь наиболее характерные особенности поведения залежи в процессе разработки.

Согласно современным представлениям по преобладающему виду пластовой энергии выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей:

1. Упругий или упруго-замкнутый;
2. Упруговодонапорный;
3. Водонапорный;
4. Газонапорный или газовой шапки;
5. Растворенного газа;
6. Гравитационный.

При одновременно действующих двух и более видов пластовой энергии режим работы нефтяной залежи будет смешанным, соответственно по видам преобладающей энергии.

В процессе разработки нефтяной залежи непрерывно изменяются термобарические условия пласта, физические свойства породы-коллектора,

свойства нефти, газа, воды; изменяются технологические условия разработки, на смену одним главным видам пластовой энергии могут прийти другие.

Изменения характера движущих сил в пласте приводит к изменению режима залежи и переводу его в другой режим, в том числе искусственным путем закачки воды или газа. Поэтому заключение о режиме работы нефтяной залежи может быть сделано на основе комплексного изучения геологических (природных) факторов и динамики основных показателей ее разработки.

Характеристика режимов работы нефтяных залежей. Основные характеристики режимов работы нефтяных залежей приведены в таблице 3.1.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы с результатами разработки залежей, представленные в табличной форме (таблица 3.2).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

1. Ознакомиться с условиями проявления режимов нефтяных залежей в различных геогидродинамических зонах и их геолого-эксплуатационными характеристиками по рекомендуемой литературе, список которой приводится в конце данного руководства.

2. Используя табличные данные (таблица 3.2), в соответствии с вариантом, рассчитать на каждый год разработки нефтяной залежи:

- *среднегодовой газовый фактор:*

$$r_i = Q_{r_i} / Q_{H_i}, \quad (3.1)$$

где r_i – газовый фактор, м³/т;

Q_{r_i} – добыча газа за i -год, м³;

Q_{H_i} – добыча нефти за i -тый год, т.

- *годовую добычу жидкости:*

$$Q_{жi} = Q_{H_i} + Q_{Вi}, \quad (3.2)$$

где $Q_{жi}$ – годовая добыча жидкости, т;

Q_{H_i} – добыча нефти за i -тый год, т;

$Q_{Вi}$ – добыча воды за i -тый год, т.

- накопленную добычу нефти:

$$Q_{\text{ннi}} = \sum_{i=1}^N Q_{\text{нi}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{\text{ннi}}$ – накопленная добыча нефти, т;

$Q_{\text{нi}}$ – добыча нефти за i -тый год, т;

N – количество лет разработки залежи, год.

- накопленную добычу жидкости:

$$Q_{\text{жнi}} = \sum_{i=1}^N Q_{\text{жi}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{\text{жнi}}$ – накопленная добыча жидкости, т;

$Q_{\text{жi}}$ – добыча жидкости за i -тый год, т;

N – количество лет разработки залежи, год.

- среднегодовой процент воды в добываемой жидкости – обводненность:

$$n_{\text{вi}} = Q_{\text{вi}} * 100\% / Q_{\text{жi}}, \quad (3.5)$$

где $n_{\text{вi}}$ – обводненность, %;

$Q_{\text{жi}}$ – добыча жидкости за i -тый год, т.

- удельную добычу нефти, т.е. количество нефти, добываемой на единицу падения пластового давления:

$$\Delta Q_{\text{нi}} = Q_{\text{нi}} / (P_{i-1} - P_i), \quad (3.6)$$

где $\Delta Q_{\text{нi}}$ – удельная добыча нефти, т/МПа;

P_{i-1} , P_i – пластовое давление соответственно за предыдущий и текущий i -тый год разработки, МПа.

3. Исходные и расчетные данные необходимо представить в виде таблицы 3.3.

4. Построить график разработки: изменения $P_{\text{пл}}$, $Q_{\text{нi}}$, $Q_{\text{вi}}$, $Q_{\text{жi}}$, G_i , $Q_{\text{ннi}}$, $Q_{\text{жнi}}$. Пример оформления приведен на рисунке 3.1.

5. Основываясь на данных о геологическом строении природного резервуара, литологии и коллекторских свойствах пород продуктивного горизонта, геологических особенностях залежи, пластовой температуре и давления, химическом составе и минерализации законтурных и подошвенных пластовых

вод, а также динамике основных показателей разработки сделать аргументированное заключение о режиме работы нефтяной залежи.

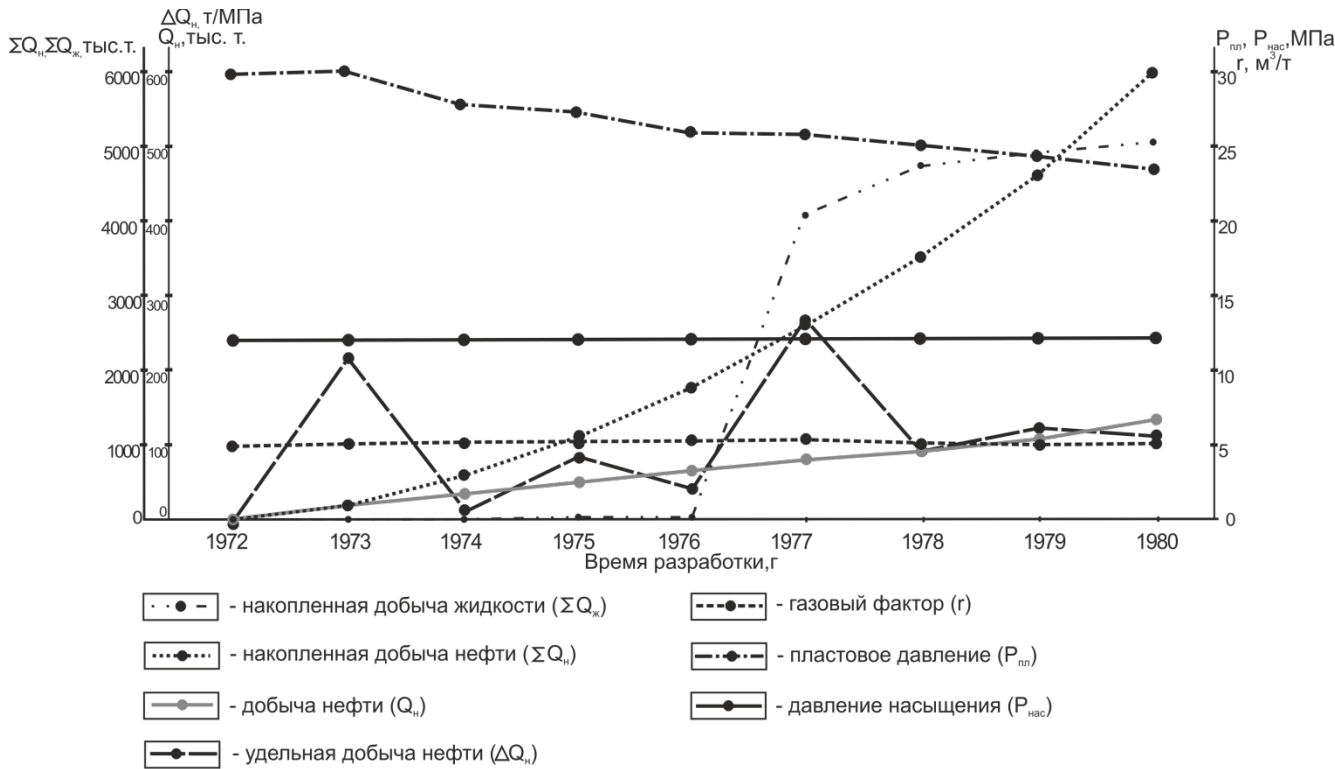


Рисунок 3.1 – График разработки нефтяной залежи

6. На основе режима работы залежи, динамики основных показателей, геологических условий разработки обосновать объемы искусственного воздействия на работу залежи с целью повышения нефтеизвлечения.

Каждый студент получает один вариант задания в виде таблицы результатов разработки залежи и приступает к его выполнению.

Содержание отчета. В качестве отчетных материалов предоставляются построенный график разработки и пояснительная записка с обоснованием режима работы залежи. Отчетные данные внести в таблицу 3.3.

Контрольные вопросы

1. Что такое режим залежи и от чего он зависит?
2. Назовите существующие режимы работы нефтяных и газовых залежей?
3. Назовите главные особенности газонапорного, водонапорного и других режимов?
4. Что такое удельная добыча нефти или газа?

5. Что такое обводненность продукции скважины и как она рассчитывается?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.
3. Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов / М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.

Таблица 3.1- Характеристика природных режимов нефтяных залежей

Показатели	Режим					
	Упругий	Упруговодо-напорный	Водо-напор-ный	Газоводо-напорный	Растворен-ного газа	Грави-тацион-ный
1	2	3	4	5	6	7
Вид энергии	Упругие силы жидкости, породы, температура, гравитация	Напор краевых вод, упругость жидкостей и породы	Напор краевых вод	Расширение сжатого газа	Выделение растворенного газа в свободную фазу	Сила тяжести
Геологические условия проявления режимов						
Связь с областью питания и законтурной зоной	Отсутствует	Слабая	Хорошая	-	-	-
Проницаемость	Высокая в пределах залежи и низкая за ее пределами	Пониженная	Высокая	Высокая вертикальная	Низкая	-
Неоднородность	Разной степени	Значительная	Низкая	-	Высокая	Низкая
Вязкость нефти	Низкая, средняя /менее 1 - 2 мПа*с/	Повышенная	Низкая / до 2-3 мПа*с/	Низкая, средняя /1- 2 мПа*с/	Средняя и высокая	-
Соотношение P_0 и $P_{нас}$	$P_0 > P_{нас}$	$P_0 > P_{нас}$		$P_0 < P_{нас}$	$P_0 < P_{нас}$	-
Объем залежи при разработки	Постоянный	Уменьшается	Уменьшается	Уменьшается	Постоянный	Уменьшается
Градиент начального пластового давления (P_0/H) МПа/м	0,013-0,024	0,009-0,013	0,0088-0,012	-	-	Менее 0,011
Минерализация пластовых вод г/л	Различная, но чаще повышенная	Высокая / более 20/	Низкая / менее 20/	-	-	Низкая / менее 10/

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Динамика показателей разработки						
Компенсация оптимальных отборов жидкости внедрением краевых вод	Отсутствует	Слабая при низких темпах отбора	Полная	-	-	-
Пластовое давление	Резко снижается с увеличением	Снижается с увеличением	Почти не снижается	Снижается в начале медленно	Быстро снижается с ростом, с последующим замедлением снижения	-
Газовый фактор	Постоянный / $n \cdot 100$ /	Постоянный / $n \cdot 100$ /	$/n \cdot 1 + 10/$	В начальной стадии растет медленно, а в последующем появляются пикообразные всплески	Резко возрастает и резко снижается до единиц $\text{м}^3/\text{т}$	-
Максимальный темп добычи от извлекаемых запасов	Более 10-15	До 5-8	Менее 15-20	Менее 5-6	На первой стадии высокий, затем низкий	До 1-2
Коэффициент нефтеизвлечения	До 0,6	До 0,4-0,90	Менее 0,3-0,7	Менее 0,3-0,50	Менее 0,1-0,20	До 0,05-0,5 / 0,5 – для напорных пластов/

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 1)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь VIII														
1971	5,9	0,47	-	-	1	9,6					Песчано среднезернистые			Хлоркальциевый
1972	2,4	2,06	-	-	9	9,3								
1973	175,6	14,23	-	-	20	9,1								
1974	200,8	16,41	-	-	41	8,5								
1975	223,1	18,51	-	-	54	8,0	10,3	10,1	980	48		0,068	1363	
1976	176,6	14,82	-	-	62	7,6								
1977	147,8	12,56	-	-	63	6,8								
1978	133,4	11,33	0,18	-	55	6,1								
1979	113,9	10,71	0,57	-	54	5,6								
1980	105,8	10,47	2,72	-	50	5,4								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 2)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIII														
1972	3,2	0,35	-	-	2	36,8					Песчаники мелкозернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	23,4	2,62	-	-	3	36,9								
1974	39,1	4,41	-	-	5	34,3								
1975	54,5	6,04	-	-	8	33,7	38,0	15,0	2940	100		0,036	610	
1976	70,2	8,07	-	-	11	32,1								
1977	86,7	10,05	0,02	-	15	31,8								
1978	100,2	11,12	0,15	-	18	30,8								
1979	118,0	12,86	0,66	-	22	29,9								
1980	145,6	16,30	1,12	-	24	28,7								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 3)

Год разработки	Добыча нефти, Q_n , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости $мкм^2 \cdot 10^{-3}$	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XIII														
1972	461	10.51	10	-	6	6.5					Песчаники кварцевые крупнозернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	744	17.48	303	-	14	6.6								
1974	782	19.01	453	-	16	6.3								
1975	864	19.78	651	-	25	6.4	7.0	4.8	695	80.2		1,650	27,7	
1976	1646	38.52	930	-	35	6.1								
1977	988	22.82	1173	-	28	6.6								
1978	536	12.86	1356	-	29	6.5								
1979	328	7.71	1719	-	27	6.6								
1980	302	7.02	2148	-	27	6.6								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 4)

Год разработки	Добыча нефти, Q_n , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости $мкм^2 \cdot 10^{-3}$	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIX-XX-XXI пластов														
1928	102	4,5	-	-	1	8,6					Песчаник крупнозернистый кварцевый			Гидрокарбонатно-натриевый
1929	223	9,9	-	-	5	8,3								
1930	409	13,4	5,5	-	12	7,9								
1931	1032	48,4	93	-	19	7,8								
1932	683	31,9	212	-	98	7,7	8,7	6,2	910	87		1,050	105	
1933	647	29,8	454	-	160	7,6								
1934	542	23,5	379	-	180	7,5								
1935	465	20,9	385	-	177	7,3								
1936	335	15,4	431	-	168	7,0								
1937	261	12,2	549	-	155	6,8								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 5)

Год разработки	Добыча нефти, Q_n , тыс. т	Добыча газа, млн. m^3	Добыча воды, тыс. т	Закачка воды, тыс. m^3	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости $mkм^2 \cdot 10^{-3}$	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь пласта В ₃														
1974	45,5	3,2	-	-	2	17,2					Мелкозернистые песчаники и алевролиты			хлоркальциевый
1975	126,2	9,1	4,6	-	5	17,0								
1976	151,2	11,3	10,1	-	10	16,8								
1977	199,0	15,4	18,0	-	15	15,9								
1978	233,9	17,2	40,3	-	19	15,2	17,5	9,8	1720	36		0,152	5288	
1979	297,8	23,6	70,1	-	27	14,8								
1980	696,3	55,0	98,3	430,3	50	14,7								
1981	803,7	61,2	160,6	890,8	96	14,8								
1982	1230,4	98,4	190,5	1249,4	116	14,9								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант б)

Год разра- ботки	Добыча неф- ти, Q _н , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое дав- ление	Давление на- сыщения, МПа	Средняя глу- бина в залежи	Тпл	Литологиче- ский состав пород	Коэффициент проницаемо- сти мкм ² * 10 ⁻³	Общая мине- рализация	Тип воды
Верхнемеловая залежь нефти														
1974	48,1	26,4	0,7	-	5	52,0					Известняки трещинова- тые			Хлоркальциевый
1975	262,4	141,5	2,7	-	9	49,0								
1976	359,8	203,0	9,6	-	13	45,1								
1977	386,6	216,7	19,3	-	19	41,5								
1978	336,1	188,5	55,4	-	21	39,3	53,0	33,3	3440	142		0,036	1680	
1979	274,3	152,0	69,0	-	23	40,0								
1980	240,0	136,3	83,2	-	25	41,6								
1981	213,5	119,5	115,8	-	27	40,9								
1982	197,7	112,7	143,4	-	28	40,0								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 7)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь каспийского горизонта														
1974	47,6	3,4	-	-	4	25,7					Мелкозернистые песчаники и алевролиты			Хлоркальциевый
1975	66,6	5,9	-	-	6	24,7								
1976	83,5	7,7	-	-	7	23,2								
1977	98,5	9,3	-	-	7	22,6								
1978	115,6	11,1	-	-	9	21,1	26,8	12,1	2030	63		0,058	980	
1979	130,7	13,4	-	-	14	20,7								
1980	145,2	14,5	0,49	-	17	19,6								
1981	163,1	16,1	0,76	-	20	18,8								
1982	189,4	19,6	1,34	-	2?	17,6								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 8)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIII														
1974	25,4	17,2	-	-	9	10,2					Песчаники средне – и мелкозернистые			Хлоркальциевый
1975	151,8	40,8	-	-	12	9,4								
1976	264,6	69,1	-	-	18	8,6								
1977	318,3	91,8	-	-	26	7,3	11,4	10,9	1190	39		0,45	360	
1978	246,1	63,0	-	-	26	6,6								
1979	176,3	34,8	-	-	24	5,8								
1980	99,7	18,6	-	-	25	6,1								
1981	83,6	12,5	4,3	-	24	4,5								
1982	56,2	10,1	9,8	-	21	4,0								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 9)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIII														
1972	110		80	-	5	8,9					Песчаники крупно – и среднезернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	393		163	-	11	8,7								
1974	421		296	-	14	8,8								
1975	505		413	-	17	8,7	9,1	6,9	920	72		2,090	35,5	
1976	993		641	-	29	8,7								
1977	644		898	-	28	8,6								
1978	201		1014	-	25	8,5								
1979	108		1466	-	26	8,4								
1980	96		1973	-	24	8,2								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 10)

Год разработки	Добыча нефти, Q _н , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Верхнемеловая нефтяная залежь пласта XII														
1977	6,96	0,50	-	-	2	12,6					Алевролит крупнозернистый			Гидрокарбонатно-натриевый
1978	3,46	2,18	-	-	8	12,3								
1979	176,66	15,08	-	-	24	12,1								
1978	201,86	17,39	-	-	37	11,5								
1979	224,16	19,62	-	-	49	11,0	13,3	12,7	1102	54		0,091	2354	
1980	177,66	15,71	-	-	65	10,6								
1981	148,86	13,31	-	-	67	9,8								
1982	134,46	12,01	0,32	-	53	9,1								
1983	114,96	11,35	0,69	-	51	8,6								
1984	106,86	11,10	3,48	-	48	8,4								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 11)

Год разработки	Добыча нефти, Q _н , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип вод
Нефтяная залежь K1VIII1														
1991	6,2	1,00	-	-	1	12,6					Песчано среднернергичные			Хлоркальциевый
1992	3,6	5,06	-	-	9	10,3								
1993	180,0	15,23	-	-	20	9,1								
1994	200,8	18,4	-	-	41	8,5								
1995	223,1	18,8	-	-	54	8,0	12.8	10,1	980	48		0,068	1363	
1996	176,6	16,8	-	-	62	7,6								
1997	120,0	13,5	-	-	63	6,8								
1998	133,4	12,3	0,20	-	55	5,8								
1999	60,0	10,7	0,67	-	54	5,6								
2000	120,0	9,0	3,54	-	50	4,4								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 12)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь VII														
1971	5,9	0,48	-	-	1	9,6					Песчано среднезернистые			Хлоркальциевый
1972	2,6	2,05	-	-	9	9,3								
1973	178,7	14,26	-	-	20	9,1								
1974	200,4	17,42	-	-	41	8,5								
1975	224,1	18,51	-	-	54	8,0	10,5	10,2	970	48		0,068	1363	
1976	175,6	13,92	-	-	62	7,6								
1977	147,7	12,54	-	-	63	6,8								
1978	133,8	11,31	0,19	-	55	6,1								
1979	114,2	10,73	0,63	-	54	5,6								
1980	106,7	11,22	2,77	-	50	5,4								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 13)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIV														
1972	3,3	0,35	-	-	2	37,8					Песчаники мелкозернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	25,4	2,72	-	-	3	37,9								
1974	40,5	4,42	-	-	5	35,3								
1975	56,8	6,03	-	-	8	34,7	39,2	15,0	2950	100		0,036	610	
1976	73,2	8,11	-	-	11	33,1								
1977	87,8	11,13	0,02	-	15	32,8								
1978	100,6	12,14	0,17	-	18	31,8								
1979	120,0	13,57	0,62	-	22	30,9								
1980	145,8	17,35	1,13	-	24	29,7								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 14)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XIV														
1972	451	10,55	10	-	6	6,5					Песчаники кварцевые крупнозернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	745	17,35	303	-	14	6,6								
1974	788	19,22	456	-	16	6,3								
1975	867	19,77	651	-	25	6,4	7.0	4.8	695	80.2		1,650	27,7	
1976	1653	38,56	930	-	35	6,1								
1977	978	23,82	1176	-	28	6,6								
1978	536	13,26	1353	-	29	6,5								
1979	335	8.71	1721	-	27	6,6								
1980	302	8.03	2158	-	27	6,6								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 15)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIX-XX-XXII пластов														
1928	103	4,7	-	-	1	8,7					Песчаник крупнозернистый кварцевый			Гидрокарбонатно-натриевый
1929	224	10,2	-	-	5	8,4								
1930	414	13,8	5,4	-	12	8,0								
1931	1037	48,5	95	-	19	7,8								
1932	685	32,1	212	-	98	7,7	8,9	6,2	910	87		1,050	105	
1933	653	30,2	455	-	160	7,6								
1934	541	24,5	380	-	180	7,5								
1935	467	21,9	382	-	177	7,3								
1936	337	15,5	432	-	168	7,0								
1937	265	12,3	551	-	155	6,8								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 16)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь пласта В ₃														
1974	45,5	3,3	-	-	2	17,5					Мелкозернистые песчаники и алевролиты			хлоркальциевый
1975	125,1	9,2	4,7	-	5	17,2								
1976	151,5	11,4	10,3	-	10	17,0								
1977	199,8	15,3	18,2	-	15	16,9								
1978	234,2	17,1	40,3	-	19	16,2	17,8	9,8	1720	36		0,152	5288	
1979	297,8	23,7	71,2	-	27	15,8								
1980	696,3	55,0	98,7	430,3	50	15,7								
1981	804,7	61,2	161,6	890,8	96	15,8								
1982	1231,5	98,5	190,5	1250,4	116	15,9								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 17)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь VI														
1971	5,8	0,49	-	-	1	9,5					Песчано среднезернистые			хлоркальциевый
1972	2,5	2,06	-	-	9	9,2								
1973	174,6	14,24	-	-	20	9,0								
1974	200,3	17,41	-	-	41	8,4								
1975	225,2	18,53	-	-	54	7,9	10,7	10,3	990	48		0,068	1363	
1976	175,7	14,96	-	-	62	7,5								
1977	147,4	12,53	-	-	63	6,7								
1978	133,8	11,32	0,23	-	55	6,1								
1979	114,1	10,73	0,67	-	54	5,5								
1980	105,3	10,22	2,75		50	5,2								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 18)

Год разработки	Добыча нефти, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXVI														
1972	3,4	0,36	-	-	2	37,0					Песчаники мелкозернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	24,3	2,71	-	-	3	35,7								
1974	41,2	4,45	-	-	5	33,2								
1975	55,7	6,02	-	-	8	32,4	37,5	16,0	2930	100		0,036	610	
1976	72,1	8,13	-	-	11	32,3								
1977	85,9	10,23	0,02	-	15	31,5								
1978	102,3	11,14	0,17	-	18	30,6								
1979	117,5	12,87	0,65	-	22	29,7								
1980	145,8	17,31	1,12	-	24	28,6								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 19)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIX-XX-XXIII пластов														
1928	101	4,6	-	-	1	8,8					Песчаник крупнозернистый кварцевый			Гидрокарбонатно-натриевый
1929	233	10,1	-	-	5	8,5								
1930	419	14,9	5,4	-	12	8,1								
1931	1128	47,5	95	-	19	7,7								
1932	725	33,2	212	-	98	7,6	9,2	6,3	920	87		1,050	105	
1933	634	31,4	455	-	160	7,4								
1934	543	24,7	380	-	180	7,3								
1935	468	21,8	382	-	177	7,0								
1936	332	16,3	432	-	168	6,8								
1937	253	13,2	551	-	155	6,4								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 20)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь пласта В ₄														
1974	45,5	3,3	-	-	2	17,3					Мелкозернистые песчаники и алевролиты			хлоркальциевый
1975	125,1	9,2	4,8	-	5	17,1								
1976	151,5	11,4	10,2	-	10	16,7								
1977	199,8	15,3	19,3	-	15	16,3								
1978	234,2	17,1	41,4	-	19	15,8	17,6	9,7	1730	36		0,152	5288	
1979	297,8	23,9	72,3	-	27	15,5								
1980	696,3	57,2	101,6	440,3	50	15,4								
1981	804,7	62,0	172,7	891,7	96	15,5								
1982	1231,5	96,5	201,1	1252,4	116	15,6								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 21)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Верхнемеловая залежь нефти														
1974	49,2	24,3	0,8	-	5	51,0					Известняки трещиноватые			Хлоркальциевый
1975	265,4	142,5	2,9	-	9	48,2								
1976	361,7	205,0	9,5	-	13	46,1								
1977	389,8	214,7	19,2	-	19	42,5								
1978	334,3	187,5	54,5	-	21	39,8	54,0	35,2	3440	142		0,036	1680	
1979	272,1	155,0	70,0	-	23	40,3								
1980	250,0	134,2	85,3	-	25	41,7								
1981	214,5	118,4	117,6	-	27	40,8								
1982	196,7	111,7	145,4	-	28	40,1								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 22)

Год разработки	Добыча нефти, Q _н , тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь чокракского горизонта														
1974	48,5	3,3	-	-	4	26,8					Мелкозернистые песчаники и алевролиты			Хлоркальциевый
1975	65,6	5,8	-	-	6	25,4								
1976	82,4	7,6	-	-	7	23,6								
1977	98,3	9,5	-	-	7	22,7								
1978	116,8	11,4	-	-	9	21,2	29,8	14,1	2040	65		0,058	960	
1979	131,7	13,1	-	-	14	20,8								
1980	143,2	14,7	0,53	-	17	19,9								
1981	164,1	16,2	0,84	-	20	18,3								
1982	189,6	18,6	1,36	-	25	17,5								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 23)

Год разра- ботки	Добыча неф- ти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глу- бина в за-	Тпл	Литологиче- ский состав пород	Коэффици- ент проница- емости мкм ² *10 ⁻³	Общая мине- рализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIV														
1974	25,5	19,2	-	-	9	11,2					Песчаники средне – и мелкозернистые			Хлоркальциевый
1975	157,8	42,8	-	-	12	10,4								
1976	263,4	70,1	-	-	18	9,6								
1977	321,3	92,9	-	-	26	8,3	12,5	10,9	1190	39		0,45	360	
1978	246,1	65,3	-	-	26	7,6								
1979	178,3	33,4	-	-	24	6,8								
1980	101,7	18,7	-	-	25	6,1								
1981	82,6	13,5	4,6	-	24	5,5								
1982	54,2	11,2	10,3	-	21	5,0								

Таблица 3.2 – Исходные данные для обоснования режима разработки нефтяной залежи (вариант 24)

Год разработки	Добыча нефти, Qн, тыс.т	Добыча газа, млн.м ³	Добыча воды, тыс.т	Закачка воды, тыс.м ³	Количество доб. скважин	Пластовое давление, МПа	Начальное пластовое давление	Давление насыщения, МПа	Средняя глубина в залежи	Тпл	Литологический состав пород	Коэффициент проницаемости мкм ² *10 ⁻³	Общая минерализация	Тип воды
Нефтяная залежь XXIV														
1972	115		86	-	5	9,9					Песчаники крупно – и среднезернистые			Гидрокарбонатно-натриевый
1973	394		167	-	11	9,7								
1974	427		298	-	14	9,8								
1975	510		416	-	17	9,7	11,1	7,0	930	72		2,090	35,5	
1976	997		649	-	29	9,7								
1977	649		905	-	28	9,6								
1978	208		1021	-	25	9,5								
1979	110		1496	-	26	9,4								
1980	98		1983	-	24	9,2								

Таблица 3.3 – Исходные и расчетные данные

Год разработки	Добыча нефти ($Q_{нi}$) тыс. т.	Добыча воды ($Q_{вi}$), тыс.т.	Добыча жидкости ($Q_{жi}$), тыс. т.	Добыча газа ($Q_{гi}$), млн. м ³	Накопленная добыча		Газовый фактор (r_i), м ³ /т	Закачка воды ($Q_{звi}$), тыс. т.	Количество добы- вающих скважин (М)	Давление, МПа			Обводненность ($P_{вi}$), %	Удельная добыча неф- ти ($\Delta Q_{нi}$), т/МПа
					Нефти ($Q_{нi}$), тыс.т.	Жидкости ($Q_{жi}$), тыс.т.				Начальное пластовое, (P_0)	Пластовое, (P_i)	Насыщения, ($P_{нас}$)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4

Определение коэффициента охвата заводнением нефтяного пласта

Цель. Научить студентов определять коэффициент охвата заводнением ($K_{o.зав}$) нефтяного пласта на участке с разрезающим рядом нагнетательных скважин и примыкающих к нему добывающих скважин (по три ряда с каждой стороны).

Теоретическая часть. При осуществлении заводнения нефтяных пластов важными показателями являются отношение закачанных объёмов нагнетаемой воды и извлеченных объёмов нефти, направление движения фронта закачиваемой жидкости, доля охвата продуктивного пласта процессом вытеснения по толщине, площади и объёму залежи. Оценка этих показателей позволяет судить об эффективности осуществляемой системы заводнения и её роли в повышении нефтеотдачи при разработке залежи нефти или её отдельных участков.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются материалы, представленные в табличной и графической формах (рисунки 4.1 - 4.2, таблицы 4.1 - 4.48).

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Определить коэффициент охвата заводнением ($K_{o.зав}$) нефтяного пласта на участке с разрезающим рядом нагнетательных скважин и примыкающих к нему добывающих скважин (по три ряда с каждой стороны).

1. Провести на плане расположения скважин (масштаб 1: 25 000) фактическую границу распространения закаченной воды. Граница условно проводится, используя данные об обводнённости (значение обводнённости показывается около каждой скважины), посередине между обводнёнными и безводными скважинами.

2. Определить фактическую заводнённую площадь ($F_{завФ}$, м²) в пределах изучаемого участка залежи ($F_{зал}$, м²).

3. Определить коэффициент охвата заводнением по площади ($K_{o.зав.F}$):

$$K_{o.зав.F} = \frac{F_{зав.Ф}}{F_{зал}}, \quad (4.1)$$

где $K_{o.зав.F}$ – коэффициент охвата заводнением по площади, д.е.;

$F_{зав.Ф}$ – фактическая заводненная площадь, м²;

$F_{зал}$ – площадь залежи, м².

4. Определить теоретическую площадь распространения закачанной воды ($F_{зав.т.}$, м²) при полном охвате пласта заводнением по всей толщине пласта.

При выполнении указанного условия суммарный объем закачанной в пласт воды может быть выражен следующим равенством:

$$V_{в.зак.} = F_{зав.т.} \cdot h_H \cdot K_{П} \cdot K_H \cdot \eta_{н.пр.}, \quad (4.2)$$

где $V_{в.зак.}$ – суммарный объем закачанной в пласт воды в пределах изучаемого участка залежи, м³;

$F_{зав.т.}$ – теоретическая площадь, занимаемая закачанной в пласт водой в пределах изучаемого участка залежи, м²;

h_H – нефтенасыщенная толщина пласта в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), м;

K_H – коэффициент открытой пористости в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), д.е.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности в пределах изучаемого участка залежи (среднее значение), д.е.;

$\eta_{н.пр.}$ – проектный коэффициент нефтеизвлечения, д.е.

Из формулы 4.2 найдем:

$$F_{зав.т.} = \frac{V_{в.зак.}}{h_H \cdot K_{П} \cdot K_H \cdot \eta_{н.пр.}}, \quad (4.3)$$

Поскольку диапазон изменения значений нефтенасыщенной толщины пласта, коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности небольшой, средние значения указанных параметров могут быть рассчитаны как среднеарифметические в пределах изучаемого участка залежи.

5. Определить коэффициент охвата заводнением по толщине пласта ($K_{o.зав.h}$) как отношение теоретической площади распространения воды в пределах залежи (участка) к общей площади залежи (участка):

$$K_{o.зав.h} = \frac{F_{зав.m}}{F_{зал.}}, \quad (4.4)$$

где $K_{o.зав.h}$ – коэффициент охвата заводнением по толщине, д.е.;

$F_{зав.m}$ – теоретическая заводненная площадь, м²;

$F_{зал.}$ – площадь залежи, м².

6. Определить коэффициент охвата заводнением по объему пласта:

$$K_{o.зав.V} = K_{o.зав.F} \cdot K_{o.зав.h}, \quad (4.5)$$

где $K_{o.зав.V}$ – коэффициент охвата заводнением по объему, д.е.;

$K_{o.зав.h}$ – коэффициент охвата заводнением по толщине, д.е.;

$K_{o.зав.F}$ – коэффициент охвата заводнением по площади, д.е.

7. Построить карты нефтенасыщенных толщин, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности.

Содержание отчета. В отчете привести порядок выполнения задания, осуществить необходимые расчеты и построения, привести полученные результаты.

Контрольные вопросы

1. Перечислите существующие системы заводнения?
2. При каких условиях используется площадное и очаговое заводнение?
3. Что такое коэффициент охвата заводнением?
4. Какие существуют разновидности коэффициентов охвата заводнением и как они рассчитываются?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.

2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

3. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: учебник для вузов / И. П. Чоловский, М. М. Иванова, И. С. Гутман, С. Б. Вагин, Ю. И. Брагин. – М. : ГУП «Изд-во "Нефть и газ"» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.

Масштаб 1: 25 000

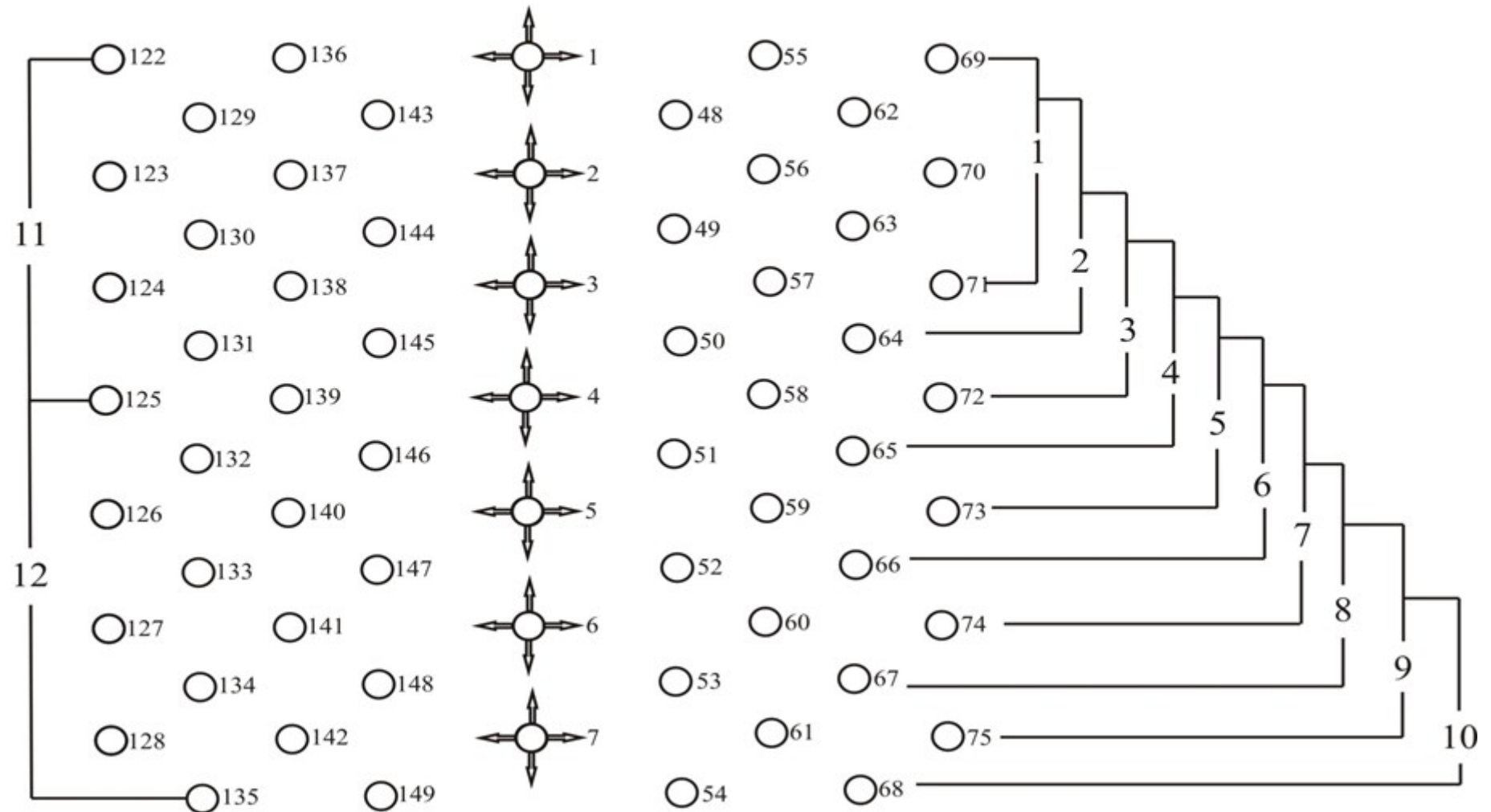


Рисунок 4.1 – План расположения скважин (к вариантам 1-12)

Таблица 4.1 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 1					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
122	0	0,83	23	0,15	0,6
123	0	0,84	25	0,17	
124	0	0,89	22	0,14	
129	0	0,86	24	0,16	
130	0	0,87	24	0,19	
136	0	0,87	23	0,15	
137	0	0,91	24	0,19	
138	0	0,91	26	0,18	
143	62	0,89	24	0,16	
144	71	0,85	26	0,19	
48	62	0,90	30	0,16	
49	81	0,88	28	0,18	
55	0	0,84	29	0,19	
56	0	0,85	28	0,16	
57	38	0,81	27	0,23	
62	0	0,88	26	0,18	
63	0	0,89	25	0,19	
69	0	0,86	30	0,18	
70	0	0,92	29	0,19	
71	0	0,83	28	0,21	

Таблица 4.2 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), m^3
1	710 000
2	636 000
3	879 000

Таблица 4.3 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 2					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
123	0	0,84	25	0,17	0,6
124	0	0,89	22	0,14	
129	0	0,86	24	0,16	
130	0	0,87	24	0,19	
131	0	0,82	25	0,18	
137	0	0,91	24	0,19	
138	0	0,91	26	0,18	
143	62	0,89	24	0,16	
144	71	0,85	26	0,19	
145	68	0,91	27	0,17	
48	62	0,90	30	0,16	
49	81	0,88	28	0,18	
50	78	0,86	29	0,24	
56	0	0,85	28	0,16	
57	38	0,81	27	0,23	
62	0	0,88	26	0,18	
63	0	0,89	25	0,19	
64	11	0,85	29	0,21	
70	0	0,92	29	0,19	
71	0	0,83	28	0,21	

Таблица 4.4 (к рисунку 4.1)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
2	636 000
3	879 000

Таблица 4.5 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 3					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
124	0	0,89	22	0,14	0,6
125	0	0,83	24	0,18	
130	0	0,87	24	0,19	
131	0	0,82	25	0,18	
138	0	0,91	26	0,18	
139	41	0,86	25	0,18	
144	71	0,85	26	0,19	
145	68	0,91	27	0,17	
49	81	0,88	28	0,18	
50	78	0,86	29	0,24	
57	38	0,81	27	0,23	
58	45	0,93	25	0,22	
63	0	0,89	25	0,19	
64	11	0,85	29	0,21	
71	0	0,83	28	0,21	
72	0	0,86	29	0,22	

Таблица 4.6 (к рисунку 4.1)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
3	879 000
4	1 011 000

Таблица 4.7 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 4					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
124	0	0,89	22	0,14	0,6
125	0	0,83	24	0,18	
131	0	0,82	25	0,18	
132	38	0,90	23	0,19	
138	0	0,91	26	0,18	
139	41	0,86	25	0,18	
145	68	0,91	27	0,17	
146	73	0,92	26	0,15	
50	78	0,86	29	0,24	
51	75	0,92	31	0,17	
57	38	0,81	27	0,23	
58	45	0,93	25	0,22	
64	11	0,85	29	0,21	
65	0	0,91	30	0,20	
71	0	0,83	28	0,21	
72	0	0,86	29	0,22	

Таблица 4.8 (к рисунку 4.1)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
3	879 000
4	1 011 000

Таблица 4.9 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 5					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
125	0	0,83	24	0,18	0,6
126	0	0,90	24	0,19	
129	0	0,86	24	0,16	
132	38	0,90	23	0,19	
139	41	0,86	25	0,18	
140	27	0,83	25	0,25	
145	68	0,91	27	0,17	
146	73	0,92	26	0,15	
50	78	0,86	29	0,24	
51	75	0,92	31	0,17	
58	45	0,93	25	0,22	
59	0	0,87	25	0,21	
64	11	0,85	29	0,21	
65	0	0,91	30	0,20	
72	0	0,86	29	0,22	
73	0	0,88	27	0,19	

Таблица 4.10 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
4	1 011 000
5	548 000

Таблица 4.11 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 6					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
125	0	0,83	24	0,18	0,6
126	0	0,90	24	0,19	
129	0	0,86	24	0,16	
131	0	0,82	25	0,18	
132	38	0,90	23	0,19	
133	0	0,86	26	0,14	
139	41	0,86	25	0,18	
140	27	0,83	25	0,25	
145	68	0,91	27	0,17	
146	73	0,92	26	0,15	
147	0	0,85	28	0,14	
50	78	0,86	29	0,24	
51	75	0,92	31	0,17	
52	53	0,87	30	0,23	
58	45	0,93	25	0,22	
59	0	0,87	25	0,21	
64	11	0,85	29	0,21	
65	0	0,91	30	0,20	
66	0	0,87	28	0,19	
72	0	0,86	29	0,22	
73	0	0,88	27	0,19	

Таблица 4.12 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
4	1 011 000
5	548 000

Таблица 4.13 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 7					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
125	0	0,83	24	0,18	0,6
126	0	0,90	24	0,19	
127	0	0,92	23	0,17	
132	38	0,90	23	0,19	
133	0	0,86	26	0,14	
139	41	0,86	25	0,18	
140	27	0,83	25	0,25	
141	0	0,88	25	0,19	
146	73	0,92	26	0,15	
147	0	0,85	28	0,14	
51	75	0,92	31	0,17	
52	53	0,87	30	0,23	
58	45	0,93	25	0,22	
59	0	0,87	25	0,21	
60	49	0,84	26	0,17	
65	0	0,91	30	0,20	
66	0	0,87	28	0,19	
72	0	0,86	29	0,22	
73	0	0,88	27	0,19	

Таблица 4.14 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
4	1 011 000
5	548 000
6	697 000

Таблица 4.15 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 8					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
126	0	0,90	24	0,19	0,6
127	0	0,92	23	0,17	
133	0	0,86	26	0,14	
134	0	0,88	27	0,16	
140	27	0,83	25	0,25	
141	0	0,88	25	0,19	
147	0	0,85	28	0,14	
148	42	0,86	29	0,16	
52	53	0,87	30	0,23	
53	64	0,83	28	0,16	
59	0	0,87	25	0,21	
60	49	0,84	26	0,17	
66	0	0,87	28	0,19	
67	0	0,83	27	0,21	
73	0	0,88	27	0,19	
74	0	0,85	27	0,18	

Таблица 4.16 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
5	548 000
6	697 000

Таблица 4.17 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 9					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
127	0	0,92	23	0,17	0,6
128	0	0,85	22	0,20	
133	0	0,86	26	0,14	
134	0	0,88	27	0,16	
141	0	0,88	25	0,19	
142	0	0,84	26	0,18	
147	0	0,85	28	0,14	
148	42	0,86	29	0,16	
52	53	0,87	30	0,23	
53	64	0,83	28	0,16	
60	49	0,84	26	0,17	
61	0	0,90	24	0,16	
66	0	0,87	28	0,19	
67	0	0,83	27	0,21	
74	0	0,85	27	0,18	
75	0	0,89	25	0,16	

Таблица 4.18 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
6	697 000
7	725 000

Таблица 4.19 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 10					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
127	0	0,92	23	0,17	0,6
128	0	0,85	22	0,20	
134	0	0,88	27	0,16	
135	0	0,83	27	0,17	
141	0	0,88	25	0,19	
142	0	0,84	26	0,18	
148	42	0,86	29	0,16	
149	58	0,83	29	0,19	
53	64	0,83	28	0,16	
54	59	0,91	27	0,18	
60	49	0,84	26	0,17	
61	0	0,90	24	0,16	
67	0	0,83	27	0,21	
68	0	0,89	26	0,17	
74	0	0,85	27	0,18	
75	0	0,89	25	0,16	

Таблица 4.20 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
6	697 000
7	725 000

Таблица 4.21 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 11					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
122	0	0,83	23	0,15	0,6
123	0	0,84	25	0,17	
124	0	0,89	22	0,14	
129	0	0,86	24	0,16	
130	0	0,87	24	0,19	
131	0	0,82	25	0,18	
136	0	0,87	23	0,15	
137	0	0,91	24	0,19	
138	0	0,91	26	0,18	
139	41	0,86	25	0,18	
143	62	0,89	24	0,16	
144	71	0,85	26	0,19	
145	68	0,91	27	0,17	
48	62	0,90	30	0,16	
49	81	0,88	28	0,18	
50	78	0,86	29	0,24	
55	0	0,84	29	0,19	
56	0	0,85	28	0,16	
57	38	0,81	27	0,23	
58	45	0,93	25	0,22	
62	0	0,88	26	0,18	
63	0	0,89	25	0,19	
64	11	0,85	29	0,21	
69	0	0,86	30	0,18	
70	0	0,92	29	0,19	
71	0	0,83	28	0,21	
72	0	0,86	29	0,22	

Таблица 4.22 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
1	710 000

2	636 000
3	879 000
4	1 011 000

Таблица 4.23 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 12					
№ скв. до-быв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_H), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_H), м	Коэффициент открытой пористости (K_P), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
125	0	0,83	24	0,18	0,6
126	0	0,90	24	0,19	
127	0	0,92	23	0,17	
128	0	0,85	22	0,20	
132	38	0,90	23	0,19	
134	0	0,88	27	0,16	
135	0	0,83	27	0,17	
139	41	0,86	25	0,18	
140	27	0,83	25	0,25	
141	0	0,88	25	0,19	
142	0	0,84	26	0,18	
146	73	0,92	26	0,15	
147	0	0,85	28	0,14	
148	42	0,86	29	0,16	
149	58	0,83	29	0,19	
51	75	0,92	31	0,17	
52	53	0,87	30	0,23	
53	64	0,83	28	0,16	
54	59	0,91	27	0,18	
58	45	0,93	25	0,22	
59	0	0,87	25	0,21	
60	49	0,84	26	0,17	
61	0	0,90	24	0,16	
65	0	0,91	30	0,20	
66	0	0,87	28	0,19	
67	0	0,83	27	0,21	
68	0	0,89	26	0,17	
72	0	0,86	29	0,22	
73	0	0,88	27	0,19	
74	0	0,85	27	0,18	
75	0	0,89	25	0,16	

Таблица 4.24 (к рисунку 4.1) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв.	Суммарный объем закачанной воды в
--------	-----------------------------------

нагнет.	пласт ($V_{в. зак.}$), m^3
4	1 011 000
5	548 000
6	697 000
7	725 000

Таблица 4.25 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 13					
№ скв. до-быв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_H), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_H), м	Коэффициент открытой пористости (K_P), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
150	0	0,81	25	0,14	0,55
151	0	0,79	23	0,14	
152	0	0,84	24	0,11	
157	0	0,84	18	0,12	
158	0	0,78	20	0,11	
164	10	0,82	22	0,13	
165	7	0,83	19	0,11	
166	0	0,81	18	0,10	
171	55	0,81	18	0,14	
172	46	0,76	20	0,10	
76	61	0,76	25	0,13	
77	78	0,80	20	0,12	
83	24	0,79	22	0,12	
84	49	0,76	21	0,12	
85	55	0,80	20	0,14	
90	0	0,77	20	0,12	
91	9	0,75	18	0,11	
97	0	0,81	19	0,11	
98	0	0,75	17	0,12	
99	0	0,78	20	0,10	

Таблица 4.26 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), m^3
8	685 000
9	719 000
10	882 000

Таблица 4.27 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 14					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
151	0	0,79	23	0,14	0,55
152	0	0,84	24	0,11	
157	0	0,84	18	0,12	
158	0	0,78	20	0,11	
159	0	0,83	19	0,13	
165	7	0,83	19	0,11	
166	0	0,81	18	0,10	
171	55	0,81	18	0,14	
172	46	0,76	20	0,10	
76	61	0,76	25	0,13	
77	78	0,80	20	0,12	
78	60	0,79	22	0,11	
84	49	0,76	21	0,12	
85	55	0,80	20	0,14	
90	0	0,77	20	0,12	
91	9	0,75	18	0,11	
92	0	0,79	17	0,13	
98	0	0,75	17	0,12	
99	0	0,78	20	0,10	

Таблица 4.28 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
9	719 000
10	882 000

Таблица 4.29 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 15					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
152	0	0,84	24	0,11	0,55
153	0	0,82	19	0,12	
158	0	0,78	20	0,11	
159	0	0,83	19	0,13	
166	0	0,81	18	0,10	
167	47	0,78	20	0,15	
172	46	0,76	20	0,10	
173	61	0,79	21	0,11	
77	78	0,80	20	0,12	
78	60	0,79	22	0,11	
85	55	0,80	20	0,14	
86	0	0,81	18	0,13	
91	9	0,75	18	0,11	
92	0	0,79	17	0,13	
99	0	0,78	20	0,10	
100	0	0,76	18	0,12	

Таблица 4.30 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
10	882 000
11	968 000

Таблица 4.31 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 16					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
152	0	0,84	24	0,11	0,55
153	0	0,82	19	0,12	
159	0	0,83	19	0,13	
160	11	0,79	19	0,14	
166	0	0,81	18	0,10	
167	47	0,78	20	0,15	
173	61	0,79	21	0,11	
174	78	0,80	21	0,12	
78	60	0,79	22	0,11	
79	67	0,77	21	0,12	
85	55	0,80	20	0,14	
86	0	0,81	18	0,13	
92	0	0,79	17	0,13	
93	4	0,77	21	0,10	
99	0	0,78	20	0,10	
100	0	0,76	18	0,12	

Таблица 4.32 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
10	882 000
11	968 000

Таблица 4.33 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 17					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
153	0	0,82	19	0,12	0,55
154	0	0,77	22	0,13	
159	0	0,83	19	0,13	
160	11	0,79	19	0,14	
166	0	0,81	18	0,10	
167	47	0,78	20	0,15	
168	33	0,77	19	0,12	
173	61	0,79	21	0,11	
174	78	0,80	21	0,12	
78	60	0,79	22	0,11	
79	67	0,77	21	0,12	
86	0	0,81	18	0,13	
87	58	0,82	19	0,12	
92	0	0,79	17	0,13	
100	0	0,76	18	0,12	
101	0	0,77	18	0,13	

Таблица 4.34 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
11	968 000
12	1 036 000

Таблица 4.35 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 18					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
153	0	0,82	19	0,12	0,55
154	0	0,77	22	0,13	
159	0	0,83	19	0,13	
160	11	0,79	19	0,14	
161	0	0,79	22	0,14	
167	47	0,78	20	0,15	
168	33	0,77	19	0,12	
173	61	0,79	21	0,11	
174	78	0,80	21	0,12	
175	55	0,77	21	0,11	
78	60	0,79	22	0,11	
79	67	0,77	21	0,12	
80	81	0,80	19	0,11	
86	0	0,81	18	0,13	
87	58	0,82	19	0,12	
92	0	0,79	17	0,13	
93	4	0,77	21	0,10	
94	11	0,80	22	0,12	
100	0	0,76	18	0,12	
101	0	0,77	18	0,13	

Таблица 4.36 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
11	968 000
12	1 036 000

Таблица 4.37 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 19					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
153	0	0,82	19	0,12	0,55
154	0	0,77	22	0,13	
155	0	0,78	20	0,14	
160	11	0,79	19	0,14	
161	0	0,79	22	0,14	
167	47	0,78	20	0,15	
168	33	0,77	19	0,12	
169	0	0,80	21	0,13	
174	78	0,80	21	0,12	
175	55	0,77	21	0,11	
79	67	0,77	21	0,12	
80	81	0,80	19	0,11	
86	0	0,81	18	0,13	
87	58	0,82	19	0,12	
88	33	0,79	22	0,13	
93	4	0,77	21	0,10	
94	11	0,80	22	0,12	
100	0	0,76	18	0,12	
101	0	0,77	18	0,13	
102	0	0,80	17	0,15	

Таблица 4.38 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
11	968 000
12	1 036 000
13	986 000

Таблица 4.39 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 20					
№ скв. до-быв.	Обводнен-ность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщен-ности (K_n), д.е.	Нефтенасы-щенная толщи-на пласта (h_n), м	Коэффици-ент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлече-ния ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
154	0	0,77	22	0,13	0,55
155	0	0,78	20	0,14	
161	0	0,79	22	0,14	
162	0	0,77	20	0,15	
168	33	0,77	19	0,12	
169	0	0,80	21	0,13	
175	55	0,77	21	0,11	
176	61	0,76	20	0,13	
80	81	0,80	19	0,11	
81	55	0,82	18	0,14	
87	58	0,82	19	0,12	
88	33	0,79	22	0,13	
94	11	0,80	22	0,12	
95	0	0,79	20	0,14	
101	0	0,77	18	0,13	
102	0	0,80	17	0,15	

Таблица 4.40 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
12	1 036 000
13	986 000

Таблица 4.41 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 21					
№ скв. до-быв.	Обводнен-ность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщен-ности (K_n), д.е.	Нефтенасы-щенная толщи-на пласта (h_n), м	Коэффици-ент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлече-ния ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
155	0	0,78	20	0,14	0,55
156	0	0,83	21	0,15	
161	0	0,79	22	0,14	
162	0	0,77	20	0,15	
169	0	0,80	21	0,13	
170	12	0,82	18	0,14	
175	55	0,77	21	0,11	
176	61	0,76	20	0,13	
80	81	0,80	19	0,11	
81	55	0,82	18	0,14	
87	58	0,82	19	0,12	
88	33	0,79	22	0,13	
89	0	0,76	23	0,10	
94	11	0,80	22	0,12	
95	0	0,79	20	0,14	
102	0	0,80	17	0,15	
103	0	0,78	19	0,13	

Таблица 4.42 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважи-нам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
13	986 000
14	855 000

Таблица 4.43 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 22					
№ скв. до-быв.	Обводнен-ность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщен-ности (K_n), д.е.	Нефтенасы-щенная толщи-на пласта (h_n), м	Коэффици-ент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлече-ния ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
155	0	0,78	20	0,14	0,55
156	0	0,83	21	0,15	
162	0	0,77	20	0,15	
163	0	0,78	20	0,12	
169	0	0,80	21	0,13	
170	12	0,82	18	0,14	
176	61	0,76	20	0,13	
177	41	0,78	19	0,12	
81	55	0,82	18	0,14	
82	61	0,78	21	0,15	
89	0	0,76	23	0,10	
95	0	0,79	20	0,14	
96	0	0,76	20	0,15	
102	0	0,80	17	0,15	
103	0	0,78	19	0,13	

Таблица 4.44 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважи-нам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
13	986 000
14	855 000

Таблица 4.45 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 23					
№ скв. добыв.	Обводненность (n_v),	Коэффициент нефтенасыщенности (K_n), д.е.	Нефтенасыщенная толщина пласта (h_n), м	Коэффициент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлечения ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
150	0	0,81	25	0,14	0,55
151	0	0,79	23	0,14	
152	0	0,84	24	0,11	
153	0	0,82	19	0,12	
157	0	0,84	18	0,12	
158	0	0,78	20	0,11	
159	0	0,83	19	0,13	
164	10	0,82	22	0,13	
165	7	0,83	19	0,11	
166	0	0,81	18	0,10	
167	47	0,78	20	0,15	
171	55	0,81	18	0,14	
172	46	0,76	20	0,10	
173	61	0,79	21	0,11	
76	61	0,76	25	0,13	
77	78	0,80	20	0,12	
78	60	0,79	22	0,11	
83	24	0,79	22	0,12	
84	49	0,76	21	0,12	
85	55	0,80	20	0,14	
86	0	0,81	18	0,13	
90	0	0,77	20	0,12	
91	9	0,75	18	0,11	
92	0	0,79	17	0,13	
97	0	0,81	19	0,11	
98	0	0,75	17	0,12	
99	0	0,78	20	0,10	
100	0	0,76	18	0,12	

Таблица 4.46 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
8	685 000

9	719 000
10	882 000
11	968 000

Таблица 4.47 (к рисунку 4.2) – Исходные данные по добывающим скважинам для выполнения работы

Вариант 24					
№ скв. до-быв.	Обводнен-ность (n_v), %	Коэффициент нефтенасыщен-ности (K_n), д.е.	Нефтенасы-щенная толщи-на пласта (h_n), м	Коэффици-ент открытой пористости (K_p), д.е.	Проектный коэффициент нефтеизвлече-ния ($\eta_{н. пр.}$), д.е.
153	0	0,82	19	0,12	0,55
154	0	0,77	22	0,13	
155	0	0,78	20	0,14	
156	0	0,83	21	0,15	
160	11	0,79	19	0,14	
161	0	0,79	22	0,14	
162	0	0,77	20	0,15	
163	0	0,78	20	0,12	
167	47	0,78	20	0,15	
168	33	0,77	19	0,12	
169	0	0,80	21	0,13	
170	12	0,82	18	0,14	
174	78	0,80	21	0,12	
175	55	0,77	21	0,11	
176	61	0,76	20	0,13	
177	41	0,78	19	0,12	
79	67	0,77	21	0,12	
80	81	0,80	19	0,11	
81	55	0,82	18	0,14	
82	61	0,78	21	0,15	
86	0	0,81	18	0,13	
87	58	0,82	19	0,12	
88	33	0,79	22	0,13	
89	0	0,76	23	0,10	
93	4	0,77	21	0,10	
94	11	0,80	22	0,12	
95	0	0,79	20	0,14	
96	0	0,76	20	0,15	
100	0	0,76	18	0,12	
101	0	0,77	18	0,13	
102	0	0,80	17	0,15	
103	0	0,78	19	0,13	

Таблица 4.48 (к рисунку 4.2)– Исходные данные по нагнетательным скважинам для выполнения работы

№ скв. нагнет.	Суммарный объем закачанной воды
----------------	---------------------------------

	в пласт ($V_{в. зак.}$), м ³
11	968 000
12	1 036 000
13	986 000
14	855 000

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

Определение коэффициента нефтеизвлечения (КИН)

по заводненной части пласта

Цель. Научить студентов осуществлять необходимые построения и расчеты для оценки эффективности воздействия на продуктивный пласт путем закачки воды.

Теоретическая часть. Текущий коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта является основным показателем эффективности воздействия на продуктивный пласт путем закачки в него воды. Оценка этого показателя позволяет судить об эффективности осуществляемой системы заводнения.

Коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта определяется как отношение накопленной добычи нефти из всех скважин блока (месторождения) к начальным геологическим запасам нефти в заводненном объеме:

$$\eta_{зав} = \frac{\Sigma Q_{н. зав}}{Q_{н. о. зав}}, \quad (5.1)$$

где $\eta_{зав}$ - коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема пласта, д.е.;

$\Sigma Q_{зав}$ - накопленная добыча нефти из всех скважин блока (залежи), тыс. т;

$Q_{н. о. зав}$ - начальные геологические запасы нефти в заводненном объеме, тыс. т.

Начальные геологические запасы нефти в заводненном объеме пласта определяются объемным методом по формуле:

$$Q_{н. о. зав} = F_{зав} \times h_{зав} \times K_{ОПзав} \times K_{Нзав} \times \rho_n \times \theta, \quad (5.2)$$

где $F_{зав}$ - заводненная площадь участка залежи, м²;

$h_{зав}$ - средняя толщина заводненной части пласта, м;

$K_{ОПзав}$ - коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, д.е.;

$K_{Нзав}$ - коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.е.;

ρ_n – плотность дегазированной нефти, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий изменение объема нефти при переходе от пластовых условий к поверхностным (д.ед.), рассчитываемый по формуле:

$$\theta = \frac{1}{\beta}, \quad (5.3)$$

где β – объемный коэффициент, который показывает, какой объем занимает в пластовых условиях 1 м³ дегазированной нефти.

Так как первые три члена формулы (5.2) представляют собой заводнен- ный поровый объем пласта ($V_{П.зав}$), то формулу (5.2) можете записать в виде:

$$Q_{н.о.зав} = V_{П.зав} \times K_{Нзав} \times \rho_n \times \theta \quad (5.4)$$

Для определения заводненного порового объема строится карта равных толщин промытой части пласта и карта коэффициента открытой пористости для этой же части. Затем путем совмещения этих карт выполняется построение карты произведения $h_n \times K_{оп}$ заводненной части пласта.

Заводненный поровый объем вычисляется при помощи карты произве- дения $h_n \times K_{оп}$ путем вычисления элементарных поровых объемов и последу- ющего их суммирования по формуле:

$$V_{П.зав} = \sum_{j=1}^N f_i \times h_i \times K_{oni}, \quad (5.5)$$

где f_i – площадь участка между двумя соседними изолиниями $h_n \times K_{оп}$ в пределах заводненной части пласта;

$h_i \times K_{oni}$ – среднее значение определенное, как полусумма соседних изолиний;

N – число элементарных участков.

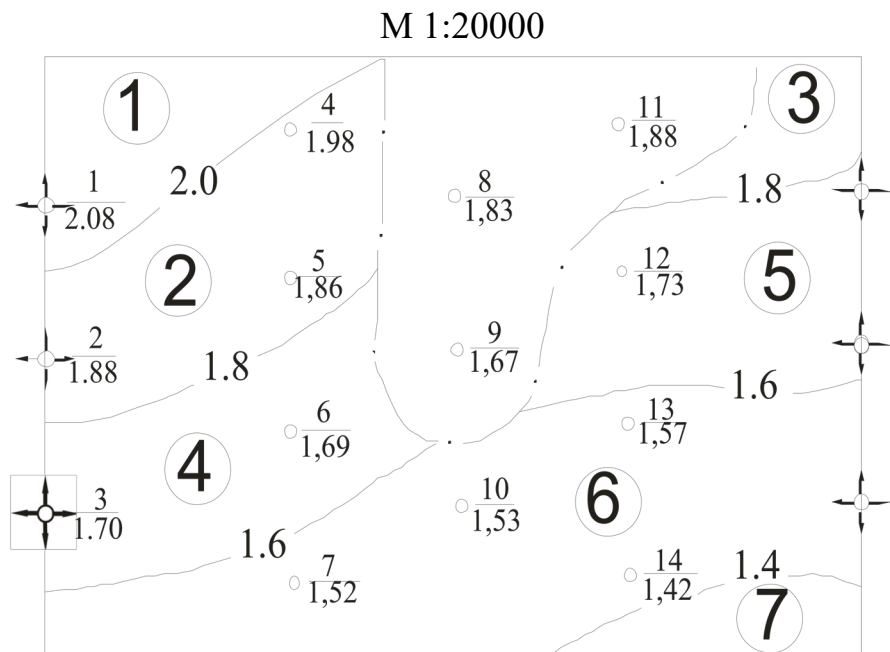
Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными дан- ными являются материалы, представленные в таблицах 5.2 - 5.3.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания. Работа выполняется в порядке, определенном заданием.

Ниже приведен пример операций и расчетов при определении КИН заводненной части пласта:

1. Используя таблицу исходных данных, определите положение границы между фронтом нагнетаемой воды и вытесняемой ею нефти. Границу проведите по середине расстояний между скважинами с начальной нефтенасыщенной толщиной пласта и соседними скважинами с нулевой текущей нефтенасыщенной толщиной пласта. Пример приведен на рисунке 5.1.



Условные обозначения:

$\frac{6}{1,67}$ - $\frac{\text{№ скважины}}{\text{Значения } h_n \times K_{on}}$; $\textcircled{5}$ - номера элементарных участков;
 $\text{---} 8 \text{---}$ - изолинии $h \times K_{on}$

Рисунок 5.1 - Карта произведения $h \times K_{on}$

2. В пределах заводненной части пласта постройте карту промытой толщины пласта. При этом для более точного проведения изопахит используйте значения начальной нефтенасыщенной толщины пласта в скважинах, неохваченных заводнением.

3. Аналогичным образом постройте карту распределения значений коэффициента открытой пористости.

4. Методом схождения постройте карту произведения промытой толщины пласта и коэффициента открытой пористости ($h_H \times K_{оп}$).

5. По формуле (5.5) определите заводненный поровый объем пласта. Суммируя элементарные объемы, найдите весь заводненный поровый объем. Промежуточные вычисления занесите в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Определение заводненного порового объёма

№ участков	Площадь участков, м ²	Среднее значение $h_H \times K_{оп}$	Элементарный заводненный поровый объем, м ³
1	64×10^4	2,1	$134,4 \times 10^4$
2+3	140×10^4	1,9	$266,0 \times 10^4$
4+5	196×10^4	1,7	$333,2 \times 10^4$
6	216×10^4	1,5	$324,0 \times 10^4$
7	28×10^4	1,35	$37,8 \times 10^4$

6. Вычислив заводненный поровый объем залежи и имея данные о коэффициенте нефтенасыщенности коллекторов, плотности дегазированной нефти и пересчетном коэффициенте, определите начальные геологические запасы нефти в заводненной части пласта по формуле (5.4).

7. Накопленную добычу нефти из заводненной части пласта определяете как сумму накопленной добычи по всем скважинам:

$$\Sigma Q_{н.зав} = \sum_{i=1}^n (\Sigma q_{i \text{ зав}}), \quad (5.6)$$

где $\Sigma q_{i \text{ зав}}$ – накопленная добыча i -той скважины, т;

N – число скважин.

8. Имея $Q_{н.о.зав}$, $\Sigma Q_{н.зав}$, вычислите коэффициент нефтеизвлечения заводненного объема, сравните полученное значение с проектной величиной. Как правило, в процессе заводнения отмечается превышение фактического КИН над проектной величиной и связано это с тем, что в проект разработки закладывается более сложное геологическое строение по сравнению с реальным.

9. Дайте анализ эффективности принятой системы заводнения.

Содержание отчета. Студентам выдается индивидуальное задание. Выполняются построения и расчеты в соответствии с рассмотренным выше примером. Защита работы проводится в устной форме. Отчетными материалами являются выполненные графические построения и результаты произведенных расчетов. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы:

1. Что такое коэффициент извлечения нефти по заводненной части пласта?
2. Как определяется объем заводненного порового пространства?
3. Как оценивается эффективность примененной системы заводнения?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб.пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб.пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).
3. Чоловский, И. П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений / И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1977. – 208 с.

Таблица 5.2 - Определение коэффициента нефтеизвлечения по заводненной части пласта (к вариантам 1 – 12)

№ скв	Σq , тыс. т	№ скв	Σq , тыс. т
132	590	48	490
139	530	49	500
140	510	50	520
143	420	51	510
144	470	52	470
145	460	53	450
146	450	54	430
148	520	57	600
149	460	58	620
$\rho_H=0,845$ $\beta=1,24$		60	650
		64	570

Таблица 5.3 - Определение коэффициента нефтеизвлечения по заводненной части пласта (к вариантам 13 – 24)

№ скв	Σq , тыс. т	№ скв	Σq , тыс. т
160	350	76	150
164	220	77	180
165	240	78	130
167	290	79	100
168	310	80	170
170	230	81	120
171	180	82	110
172	160	83	220
173	190	84	210
175	90	87	270
176	120	88	290
174	170	85	210
177	130	91	340
$\rho_H = 0,845$ $\beta = 1,24$		93	330
		94	300

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6

Обоснование выделения эксплуатационного объекта разработки

Цель: Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований, а также данных о физико-химических свойствах флюидов, емкостно-фильтрационных свойствах пород-коллекторов, величинах запасов углеводородов и другой информации выделять эксплуатационные объекты разработки на многопластовом нефтяном месторождении, а также привить навыки работы по обобщению и систематизации геолого-промысловой информации и ее интерпретации применительно к вопросу выделения объекта разработки.

Теоретическая часть. *Эксплуатационным объектом* называется один или несколько продуктивных пластов (горизонтов), содержащие промышленные запасы углеводородов и разрабатываемые совместно одной сеткой эксплуатационных скважин (рисунок 6.1).

Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологических, технологических и экономических анализов в период проектирования разработки.

В один эксплуатационный объект разработки обычно объединяют пласты, имеющие низкую или среднюю продуктивность. Высокопродуктивные не рекомендуются. Каждый из них необходимо разрабатывать самостоятельно.

Только при соблюдении всех этих условий объединение отдельных продуктивных горизонтов в один объект разработки позволяет обеспечить их равномерную выработку одной сеткой скважин.

Основной принцип выделения объекта разработки - это объединение в один объект пластов со сходными характеристиками по следующим факторам:

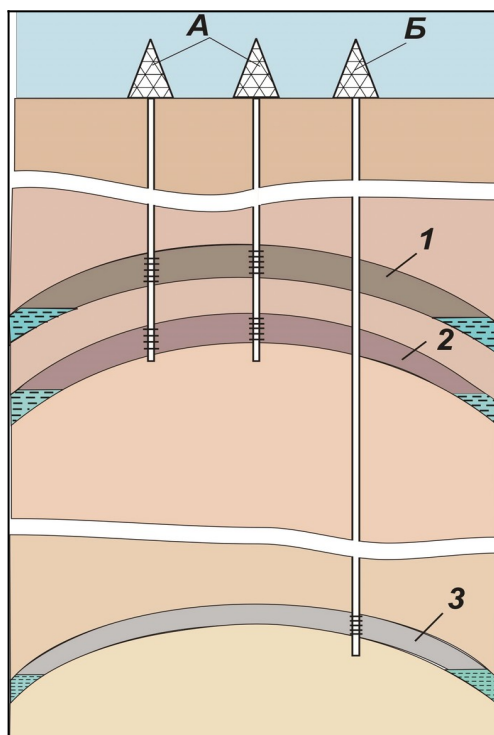


Рисунок 6.1 – Эксплуатационные
объекты разработки:

А, Б – устье эксплуатационных скважин;

1 – 3 - нефтяные залежи;

 - водонасыщенный коллектор;

 - интервал перфорации.

- схожие литологические характеристики продуктивных пластов;
- близкие коллекторские свойства продуктивных пластов;
- близкие по составу и свойствам насыщающие порода-коллектор углеводороды (нефть, газ, газоконденсат);
- одинаковое фазовое состояние углеводородов;
- имеющие один и тот же режим работы;
- схожую продуктивность (близкие дебиты, запасы углеводородов);
- технологию эксплуатации скважин;
- близкие величины пластовых давлений.

Выделяют следующие системы разработки:

- *раздельную разработку* - каждый объект эксплуатируется самостоятельной сеткой;
- *совместную разработку* - при которой два и более пластов эксплуатируются одной сеткой скважин;
- *совместно-раздельную* - при которой добывающая и нагнетательная скважины оборудуются установками для совместно-раздельной добычи и закачки воды. Эта система позволяет сохранить преимущества первых двух и преодолеть их недостатки.

Этаж разработки – это один или группа эксплуатационных объектов, разрабатываемых одной самостоятельной сеткой скважин по системе «снизу»

вверх». При этом разделять нефтенасыщенную толщу на этажи разработки рекомендуется таким образом, чтобы в нижней части этажа разработки располагался наиболее продуктивный эксплуатационный объект, с которого необходимо начинать разработку.

Нижний объект в этаже разработки называется базисным, остальные менее продуктивные объекты в этаже вводятся в разработку во вторую очередь путём возврата с нижнего объекта и называются возвратными.

Этажи разработки, как правило, вводятся в разработку по системе «снизу-вверх» (разработка с нижнего (базисного) объекта, а затем переходят на возвратные объекты), но могут вводиться и по системе «сверху-вниз» (каждый нижележащий объект разрабатывается после вышележащих, не рациональна по техническим причинам), либо разрабатываться одновременно все вместе или отдельно.

В пределах одной нефтегазонасыщенной толщи обычно выделяют не более трёх этажей разработки.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые и др. материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.1. Построить геологический профильный разрез согласно выданному заданию (таблицы 6.1 – 6.4) в следующей последовательности:

- перенести скважины на линию профиля I – I, проецируя их параллельно ближайшей изогипсе (рисунок 6.2);
- рассчитать абсолютные отметки кровли и подошвы проницаемых пластов;
- на отдельном листе нанести шкалу абсолютных отметок. Рекомендуемый вертикальный масштаб профиля М 1:1000;
- отметить положения кровли и подошвы продуктивных пластов, одноименные плавно соединить.

2. Нанести на геологический профильный разрез литологическую характеристику, интервалы перфорации и результаты опробования.

3. Обосновать положение водонефтяных контактов по продуктивным пластам разреза и нанести их положение на профиле.

4. Выполнить анализ всей имеющейся информации, в частности, изучить литологическую, геофизическую, фильтрационную и др. характеристики объектов.

5. Обосновать выделенные эксплуатационные объекты и показать их на геологическом профильном разрезе.

Пример выделения эксплуатационных объектов приведен ниже с общей характеристикой каждого продуктивного пласта:

1-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

2-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

3-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 15 мПа, газосодержание – 20 м³/т;

4-й продуктивный пласт: сложен терригенным поровым коллектором, вязкость нефти 3 мПа, газосодержание – 40 м³/т;

5-й продуктивный пласт: сложен карбонатным трещинным коллектором, вязкость нефти 20 мПа, газосодержание – 50 м³/т.

1-й, 2-й и 3-й продуктивные пласты схожи по литологическому составу, а их нефти характеризуются одинаковой вязкостью и газосодержанием, что дает основание объединять их в единый эксплуатационный объект разработки.

4-й продуктивный пласт схож по литологической характеристике с вышележащими пластами, но существенно отличаются по составу и свойствам нефти, поэтому его следует выделять в отдельный эксплуатационный объект.

5-й продуктивный пласт отличается по литологической характеристике и, соответственно, коллекторским свойствам, поэтому его можно выделить как

отдельный эксплуатационный объект, характеризующийся наибольшими де-битами нефти.

Таким образом, в ходе выполнения работы были выделены 3 эксплуатационных объекта: 1-й, 2-й, 3-й пласты - 1-й эксплуатационный объект; 4-й пласт - 2-й эксплуатационный объект; 5-й пласт - 3-й эксплуатационный объект.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об определенном объекте разработки в виде таблицы и анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется оформленный геологический профильный разрез, построенный на основе полученного материала, и обосновываются выделенные эксплуатационные объекты. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «эксплуатационный объект разработки»?
2. Что такое «этаж разработки»?
3. По каким характеристикам выделяют эксплуатационный объект разработки?
4. Какие существуют разновидности систем разработки?
5. По каким критериям объединяют продуктивные пласты в единый эксплуатационный объект?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО

Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

Таблица 6.1 - Исходные данные для построения геологического профильного разреза (к вариантам 1-12)

Параметры	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6
Альтитуда, м	40	22	30	50	45	65
Глубина забоя, м	2158	2122	2140	2160	2165	2165
1-й продуктивный пласт						
кровля	2075	2034	2038	2060	2064	2092
подошва	2080	2038	2041	2064	2068	2097
результаты опробования	скв. 1: 2075-2082 м приток нефти 22 т/сут при уровне 800 м скв. 2: 2034-2062 м фонтан нефти 35 т/сут при диаметре штуцера 7 мм					
2-й продуктивный пласт						
кровля	2083	2043	2044	2067	2073	2102
подошва	2095	2058	2059	2082	2087	2116
результаты опробования	скв. 5: 2073-2087 м фонтан нефти 46 т/сут при диаметре штуцера 7 мм					
3-й продуктивный пласт						
кровля	2100	2063	2064	2086	2092	2121
подошва	2115	2080	2081	2102	2108	2136
результаты опробования	скв. 3: 2064-2081 м фонтан нефти 50 т/сут при диаметре штуцера 5 мм					
4-й продуктивный пласт						
кровля	2122	2083	2089	2107	2114	2141
подошва	2132	2094	2102	2120	2127	2154
результаты опробования	скв. 6: 2141-2154 м фонтан нефти 72 т/сут при диаметре штуцера 5 мм					
5-й продуктивный пласт						
кровля	2135	2100	2110	2124	2132	2160
подошва	не вскрыта	не вскрыта	2135	2153	2157	не вскрыта
результаты опробования	скв. 4: 2124-2140 м приток нефти 116 м³/сут при уровне 120 м обводненность 8 %					

Таблица 6.2 – Исходные данные по продуктивным пластам, необходимые для обоснования эксплуатационных объектов (к вариантам 1 – 12)

Варианты	Параметры	1 пласт	2 пласт	3 пласт	4 пласт	5 пласт
1	2	3	4	5	6	7
1	Вязкость пластовой нефти, мПа	10	10	10	20	3
	Газосодержание, м ³ /т	30	30	30	12	50
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	трещинный
2	Вязкость пластовой нефти, мПа	15	15	17	17	10
	Газосодержание, м ³ /т	60	60	60	90	90
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	трещинный	трещинный
3	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	50	50	40	100	150
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	100	80	90	180	250
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
4	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	40	40	200	250	300
	Газосодержание, м ³ /т	35	70	120	130	125
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
5	Газосодержание, м ³ /т	30	30	30	12	50
	Литологический состав	карбонатный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	трещинный
6	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	95	88	125	100	150
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7
7	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	40	40	200	250	300
	Режим залежи	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	водонапор- ный	водонапор- ный	упруговодо- напорный
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
8	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	50	50	40	120	250
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	50	65	80	120	300
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
9	Вязкость пластовой нефти, мПа	15	30	20	5	10
	Газосодержание, м ³ /т	60	20	60	90	90
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
10	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	40	40	200	250	300
	Режим залежи	растворен- ного газа	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
11	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Коэффициент пористости, д.ед.	0,2	0,2	0,21	0,28	0,3
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
12	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	70	80	60	105	180
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный

Таблица 6.3 - Исходные данные для построения геологического профильного разреза (к вариантам 13-24)

Параметры	скв. 1	скв. 2	скв. 3	скв. 4	скв. 5	скв. 6
Альтитуда, м	210	180	190	218	202	217
Глубина забоя, м	2310	2268	2293	2320	2315	2316
1-й продуктивный пласт						
кровля	2246	2201	2198,5	2226,5	2220	2252
подошва	2249	2204	2200,5	2228,5	2222,5	2255,5
результаты опробования	скв. 1: 2245-2250 м приток нефти 1,2 т/сут при уровне 800 м					
2-й продуктивный пласт						
кровля	2253	2207	2203	2231	2225	2258
подошва	2262,5	2216	2212	2239	2235	2266
результаты опробования	скв. 2: 2207-2217 м фонтан нефти 55 т/сут при диаметре штуцера 6 мм скв. 5: 2225-2235 м фонтан нефти 37 т/сут при диаметре штуцера 5 мм					
3-й продуктивный пласт						
кровля	2269	2222,5	2217	2244	2240	2273,5
подошва	2281	2236	2230,5	2257,5	2252,5	2285
результаты опробования	скв. 3: 2217-2230 м фонтан нефти 68 т/сут при диаметре штуцера 7 мм					
4-й продуктивный пласт						
кровля	2287	2242	2237	2264,5	2260	2292,5
подошва	2298	2255,5	2252	2281	2276	2307
результаты опробования	скв. 6: 2292-2305 м фонтан нефти 84 т/сут при диаметре штуцера 7 мм					
5-й продуктивный пласт						
кровля	2305	2261,5	2257,5	2286	2281	2313,5
подошва	не вскрыта	не вскрыта	2291	2316	2312	не вскрыта
результаты опробования	скв. 4: 2286-2305 м приток нефти 100 м³/сут при уровне 80 м обводненность 4 %					

Таблица 6.4 – Исходные данные по продуктивным пластам, необходимые для обоснования эксплуатационных объектов (к вариантам 13 – 24)

Варианты	Параметры	1 пласт	2 пласт	3 пласт	4 пласт	5 пласт
1	2	3	4	5	6	7
13	Вязкость пластовой нефти, мПа	12	13	20	20	6
	Газосодержание, м ³ /т	30	40	30	22	60
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	трещинный
14	Вязкость пластовой нефти, мПа	12	18	17	17	8
	Газосодержание, м ³ /т	40	60	60	88	100
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	трещинный	трещинный
15	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	56	60	30	98	128
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	95	85	92	173	280
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
16	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	38	40	200	200	320
	Газосодержание, м ³ /т	53	70	100	130	125
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
17	Газосодержание, м ³ /т	30	30	30	9	45
	Литологический состав	карбонатный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
	Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	поровый	трещинный
18	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	86	88	144	98	198
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7
19	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	37	37	200	250	287
	Режим залежи	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	водонапор- ный	водонапор- ный	упруговодо- напорный
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
20	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	80	50	40	100	200
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	50	65	80	120	300
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
21	Вязкость пластовой нефти, мПа	15	30	20	5	10
	Газосодержание, м ³ /т	35	20	60	85	97
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный
22	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	40	40	200	250	300
	Режим залежи	растворен- ного газа	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный	упруговодо- напорный
	Литологический состав	терригенный	терригенный	карбонатный	карбонатный	карбонатный
23	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Коэффициент пористости, д.ед.	0,25	0,25	0,23	0,32	0,35
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный
24	Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-5}$ мкм ²	30	20	30	85	100
	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	70	77	53	104	118
	Литологический состав	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный	терригенный

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7

Определение граничных значений емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов

Цель. Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований определять граничные пределы емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов, а также привить навыки работы по обобщению и систематизации геолого-промысловой информации, и ее интерпретации применительно к вопросу выделения коллекторов и неколлекторов.

Теоретическая часть. Граничные (кондиционные) пределы – это нижние пределы емкостно-фильтрационных свойств (коэффициенты пористости, проницаемости) пород-коллекторов, при которых получают промышленные притоки нефти и газа. Они позволяют выделить не только границу между коллекторами и неколлекторами в разрезе и по площади залежи, а также типизировать коллекторы по разным промысловым характеристикам.

Границы классов – это границы качественного и количественного перехода от одних свойств к другим, не зависящие от применяемых технологий освоения продуктивных пластов. Однако следует учитывать, что при применении методов интенсивного воздействия на пласт, существенно влияющих на структуру порового пространства (расширение каналов фильтрации, растворение карбонатов при физико-химическом воздействии, создание трещин и др.), можно переводить коллекторы в высшие классы, а при применении методов кальматации – в низшие.

Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновывать в каждой скважине для каждого пласта на основе комплексного использования данных по керну, результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин путем корреляционного анализа между свойствами пород.

Выделяют следующие разновидности кондиционных пределов:

- предел, выше которого порода может содержать углеводороды, т.е. нижняя граница коллектора. Устанавливается по данным литолого-петрографических исследований керна и петрофизических свойств пород;

- предел, выше которого порода способна отдавать углеводороды, т.е. граница продуктивного коллектора. Устанавливается по результатам исследований характеристик вытеснения на образцах керна, по кривым фазовой проницаемости, по зависимости остаточной воды от пористости и проницаемости. Предел должен подтверждаться результатами опробования скважин путем сравнения проницаемости и продуктивности скважин;

- предел технологический, устанавливающийся с помощью зависимости продуктивности (удельного дебита) от проницаемости с учетом минимальной величины дебита, ниже которого разработка не рентабельна.

Основной признак породы-коллектора - получение из исследуемых интервалов притоков нефти или газа. Параметром, отражающим этот признак, является продуктивность скважин, рассчитываемая по формуле:

$$K_{\text{прод}} = Q / \Delta P, \quad (7.1)$$

где $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, т/сут*МПа;

Q – суточный дебит скважины, т/сут;

ΔP – депрессия на продуктивный пласт, МПа.

Опробованные интервалы отличаются разной толщиной прострела (существенно влияет на величину дебита), поэтому более показательным параметром считается удельная продуктивность скважин, рассчитываемая по формуле:

$$q_{\text{уд}} = \frac{Q}{\Delta P \cdot h_{\text{перф}}}, \quad (7.2)$$

где $q_{\text{уд}}$ – удельная продуктивность скважин, т/сут*МПа·м;

Q – суточный дебит скважины, т/сут;

ΔP – депрессия на продуктивный пласт, МПа;

$h_{\text{перф}}$ – эффективная толщина перфорированного интервала продуктивного пласта, м.

При выделении коллекторов по количественным критериям используют параметры, характеризующие их фильтрационные свойства: проницаемость по керну, $\alpha_{\text{пс}}$, ΔI_{γ} и другие параметры по геофизическим данным, характеризующие зоны опробованных интервалов. Следует выбирать параметры, которые в данном районе и для условий исследуемого разреза являются наиболее информативными.

Основным показателем фильтрационных свойств опробованного интервала является величина коэффициента проницаемости. Однако нехватка керна в каждом опробованном интервале определила широкое применение геофизических методов, на диаграммах которых отражается содержание глинистого материала в терригенном разрезе. Чем выше глинистость, тем хуже фильтрационные свойства коллектора.

Геофизические исследования скважин (ГИС) - массовые виды исследований, позволяющие определять основные параметры пластов и их классифицировать. Выделяют два пути обоснования кондиций по данным промысловой геофизики:

1. Интерпретируются материалы ГИС по интервалам разреза продуктивных отложений, охарактеризованных керном (не менее 70 %) и осуществляется сопоставление интерпретации с данными, полученными при лабораторном исследовании керна по основным параметрам пород-коллекторов (пористость, проницаемость, нефте- и газонасыщенность). Устанавливается поправочный коэффициент для данного интервала пористости:

$$K = \frac{K_{\text{пгис}}}{K_{\text{пкern}}}, \quad (7.3)$$

где $K_{\text{пгис}}$ – коэффициент открытой пористости, определенный по методам ГИС;

$K_{\text{пкern}}$ – коэффициент открытой пористости, определенный по лабораторным методам исследования керна.

Поправочный коэффициент, используя значения нижних пределов коллекторов, позволяет расчленять разрез скважины и выделять классы пород-

коллекторов по ГИС. Выделение коллекторов проводится с использованием следующих зависимостей между параметрами: пористость – нефте-, газонасыщенность; пористость – проницаемость; проницаемость – нефте, газонасыщенность.

2. Интерпретируются материалы ГИС по интервалам разреза, охарактеризованным керном с учетом данных гидродинамики (результаты опробования, испытания, эксплуатации, гидродинамические исследования пласта). Устанавливаются основные геофизические параметры – относительная амплитуда (по методам СП (спонтанной поляризации), ГМ (гамма метод), НГМ (нейтронный гамма метод), КС (кажущееся сопротивление)), параметр пористости, нефтенасыщенности. Проводится корреляция геофизических параметров с данными керна и гидродинамики для определения кондиционных значений основных параметров по ГИС, которые затем используются при выделении в разрезе эффективных прослоев и установлении емкостно-фильтрационных пределов пород-коллекторов.

На диаграммах ПС коллекторы характеризуются отрицательной аномалией $\Delta U_{\text{сп}}$ с максимальной амплитудой отклонения от линии глин и плотных глинистых алевролитов. Параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{сп}} / E_{\text{Smax}}, \quad (7.4)$$

где $\Delta U_{\text{сп}}$ - отрицательная аномалия потенциалов собственной поляризации в изучаемом пропластке;

E_{Smax} - максимальная амплитуда, соответствующая наименее глинистым коллекторам.

Величина $\alpha_{\text{ПС}}$ зависит от типа терригенного коллектора, его глинистости, вязкости нефти и изменяется от 0,3 до 0,8. Чем выше глинистость пород и вязкость нефти, тем выше $\alpha_{\text{ПС}}$. Для газовых залежей она значительно меньше и изменяется от 0,2 до 0,35.

Однако существуют ограничения по применению этого метода: его нельзя использовать в скважинах, которые бурятся на соленом глинистом растворе и нефилтующемся растворе на нефтяной основе, а также в обсаженных трубами скважинах.

На диаграммах ГМ коллекторы характеризуются отрицательной аномалией $\Delta U_{\text{сп}}$ с максимальной амплитудой отклонения от линии глин и плотных глинистых алевролитов. Параметр ΔI_{γ} (относительная амплитуда) рассчитывается по формуле:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{(I_{\gamma x} - I_{\gamma \min})}{(I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min})}, \quad (7.5)$$

где ΔI_{γ} - относительная амплитуда;

$\Delta I_{\gamma \min}$ - минимальная амплитуда, соответствующая наименее глинистым породам;

$\Delta I_{\gamma \max}$ - максимальная амплитуда, соответствующая чистым глинам.

Граничное значение $\Delta I_{\gamma \text{ГР}}$ подобно $\alpha_{\text{ПС ГР}}$ определяется на основе статистической связи между ΔI_{γ} и $q_{\text{уд}}$.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые и др. материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

Для определения граничных пределов параметров продуктивных пластов необходимо:

- на основе данных, приведенных в таблице 7.1, рассчитать удельную продуктивность скважин по формуле (7.2) и внести полученные результаты в таблицу 7.2;
- установить корреляционную зависимость между $q_{\text{уд}}$ и одним из геофизических параметров, характеризующих зоны опробованных интервалов. В

нашем случае это параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ (отношение значений ПС изучаемого пласта к значениям ПС опорного пласта), т.е. зависимость $\alpha_{\text{ПС}}=f(q_{\text{уд}})$;

- вычислить $\lg K_{\text{пр}}$, рассчитать среднее значение этого параметра в каждой скважине. Полученные данные занести в таблицу 7.2;

- для увязки параметра $\alpha_{\text{ПС}}$ с данными керна установить связь между $\alpha_{\text{ПС}}$ и параметром, отражающим коллекторские свойства продуктивного пласта, как правило, это средняя величина десятичного логарифма коэффициента проницаемости ($\lg K_{\text{пр}}$), т.е. $\alpha_{\text{ПС}}=f(\lg K_{\text{пр}})$;

- определить граничные пределы $\alpha_{\text{ПС ГР}}$, $K_{\text{пр ГР}}$ при $q_{\text{уд}}=0$ и отбраковать некондиционные значения коллекторских свойств продуктивного пласта, в частности, все значения открытой пористости, проницаемость которых ниже кондиционной;

- установить зависимость между $\lg K_{\text{пр}}$ и коэффициентом открытой пористости ($K_{\text{оп}}$), т. е. зависимость $K_{\text{оп}}=f(\lg K_{\text{пр}})$, предварительно рассчитав среднюю величину $K_{\text{оп}}$ в каждой скважине и внеся результаты в таблицу 7.2;

- привести результаты корреляционного анализа в виде графиков с линиями тренда, уравнениями зависимостей и коэффициентами корреляции (величины достоверности аппроксимации), на основе которых дается оценка вида и тесноты связи между параметрами (например, прямолинейная или обратная связь и т.д.). Для зависимостей $\alpha_{\text{ПС}}=f(q_{\text{уд}})$ и $\alpha_{\text{ПС}}=f(\lg K_{\text{пр}})$ уравнение регрессии имеет вид $y=ax+b$;

- определить граничный предел $K_{\text{оп ГР}}$;

- построить карту изменения значений $\alpha_{\text{ПС}}$ по площади залежи, предварительно сняв план расположения скважин, согласно варианту, выданному преподавателем (рисунки 7.1 – 7.2); выявить границу зоны распространения пород-коллекторов продуктивного пласта;

- сделать заключение о результатах выполненной работы.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об объекте разработки в виде таблицы и плана расположения скважин, анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется оформленная карта геофизического параметра, построенная на основе полученного материала, и обосновываются выделенные пределы коллекторов и неколлекторов. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «кондиционный предел»?
2. Что такое «удельная продуктивность»?
3. По каким параметрам определяют граничные значения?
4. Какие существуют ограничения по применению метода СП?
5. Результаты интерпретации каких геофизических методов используются для выделения кондиционных пределов?
6. Какие существуют разновидности пределов граничных параметров?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

Таблица 7.1 – Исходные данные для определения граничных параметров

(к вариантам 1 – 12)

№ скв.	Открытая пористость (по керну), %	Абсолютная проницаемость (по керну), $\times 10^{-3}$ мкм ²	$\alpha_{\text{ПС}}$	Толщина пласта*, м	Дебит нефти (Q _н), т/сут	Депрессия на пласт (ΔР), МПа
1	13;13,5; 13,3	20; 31,6; 25,1	0,58	6,5	7,8	3
2	10,5; 11,1; 11,5	15,8; 12,6; 19,9	0,53	6,3	5,5	2,5
3	12,2; 12,3; 12,5	25; 15,8; 19,8	0,60	7,0	8,8	2,1
4	13; 13,5; 14; 14,5	39,8; 35,5; 28,2; 25,1	0,62	8,2	13,6	2,8
5	10,5; 12	14,1; 17,8	0,52	5,5	3,1	2,8
6	14,1; 14; 13,4	44,7; 31,6; 17,9	0,65	7,2	16,1	3,5
7	14,5; 14,5; 15,6; 16,4	31,7; 50,1; 50; 79,4	0,66	8,6	15,5	2,0
8	14,9; 16,1; 16; 16,6	25,1; 39,8; 50,1; 50	0,69	8,5	25,4	3,4
9	15,9; 15,1; 17,2; 15,6; 18,6	50; 63,1; 100; 79,4; 125,9	0,75	9,9	-	-
10	8,5; 9,5	7,1; 8,9	0,44	4,2	-	-
11	9,5; 16,5; 12	14,1; 11,2; 12,6	0,49	6,4	-	-
12	15,3; 17,1; 15,7; 15,1; 16,8	50; 39,8; 63,1; 79,5; 99,9	0,74	10	42	3,5
13	16,5; 17,9; 20,5; 19,1; 19,3; 18,1	100,1; 89,1; 79,5; 79,6; 158,5; 112,2	0,84	11	42,9	3
14	15,3; 16,8; 17,5; 17,6	63,1; 99,8; 125,8; 70,8	0,78	10,3	-	-
15	7,1; 8,6; 8,1	4; 6,3; 5	0,36	3,8	-	-
16	8,5; 9,5	5,6; 7,1	0,35	3,7	-	-
17	14; 14,8; 13,5; 14,8	50,1; 31,6; 25,1; 25,2	0,66	8	-	-
18	11,9; 13,4; 15,6	25; 50; 50	0,66	6	17,5	4
19	6,5; 9,5; 10,7	2,5; 4; 6,2	0,34	3,9	-	-
20	9,2; 11,6; 10,6	12,6; 20,1; 7,94	0,46	5,3	2,6	4,5

*Примечание: продуктивный пласт перфорирован на всю толщину

Таблица 7.2 – Исходные данные и результаты расчетов для определения граничных параметров

№ скв.	Открытая пористость (по керну), %	Среднее значение Коп (по керну), %	Абсолютная проницаемость (по керну), $\times 10^{-3}$ мкм ²	lgKпр	Средняя величина lgKпр	$\alpha_{\text{ПС}}$	Толщина пласта, м	Дебит нефти (Q _н), т/сут	Депрессия на пласт (ΔР), МПа	Удельная продуктивность скважин, <u>т/сут</u>
--------	-----------------------------------	------------------------------------	--	-------	------------------------	----------------------	-------------------	--------------------------------------	------------------------------	---

										МПа*м
1										
2										
...										

Таблица 7.3 – Исходные данные для определения граничных параметров

(к вариантам 13 – 24)

№ скв.	Открытая пористость (по керну), %	Абсолютная проницаемость (по керну), $\times 10^{-3}$ мкм ²	$\alpha_{ПС}$	Толщина пласта*, м	Дебит нефти (Q _н), т/сут	Депрессия на пласт (ΔР), МПа
1	10,8; 10,6; 10,3	15,2; 15,4; 12,9	0,46	5,9	8,8	2,3
2	11,0; 11,2; 13,1	16,5; 16,0; 15,5	0,41	6,5	6,2	3,7
3	10,9; 9,7	14,5; 12,1	0,51	6,9	15,9	3,0
4	16,8; 17,3; 17,4	52,5; 45,5; 38,8	0,65	7,9	-	-

5	9,5; 7,9	7,8;8,0	0,37	4,4	-	-
6	16,7; 17,1; 15,9	70,3; 54,2; 40,1	0,62	9,2	18,9	2,2
7	20,5; 16,5; 19,1	99,3; 102,5; 89,3	0,64	10,0	25,4	3,5
8	6,9; 7,1; 8,6	6,6; 8,2; 5,9	0,36	4,5	-	-
9	11,9; 14,6; 17,2	65,2; 58,9; 70,9	0,65	6,2	18,7	4,2
10	15,1; 16,2; 16,8	98,2; 77,9; 62,8	0,58	5,9	5,7	3,9
11	9,5; 16,5; 12	14,1; 11,2; 12,6	0,49	6,4	-	-
12	15,3; 17,1; 15,7; 15,1; 16,8	50; 39,8; 63,1; 79,5; 99,9	0,74	10	42	3,5
13	16,5; 17,9; 20,5; 19,1; 19,3; 18,1	100,1; 89,1; 79,5; 79,6; 158,5; 112,2	0,84	11	42,9	3
14	15,3; 16,8; 17,5; 17,6	63,1; 99,8; 125,8; 70,8	0,78	10,3	-	-
15	7,1; 8,6; 8,1	4; 6,3; 5	0,36	3,8	-	-
16	8,5; 9,5	5,6; 7,1	0,35	3,7	-	-
17	14; 14,8; 13,5; 14,8	50,1; 31,6; 25,1; 25,2	0,66	8	-	-
18	11,9; 13,4; 15,6	25; 50; 50	0,66	6	17,5	4
19	6,5; 9,5; 10,7	2,5; 4; 6,2	0,34	3,9	-	-
20	9,2; 11,6; 10,6	12,6; 20,1; 7,94	0,46	5,3	2,6	4,5

*Примечание: продуктивный пласт перфорирован на всю толщину

Рисунок 7.1 – Структурная карта по кровле продуктивного пласта (к варианта 1-12)

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

Оценка результатов пробной эксплуатации залежей нефти

Цель. Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических и других исследований обосновывать эффективность (или неэффективность) принятой системы разработки нефтяных залежей.

Теоретическая часть. После окончания разведочных работ (или параллельно с ними) основная часть разведочных скважин вводится в опытную (пробную) эксплуатацию. В ходе проведения пробной эксплуатации возможно введение в эксплуатацию при необходимости специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин.

Пробная эксплуатация является первоначальным этапом разработки объекта (или его части), на котором собирается необходимое количество информации для обоснования системы разработки, составления технологической схемы разработки, т.е. для уточнения имеющейся и получения дополнительной информации, в частности:

- дается энергетическая характеристика,
- изучается степень взаимовлияния отдельных скважин;
- устанавливается гидродинамическая связь между отдельными пластами и с законтурной областью;
- уточняется дополнительная информация для подсчета запасов углеводородов;
- обосновывается режим работы залежей;
- выделяются эксплуатационные объекты;
- уточняются добывные возможности скважин;
- уточняется состав и физико-химические свойства пластовых флюидов;
- дается эксплуатационная характеристика продуктивных пластов (коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, приемистость пласта при нагнетании воды и т.п.) и их изменение во времени;
- оцениваются фильтрационные характеристики продуктивного пласта и т.д.

Необходимость проведения пробной эксплуатации разведочных скважин определяется совместно разведочными и добывающими предприятиями.

Пробная эксплуатация проводится до окончания разведочных работ для отдельного, наиболее представительного участка. Длительность этого этапа составляет 1 – 2 года.

Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии со специально составленными проектами пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации служат данные разведочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытаний и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

"Проект пробной эксплуатации" является первой стадией проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, составляется и утверждается для месторождений, разведка которых не закончена или закончена при отсутствии достаточного объема исходных данных для составления технологической схемы разработки.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

1. Сделать анализ следующих данных:
 - фильтрационных свойств продуктивных пластов и физико-химических свойств нефтей по залежам (таблица 8.1);
 - текущих пластовых давлений и добывных возможностей (таблица 8.2).
2. Необходимо систематизировать данные из таблицы 8.2 и на основе ее заполнить таблицу 8.3 по всем залежам:

- среднее пластовое давление по месяцам определяем как среднеарифметическое из всех замеров в этом месяце;
- добычу нефти по залежи в каждом месяце определяем как сумму добычи нефти по скважинам, работающим в течение этого месяца;
- добычу нефти по скважине определяем как произведение среднесуточного дебита скважины на число дней эксплуатации;
- добычу жидкости по залежи определяем как сумму добычи нефти и добычи воды в каждом месяце;
- добычу воды определяем как сумму добычи воды по всем скважинам, работавшем в этом месяце;
- добычу воды по каждой скважине определяем как произведение среднесуточной добычи воды на число дней эксплуатации;
- обводненность продукции определяем как отношение добычи воды к добыче нефти в этом месяце.

На основе данных таблицы 8.3 строятся графики пробной эксплуатации по каждой залежи отдельно. Устанавливаются природные режимы каждой нефтяной залежи на основе данных пробной эксплуатации разведочных скважин и дается их обоснование.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об объекте разработки в виде таблицы, анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется обоснование системы разработки объекта и делается анализ о ее эффективности. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «пробная эксплуатация»?
2. Продолжительность пробной эксплуатации?
3. Цели и задачи, стоящие перед этапом пробной эксплуатации?
4. Какие скважины используют для получения данных на этапе пробной эксплуатации?

5. На основе чего осуществляется пробная эксплуатация?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.

2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

Таблица 8.1 – Фильтрационные свойства продуктивных пластов и физико-химические свойства нефти

№ скв	Толщина пласта, м		Коэффициент проницаемости, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	Свойства нефти (пластовые условия)		
	эффективная	нефтенасыщенная		вязкость, мПа	объемный коэффициент	плотность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
Залежь 1						
1	10,2	10,2	625	3,4	1,16	0,860
2	9,8	9,8	574	3,5	1,16	0,860
3	10,6	-	643	-	-	-
4	12,4	12,4	722	3,3	1,16	0,860
5	13,8	-	755	-	-	-
Залежь 2						
1	14,6	14,6	840	2,0	1,18	0,830
2	14,0	-	825	-	-	-
3	15,2	15,2	844	2,2	1,18	0,830
4	14,8	-	860	-	-	-
5	15,8	15,8	883	1,8	1,18	0,830
Залежь 3						
1	20,0	20,0	800	-	-	-
2	8,0	-	350	-	-	-
3	18,0	18,0	720	-	-	-
4	17,8	17,8	710	5,6	1,14	0,870
5	17,8	17,8	700	-	-	-
6	18,0	18,0	720	-	-	-
7	17,2	-	580	-	-	-
8	6,0	6,0	300	-	-	-
9	17,2	17,2	600	5,4	1,14	0,872
10	18,0	18,0	720	-	-	-
11	14,7	14,7	510	5,4	1,14	0,872

12	4,0	4,0	120	-	-	-
13	12,0	12,0	250	-	-	-
14	14,0	-	300	-	-	-
15	8,9	8,9	280	5,5	1,14	0,872

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3	4	5	6	7
Залезь 4						
1	8,2	8,2	120	4,4	1,15	0,865
2	8,6	8,6	122	-	-	-
3	8,0	-	125	-	-	-
4	9,2	9,2	134	-	-	-
5	8,5	-	124	-	-	-
6	8,4	8,4	126	-	-	-
7	8,6	8,6	128	-	-	-
8	8,2	8,2	120	4,4	1,15	0,865
9	8,6	8,2	124	-	-	-
10	9,8	-	136	-	-	-
11	8,2	8,2	121	4,4	1,15	0,865
12	8,8	8,8	129	-	-	-
13	8,8	8,8	126	-	-	-
14	9,2	9,2	132	-	-	-
15	9,0	9,0	130	4,4	1,15	0,865

Таблица 8.2 – Данные пробной эксплуатации разведочных скважин

№ скв	Апрель 1989 года				Май 1989 года				Июнь 1989 года				Июль 1989 года				Август 1989 года			
	Р _{пл} , МПа	Q _н , т/сут	Q _в , м ³ /сут	Дни ра-боты	Р _{пл} , МПа	Q _н , т/сут	Q _в , м ³ /сут	Дни ра-боты	Р _{пл} , МПа	Q _н , т/сут	Q _в , м ³ /сут	Дни ра-боты	Р _{пл} , МПа	Q _н , т/сут	Q _в , м ³ /сут	Дни ра-боты	Р _{пл} , МПа	Q _н , т/сут	Q _в , м ³ /сут	Дни ра-боты
Залежь 1																				
1	16,0	130	-	20	15,8	117	-	31	15,3	107	-	30	15,1	100	-	31	15,0	98	-	31
2	-	-	-	-	16,0	126	-	18	15,8	121	-	30	15,7	118	-	31	15,6	116	-	31
3	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,9	-	-	-	15,8	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	15,9	150	-	28	15,7	145	-	31	15,6	142	-	31
5	-	-	-	-	16,0	-	-	-	16,0	-	-	-	15,9	-	-	-	15,8	-	-	-
Залежь 2																				
1	18,0	200	-	26	18,0	200	-	31	17,8	180	25,0	30	17,8	160	47,5	31	17,8	100	118	31
2	18,0	-	-	-	18,0	-	-	-	18,0	-	-	-	18,0	-	-	-	18,0	-	-	-
3	18,0	220	-	6	18,0	205	-	31	18,0	205	-	30	18,0	205	-	31	18,0	208	-	31
4	-	-	-	-	18,0	280	-	12	18,0	285	-	30	17,9	288	-	31	17,9	300	-	31
5	-	-	-	-	18,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Залежь 3																				
2	22,0	-	-	-	22,0	-	-	-	21,9	-	-	-	21,9	-	-	-	21,8	-	-	-
4	22,0	316	-	11	21,9	276	-	31	21,8	242	-	30	21,7	220	-	31	21,7	218	-	31
7	-	-	-	-	22,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	22,0	258	-	21	21,9	239	-	30	21,8	210	-	31	21,7	190	-	31
11	22,0	187	-	28	21,8	175	-	31	21,7	170	-	30	21,7	154	-	31	21,6	152	-	31
15	-	-	-	-	-	-	-	-	21,9	62	-	16	21,9	70	-	31	21,8	63	-	31
Залежь 4																				
4	19,5	19	-	16	19,3	18	-	31	19,1	18,0	-	30	19	18	-	31	18,8	17	-	31
5	19,5	-	-	-	19,5	-	-	-	-	-	-	-	19,4	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	19,5	16	-	22	19,4	15,8	-	30	19,2	16	-	31	19,1	15	-	31
9	19,5	18	-	8	19,4	17	-	31	19,3	17,3	-	30	19,1	17	-	31	18,9	16	-	31
10	19,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	30	19,4	12	-	31	19,2	11,5	-	31

Таблица 8.3 – Показатели пробной эксплуатации залежей

Показатели	Апрель 1989 года	Май 1989 года	Июнь 1989 года	Июль 1989 года	Август 1989 года
Залежь 1					
$P_{пл}$, МПа					
Добыча нефти, тыс. т					
Добыча жидкости, тыс. т					
Обводненность, %					
Залежь 2					
$P_{пл}$, МПа					
Добыча нефти, тыс. т					
Добыча жидкости, тыс. т					
Обводненность, %					
Залежь 3					
$P_{пл}$, МПа					
Добыча нефти, тыс. т					
Добыча жидкости, тыс. т					
Обводненность, %					
Залежь 4					
$P_{пл}$, МПа					
Добыча нефти, тыс. т					
Добыча жидкости, тыс. т					
Обводненность, %					

Лабораторная работа 9.

Гидродинамические исследования нефтяных скважин

Цель. Научить студентов на основе совокупности материалов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований определять граничные пределы емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов, а также привить навыки работы по обобщению и систематизации геолого-промысловой информации, и ее интерпретации применительно к вопросу выделения коллекторов и неколлекторов.

Теоретическая часть. Граничные (кондиционные) пределы – это нижние пределы емкостно-фильтрационных свойств (коэффициенты пористости, проницаемости) пород-коллекторов, при которых получают промышленные притоки нефти и газа. Они позволяют выделить не только границу между коллекторами и неколлекторами в разрезе и по площади залежи, а также типизировать коллекторы по разным промысловым характеристикам.

Границы классов – это границы качественного и количественного перехода от одних свойств к другим, не зависящие от применяемых технологий освоения продуктивных пластов. Однако следует учитывать, что при применении методов интенсивного воздействия на пласт, существенно влияющих на структуру порового пространства (расширение каналов фильтрации, растворение карбонатов при физико-химическом воздействии, создание трещин и др.), можно переводить коллекторы в высшие классы, а при применении методов кальматации – в низшие.

Предельные значения параметров коллекторов необходимо обосновывать в каждой скважине для каждого пласта на основе комплексного использования данных по керну, результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин путем корреляционного анализа между свойствами пород.

Выделяют следующие разновидности кондиционных пределов:

- предел, выше которого порода может содержать углеводороды, т.е. нижняя граница коллектора. Устанавливается по данным литолого-петрографических исследований керн и петрофизических свойств пород;

- предел, выше которого порода способна отдавать углеводороды, т.е. граница продуктивного коллектора. Устанавливается по результатам исследований характеристик вытеснения на образцах керн, по кривым фазовой проницаемости, по зависимости остаточной воды от пористости и проницаемости. Предел должен подтверждаться результатами опробования скважин путем сравнения проницаемости и продуктивности скважин;

- предел технологический, устанавливающийся с помощью зависимости продуктивности (удельного дебита) от проницаемости с учетом минимальной величины дебита, ниже которого разработка не рентабельна.

Оборудование и материалы не предусматриваются. Исходными данными являются геологические, геофизические, геолого-промысловые материалы, представленные в текстовой, табличной и графической формах, в совокупности характеризующие объект разработки.

Указания по технике безопасности приведены в приложении А.

Задания.

1. Дается детальная характеристика каждой залежи в отдельности по следующим геолого-физическим факторам:

- размеры, форма залежи;
- режим залежи;
- фильтрационные свойства пластов;
- эффективная, эффективная нефтенасыщенная толщины эксплуатационных объектов, характер и степень геологической неоднородности;
- физико-химические свойства нефтей и т.д.

2. Дается заключение о результатах выполненной работы, в частности, обосновывается эффективность принятой системы разработки каждой нефтяной залежи и даются рекомендации по её усовершенствованию.

Содержание отчета. Каждый студент получает информацию об объекте разработки в виде таблицы, анализирует полученные данные. В качестве отчетных материалов в письменной форме представляется обоснование системы разработки объекта и делается анализ о ее эффективности. Защита работы проводится в устной форме. При защите работы студент должен ответить на вопросы, предложенные преподавателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое «пробная эксплуатация»?
2. Продолжительность пробной эксплуатации?
3. Цели и задачи, стоящие перед этапом пробной эксплуатации?
4. Какие скважины используют для получения данных на этапе пробной эксплуатации?
5. На основе чего осуществляется пробная эксплуатация?

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст] :]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст] :] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

Таблица 8.1 – Фильтрационные свойства продуктивных пластов и физико-химические свойства нефти

Указания по технике безопасности

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы

по дисциплине

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР**

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.02 Прикладная геология

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;

- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);

- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Список литературы

1. Ерёмин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа [[Текст]]: Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания : учеб. пособие / Н. А. Ерёмин ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - Москва : Недра, 2008. - 244 с. : ил. - Библиогр.: с. 241.
2. Сизов, В. Ф. (СевКавГТУ). Разработка нефтяных и газовых месторождений [[Текст]] : учеб. пособие (курс лекций) / В. Ф. Сизов ; ГОУ ВПО Сев.- Кав. гос. техн. ун-т. - Ставрополь : Издательство СевКавГТУ, 2008. - 154 с. - Библиогр. с. 152 (12 назв.).

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению курсового проектирования

по дисциплине

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭФФЕКТИВНОГО
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДР**

Специальность

21.05.02 Прикладная геология

Специализация

Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

Содержание

Цели и задачи курсового проекта.....	
Формулировка задания и его объем.....	
Основное содержание курсового проекта.....	
Общие требования к курсовому проекту.....	
Рекомендации по организации работы над проектом.....	
Порядок защиты и ответственность студента за выполнение задания по курсовому проекту.....	
Список рекомендуемой литературы.....	

Курсовой проект выполняется студентами специальности 080500 «Геология нефти и газа» в VII семестре после прохождения первой производственной практики.

Базовой дисциплиной для курсового проекта является «Нефтегазопромысловая геология», освоенная студентами в VI семестре.

Курсовое проектирование является важной частью учебного процесса и позволяет приобрести студенту практические навыки самостоятельной работы.

Цели и задачи курсового проекта

Основная цель проекта – закрепление теоретических положений курса «Нефтегазопромысловая геология».

Задачи проекта: привитие студенту навыков систематизации и использования фактического материала, теоретических знаний для решения производственных задач, навыков постановки и решения задач исследовательского характера.

Для решения геологических и геолого-промысловых вопросов курсовых проектов студент должен ознакомиться с опубликованными работами, фондовыми материалами предприятий, В период прохождения практики студент обязан собрать фактические геологические и геолого-промысловые данные, необходимые для выполнения курсового проекта.

Формулировка задания и его объем

Задание на курсовое проектирование включает в себя перечень подлежащих разработке вопросов. В курсовом проекте обязательно приводятся: сведения о географо-экономическом положении месторождения (площади); методике и объемах геолого-разведочных работ; особенностях геологического строения и нефтегазоносное™ исследуемой территории (включая литолого-стратиграфическое описание разреза, тектоническое строение района, сведения о залежах углеводородов и их физико-химических свойствах, гидрогеологические и термобарические условия разреза).

Набор разрабатываемых вопросов различается в зависимости от темы курсового проекта. Выбор студентом темы курсового проекта зависит от характеристики фактического материала, собранного в период прохождения первой производственной практики.

Объем задания определяется руководителем курсового проектирования. При этом необходимо руководствоваться перечнем разделов, приведенных в основном содержании курсового проекта.

Обязательным является составление графических приложений к тексту курсового проекта. Набор рекомендуемых графических приложений варьируется в зависимости от темы курсового проекта и также приводится в основном содержании курсового проекта.

Основное содержание курсового проекта

Курсовой проект состоит из введения, основной части (общий, специальный и проектный разделы), заключения, списка использованных источников и графических приложений.

Общий раздел является единым для всех тем курсовых проектов. Специальный и проектный разделы содержат различные вопросы в зависимости от темы проекта.

Введение

Кратко освещаются задачи, стоящие перед нефтяной и газовой промышленностью изучаемого региона, основные задачи курсового проекта и перечисляются источники исходных данных, использованных студентом для проектирования.

1 Общий раздел

1.1 Краткий географо-экономический очерк месторождения (площади)

В этом подразделе приводятся сведения об административном и географическом положении месторождения (площади), населенных пунктах, технических базах, источниках энерго- и водоснабжения, коммуникациях, рельефе и речной сети, климате, населении и др.

Подраздел сопровождается обзорной схемой района. Объем 2 страницы.

1.2 История геолого-геофизических исследований, разведки и разработки месторождения (площади)

Рассматриваются основные этапы работ, проведенных на месторождении (площади) и их результаты. Приводится состояние изученности месторождения (площади) на дату составления курсового проекта и основные задачи его изучения на ближайшее будущее. Объем 2-3 страницы.

1.3 Геологическое строение и нефтегазоносность

1.3.1 Краткая литолого-стратиграфическая и геофизическая характеристика разреза.

Приводится краткая литолого-фациальная и геофизическая характеристика отдельных стратиграфических подразделений с обязательным указанием индексов, руководящей фауны и толщины пород. Объем 4-5 страниц.

Описание разреза сопровождается средне-нормальным, сводным или типовым разрезами месторождения (площади).

1.3.2 Тектоника

Дается краткая характеристика структурной зоны, к которой приурочено месторождение (площадь), тектоническое строение месторождения (площади) с указанием размеров структуры и ее ориентировки, углов падения пород, соотношения структурных планов, положения тектонических нарушений и их амплитуды. Объем 2—3 страницы.

Описание тектоники сопровождается тектонической схемой района и геологическим профильным разрезом месторождения (площади).

1.3.3 Нефтегазоносность

Приводится стратиграфическое распределение залежей нефти и газа по разрезу месторождения (площади). Дается краткая характеристика физико-химических свойств нефти и газа. Объем 1—2 страницы.

Описание нефтегазоносности сопровождается таблицами физико-химических свойств нефти и газа.

1.3.4 Гидрогеологическая характеристика и термобарические условия разреза

Рассматриваются стратиграфическая приуроченность и литологические особенности водоносных комплексов и горизонтов, физико-химические свойства и состав пластовых вод, гидродинамические особенности водонапорных систем.

Приводятся данные об изменении температуры и давления по разрезу месторождения (площади), а также о величинах геотермических ступеней и градиентов давлений в пределах отдельных литологических толщ. Объем 2-3 страницы.

Описание гидрогеологических и термобарических условий разреза месторождения (площади) сопровождается таблицами анализов вод, замеров температуры и давлений.

Объем общего раздела 12—15 страниц.

ТЕМА № 1

Проект комплекса геолого-геофизических исследований при изучении продуктивных пластов в процессе бурения скважин на _____ месторождении (площади)

2 Специальный раздел

2.1 Цели и задачи разведочных работ, проведенных на изучаемой площади

2.2 Система размещения разведочных (эксплуатационных) скважин и очередность их бурения

Подраздел сопровождается структурной картой или картой разработки

2.3 Характеристика комплекса геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе бурения скважин

2.3.1 Отбор керна

2.3.2 Отбор образцов пород с помощью боковых грунтоносов

2.3.3 Отбор шлама

2.3.4 Применение испытателей и опробователей пластов

2.3.5 Наблюдение за параметрами промывочной жидкости, нефте-, газо-, водопроявлениями и другими осложнениями при бурении скважин

2.3.6 Промыслово-геофизические методы исследования скважин

2.3.7 Замеры пластовых давлений и температур

Приводятся интервалы исследований, процент проходки с отбором керна и выноса керна от общей глубины скважины и толщины изучаемой толщи, методика проведения исследований, применяемое оборудование (колонковые долота, грунтоносы, испытатели пластов и др.), режим бурения.

2.4 Геологическая эффективность применения методов изучения разрезов скважин

Рассматривается каждый метод исследований в отдельности, его достоинства и недостатки.

2.5 Геолого-геофизические особенности продуктивных пластов на изучаемой площади

Описываются особенности строения и состава продуктивных пластов, отражающиеся на каротажных диаграммах.

2.6 Детальная корреляция разрезов скважин

Корреляция проводится по литологическим, петрографическим, минералогическим, палеонтологическим, геохимическим, геофизическим (КС, ПС, ПС, НГК и др.) признакам.

Объем специального раздела 10—15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Основные задачи изучения продуктивных пластов в проектируемых скважинах

3.2. Обоснование объема и интервалов отбора керна и методов его исследования

3.3 Обоснование комплекса промыслово-геофизических исследований в интервале залегания продуктивных пластов

Конкретно по каждому интервалу и методу исследования необходимо указать, почему выбран этот метод исследования и цель его применения.

3.4 Обоснование рекомендуемых способов опробования продуктивных пластов

Обосновываются способы и методики опробования продуктивных пластов в процессе бурения скважин, а также методика стационарного отробования.

3.5 Достоинства рекомендуемых методов изучения продуктивных пластов

Проводится сопоставление рекомендуемого комплекса исследований с применяемым на данном месторождении (площади), а также оценка геолого-экономической эффективности предлагаемого комплекса.

Объем проектного раздела 10—15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).

2. Геологический профильный разрез.
3. Структурные карты продуктивных пластов.
4. Схема корреляции продуктивных пластов.

ТЕМА № 2

**Анализ эффективности методов поддержания пластового давления при разра-
ботке залежи _____ пласта _____ отложений
_____ месторождения**

2 Специальный раздел

2.1. Детальная характеристика пласта

- 2.1.1 Литологический и гранулометрический состав пород
- 2.2.1 Эффективная толщина
- 2.2.2 Емкостно-фильтрационные свойства

Детальная характеристика проектного пласта проводится по результатам изучения кернов, образцов пород, извлеченных боковым грунтоносом, электрометрических исследований, радиоактивного каротажа и т.д.

Приводятся как средние значения параметров пласта, так и их изменение **по** площади и разрезу.

Раздел сопровождается картами (толщин, пористости, проницаемости и т.п.), графиками, таблицами.

2.2 Описание нефтяной залежи

- 2.2.1 Тип, форма и размеры нефтяной залежи
- 2.2.2 Положение первоначального контура нефтеносности
- 2.2.3 Начальные пластовые давления и температура
- 2.2.4 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам

2.2.5 Обоснование режима нефтяной залежи

Проводятся на основе геологических, гидрогеологических и эксплуатационных данных.

Раздел сопровождается графиком разработки.

2.3 Сведения о запасах нефти и газа

Приводятся в виде таблицы, отражающей количество начальных и остаточных запасов нефти, а также текущий коэффициент извлечения нефти (КИН).

2.4 Характеристика процесса разработки нефтяной залежи

2.4.1 Система разработки

Начало разработки нефтяной залежи, принятая система разработки, изменение количества эксплуатационных скважин, объема добычи нефти, газового фактора и т.п.

Пункт сопровождается таблицами изменения параметров разработки, картами разработки и изобар.

2.4.2 Обводненность пласта и продукции скважин

Приводятся сведения об обводненности отдельных скважин и пласта в целом, остаточной нефтенасыщенности, положении текущего контура нефтеносности.

2.4.3 Продуктивность и производительность скважин.

Приводятся сведения о производительности и коэффициенте продуктивности скважин на различных участках залежи.

Объем специального раздела 10-15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование метода воздействия на пласт

3.2 Характеристика системы поддержания пластового давления

3.2.1 Выбор закачиваемого рабочего агента

3.2.2 Количество нагнетаемого рабочего агента

Изменение количества рабочего агента и пластового давления во времени

3.2.3 Давление нагнетания

Характеристика давления нагнетания и изменение его по площади.

3.2.4 Размещение нагнетательных скважин

Число, форма сетки и расстояние между нагнетательными скважинами, а также изменение их количества во времени

3.3 Геолого-экономические показатели эффективности метода воздействия

3.3.1 Увеличение текущей добычи нефти и сокращение общего срока разработки

3.3.2 Прирост добычи нефти

3.3.3 Повышение коэффициента извлечения нефти

3.3.4 Снижение себестоимости добычи нефти

3.4 Рекомендуемые мероприятия по дальнейшему совершенствованию метода воздействия на пласт

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).
2. Геологический профильный разрез.
3. Карты толщин, проницаемости, пористости, изобар.
4. График разработки залежи.
5. Карта разработки.

ТЕМА № 3

Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти (газа) по залежи _____ пласта _____ отложений _____ месторождения

2 Специальный раздел

2.1 Детальная характеристика пласта

2.1.1 Литологический и гранулометрический состав пород

2.1.2. Эффективная толщина

2.1.3 Емкостно-фильтрационные свойства

Детальная характеристика проектного пласта проводится по результатам изучения кернов, образцов пород, извлеченных боковым грунтоносом, электрометрических исследований, радиоактивного каротажа и т.д.

Приводятся как средние значения параметров пласта, так и их изменение по площади и разрезу.

Раздел сопровождается картами (толщин, пористости, проницаемости и т.п.), графиками, таблицами.

2.2 Описание залежи

2.2.1 Тип, форма и размеры залежи

2.2.2 Положение первоначального контура нефтеносности (газоносности)

2.2.3 Начальные пластовые давления и температура

2.2.4 Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам.

2.2.5 Обоснование режима залежи

Проводится на основе геологических, гидрогеологических и эксплуатационных данных.

Раздел сопровождается графиком разработки.

2.3. Сведения о запасах нефти (газа)

Приводятся в виде таблицы, отражающей количество начальных и остаточных запасов нефти (газа), а также текущий коэффициент извлечения нефти.

2.4. Характеристика процесса разработки залежи

2.4.1 Система разработки

Начало разработки залежи, принятая система разработки, изменение количества эксплуатационных скважин, объема добычи нефти, газового фактора и т.п.

Пункт сопровождается таблицами изменения параметров разработки, картами разработки и изобар.

2.4.2 Обводненность пласта и продукции скважин

Приводятся сведения об обводненности отдельных скважин и пласта в целом, остаточной нефтенасыщенности (газонасыщенности), положении текущего контура нефтеносности (газонасыщенности).

2.4.3 Продуктивность и производительность скважин.

Приводятся сведения о производительности и коэффициенте продуктивности скважин на различных участках залежи.

Объем специального раздела 10-15 страниц.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование методов интенсификации добычи нефти (газа)

3.2 Выбор скважин для применения методов

Проводится обоснование наиболее благоприятных объектов для применения различных методов.

3.3 Технология проведения процесса

Описание технологии сопровождается схемой проведения процесса.

3.4 Геолого-экономические показатели эффективности методов интенсификации добычи

3.4.1 Прирост добычи нефти (газа) по скважинам

3.4.2. Повышение коэффициента извлечения нефти (газа) по пласту

3.4.3. Снижение себестоимости добычи нефти (газа)

3.5. Рекомендуемые мероприятия по дальнейшему совершенствованию методов воздействия на пласт

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения

1. Средненормальный, типовый или сводный геолого-геофизический разрез площади (месторождения).
2. Геолого-литологический профильный разрез проектного пласта и его корреляционная схема.
3. Карты толщин, проницаемости.
4. График разработки залежи, графики эксплуатации по скважинам.
5. Карта разработки.
6. Схема проведения процесса интенсификации добычи нефти (газа).

ТЕМА № 4

Геолого-промысловое обоснование возможности использования пласта _____ месторождения (площади) для подземного хранения газа

2 Специальный раздел

2.2 Обоснование необходимости создания подземного хранилища газа

2.3 Выбор объекта под подземное хранилище газа

2.4 Детальная характеристика объекта

2.4.1 Герметичность объекта, характеристика перекрывающих и подстилающих отложений

2.4.2 Литологический состав и физические свойства пород-коллекторов

2.4.3 Эффективная толщина объекта

2.4.4 Пластовое давление и температура объекта

2.4.5 Физико-химические свойства газа и воды

2.4.6 Состояние выработанности объекта

Приводятся сведения о принятой системе разработки, числе эксплуатационных скважин, остаточных запасах газа в пласте.

3. Проектный раздел

3.1 Расчет полезного объема для хранения газа

3.2 Определение темпов создания подземного хранилища газа

3.3 Размещение и порядок разбуривания скважин для закачки газа в пласт

3.4 Мероприятия по охране недр и природы при создании и эксплуатации подземного хранилища газа

Объем проектного раздела 10-15 страниц.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач, рекомендации по конкретному использованию полученных результатов.

Графические приложения.

1. Средненормальный, типовой или сводный геолого-геофизический разрез месторождения (площади).
2. Геолого-геофизический профильный, разрез тоектного пласта.
3. Карты толщин, пористости, проницаемости, изобар.
4. Карта фонда скиажин.
5. График эксплуатации объекта.

Список использованной литературы

В список литературы включаются опубликованные работы (монографии, статьи, учебники и др.), рукописные отчеты, проекты и другие фондовые материалы, используемые для составления курсового проекта. Библиографическое описание должно быть проведено в соответствии с действующими нормами и стандартами. Общие требования в курсовому проекту

Текст курсового проекта излагается кратко, но конкретно и содержательно, с освещением основных положений, указанных в плане и подкрепляется ссылками на использованные литературные, фондовые и фактические материалы. Текст должен быть иллюстрирован схемами, графиками, фотоснимками, выкопировками из геологических чертежей по необходимости.

Курсовой проект должен быть оформлен в соответствии с существующими требованиями к оформлению курсовых проектов в СевКавГТУ. Все главы и разделы выделяется в соответствии с заданием. Объем курсового проекта не должен превышать 50 страниц машинописного текста.

Кроме обязательных графических приложений могут быть представлены и другие геологические чертежи.

Графические приложения вычерчиваются на ватмане тушью. Допускается использование компьютерной техники при составлении и печати графических приложений. Графические приложения должны быть выполнены в соответствии с требованиями действующих инструкций на картосоставительские и чертежно-оформительские работы геологоразведочных организаций.

Рекомендации по организации работ над проектом

Выдача задания на курсовое проектирование проводится руководителем курсового проекта в течение первой недели занятий в VII семестре. Ход выполнения курсового проектирования контролируется руководителем во время проведения консультаций.

Примерный календарный план выполнения курсового проекта выглядит следующим образом: общий раздел - 3 недели; специальный раздел - 4 недели; проектный раздел - 5 недель; составление графических приложений - 2 недели.

Порядок защиты и ответственность студента за выполнение задания по курсовому проекту

Защита выполненного курсового проекта проводится в течение пятнадцатой и шестнадцатой недель занятий в VII семестре. Проект защищается студентом перед комиссией, назначаемой заведующим кафедрой и оформляется протоколом защиты. К защите принимается только проверенный руководителем курсовой проект, включающий в себя пояснительную записку и графические приложения.

В случае невыполнения задания по курсовому проекту, проект к защите представлен быть не может. Защита такого проекта проводится только после полного выполнения студентом задания на курсовое проектирование.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Учебник для вузов / И.П. Чоловский, М.М. Иванова, И.О. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Братин. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 456 с.

2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.

Дополнительная литература:

1. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа-2-е изд., перераб. и доп. М: Недра, 1992.-383 с.

2. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: Учебное пособие для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1981.- 453 с.

3. Нефтегазопромысловая геология: терминологический справочник. М: «Твант», 1994.

4. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е.Быков, А.Я. Фурсов, М.И. Максимов и др. М.: Недра, 1981. -525 с.

5. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник /Под ред. И.П. Чоловского. М.: Недра, 1989. -376 с.

6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник / Под ред. М.М. Ивановой. М: Недра, 1983. -262 с.

7. В.И. Кудинов, Б.М. Сучков Новые технологии повышения добычи нефти. - Самара: Кн. изд-во, 1998. - 368 с.

8. Ягафаров А.К., Курамшин Р.М., Демичев С.С. Интенсификация притоков нефти из скважин на месторождениях Западной Сибири. - Тюмень: Слово, 2000. -223 с.

9. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пла

стах. - М.: ВНИИГАЗ, 1994.-40 с.

10.Методические рекомендации по оформлению дипломных и курсовых проектов (работ). - Ставрополь: СевКавГТУ, 2001. - 27 с.