

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению заданий квалификационного экзамена ПМ.01 «Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений»

Специальность

21.02.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений

Квалификация

техник-технолог

Форма обучения

очная

Бузулук 2024

Критерии оценивания устного ответа на квалификационном экзамене по модулю ПМ. 01 «Обеспечение технологического процесса разработки нефтяных и газовых месторождений»

Ответ оценивается оценкой «отлично», если студент:

1) Полно раскрыл содержание материала в объеме, предусмотренном программой модуля; четко знает назначение, применяемого оборудования и область применения; подробно выполнил расшифровку спецификации используемого оборудования; правильно составил отчет с описанием поломок и методах их устранения; предложил рекомендации по увеличению срока межремонтного периода; ответ соответствует «требованиям к уровню подготовки выпускников».

2) Изложил материал грамотным языком, точно используя терминологию и определения, в определенной логической последовательности.

3) Показал умение иллюстрировать теорию конкретными примерами, применять ее в новой или аварийной ситуации.

4) Продемонстрировал знание теории ранее изученных сопутствующих тем, сформированность и устойчивость используемых при ответе умений и навыков.

5) Отвечал самостоятельно, без наводящих вопросов преподавателя.

Возможны одна-две неточности при освещении второстепенных вопросов, которые студент легко исправил после замечания преподавателя.

Ответ оценивается оценкой «хорошо», если он удовлетворяет в основном требованиям оценки «отлично», но при этом имеет один из недостатков:

1) В изложении допущены небольшие пробелы, не исказившие содержание ответа.

2) Допущены один – два недочета при освещении основного содержания ответа, исправленные после замечания преподавателя.

3) Допущены ошибка или более двух недочетов при освещении второстепенных вопросов, легко исправленные после замечания преподавателя.

Оценка «удовлетворительно» ставится в следующих случаях:

1) Полно раскрыто содержание материала (содержание изложено фрагментарно, не всегда последовательно), но показано общее понимание вопроса и продемонстрированы умения, достаточные для усвоения программного материала модуля.

2) Имелись затруднения или допущены ошибки в определении терминологии и расшифровки спецификации, не точность в описании методов ремонта нефтегазопромыслового оборудования, не правильно составил отчет по форме, исправленные после нескольких наводящих вопросов преподавателя.

3) Студент не дал ответ на дополнительные вопросы, но выполнил задания обязательного уровня сложности по данной теме.

4) При достаточном знании теоретического материала была выявлена недостаточная сформированность основных умений и навыков.

Оценка «неудовлетворительно» ставится в следующих случаях:

1) Не раскрыто основное содержание учебного материала модуля.

2) Обнаружено незнание студентом большей или наиболее важной части учебного материала.

3) Допущены ошибки в определении понятий, при использовании терминологии, незнание технологий добычи нефти и газа, оборудования, неумение приводить примеры, которые не исправлены после нескольких наводящих вопросов преподавателя.

4) Студент обнаружил незнание, и непонимание изучаемого или не смог ответить ни на один из поставленных вопросов по изученному материалу модуля.

Анализ карты разработки, определение и проектирование приведенного пластового давления по скважине

Пластовое давление, приведенное к одной плоскости, называют приведенным пластовым давлением. Например, если пластовое давление, измеренное в трех скважинах, P_1 , P_2 и P_3 , то приведенное пластовое давление вычисляют по формулам:

$$\begin{aligned} P_{1пр} &= P_1 + \rho_n \cdot g \cdot h_1 \\ P_{2пр} &= P_2 + \rho_n \cdot g \cdot h_2 \\ P_{3пр} &= P_3 + \rho_v \cdot g \cdot h_3 \end{aligned} \quad (3.7)$$

где h_1 , h_2 , h_3 - расстояния от середины пласта в скважинах до ВНК; ρ_n и ρ_v - соответственно плотность нефти и воды.

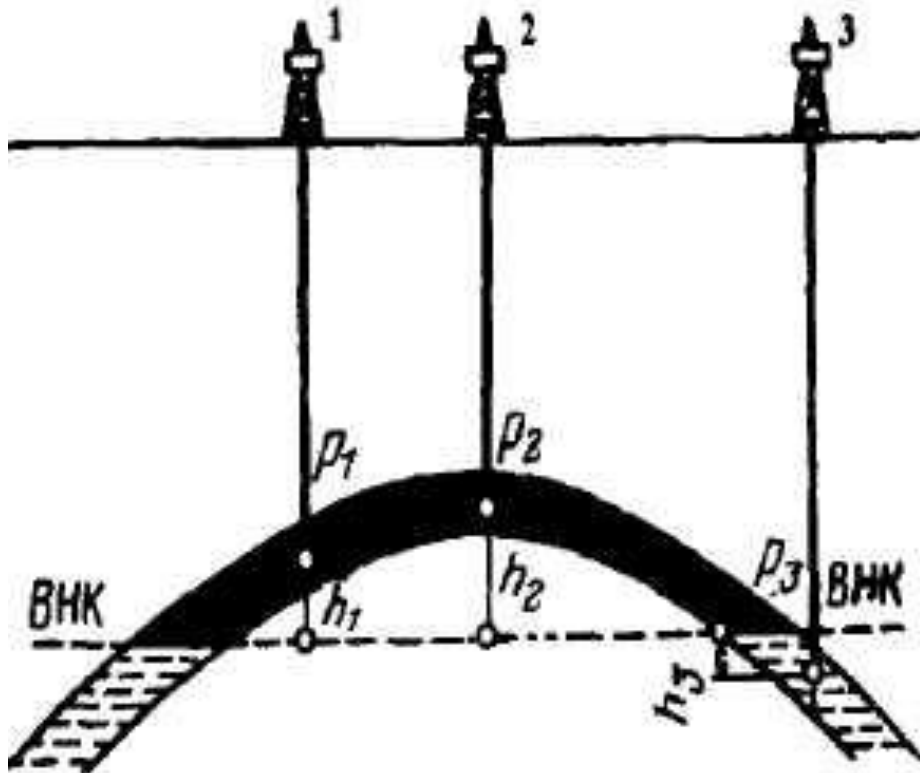


Рис. 3.1. Схема определения приведенного пластового давления.

Анализ карты разработки и определение геолого-литологического профиля объекта месторождения

Геологический разрез — изображение строения данного участка земной коры в вертикальной плоскости. Различают геологический разрез скважины и геологический профиль.

Графическое изображение подземного геологического строения нефтяных месторождений, в особенности разрезов буровых скважин, играет большую роль в нефтегазопромысловой геологии. Точное и наглядное изображение геологических и тектонических данных на разрезах скважин облегчает их сравнение и работу по составлению профилей, карт.

Геологический разрез скважины (рис. 1.5) — геологическое описание и графическое изображение последовательности напластований пород, пройденных скважиной в процессе ее бурения.

Геологический профиль — графическое изображение строения месторождения по какому-либо выбранному сечению - вертикальной плоскостью.

Для выявления особенностей тектонического строения месторождения строят поперечные профили, направленные вкострости или по падению пород; для изучения тектоники месторождения — продольные профили (по простиранию пород). Профили, диагональные простиранию и падению, строят для выяснения частных особенностей месторождения.

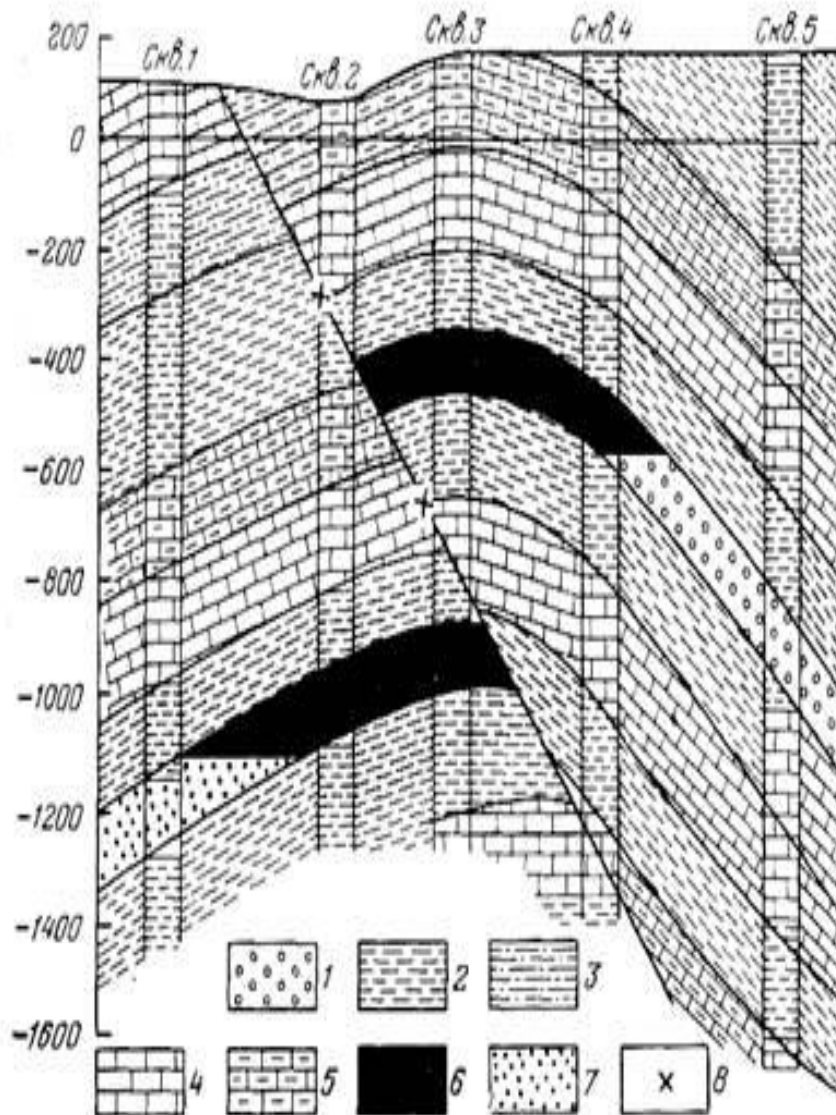


Рис. 1.6. Геологический профиль по скважинам.

Отложения: 1 — галечники; 2 — глины; 3 — глины песчаные; 4 — известняки; 5 — мергели; 6 — песчаники нефтесные; 7 — песчаники; 8 — точки, фиксирующие плоскости нарушения на профиле

Анализ карты разработки и определения системы заводнения объекта месторождения

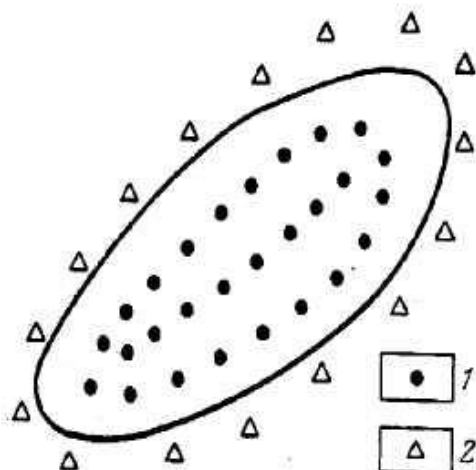


Рисунок 1 - Принципиальная схема закономерного заводнения:
1 - добывающие скважины; 2 - нагнетательные

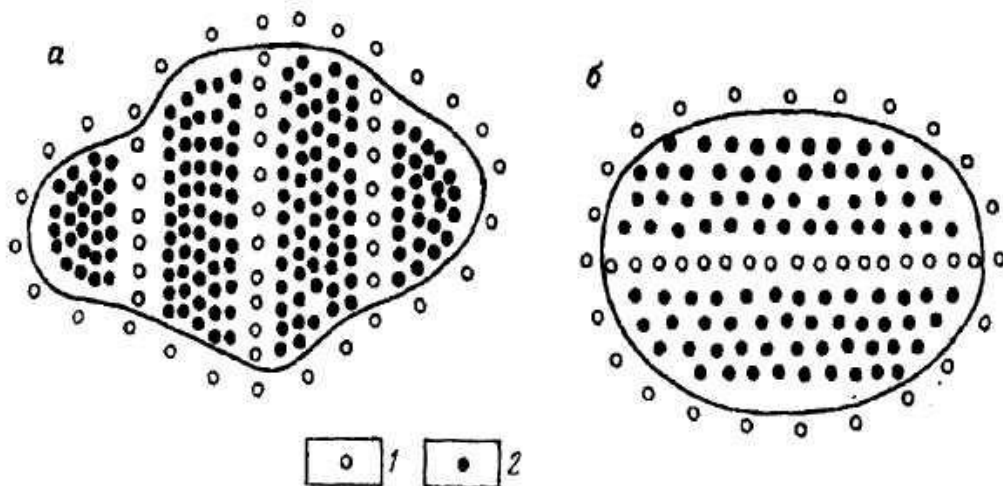


Рисунок 2 - Схемы внутриконтурного заводнения:
1 - нагнетательные скважины; 2 - добывающие скважины
а) с разрезанием залежи; б) осевое

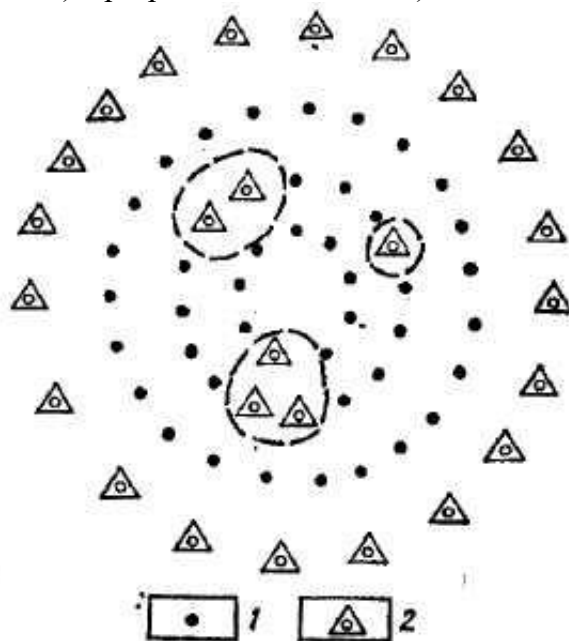


Рисунок 3 - Схема очагового заводнения в сочетании с законтурным:
1 - добывающие скважины; 2 - нагнетательные скважины

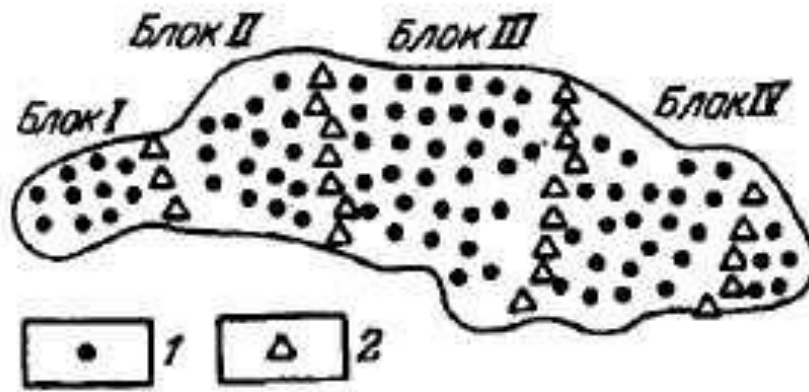


Рисунок 4 - Принципиальная схема разработки пласта при использовании блоковых систем:
1 - добывающие скважины; 2 - нагнетательные скважины

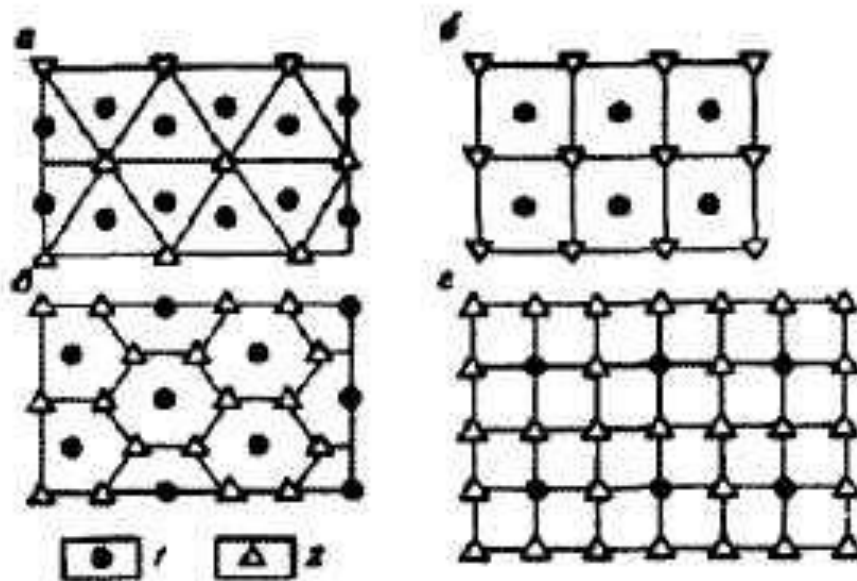


Рисунок 5 - Основные схемы площадного заводнения.
а - четырехточечная; б - пятиточечная; в - семиточечная; г - девятиточечная;
1 - добывающие скважины; 2 - нагнетательные скважины

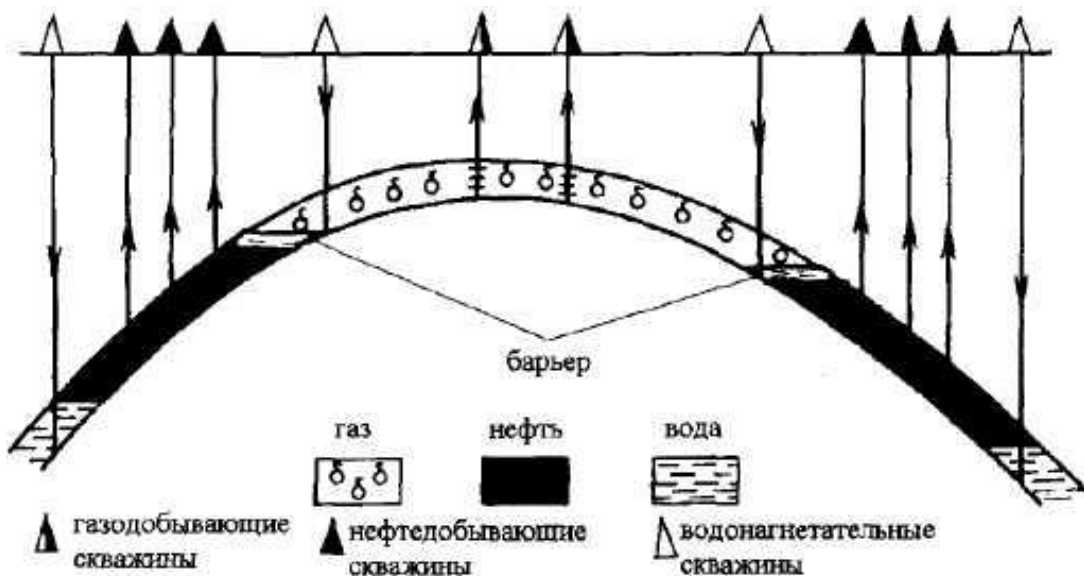


Рисунок 6 - Схема барьерного заводнения

Анализ карты разработки и определения системы размещения фонда скважин по объекту месторождения

При разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений широко применяют следующие системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности:

1) равномерное по квадратной или треугольной сетке; 2) батарейное; 3) линейное по «цепочке»; 4) в сводовой части залежи; 5) неравномерное.

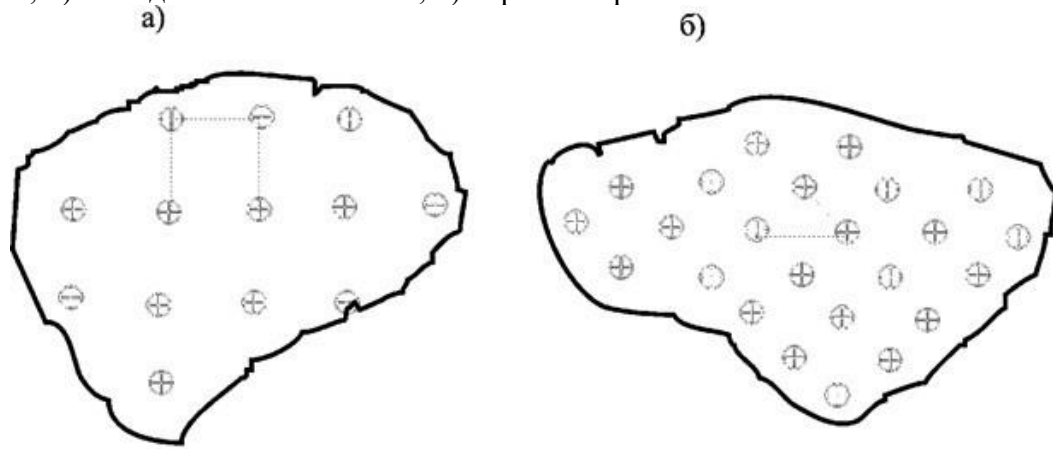


Рис.5.2. Равномерное размещение скважин
Сетки: а) - квадратная; б) - треугольная.

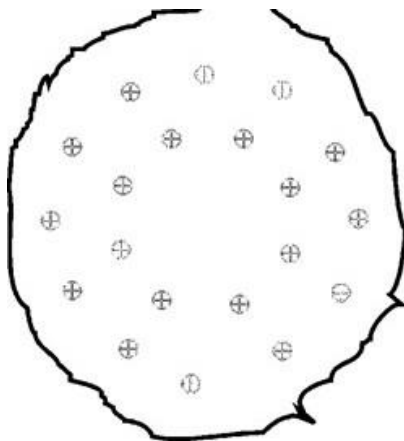


Рис.5.3. Батарейно-кольцевое размещение скважин

Рис.5.4. Линейное размещение скважин

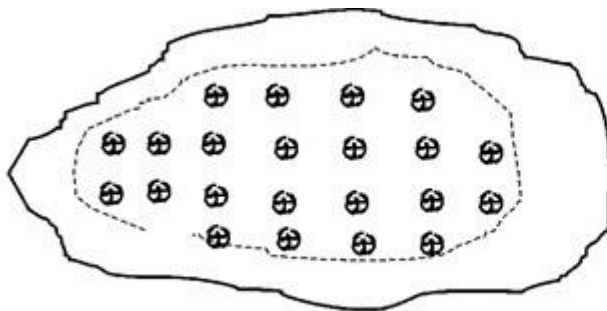


Рис.5.5. Размещение скважин в сводовой части залежи

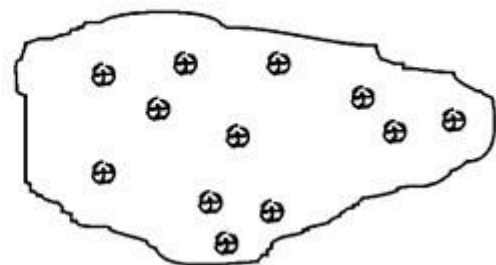
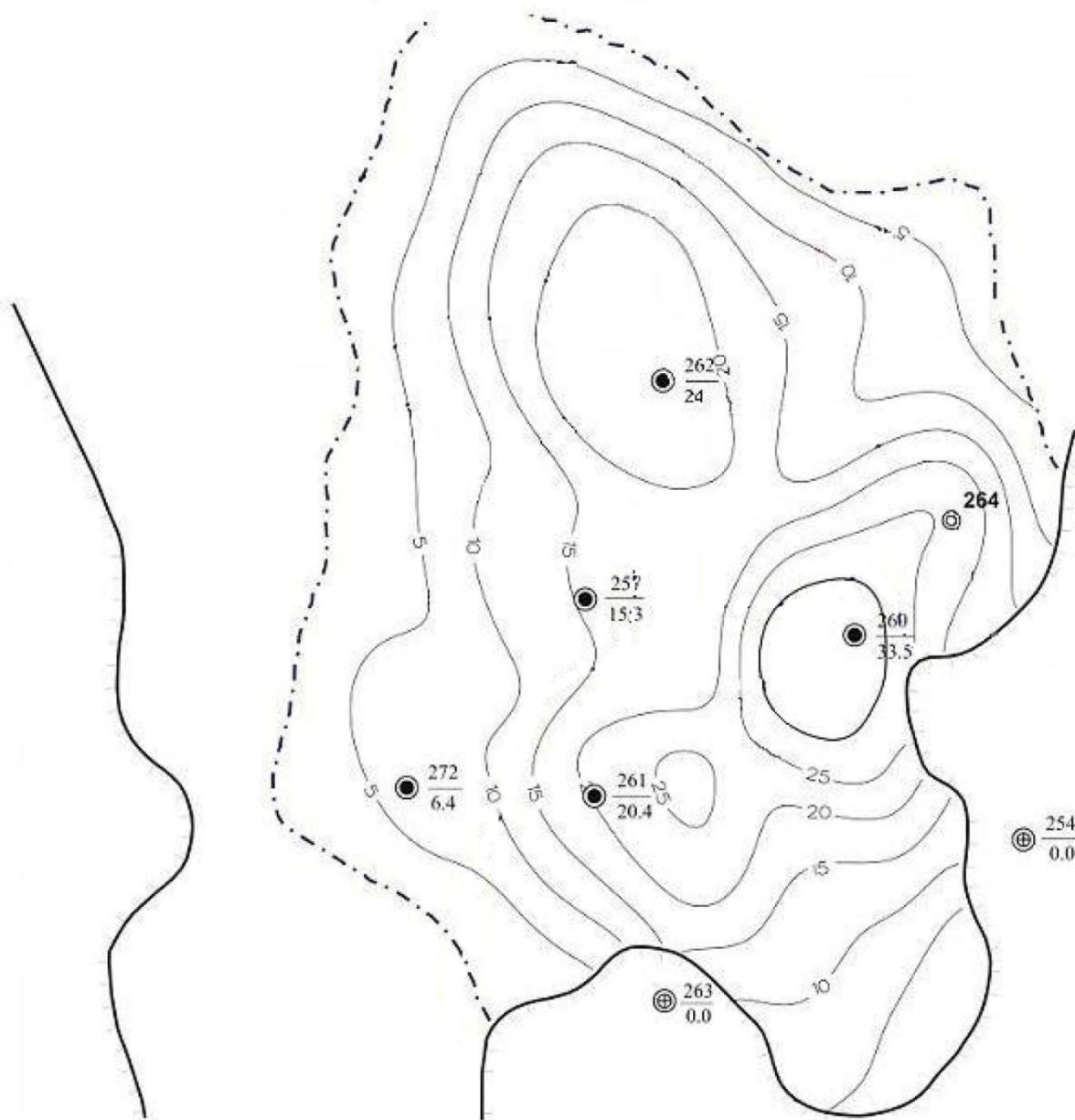


Рис. 5.6. Неравномерное размещение скважин

Анализ карты разработки и определения системы размещения эффективных нефтенасыщенных толщин по объекту месторождения

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта Дкт



- УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:
- $\frac{260}{33.5}$ - номер скважины, эффективная нефтенасыщенная толщина, м
 - \bullet - добывающие скважины
 - \ominus - наметательные скважины
 - $\frac{2}{\dots}$ - изогазы эффективных нефтенасыщенных толщин
 - --- - линия выклинивания коллектора
 - --- - внешний контур нефтеносности
 - ВНК - абсолютная отметка водонефтяного контакта

Анализ карт разработки и разбивка структурной карты по эффективной кровле пласта объекта месторождения

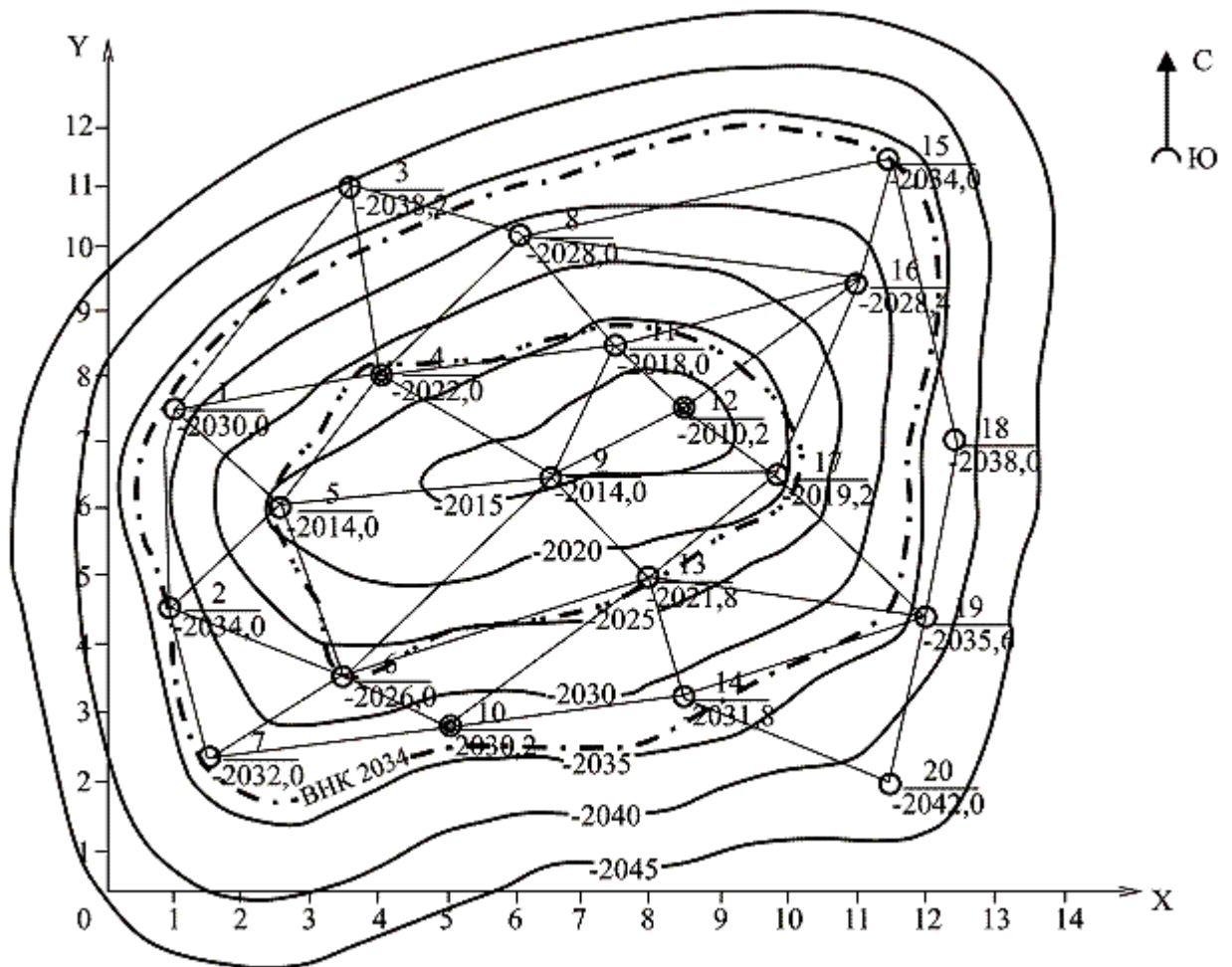


Рисунок 1 – Структурная карта по кровле пласта. Масштаб 1:50000

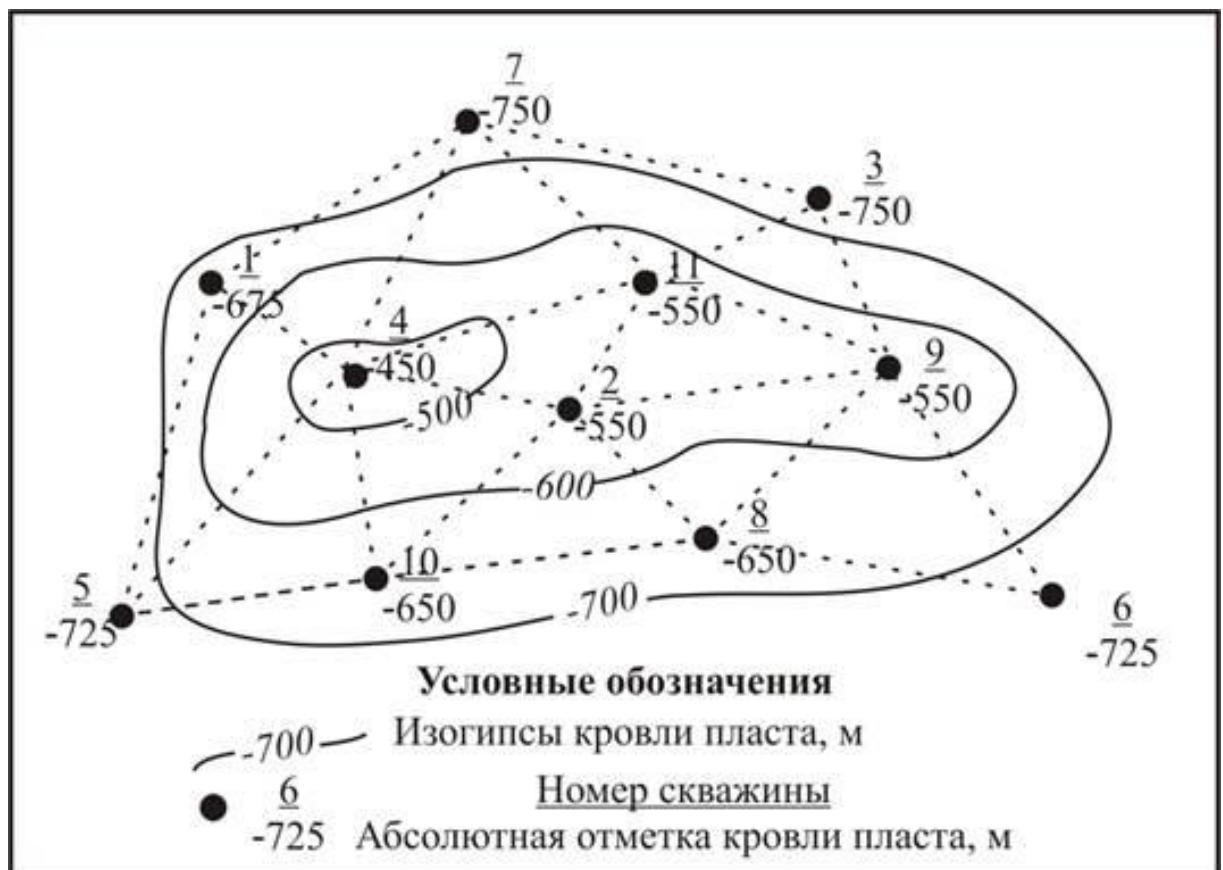


Рисунок 2 – Построение структурной карты методом треугольников

Анализ карты разработки и определения категорий запасов по объекту месторождения

Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа

4.1. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени их достоверности и изученности подразделяются на категории А, В, С₁ и С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные - категория Д₀ и прогнозные - категории Д₁ и Д₂.

4.2. **Категория А** - запасы разрабатываемой (дренируемые запасы) залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте-и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и др.).

Запасы категории А выделяются на месторождениях 1-й группы сложности и подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа.

4.3. **Категория В** - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

4.4. **Категория С₁** - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Вещественный состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну, результатам опробования и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории C_1 подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

4.5. Категория C_2 - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геолого-разведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

4.6. Категория D_0 - перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных с помощью проверенных для данного района методов геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий C_1 и C_2 .

4.7. Категория D_1 - прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

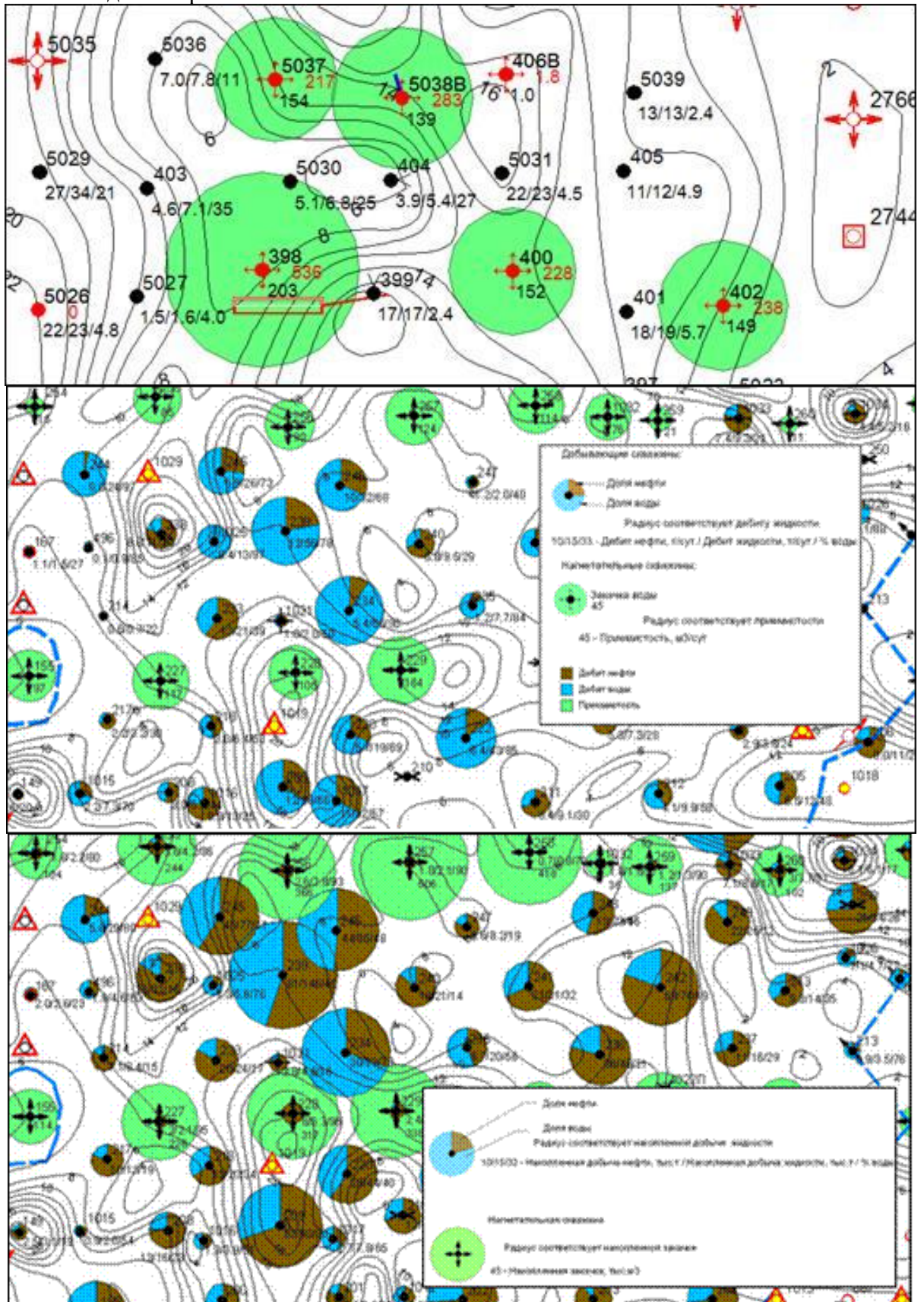
4.8. Категория D_2 ~ прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований.

Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

4.9. Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа по тем же категориям.

Анализ карты разработки и определение значений текущих и накопленных отборов по объекту месторождения

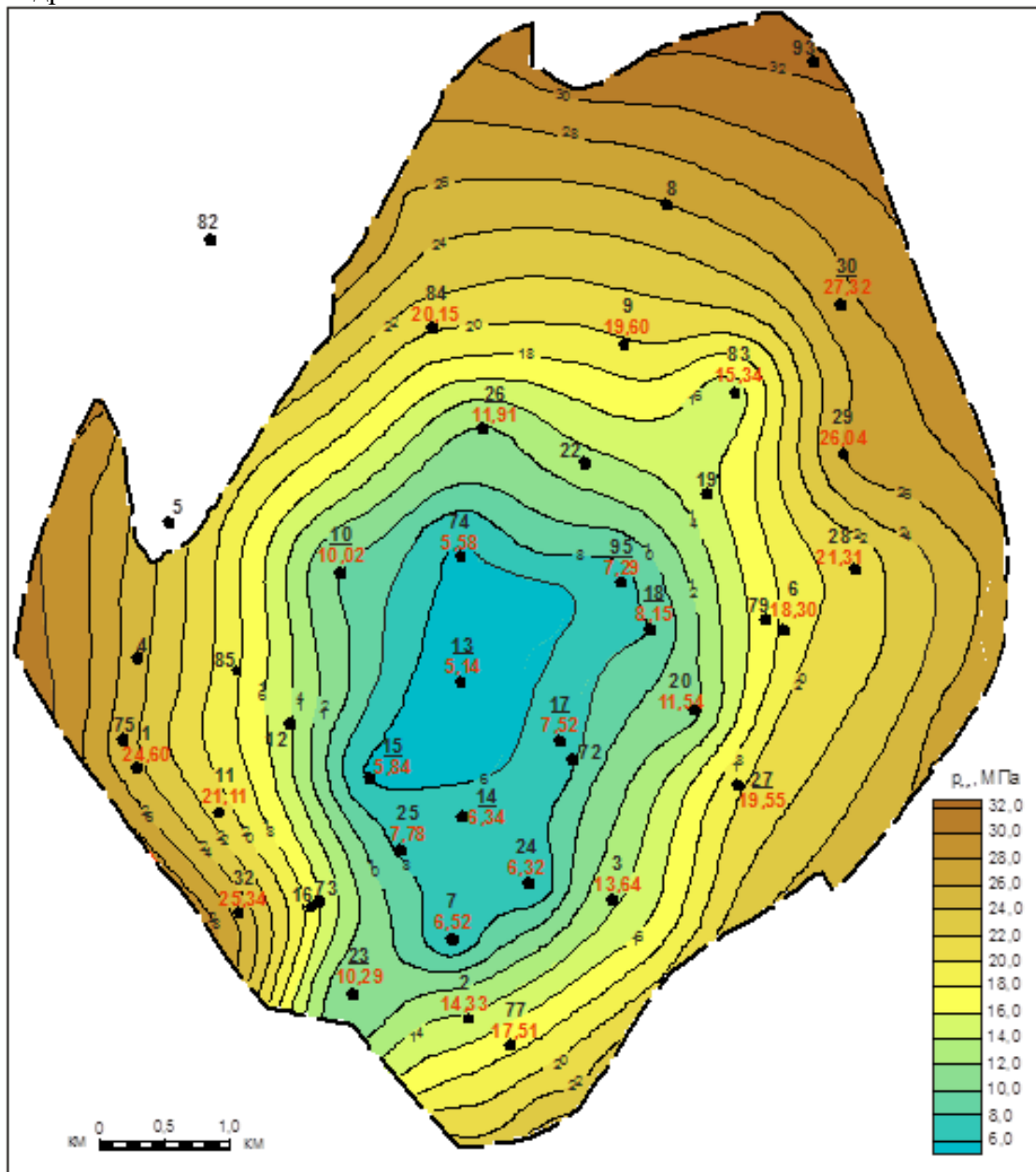
Карты текущего состояния разработки составляются по каждому эксплуатационному объекту всех нефтяных и газонефтяных месторождений. По месторождениям, на которых закончено бурение основного фонда скважин, карты составляются дважды в год: по состоянию на 1 января и 1 июля; по месторождениям, находящимся в стадии разбуривания, карты составляются каждый квартал.



Анализ карты разработки и определения значений изобар по объекту месторождения

Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в целом в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар. Картой изобар называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта 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.

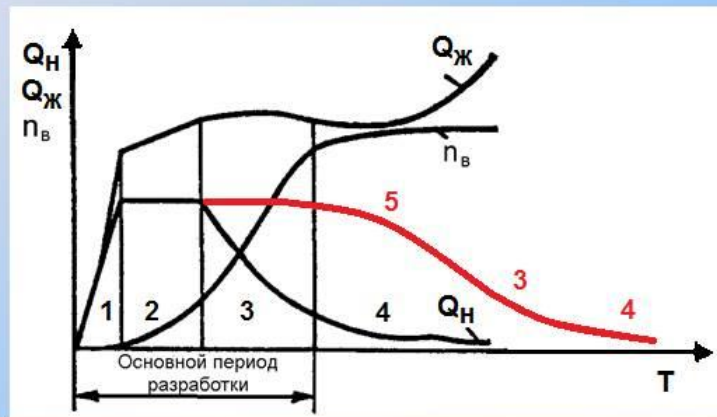


Условные обозначения:

1 - ; 2 - ; 3 -

1 - внешний контур газоносности; 2 - изобара; 3 - **НОМЕР СКВАЖИНЫ**
пластовое давление, МПа

Стадии разработки интеллектуального месторождения



1. Начало разработки месторождения
2. Поддержание высокого уровня добычи нефти
3. Значительное снижение добычи нефти
4. Завершающая стадия
5. Плавное снижение добычи нефти

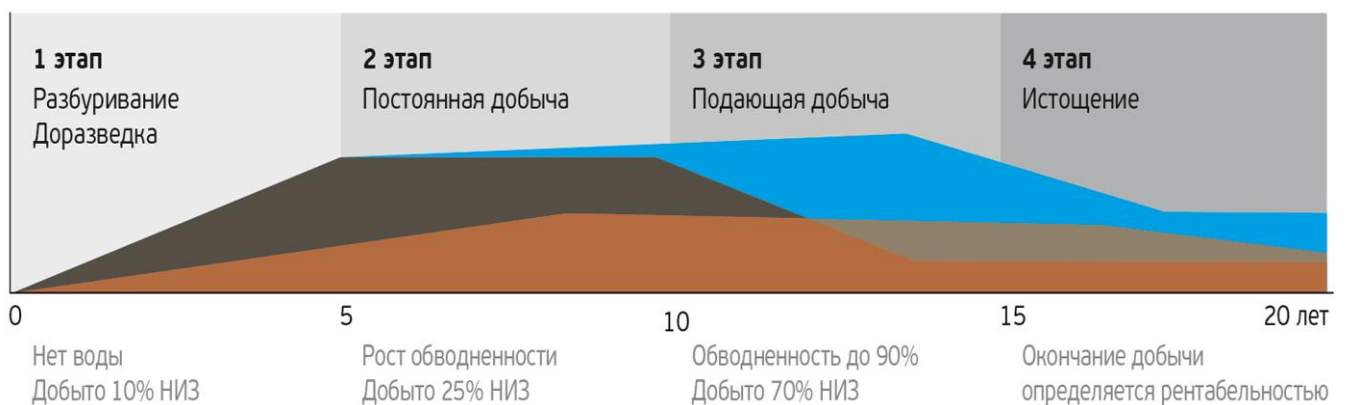
42

СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

■ Добыча жидкости

■ Добыча нефти

■ Количество скважин



Типы гидродинамического несовершенства скважин

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта с радиусом R_k , свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой (рис. а).

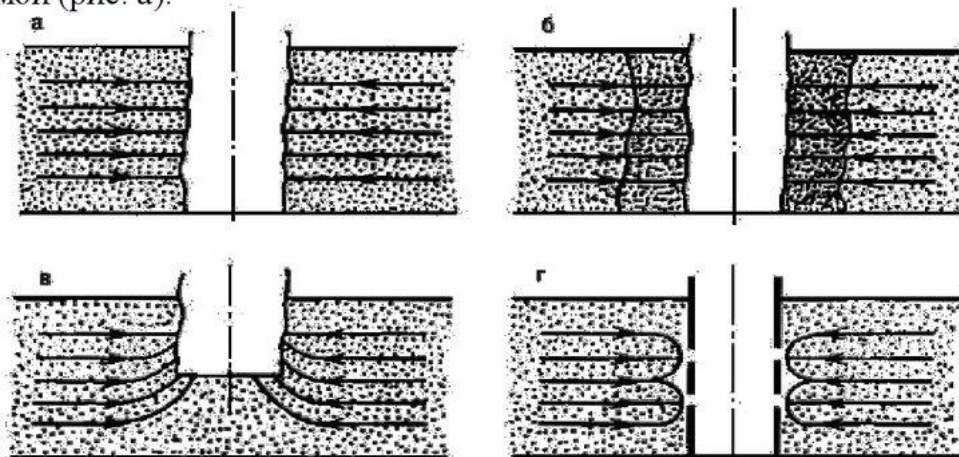
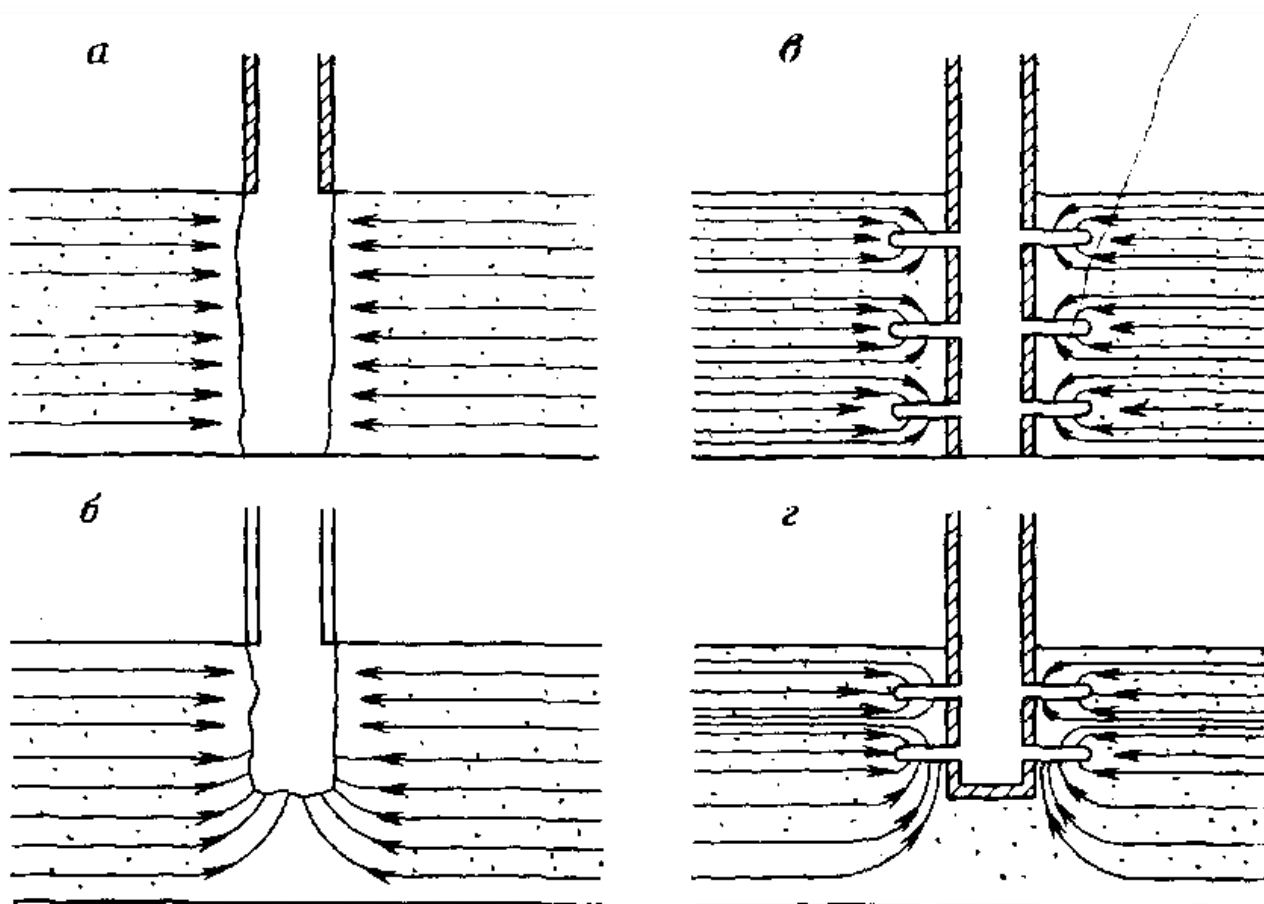


Схема притока в гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта



1) **Несовершенство по степени вскрытия.** Несовершенство по степени обозначается - С1. Это значит, что скважина вскрывает пласт не на всю глубину.

2) **Несовершенство по характеру вскрытия.** Обозначается - С2. Означает, что пласт крепится обсадной колонной, которая перфорируется.