

4. РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС И МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

1. Методы сейсморазведочных работ. Их назначение при изучении строения недр.

Выделяется 3 основных метода сейсморазведки:

- метод преломленных волн (МПВ);
- метод отраженных волн (МОВ);
- По решаемым задачам выделяется:
 - глубинная с/р;
 - нефтегазовая с/р;
 - рудная с/р;
 - инженерно-геологическая с/р.
- По условиям проведения выделяются:
 - наземная с/р;
 - морская с/р;
 - скважинная с/р;
 - подземная с/р.

Класс целевых волн.	Отраженные волны — метод отраженных волн (МОВ). Преломленные волны — метод преломленных волн (МПВ). Прямые (проходящие) и отраженные волны, регистрируемые в скважинах — вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП).
Тип используемых волн.	Продольные (P) волны — метод продольных волн. Поперечные (S) волны — метод поперечных волн. Обменные (PS и др.) волны — метод обменных волн. Продольные, поперечные, обменные волны — многоволновая сейсморазведка (МВС).
Область применения.	Глубинные исследования земной коры. Региональные сейсмические исследования. Поиски и разведка нефтегазовых залежей. Скважинная сейсморазведка. Контроль разработки нефтегазовых залежей.
Физико-географические условия проведения работ.	Сухопутная (наземная) сейсморазведка. Морская сейсморазведка. Речная (озерная) сейсморазведка.
Пространственно-временные координаты исследований.	Наблюдения в скважинах — сейсморазведка 1D. Наблюдения по профилям — сейсморазведка 2D. Наблюдения на поверхности — сейсморазведка 3D. Периодические 3D наблюдения на поверхности — сейсморазведка 4D.

Источники колебаний.	<p>Взрывные — взрывная сейсморазведка. Невзрывные (вибрационные, пневматические и др.) — невзрывная сейсморазведка. Естественные шумы — пассивная сейсморазведка.</p>
Частотный диапазон используемых колебаний.	<p><10 Гц — низкочастотная сейсморазведка. (НЧС) 10...80 Гц — среднечастотная сейсморазведка (СЧС). 10...150 Гц — высокоразрешающая сейсморазведка (ВРС). 1...10 кГц — акустические скважинные исследования. >20 кГц — лабораторные ультразвуковые исследования керна.</p>

2. Этапы геологоразведочных работ.
3. Какие методы являются основными, рациональными при изучении перспективности территории на нефть и газ?
4. Разведочный этап ГРП
5. Поисково-оценочный этап, его стадии и задачи.
6. Стадия выявления объектов поискового бурения.
7. Нестационарный режим фильтрации.
8. Конструкция скважины при геологоразведочных работах на нефть и газ.
9. Региональный этап, стадии и комплексность работ.
10. Стационарный режим фильтрации.
11. Обоснование выбора и критерии качества подготовки структур для ввода в поисковое бурение.
12. Сейсмический отражающий горизонт, его определение и назначение.
13. Обоснование заложения проектных поисковых скважин на структурах, вновь введенных в бурение.
14. Рациональная схема заложения разведочных скважин на площади месторождения
15. Палеотектонический анализ. Его сущность и назначение.
16. Методы контроля технического состояния скважины в процессе бурения и эксплуатации.
17. Метод отбора глубинной пробы пластового флюида, её назначение.
18. Методы отбора поверхностных проб пластового флюида, их назначение.
19. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей). Изучаемый объект и цель исследований.
20. Обязанности геолога на буровой в процессе бурения скважины.
21. Типы объектов по характеру насыщающего флюида при испытании в эксплуатационной колонне скважины.

22. Причины ликвидации и консервации скважин при геологоразведочных работах.
23. АВПД, АНПД.
24. «Прямые» и «косвенные» методы поисков залежей УВ.
25. Классификация скважин на нефть и газ по назначению при ГРП.
26. Основные задачи и направления поисково-разведочных работ на нефть и газ.
27. Современные представления о происхождении нефти.
28. Понятие о приёмистости пласта, как определяют.
29. Опробование пласта в процессе бурения.
30. Виды осложнений при бурении скважин.
31. Причины ликвидации поисковой продуктивной скважины.
32. Отражающие сейсмические горизонты для построения структурных карт по Томской области.
33. На каких объектах Томской области решаются задачи первого этапа геологоразведочных работ?
34. Обязанности геолога на буровой в процессе бурения скважины.
35. Оборудование устья скважины при бурении и испытании.
36. Способы добычи нефти.
37. Виды скважинных исследований, дающие косвенную информацию
38. Методы контроля технического состояния эксплуатационной колонны.
39. **Коэффициент продуктивности. При каких исследованиях определяется?**

$$K = \frac{Q}{(P_k - P_c)},$$

т. е. коэффициент продуктивности - это суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии.

Иногда пользуются понятием удельный коэффициент продуктивности $K_u = K / h$, т. е. коэффициент продуктивности отнесенным к единице толщины пласта.

Коэффициент продуктивности определяется:

По результатам стационарного режима фильтрации

На практике коэффициент продуктивности определяют методом установившихся отборов

40. Методы интенсификации отбора жидкости.

Для извлечения остаточной нефти применяются методы интенсификации:

- внутрислоевого горения. Метод основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением теплоты. Отличается от горения на поверхности тем, что тепло не исчезает, а остается в пласте,

- вытеснение нефти паром и горячей водой. Пар нагнетают с поверхности в пласт с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности,
- пароциклические обработки скважин. Осуществляют периодическим нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины. Цель технологии – в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, увеличить приток нефти к скважинам,
- импульсно-ударное и вибрационное воздействие. Проводимость пласта можно повысить мощными ударными волнами, которые создаются во время взрыва на забое зарядами взрывчатых веществ специального назначения. При этом образуется сеть трещин в твердых породах, и благодаря тепловым эффектам во время взрыва создают условия, способствующие улучшению притока углеводородов в скважины,
- тепловые методы. Закачка нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ; закачка пара посредством передвижных парогенераторов; электротепловая обработка с помощью специальных самоходных установок,
- вторичное вскрытие продуктивных пластов. Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации,
- химические методы воздействия на призабойную зону пласта. Кислотная, солянокислотная, глинокислотная, термокислотная обработки пласта,
- бурение боковых стволов (зарезка вторых стволов),
- разработка месторождений горизонтальными скважинами,
- гидравлический разрыв пласта

41. Стадии процесса образования скоплений нефти и газа.

Стадия 1. Накопление ОВ

Стадия 2. Генерация УВ

Стадия 3. Миграция УВ

Стадия 4 . Аккумуляция УВ

Стадия 5. Консервация УВ

Стадия 6. Разрушение и перераспределение скоплений УВ.

Углеводороды, возникая в результате преобразования захороняемого в осадке ОВ и накапливаясь вначале в диффузно-рассеянном состоянии (стадия 1), по

мере погружения осадка с наступлением определенной совокупности геологических, геохимических и геофизических условий и под действием комплекса внутренних и внешних источников энергии мигрируют вначале из нефтегазопродуцирующих толщ в породы, обладающие коллекторскими свойствами, а затем латерально и вертикально по пористым пластам и трещинам (стадии 2, 3). Далее при наличии на пути миграции благоприятных ловушек при действии уже иной совокупности внутренних и внешних источников энергии УВ образуют залежи, местоскопления залежей и зоны нефтегазонакопления и консервируются (стадии 4, 5).

Далее при последующем изменении геологических, геохимических, гидрогеологических и геофизических условий в результате воздействия уже иной совокупности источников внешних и внутренних сил наступает стадия разрушения ранее сформировавшихся скоплений с переходом УВ в новое качественное состояние с образованием битумов: малът, асфальтов, озокеритов и др. (стадия 6).

Так завершается полный цикл процесса генерации, миграции, аккумуляции, консервации УВ и разрушения их скоплений.

42. Вторичные методы вскрытия пласта.

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

Перфорация на каротажном кабеле. Спуск на каротажном кабеле является основным методом доставки перфорационных систем в скважину к интервалу вскрытия.

Бескорпусные перфораторы. К основным достоинствам этих перфораторов возможно отнести их небольшие размеры и гибкость, позволяющие производить спуск в скважины малого диаметра и через суженные участки обсадных колонн и НКТ, их высокую производительность, которая обусловлена небольшим весом конструкции и возможностью сборки перфораторов большой длины.

Корпусные перфораторы. Отличаются тем, что кумулятивные заряды и средства взрывания изолированы от внешней среды прочным стальным корпусом, благодаря которому, минимизируется возможность повреждения обсадной колонны и цементного камня при проведении работ, исключается засорение скважины продуктами взрыва и осколками зарядов. Высокопрочный корпус перфоратора позволяет производить перфорацию продуктивных пластов, залегающих на больших глубинах, а большой вес облегчает спуск скважины с утяжеленными растворами. Корпусные перфораторы разделяются на вида – одноразового и многократного использования.

Перфорация на насосно-компрессорных трубах. Перфораторы, спускаемые на НКТ, позволяют осуществлять вскрытие пласта в наклонно-направленных или сильно искривленных скважинах, в которых невозможно произвести спуск перфоратора на кабеле. Основное назначение перфораторов этого типа – вскрытие пласта при депрессии и герметизируемом устье скважины. Перфорация на депрессии позволяет предотвратить попадание промывочной жидкости в прискажинную зону пласта в момент его вскрытия и как следствие исключить ухудшение проницаемости в зоне перфорации.

Технологические показатели эффективности вторичного вскрытия пласта перфорацией

Процесс вторичного вскрытия пластов ограничивается в ряде случаев техническими характеристиками скважины (эксплуатационной колонны, цементным камнем) и характеристикой самого пласта. В ряде случаев применяются щадящие методы - такие как щелевая и сверлящая перфорация. Кумулятивная перфорация, применяемая на большинстве месторождений Западной Сибири, отвечает оптимальным техническим требованиям по воздействию на конструкцию скважины. Возможность применения депрессии на пласт в процессе вторичного вскрытия обеспечивает снижение загрязнения ПЗП.

43. Что такое ресурсы нефти, газа и конденсата?

Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, называются *ресурсами*.

Ресурсы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени их изученности и обоснованности подразделяются на перспективные - категория **С₃** и прогнозные - категории **Д₁** и **Д₂**

44. Скин-фактор.<

Безразмерный перепад давлений, характеризующий скин-эффект степень несовершенства скважины учитывающая совокупность всех факторов, затрудняющий приток жидкости в призабойной зоне.

$S < 0$

-3 кислотная

-4 хороший ГРП

-5.5 нижний предел

$S > 0$

1-2 умеренное загрязнение

5 серьезное загрязнение

>10 Механические проблемы

$$S = \frac{\Delta p_s}{18.41 \frac{q\mu}{kh}}$$

45. Ловушка, залежь

Ловушка –

Залежь –

46. Какую информацию несут образцы керна, отобранные в скважине в процессе бурения?

- литологический состав породы
- нефтепризнаки
- Особое внимание при макроскопическом просмотре керна надо сосредоточить на выявлении нефтегазопроявлений и битуминозности пород. Нефтепроявления могут заключаться в выходах жидкой нефти или нефтесодержащих пород, в тонких пленках нефти на воде, в примазках нефти по трещинам в породах и т. д.

47. Основной метод ППД на месторождениях Западной Сибири.

Заводнение нефтяного пласта это введение в нефтяной пласт воды через нагнетательные скважины для целей поддержания пластового давления при разработке залежи нефти.

Заводнение может быть искусственным и естественным.

Промышленное применение нашло искусственное заводнение, когда закачка воды в пласт закачивается с поверхности.

Различают заводнение: законтурное, приконтурное, внутриконтурное.

Законтурное заводнение

Закачка воды производится через нагнетательные скважины, расположенные в законтурной части месторождения. Нагнетательные скважины бурят за пределами залежи, вблизи внешнего контура нефтеносности. Добывающие скважины располагали рядами. Применяется в том случае, если ширина ВНЗ небольшая, пласт обладает хорошими коллекторскими свойствами (кпор – 12-17 %, Кпрн. – 5 мД). Пример – Туймазинское месторождение (Башкирия). Широкого распространения не получило.

Приконтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются внутри залежи, в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Применяется для разработки небольших залежей (ширина не более 5 км).

Применяют вместо законтурного, если наблюдается снижение проницаемости в законтурной зоне. Нашло применение на Дмитровском месторождении (Куйбышевская обл).

Внутриконтурное заводнение

Нагнетательные скважины располагаются в чисто нефтяной части пласта. Впервые нашло применение на Ромашкинском месторождении (Татария).

48. Геолого-технический наряд.

49. Какими методами определяют характер насыщения пласта в процессе бурения скважин?

опробование (пластоиспытатель);- ГДК (гидродинамический каротаж). Спускается геофизический прибор на каротажном кабеле напротив пласта, создается депрессия и через специальные отверстия в приборе производится отбор проб флюида

50. Отбор керна и шлама, их назначение.

При извлечении керна из трубы (керноприёмная труба) необходимо предохранить его от раскалывания и, очистив от глинистого раствора, уложить в специальные ящики. Керн должен быть снабжен соответствующими этикетками с указанием всех необходимых данных о глубинах и условиях отбора его.

При макроскопическом описании керна следует обязательно пользоваться лупой и соляной кислотой (с объемной концентрацией 1 к 10). При испытании породы соляной кислотой для определения карбонатности образца отбивают небольшой осколок во избежание загрязнения керна кислотой. Попутно с описанием керна отбирают (выбивают, препарируют) фауну и ископаемые остатки растений.

По замеру в колонке керна определяют видимую мощность каждого из выделенных при описании слоев. Истинную мощность данного слоя указывают в окончательном разрезе, составляемом на основании изучения не только керна, но и шлама, механического каротажа, электрокаротажа и кавернометрии. При литологическом описании горной породы должны быть приведены следующие данные:

- а) название породы с указанием характерных примесей или составных минеральных частей, если наименование этой примеси или составной части не отделимо от названия породы. Например, глина песчанистая, песок кварцевый, известняк органогенный и т. д.;
- б) цвет породы во влажном и сухом состоянии;
- в) структура породы, определяемая ее гранулометрическим составом, т. е. размерами слагающих породу частиц и их формой;
- г) состав и характер цемента;
- д) степень уплотнения породы;
- е) наличие видимых невооруженным глазом пор или пустот (каверн), трещин, их размеры, очертания, обилие.

Характеризуя условия залегания отдельных слоев, необходимо в описании указать, как залегают эти слои - горизонтально или наклонно.

Особое внимание при макроскопическом просмотре керна надо сосредоточить на выявлении нефтегазопроявлений и битуминозности пород.

Нефтепроявления могут заключаться в выходах жидкой нефти или нефтесодержащих пород, в тонких пленках нефти на воде, в примазках нефти по трещинам в породах и т. д.

Отбор шлама:

При взятии образцов шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины в данный момент.

Для лабораторных исследований берут одну половину керна; другая половина предназначается для длительного хранения и служит эталоном разреза для данного месторождения.

Лабораторное изучение керна заключается в петрографическом, палеонтологическом изучении, механическом (гранулометрическом) анализе, изучении физических свойств пород (плотности, пористости, проницаемости, трещиноватости и пр.), геохимических (битуминологических и люминесцентных) исследованиях и др.

Все полученные данные используют для оценки промышленных перспектив отдельных залежей и месторождения в целом. На этой основе подсчитывают запасы нефти и газа и проектируют разработку каждого промышленного объекта, выявленного в результате разведки на той или иной площади.

51. Из каких работ состоит цикл строительства скважин?

Цикл строительства скважины (ЦСС) включает следующие виды работ:
 Подготовительные работы к строительству (строительство подъездных путей, линий электропередач, линий связи, трубопроводов, кустового основания, бурение скважины на воду и т.д.).
 Строительно-монтажные работы (сборка буровой установки и привышечных сооружений)
 Подготовительные работы к бурению (осмотр и наладка оборудования, оснастка талевого системы, бурение и крепление шурфа, установка направления и др.).
 Бурение ствола скважины и его крепление.
 Оборудование устья, испытание скважины на приток, сдача скважины в эксплуатацию.
 Демонтаж буровой установки и привышечных сооружений, транспортировка их на новую точку, нейтрализация отходов, рекультивация земель.

52. Закон Дарси.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси.
 Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации прямо пропорциональна градиенту давления (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости фильтрующегося газа или жидкости.:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

где Q – объёмная скорость воды;

v – линейная скорость воды;

F – площадь сечения, $F = \pi d^2/4$;

L – длина фильтра;

k – коэффициент пропорциональности

Нефть – **неидеальная система** (компоненты нефти взаимодействуют между собой), поэтому линейный закон фильтрации для нефти, содержит **вязкость**, учитывающую взаимодействие компонентов внутри нефтяной системы:

53. Формула Дюпюи.

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении. Уравнение закона Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды) будет иметь следующий вид (формула Дюпюи):

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{nl} - P_c)}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}$$

где: R_k – радиус контура области дренирования скважины (контура питания скважины); r_c – радиус скважины; $P_{пл}$ – давление на контуре питания скважины (пластовое); P_c – давление на забое скважины, h – толщина нефтенасыщенной зоны пласта.

В этом частном случае закона Дарси способность породы пропускать жидкости и газы (**проницаемость**) характеризуется коэффициентом пропорциональности **k** между массовой скоростью притока жидкости к скважине и разностью ($P_{пл} - P_c$) (депрессией). Из формулы Дюпюи также следует, что линейная скорость притока жидкости к скважине возрастает при приближении к забою скважины.

54. Геотермический градиент и геотермическая ступень.