

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
К ВЫПОЛНЕНИЮ
КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА»**

Вопросы к контрольной работе по ОНГД

1. Понятия: "месторождение", "ловушка", "залежь", "пласт".
2. Пористость, проницаемость, трещиноватость горных пород.
3. Силы,двигающие и удерживающие нефть в пласте.
4. Режимы работы пластов.
5. Нефть, химический состав, физические свойства, давление насыщения, газосодержание, промысловый газовый фактор.
6. Природный углеводородный газ, попутный или нефтяной газ. Их физико-химические свойства, различие состава.
7. Технологический процесс добычи нефти. Схема сбора и транспорта нефти и газа на нефтепромысле.
8. Технологический процесс добычи природного газа.
9. Подготовка нефти на промыслах.
10. Нефтедобывающие скважины. Их технологические функции.
11. Газодобывающие скважины.
12. Нагнетательные скважины для закачки воды с целью поддержания пластового давления.
13. Приток нефти к скважинам.
14. Приток газа в скважину.
15. Системы разработки залежей.
16. Три основных параметра, характеризующих систему разработки.
17. Стадии разработки месторождения. Контроль и регулирование процесса разработки.
18. Технологические режимы работы нефтедобывающих и нагнетательных скважин.
19. Основные осложнения, возникающие при добыче нефти.
20. Основные осложнения, возникающие при добыче природного газа.
21. Геолого-промысловые исследования скважин в процессе эксплуатации.
22. Понятие о гидродинамических методах исследования скважин, получаемые параметры.
23. Увеличение производительности добывающей скважины.
24. Системы поддержания пластового давления.
25. Подземный ремонт скважин.
26. Перечень документации, на основании которой осуществляется ввод месторождения в разработку.
27. Охрана природы и геологической среды при добыче нефти и газа.
28. Транспортировка нефти и газа.
29. Технологическая схема магистрального нефтепровода.
30. Технологическая схема магистрального газопровода.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К выполнению контрольной работе по ОНГД

Вариант контрольной работы выбирается по порядковому номеру журнала.

1. Понятия: "месторождение", "ловушка", "залежь", "пласт".

Месторождение нефти и газа—это совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам в недрах одной и той же ограниченной по размерам площади, контролируемой единым структурным элементом.

Ловушка – часть природного резервуара, в котором со временем устанавливается равновесное состояние воды, нефти и газа. Так как плотность газа наименьшая, он скапливается в верхней части ловушки. Ниже газа располагается нефть. Вода, как наиболее тяжёлая жидкость, скапливается в нижней части ловушки.

В ловушке любой формы при благоприятных условиях может скопиться значительное количество нефти и газа. Такая ловушка называется **залежью**. Форма и размер залежи обуславливаются формой и размером ловушки.

Пласт – массив какой-либо породы, представленный в основном в виде горизонтального слоя этой породы, заключённого между двумя слоями других пород. Верхняя поверхность пласта называется кровлей, нижняя – подошвой. Расстояние между кровлей и подошвой называют мощностью пласта. Основными элементами, характеризующими залегание пласта, являются направление падения, простирание и угол наклона.

2. Пористость, проницаемость, трещиноватость горных пород.

Ёмкость порового коллектора называется *пористостью*. Для характеристики величины пористости употребляется коэффициент, который показывает, какую часть от общего объема породы составляют поры.

Различают общую, открытую и эффективную пористость. *Общая (полная, абсолютная)* пористость—это объем всех пор в породе. Соответственно коэффициент общей пористости представляет собой отношение объема всех пор к объему породы.

При промышленной оценке залежей нефти и газа принимается во внимание *открытая пористость*. Открытая пористость—объем только тех пор, которые связаны, сообщаются между собой.

В нефтяной геологии, наряду с понятиями общая и открытая пористость, существует понятие *эффективная пористость*. Она определяется наличием таких пор, из которых нефть может быть извлечена при разработке. Неэффективными считают субкапиллярные и изолированные поры.

Коэффициент эффективной пористости:

$$\frac{V_{отк}}{V}$$

$$k_{эфф} =$$

где $V_{отк}$ – объём открытых пор данной породы; V – общий объём породы.

Проницаемость — важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать через себя жидкость и газ. В зависимости от того, что движется в пористой среде и каков характер движения, проницаемость одной и той же среды может быть различной. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

Абсолютной проницаемостью называется проницаемость пористой среды при движении в ней лишь одной какой – либо фазы (газа или однородной жидкости). Абсолютной проницаемостью принято считать проницаемость пород определённую по газу (азоту).

Фазовой (эффективной) проницаемостью называется проницаемость породы для данных газа или жидкости при содержании в породе многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от физических свойств породы и степени насыщенности её жидкостью или газом.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды к абсолютной её проницаемости. Проницаемость зависит от размера и конфигурации пор (величины зерен), от плотности укладки и взаимного расположения частиц, от трещиноватости пород.

Коэффициент проницаемости равен:

$$k = \frac{Q\mu L}{F\Delta p}.$$

где Q – объёмный расход жидкости через породу за 1 с; F – площадь фильтрации; k – коэффициент пропорциональности, называемый иначе коэффициентом проницаемости породы; μ – динамическая вязкость жидкости; Δp – перепад давления на длине образца породы; L – длина пути, на котором происходит фильтрация жидкости.

Под **трещиноватостью** подразумевается наличие в горной породе пустот, образованных трещинами. По признаку раскрытия (ширины) трещины делятся на очень узкие (субкапиллярные) 0,0005 – 0,01 мм., узкие (капиллярные) 0,01 – 0,05 мм. и широкие (волосяные) 0,05 – 0,15 мм. и более.

По признаку матрицы трещиноватые породы делятся на породы, у которых матрица проницаемая и пористая (песчаники), и породы, у которых матрица плотная, непроницаемая и непористая (известняки, доломиты).

Коэффициент трещинной пористости обычно небольшой, 0,1 – 1,5%. Но трещиноватость сильно увеличивает проницаемость коллектора.

3. Силы,двигающие и удерживающие нефть в пласте.

К силам, обуславливающим движение нефти, газа и воды в пластах, относятся:

- 1) вызываемые напором пластовых контурных вод;

- 2) проявляющиеся вследствие упругости пластовых водонапорных систем, т. е. упругости жидкости и самих пород пластов;
- 3) вызываемые напором свободного газа, заключённого в повышенных частях пласта (газовой шапке);
- 4) вызываемые расширением сжатого газа, растворённого в нефти;
- 5) сила тяжести нефти.

Краевая вода в процессе разработки залежи стремится проникнуть в зону пониженного давления, какой является забой скважины, проталкивает нефть, заполняя освобождённые поры пласта.

Газ, находящийся в газовой шапке, создаёт давление на поверхность газонефтяного контакта. Благодаря этому нефть направляется к забою скважины, а газ, расширяясь, подобно поршню вытесняет нефть.

Если газ растворён в нефти, то, направляясь к зоне пониженного давления, он выделяется из нефти, расширяется, и тем самым происходит движение нефти к забою скважины.

Упругие силы нефти, воды и вмещающей их породы проявляются во всех залежах. По мере извлечения нефти и газа из пласта происходит снижение пластового давления и как результат – расширение жидкости и газа и деформация породы, что приводит к сокращению объёма порового пространства. Это сокращение объёма пор является дополнительной (или самостоятельной) энергией движения нефти к забоям скважины.

Роль силы тяжести заключается в том, что нефть стекает из повышенных частей пласта в пониженные, где расположены забои скважин.

К силам сопротивления движению нефти в пласте относятся:

- 1) внутреннее трение жидкости и газа, связанное с преодолением их вязкости;
- 2) трение нефти, воды и газа о стенки поровых каналов;
- 3) межфазное трение при относительном движении жидкости и газа по пласту;
- 4) капиллярные и молекулярно-поверхностные силы, удерживающие нефть в пласте благодаря смачиванию ею стенок поровых каналов.

Гидравлическое сопротивление движению жидкости и газа по пласту зависит прежде всего от вязкости движущихся жидкостей и газа и от скорости потока. Чем больше вязкость, тем больше силы сопротивления; чем больше скорость потока, тем больше силы сопротивления.

Сопротивление трению при прохождении жидкости и газа через породу зависит от размеров пор и каналов в породе, а также от степени однородности сечения и шероховатости стенок пор. Силы сопротивления при движении нефти через пески тем больше, чем меньше диаметр зёрен и меньше сечение каналов в породе пласта.

Силы сопротивления в результате межфазного трения возникают при относительном движении компонентов, вызванном разностью их вязкости.

В мелких порах большое значение имеют капиллярные силы, удерживающие жидкость и противодействующие движущим силам пласта, стремящимся её вытеснить.

4. Режимы работы пластов.

В зависимости от характера движущих сил пласта различают следующие режимы:

- 1) водонапорный;
- 2) газонапорный;
- 3) растворённого газа;
- 4) гравитационный;
- 5) смешанный.

При водонапорном режиме нефть из пласта к забоям скважин движется под действием напора краевой воды. Данный режим проявляется, если продуктивный пласт гидродинамически связан с поверхностью земли или же с трещинами в её поверхностном слое, по которым может поступать в пласт вода; при однородном строении пластов и мощных коллекторах. При этом контур питания часто находится сравнительно недалеко от залежи, что обеспечивает быстрое восполнение жидкости в пласте в связи с отбором из него нефти.

В некоторых случаях при водонапорном режиме проявляются упругие силы жидкости и породы. В таких случаях имеем упругий водонапорный режим. Режим работы скважин при водонапорном режиме должен быть таким, чтобы не произошло преждевременное обводнение скважин. При режиме газовой шапки нефть вытесняется к забоям скважин под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии. Если при водонапорном режиме вода создаёт давление на снизу, то при газонапорном режиме газ создаёт давление на нефть сверху. Напор вод при газонапорном режиме незначительный, а в отдельных случаях вообще отсутствует. Режим работы скважин при газонапорном режиме должен быть таким, чтобы не произошла преждевременная потеря запаса энергии газа за счёт прорыва газа к забоям скважин, расположенным недалеко от газонефтяного контакта.

Режим растворённого газа проявляется, если напор краевых вод слабый или в залежи отсутствует свободный газ. При таком режиме нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии расширяющегося газа. Гидродинамическая связь между продуктивной и законтурной зонами пласта затруднена в связи с литологической и коллекторской неоднородностью продуктивных пластов или тектоническими нарушениями.

Для гравитационного режима характерно отсутствие напора краевых вод, газовой шапки и газа, растворённого в нефти. Приток нефти к забоям скважин происходит за счёт сил гравитации, проявляющихся в залежи. Такой режим характерен для поздних стадий разработки месторождения.

Если в залежи нефти одновременно проявляются различные движущие силы, то такой режим разработки месторождения называется смешанным.

5. Нефть, химический состав, физические свойства, давление насыщения, газосодержание, промысловый газовый фактор.

Нефть—это жидкий горючий минерал, состоит из органических соединений, основную часть которых составляют углеводороды. По внешнему виду нефть — маслянистая, чаще всего темная жидкость, флюоресцирующая на

свету.

Химический состав нефтей. По химическому составу нефти из различных залежей отличаются друг от друга. Всего из нефтей выделено и идентифицировано более 500 индивидуальных химических соединений.

Элементарный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти химических элементов — *углерода, водорода, кислорода, серы и азота* при резком количественном преобладании первых двух — свыше 90 %. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме достигать до 5—8% (главным образом за счет серы), но обычно оно намного меньше. Среди химических соединений в нефтях выделены углеводородные и гетероорганические. Углеводородные соединения подразделяются на парафиновые (метановые или алканы), нафтеновые (полиметиленовые или цикланы), ароматические (арены) и смешанные.

Гетероорганические соединения могут составлять 10—20 % на сырую нефть. В их состав кроме углерода и водорода входят главным образом кислород, сера и азот.

В золе нефтей обнаружены никель, ванадий, натрий, серебро, кальций, алюминий, медь и др. По-видимому, указанные элементы были в составе некоторых органических соединений. Количество золы, образующейся при сжигании нефтей, невелико — обычно сотые доли процента.

Классификация нефтей по химическому составу.

По количественному соотношению содержащихся в нефти различных групп углеводородов все нефти сгруппированы в четыре класса:

- 1) метановые, содержащие более 66% метановых углеводородов;
- 2) нафтеновые, содержащие более 66% нафтеновых углеводородов;
- 3) нафтенно-метановые, в которых содержание метановых и нафтеновых углеводородов в сумме составляет более 66%;
- 4) все нефти "необычного состава", т. е. ароматические и др.

По содержанию парафина нефти подразделяются на три группы:

- 1) беспарафиновые – парафина до 1%;
- 2) слабопарафиновые – парафина 1 – 2%;
- 3) парафиновые – парафина свыше 2%.

По содержанию серы нефти делятся на две группы:

- 1) малосернистые – серы до 0,5%;
- 2) высокосернистые – серы более 0,5%.

По содержанию асфальтенов и смол выделяются три группы нефтей:

- 1) малосмолистые – смол менее 8%;
- 2) смолистые – смол 8 – 28%;
- 3) сильносмолистые – смол более 28%.

Физические свойства нефтей. Измерение физических параметров нефтей позволяет определить их товарные качества. Некоторые параметры (плотность, вязкость и др.) используются при расчете и проектировании разработки месторождений, нефтепроводов, транспортирования нефти и т. д. В геологии из физических параметров наибольшее значение имеют плотность, оптическая активность, люминесценция и некоторые другие.

Плотность определяется количеством массы в единице объема. Единицей

плотности является кг/м^3 . На практике пользуются относительной плотностью, которая представляет собой отношение плотности нефти при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ к плотности воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$. Плотность (относительная) нефтей колеблется чаще всего в пределах $0,82\text{—}0,92$. Как исключение встречаются нефти плотностью меньше $0,77$ (дистилляты естественного фракционирования нефтей) и тяжелые, густые асфальтоподобные нефти, плотность которых превышает $1,000$ (остатки естественного фракционирования). Различия в плотности нефтей связаны с количественными соотношениями углеводородов отдельных классов. Нефти с преобладанием метановых углеводородов легче нефтей, богатых ароматическими углеводородами. Плотность смолистых веществ нефти выше $1,000$, поэтому чем больше их в нефти, тем выше ее плотность.

Плотность нефти зависит от соотношения количества легкокипящих и тяжелых фракций. Как правило, в легких нефтях преобладают легкокипящие (бензин, керосин), а в тяжелых—тяжелые компоненты (масла, смолы). Поэтому плотность нефти дает первое приближенное представление о ее составе.

Плотность нефтей в пластовых условиях меньше, чем на земной поверхности, так как в пластовых условиях нефти содержат растворенные газы.

Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура кипения. У нафтеновых и ароматических углеводородов, у которых атомы углерода соединены в циклы (кольца), температура кипения при равном количестве атомов углерода выше, чем у метановых. Природная нефть содержит компоненты, выкипающие в широком интервале температур—от 30 до $600\text{ }^\circ\text{C}$.

Застывание и плавление нефтей происходит при различных температурах. Обычно нефти в природе встречаются в жидком состоянии. Однако некоторые нефти загустевают при незначительном охлаждении. Температура застывания нефти зависит от ее состава. Чем больше в ней твердых парафинов, тем выше ее температура застывания. Смолистые вещества оказывают противоположное влияние — с повышением их содержания температура застывания понижается.

Вязкость—свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Различают динамическую (абсолютную) вязкость нефти, кинематическую и относительную (удельную, условную).

Динамическая вязкость выражается величиной сопротивления взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 см^2 , отстоящих друг от друга на 1 см , при относительной скорости перемещения 1 см/с . За единицу динамической вязкости принят пуаз (П) с размерностью $\text{дин}\cdot\text{с/см}^2$.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости данной жидкости к ее плотности при той же температуре. Единица кинематической вязкости – стокс, равный $\text{см}^2/\text{с}$ (в системе СИ — $\text{м}^2/\text{с}$).

Условная вязкость – отношение времени истечения из вискозиметра определённого объёма жидкости ко времени истечения такого же объёма дистиллированной воды при $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Из различных углеводородов, составляющих нефть, наименьшей вязкостью обладают парафиновые, а наибольшей—нафтеновые.

Испаряемость. Испарение – процесс перехода жидкости у поверхности на открытом воздухе из жидкого состояния в парообразное. При этом нефть теряет

наиболее лёгкие фракции. Если нефть находится в закрытых резервуарах, то при определённых условиях возможно испарение до какой-то предельной величины. Давление паров данной жидкости, находящейся в равновесии с ней, называют *упругостью паров жидкости*.

Давление насыщения. В пластовых условиях важным свойством нефти является давление насыщения нефти газом. Это наименьшее давление, при котором нефть полностью насыщается газом, или давление, при незначительном снижении которого из смеси появляются пузырьки газа.

Температуры вспышки, воспламенения, самовоспламенения, плавления и застывания. Температура, при которой смесь паров нагреваемого нефтепродукта и воздуха вспыхивает при поднесении к ней огня, называется температурой вспышки. При этом нефтепродукт нагревается в строго определённых условиях, а вспыхнувшее пламя мгновенно затухает. Температура вспышки ниже, если легче фракция нефти. Так, температура вспышки бензиновых фракций до минус 40°С, керосиновых – 28-60°С, масляных – 130-325°С. По температуре вспышки судят о чистоте получаемых при перегонке фракций нефти, о возможности образования взрывчатых смесей.

Если после определения вспышки продолжать нагревание нефтепродукта, то при определённой температуре после поднесения пламени огня пары загорятся вновь и не гаснут в течение некоторого времени. Эта температура называется температурой воспламенения.

Если нефтепродукт нагреть до высоких температур, то после соприкосновения с воздухом он может самопроизвольно воспламениться. Эта температура называется температурой самовоспламенения. Сравнительно легко самовоспламеняются высококипящие нефтепродукты (тяжёлые нефтяные остатки – 300-350°С).

Под температурой плавления твёрдых нефтепродуктов (парафина, церезина) понимают температуру, при которой нефтепродукт из твёрдого состояния переходит в жидкое (в строго определённых условиях).

Температура, при которой нефтепродукт в определённых условиях испытания теряет подвижность, называется температурой застывания нефтепродукта. Эта температура зависит от содержания в нефтепродуктах твёрдых при обычной температуре углеводородов, т. е. парафинов и церезинов.

Удельная теплоёмкость. Удельная теплоёмкость нефти – количество тепла, которое необходимо затратить для нагревания 1г нефти на 1°С. Удельная теплоёмкость колеблется в пределах 0,4 – 0,5 кал (г*°С)⁻¹. С повышением плотности нефти она уменьшается.

Теплотворная способность. Теплотворная способность нефти – количество тепла, которое выделяется при сгорании 1 кг нефти. Низшая теплота сгорания нефти изменяется от 10300 до 10800 ккал/кг, увеличиваясь с уменьшением плотности.

Растворимость. Нефти и нефтепродукты легко растворяются в органических растворителях: бензине, хлороформе, сероуглероде и др. Растворимость нефти в воде мала. Так, в 1м³ воды может раствориться 270г керосина. Нефть и её продукты являются хорошим растворителем для ряда веществ: йода, серы, каучука, многих смол и растительных и животных жиров.

Нефть ничтожно мало растворяет воду в количествах, измеряемых тысячными долями процента.

Электропроводность. Нефть и её производные по отношению к электрическому току являются изоляторами.

Газовый фактор. Количество газа, приходящееся на 1т нефти, называется газовым фактором. В пластовых условиях распределение каждого углеводорода между жидкой и газообразной фазами будет находиться в соответствии с давлением паров при данной температуре. Газ, не перешедший в жидкую фазу в пластовых условиях, может находиться в разных состояниях в зависимости от давления насыщения (свободном, растворённом, адсорбированном и т. д.).

6. Природный углеводородный газ, попутный или нефтяной газ. Их физико-химические свойства, различие состава.

Углеводородные газы, генерируемые в осадочной оболочке земной коры, могут находиться в различных состояниях: свободном, растворенном, твердом и др. В свободном состоянии они образуют газовые скопления. Углеводородные газы хорошо растворимы в подземных водах и нефтях. При определенных условиях они вступают в соединение с водой и переходят в твердое состояние.

Химический состав газов. Газы газовых скоплений представлены в основном метаном (до 98,8 %) с примесью его гомологов, а также неуглеводородных компонентов: углекислого газа, азота и сероводорода. Ввиду резкого преобладания метана и небольшого (до 0,2%) количества жидких его гомологов эти газы относят к так называемым сухим газам.

Газы, растворенные в нефтях, называются попутными нефтяными газами. Состав нефтяных попутных газов резко отличается от сухих значительным содержанием этана, пропана, бутана и высших углеводородов (в сумме до 50 %). Поэтому они получили название жирных или богатых газов. В составе газов, растворенных в подземных водах, основное значение имеют метан, азот и углекислый газ. Концентрация метана в растворенном газе может достигать 80—95 % и составлять тысячи кубических сантиметров на литр, концентрации углеводородов имеет иногда промышленное значение.

Диффузия газа—это явление взаимного проникновения одного вещества в другое (при их соприкосновении), обусловленное движением молекул. Диффузия газов в осадочных толщах в естественных условиях осуществляется преимущественно через водонасыщенные поры и трещины пород. Диффузия вызывается в основном разностью концентраций газа в смежных частях горных пород и протекает в направлении от большей концентрации к меньшей. Коэффициенты диффузии D зависят как от состава диффундирующего газа, так и от свойств среды, через которую происходит диффузия, и от термодинамических условий (коэффициенты диффузии увеличиваются с температурой).

Явления диффузии газов имеют существенное значение в процессах формирования и разрушения залежей газа.

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Жирный газ лучше растворим в нефти, чем сухой, более легкая нефть растворяет больше газа, чем тяжелая.

Газ, растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газовой фазы значительно превышает объем нефти, то при давлении 200—250 кг/см² и температуре 90—95 °С наступает обратная растворимость—жидкие углеводороды начинают растворяться в газе, и при определенных давлении и температуре смесь флюидов полностью превратится в газ. Это явление называется *ретроградным или обратным испарением*. Физические свойства природных газов, которые были рассмотрены выше, играют заметную роль в процессах формирования залежей нефти и газа и в размещении их в земной коре. Например, нефть сама по себе практически не может мигрировать через труднопроницаемые породы, в то время как в растворенном состоянии в газе для нее эти породы не являются такой преградой на пути миграции.

При понижении давления из газа начинает выпадать конденсат в виде жидких углеводородов. Это явление называется *обратной конденсацией*. При повышении давления конденсат снова превращается в газ.

Для каждого газа существует температура, выше которой газ не переходит в жидкое состояние, как бы велико ни было давление. Так же для каждого газа существует предельное давление, ниже которого, как бы ни низка была температура, газ не переходит в жидкое состояние. Эти предельные температура и давление называются *критическими*.

7. Технологический процесс добычи нефти. Схема сбора и транспорта нефти и газа на нефтепромысле.

Продукция нефтяных скважин представляет собой смесь нефти, газа и пластовой минерализованной воды. Очень часто нефть и вода при интенсивном перемешивании образуют эмульсию – смесь, в которой мелко раздробленные капли воды находятся в нефтяной среде во взвешенном состоянии и поэтому не отстаиваются и не сливаются друг с другом. В продукции газовых скважин, кроме газа, может содержаться жидкая фаза в виде капелек и паров воды, а в газоконденсатных скважинах также и жидкие углеводороды. Кроме газа и жидкости, в продукции скважин содержатся механические примеси: частицы песка и глины, выносимые из пласта.

Для сбора нефти и газа, их транспортирования, отделения друг от друга и освобождения от посторонних примесей, а также для замеров добываемой продукции на территории нефтяных промыслов строится система трубопроводов, аппаратов и сооружений, в которых выполняются следующие операции:

- 1) сбор и замер продукции скважин;
- 2) отделение (сепарация) нефти от газа;
- 3) освобождение нефти и газа от воды и механических примесей;
- 4) транспорт нефти от сборных и замерных установок до промысловых резервуарных парков и газа до компрессорных станций или газораспределительных узлов;
- 5) обезвоживание (деэмульсация) нефти и в ряде случаев её обессоливание и стабилизация, т. е. удаление из неё лёгких углеводородов;
- 6) удаление из газа ненужных примесей и отбензинивание его;

7) учёт добычи нефти и газа и их сдача транспортным организациям.

Примерная схема движения:

От каждой скважины на кусте идёт выкидной нефтепровод (труба, диаметром от 89 до 114мм., толщина стенки 5 мм.) до АГЗУ.

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; здесь происходит дегазация нефти, а также измерение количества поступающей с каждой скважины продукции.

Далее, с АГЗУ идёт нефтепровод – коллектор на дожимную насосную станцию (ДНС), где продукция попадает в УБС (установка блочная сепарационная), выбрасывается грязь, отделяется газ, который по газопроводу идёт на газокompрессорную станцию, остальное же по нефтепроводу поступает на установку по подготовке нефти (УПН).

8. Технологический процесс добычи природного газа.

Добыча природного газа происходит только способом фонтанной эксплуатации скважин. Эксплуатацию скважин, как правило, ведут через подъёмные трубы, но при значительных дебитах и отсутствии в газе твёрдых примесей или агрессивных компонентов скважины во многих случаях одновременно эксплуатируются через подъёмные трубы и затрубное пространство.

Работа газовой скважины контролируется путём соответствующих замеров, регистрацией рабочих параметров и анализом результатов периодических исследований.

Газ из отдельных скважин после замера и сепарации его от влаги и твёрдых примесей направляется в промышленный газосборный коллектор и далее в газосборный пункт, откуда после соответствующей подготовки его для дальнейшего транспортирования поступает в магистральный газопровод.

9. Подготовка нефти на промыслах.

При перемешивании нефти и воды может образоваться трудноразделимая смесь этих жидкостей, называемая **нефтяной эмульсией**. Нефтяные эмульсии в большинстве случаев обладают высокой стойкостью. Простым отстоем отделить воду от нефти в них невозможно и для этого приходится прибегать к специальной обработке эмульсии.

Процесс подготовки нефти для её переработки условно разделяется на две операции: *обезвоживание* (деэмульсация) и *обессоливание*.

Процессы разрушения нефтяных эмульсий можно разделить на два этапа: первый – слияние капель диспергированной воды и второй – осаждение укрупнившихся капель воды. Эти процессы можно осуществлять тепловым, химическим или электрическим способом.

Тепловой способ деэмульсации нефти основан на том принципе, что при нагреве эмульсии её вязкость снижается, капли воды соединяются друг с другом и осаждаются. Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках или трубчатых печах.

Химический способ основан на воздействии химическими реагентами-деэмульгаторами на составные части эмульсии – нефть и воду.

В качестве деэмульгаторов используют различные неионогенные ПАВ, изготавливаемые на основе окиси этилена. Расход этих деэмульгаторов небольшой – от 30 до 100 г на 1т обработанной нефти.

При введении в эмульсионную нефть, деэмульгатор, вследствие растворимости в обеих фазах эмульсии, свободно проникает во внутреннюю фазу, разрушает плёнки эмульгаторов, снижает поверхностное натяжение на границе вода – нефть, что способствует разложению эмульсии.

Электрический способ разрушения эмульсии основан на появлении разноимённых электрических зарядов на противоположных концах каждой капельки воды, на взаимном притяжении этих капелек и разрушении плёнок нефти между этими капельками в результате действия переменного или постоянного тока высокого напряжения на электроды, опущенные в поток эмульсии. При электрической деэмульсации нефти в железный сосуд вводят изолированный от стенок сосуда электрод, по которому протекает электроток напряжением в несколько тысяч вольт. Вторым электродом являются стенки сосуда, заземлённые и соединённые с трансформатором напряжения. Эмульсия, при прокачивании между электродами, разрушается, освобождённые капельки воды соединяются в более крупные частички, и вода постепенно оседает на дно сосуда.

Самостоятельно каждый из описанных способов деэмульсации нефти почти не применяют. Обычно, деэмульсацию осуществляют комбинированным способом.

Обессоливание нефти достигается пропусканием её через слой пресной воды, в результате чего соли растворяются и удаляются вместе с водой.

Процесс *стабилизации* нефти, под которым понимается отделение от неё лёгких (пропан-бутанов и частично бензиновых) фракций, осуществляется в специальных стабилизационных колоннах под давлением и при повышенных температурах. После отделения лёгких углеводородов из нефти, последняя становится стабильной и может транспортироваться до нефтеперерабатывающих заводов без потерь. Отделившись в стабилизационной колонне, лёгкие фракции конденсируются и перекачиваются на газодифракционирующие установки или газобензиновые заводы для дальнейшей их переработки.

10. Нефтедобывающие скважины. Их технологические функции.

Скважиной называется цилиндрическая горная выработка, имеющая при малом поперечном сечении весьма значительную длину.

Начало скважины называется *устьем*, её конец – *забоем*. Всё полое пространство скважины, от её устья до забоя, называется *стволом*.

Скважины могут быть вертикальными или наклонно направленными. В отдельных случаях бурят горизонтальные скважины или даже с наклоном вверх (при бурении из шахт).

Рассмотрим классификацию добывающих скважин по назначению:

Эксплуатационные	Добыча нефти и газа из земных недр.
Нагнетательные	Закачка в пласты воды, газа или пара с целью поддержания пластового давления или обработки призабойной зоны. Эти меры направлены на увеличение периода фонтанного способа добычи нефти или повышения эффективности добычи.
Опережающие добывающие	Добыча нефти и газа с одновременным уточнением строения продуктивного пласта.
Оценочные	Определение начальной водонефтенасыщенности и остаточной нефтенасыщенности пласта (и проведения иных исследований).
Контрольные и наблюдательные	Наблюдение за объектом разработки, исследование характера продвижения пластовых флюидов и изменения газонефтенасыщенности пласта.

11. Газодобывающие скважины.

В освоении, конструкции, оборудовании и регулировании работы газовых скважин очень много общего с фонтанными нефтяными скважинами, поэтому рассмотрим только отличительные черты газовых скважин. Газовые скважины осваивают теми же способами, что и фонтанные нефтяные, т. е. с промывкой или продавливанием сжатым газом или воздухом.

Конструкция газовой скважины зависит от конкретных условий – глубины и характеристики скважины, характера вскрываемых пород, наличия или отсутствия водоносных горизонтов, свойств добываемого газа. В большей части скважин после кондуктора спускают только одну колонну – эксплуатационную. Наиболее распространённые диаметры этой колонны – 146 и 168 мм.

Обвязку обсадных колонн между собой на устье скважины выполняют при помощи обычных и клиновых колонных головок.

Конструкция забойной части газовой скважины зависит от механической прочности продуктивных пород. Если продуктивный пласт сложен из крепких пород, то забой оставляют открытым и только в рыхлых, неустойчивых, обваливающихся породах эксплуатационную колонну спускают до забоя, цементируют и перфорируют её против продуктивных зон или спускают хвостовик или фильтр.

В отличие от нефтяных скважин, которые эксплуатируются несколькими способами, газовые скважины эксплуатируются только фонтанным способом и, как правило, при спущенных фонтанных трубах, через которые газ поступает на поверхность. Фонтанные трубы спускают с целью:

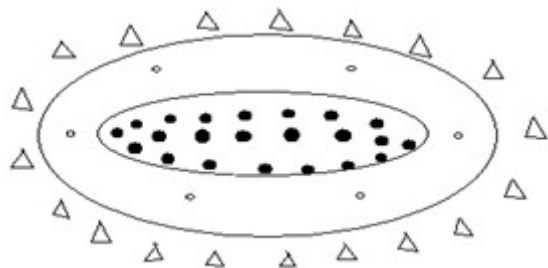
- а) предохранения эксплуатационной колонны от истирания и разъедания при наличии в газе твёрдых примесей или агрессивных компонентов, вызывающих коррозию;
- б) выноса жидкостей и механических примесей с забоя на поверхность;

- в) облегчения процесса освоения и глушения скважины при необходимости проведения подземного ремонта;
- г) проведения различного рода исследовательских работ, связанных со спуском в скважину глубинных приборов. Фонтанные трубы обычно спускают до середины фильтра.

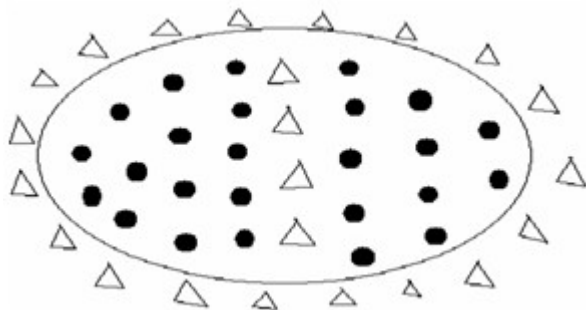
12. Нагнетательные скважины для закачки воды с целью поддержания пластового давления.

В большинстве случаев поддержание пластовой энергии осуществляется применением законтурного заводнения, т. е. закачкой воды в законтурные водоносные зоны залежи. В ряде случаев законтурное заводнение дополняется внутриконтурным или же центральным очаговым заводнением.

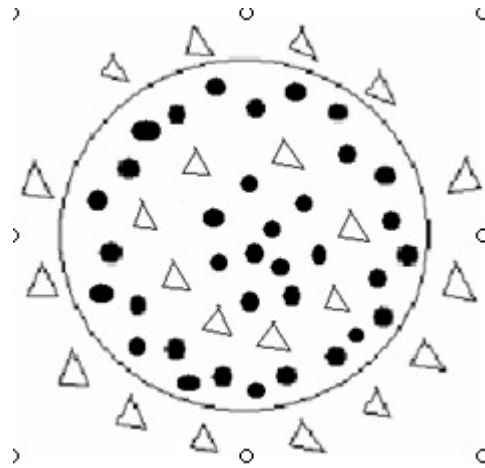
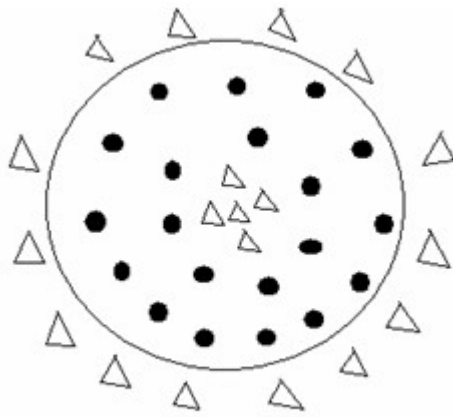
При законтурном заводнении воду закачивают через специальные нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи на расстоянии 1 – 1,5 км. от внешнего ряда эксплуатационных скважин. Эксплуатационные нефтяные скважины располагаются внутри контура нефтеносности рядами, параллельными контуру.



При внутриконтурном заводнении на первоначальной стадии осуществления процесса воду нагнетают непосредственно в нефтяную часть залежи. По мере дальнейшего непрерывного нагнетания воды в пласте вдоль линии нагнетательных скважин образуется водяной барьер, разделяющий залежь на части. Для быстрейшего освоения процесса, закачку воды начинают через одну скважину, промежуточные же скважины ряда временно эксплуатируются как нефтяные с форсированным отбором нефти. По мере обводнения эти скважины переводятся в разряд нагнетательных.

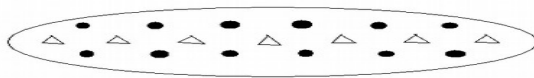


В ряде случаев применяют комбинацию законтурного заводнения с внутриконтурным центральным заводнением. При центральном заводнении в



центре площади бурят батарею или кольцевой ряд нагнетательных скважин.

Одним из вариантов центрального заводнения может явиться осевое заводнение, когда нагнетательные скважины располагаются вдоль оси складки.



13. Приток нефти к скважинам.

14. Приток газа в скважину.

Процесс движения жидкостей и газа в пористой среде называется **фильтрацией**. При разработке нефтяного или газового пласта нефть или газ притекают в скважины по радиальным направлениям. Жидкость или газ, поступающие в скважину, проходят последовательно как бы через ряд концентрически расположенных конических поверхностей, заключённых между непроницаемыми кровлей и подошвой пласта. При этом по мере приближения к скважине площади этих поверхностей непрерывно уменьшаются.

При росте скоростей увеличиваются гидравлические сопротивления. Следовательно, при перемещении единицы объёма жидкости (или газа) по направлению к скважине непрерывно увеличиваются затраты энергии на единицу длины пути или связанные с этим перепады давления на единицу длины пути (градиенты давления).

Для определения зависимости между дебитом скважины и перепадом давления вокруг нее воспользуемся законом линейной фильтрации Дарси, по которому скорость линейной фильтрации прямо пропорциональна перепаду давления и обратно пропорциональна вязкости фильтрующейся жидкости. Получим:

$$Q = \frac{kF\Delta p}{\mu L} .$$

Площадь фильтрации F при радиальном потоке будет уменьшаться по направлению к скважине. При неизменной мощности пласта h на любом расстоянии r_i от оси скважины эта площадь будет равна $2\pi r_i h$. Тогда, отнеся перепад давления dp на бесконечно малый отрезок пути dr , получим:

$$Q = \frac{k 2\pi r_i h}{\mu} * \frac{dp}{dr_i}.$$

Тогда:

$$dp = \frac{Q\mu}{2\pi r_i h k} * \frac{dr_i}{r_i}.$$

Интегрируя это уравнение в пределах от r_c (радиус скважины) до R_K (радиус контура питания скважины) и от $p_{ЗАБ}$ (забойное давление) до $p_{ПЛ}$ (пластовое или контурное давление), получаем:

$$\int_{p_{ЗАБ}}^{p_{ПЛ}} dp = \frac{Q\mu}{2\pi h k} \int_{r_c}^{R_K} \frac{dr_i}{r_i}$$

или

$$p_{ПЛ} - p_{ЗАБ} = \frac{Q\mu}{2\pi k h} * \ln \frac{R_K}{r_c}.$$

Решая уравнение относительно Q , получим уравнение Дюпюи для радиального установившегося притока в скважину однородной жидкости:

$$Q = \frac{2\pi k h (p_{ПЛ} - p_{ЗАБ})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}},$$

Где Q – дебит скважины, m^3/c ; k – проницаемость пласта, m^2 ;

h – мощность пласта, m ; $p_{ПЛ}$ и $p_{ЗАБ}$ – пластовое и забойное давления, $Па$; μ – вязкость жидкости, $Па*s$; R_K и r_c – радиусы контура питания и скважины, m .

Если вместо жидкости к скважине притекает только газ, то на основании того же закона Дарси формула для притока газа будет иметь вид:

$$\bar{Q} = \frac{\pi k h (p_{ПЛ}^2 - p_{ЗАБ}^2)}{\mu \beta \ln \frac{R_K}{r_c}},$$

где Q – массовый расход газа, причём $\bar{Q} = V\rho_r$; V – переменный объёмный расход газа при переменном давлении p ; ρ_r - плотность газа при тех же условиях; β – константа, зависящая от природы газа ($\beta=p/\rho_r$).

15. Системы разработки залежей.

Под системой разработки нефтяной залежи подразумевается последовательность её эксплуатационного разбуривания в совокупности с методами воздействия на залежь.

Системы разработки	Область применения
Основанные на размещении скважин по равномерной сетке	1. При разработке залежей любых типов, приуроченных к пластам, неоднородным по своим литолого-физическим свойствам и с низкой проницаемостью (особенно в приконтурных областях), в процессе эксплуатации которых проявляется режим растворённого газа.
	2. При разработке залежей массивного типа, подстилаемых по всей площади подошвенной водой.
Основанные на заложении скважин рядами вдоль контуров нефтеносности или рядов нагнетательных скважин.	В основном для залежей пластового типа и реже литологических или стратиграфических, если при разработке может быть сохранён естественный напорный режим или осуществляется воздействие на пласт.

Системы разработки, основанные на размещении скважин по равномерной сетке

Сетки по форме подразделяются на треугольные и квадратные. При треугольной сетке площадь дренируется более полно (91% площади), чем при квадратной(79%), но число скважин, приходящихся на единицу площади, увеличивается на 15,4% по сравнению с квадратной. Расстояние между скважинами по треугольной сетке определяют по формуле

$$l = 1,075\sqrt{S}$$

где l – расстояние между скважинами в метрах;

S – площадь, приходящаяся на скважину, в м².

По темпу ввода скважин в эксплуатацию различают *сплошную* и *замедленную* системы разработки. При сплошной системе все скважины вводятся в эксплуатацию в короткий срок – в течение года. При большем сроке система считается замедленной.

По порядку ввода скважин в эксплуатацию различают системы:

- 1) сгущающуюся, когда вся площадь вначале покрывается редкой сеткой скважин, а затем в промежутках между первыми скважинами бурят скважины второй очереди;
- 2) ползущую, когда первые скважины располагаются в одном и том же ряду, а последующие размещаются в определённом направлении, ориентированном по отношению к структурным элементам пласта. Различают следующие ползущие системы:
 - а) ползущую вниз по падению, когда ряды или группы скважин последовательно наращиваются в направлении падения пласта;
 - б) ползущую вверх по восстанию, когда ряды или группы скважин последовательно наращиваются в направлении восстания пласта;
 - в) ползущую по простиранию, когда первая группа скважин накладывается вкрест простирания пласта, а дальнейшие группы задаются в направлении простирания пласта.

Системы разработки, основанные на заложении скважин рядами

По последовательности разбуривания залежи выделяют системы:

- 1) ползущую, когда большие размеры продуктивной площади не позволяют ввести все части залежи в активную разработку. Вначале бурят не более трёх рядов скважин, расположенных параллельно ряду нагнетательных скважин (контур водоносности). При этом значительная часть пласта в первый период остаётся неразбуренной. Четвёртый ряд скважин бурят, когда обводнится первый, пятый – когда второй и т. д.
- 2) одновременную, когда разбуривание рядами осуществляется при разработке небольших и узких залежей, на которых достаточно расположить относительно оси складки по три-четыре ряда скважин.

По способу размещения нагнетательных скважин различают системы:

- 1) с законтурным заводнением;
- 2) с внутриконтурным заводнением;
- 3) с закачкой газа в газовую шапку (нагнетательные скважины располагают в пределах шапки);
- 4) с закачкой газа (высокого давления или сжиженного газа) в нефтяную часть залежи.

16. Три основных параметра, характеризующих систему разработки.

Плотность сетки скважин – характеризует плотность размещения скважин, выражается в количестве площади (гектар) на одну скважину. Понятия о малом, среднем и большом уплотнении сетки скважин являются условными и различными для разных районов.

Расстояние между скважинами по треугольной сетке определяют по формуле

$$l = 1,075\sqrt{S}$$

где l – расстояние между скважинами в метрах;

S – площадь, приходящаяся на скважину, в m^2 .

Соотношение нагнетательных и добывающих скважин зависит от схемы заводнения:

- 1) Линейная система заводнения. Представляет собой поперечно чередующиеся прямолинейные и параллельные ряды эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- 2) Пятиточечная система. Каждая эксплуатационная скважина окружена с четырёх сторон нагнетательными, отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 1;
- 3) Семиточечная система. Каждая эксплуатационная скважина окружена шестью нагнетательными, а каждая нагнетательная скважина обслуживает три эксплуатационные; отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 0,5;
- 4) Четырёхточечная система – та же семиточечная, но отношение числа эксплуатационных скважин к числу нагнетательных равно 2; в этом случае каждая нагнетательная скважина, расположенная в центре правильного шестиугольника, окружена шестью эксплуатационными скважинами, находящимися в углах шестиугольника, а каждая эксплуатационная скважина расположена в центре треугольника, составленного нагнетательными скважинами.

17. Стадии разработки месторождения. Контроль и регулирование процесса разработки.

Под разработкой нефтяных месторождений понимается управление процессом движения нефти и газа в пласте к эксплуатационным скважинам при определённом размещении их на месторождении, темпе и порядке ввода их в эксплуатацию, установлении и поддержании их режима работы и мероприятий по воздействию на пласт.

Рациональную систему разработки выбирают на основании:

- 1) геологического изучения залежи;
- 2) определения физико-геологической характеристики пласта;
- 3) установления режима нефтяного месторождения и продуктивности скважин;

Имея эти данные, рассчитывают несколько вариантов разработки, которые отличаются между собой сетками размещения скважин и степенью их уплотнения. Для каждого варианта определяют текущую добычу нефти из залежи, её изменение во времени, срок разработки и т. д. При этом обязательно следует учитывать запасы естественной пластовой энергии. Если необходимо, применяют искусственные методы воздействия на пласт для поддержания пластового давления.

Для каждого варианта разработки определяют капитальные и эксплуатационные затраты и себестоимость нефти. На основании технико-экономических показателей выбирают наиболее рациональный вариант.

В процессе разработки нефтяной залежи поддерживают необходимый режим работы скважин и темп отбора из пласта, чтобы перемещение газо-, водонефтяного контактов было правильным и рационально использовалась пластовая энергия.

Для оценки правильности разработки строят графики изменения во времени средних пластовых давлений, текущей добычи нефти, обводнённости нефти, газового фактора и числа действующих скважин. Если необходимо, принимают меры для регулирования процесса эксплуатации отдельных скважин и пласта в целом.

За продвижением водонефтяного контакта наблюдают с помощью контрольных и наблюдательных скважин, а за изменением пластового давления в законтурных и приконтурных частях залежи – с помощью пьезометрических скважин.

В зависимости от геологического строения продуктивных пластов месторождение разбуривают по равномерной сетке и рядами вдоль контуров нефтеносности или рядов нагнетательных скважин.

18. Технологические режимы работы нефтедобывающих и нагнетательных скважин

В зависимости от значения пластового давления, физических свойств нефти, содержания в ней воды и газа, проницаемости пород пласта и т. д. нефтяные скважины эксплуатируются различными способами.

Все известные способы эксплуатации скважин подразделяются на следующие группы:

- 1) фонтанная, когда нефть извлекается из скважин самоизливом;
- 2) с помощью энергии сжатого газа, вводимого в скважину извне;
- 3) насосная – извлечение нефти с помощью насосов различных типов.

Все газовые скважины эксплуатируются только фонтанным способом.

Фонтанная эксплуатация

Способ эксплуатации скважин, при котором подъём нефти или смеси нефти с газом от забоя на поверхность осуществляется за счёт природной энергии, называется **фонтанным**.

Если давление столба жидкости, заполняющей скважину, меньше пластового давления и призабойная зона не загрязнена (ствол скважины сообщается с пластом), то жидкость будет переливаться через устье скважины, т. е. скважина будет фонтанировать. Фонтанирование может происходить под влиянием гидростатического напора или энергии расширяющегося газа, или того и другого вместе.

При всех способах эксплуатации, в том числе и при фонтанном, подъём жидкости и газа на поверхность происходит по трубам небольшого диаметра, спускаемым в скважины перед началом их эксплуатации. Эти трубы называются

насосно-компрессорными. В зависимости от способа эксплуатации их также называют фонтанными, компрессорными, насосными, а также подъемными (лифтовыми).

Устье фонтанных скважин оборудуют прочной стальной арматурой:

а) трубная головка – предназначена для подвески фонтанных труб и герметизации межтрубного пространства;

б) фонтанная ёлка – для направления газожидкостной струи в выкидные линии, а также для регулирования и контроля работы скважин.

Газлифтная эксплуатация

Способ эксплуатации нефтяных скважин, при котором подъем жидкости из пласта на поверхность осуществляется сжатым газом, нагнетаемым в колонну подъемных труб через башмак или через клапаны, называется **газлифтным**. Для подъема жидкости сжатым газом в скважине необходимы два канала:

1) для подачи газа;

2) для подъема на поверхность жидкости.

Если в качестве рабочего агента служит воздух, систему называют воздушным подъемником или **эрлифтом**.

Для создания газового подъемника в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, которые применяют при фонтанной эксплуатации.

Иногда в качестве рабочего агента для газового подъемника используют газ из газовых пластов с высоким давлением. В этом случае система называется **бескомпрессорным газлифтом**.

По числу спускаемых труб подъемники бывают однорядными и двухрядными, а по направлению нагнетания рабочего агента различают кольцевую и центральную системы.

В кольцевом однорядном подъемнике сжатый газ нагнетается в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и колонной подъемных труб, а газонефтяная смесь направляется на поверхность по подъемной колонне.

В однорядном подъемнике центральной системы рабочий агент нагнетается в эксплуатационную колонну, а газонефтяная смесь поднимается по затрубному пространству.

В двухрядном подъемнике кольцевой системы сжатый газ нагнетается в скважину через кольцевое пространство между наружным и внутренним рядами труб, а газожидкостная смесь поднимается по внутренним трубам.

Существует ступенчатый вариант двухрядного подъемника. в котором наружный ряд составлен из труб разных диаметров с целью уменьшения общего веса труб.

На устье газлифтной скважины устанавливают арматуру, которая предназначена для тех же целей, что и арматура на фонтанных скважинах.

Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами

Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами – один из основных способов добычи нефти. Штанговый насос представляет собой плунжерный насос

специальной конструкции, привод которого осуществляется с поверхности через колонну штанг.

Насосная установка состоит из насоса, находящегося в скважине, и станка-качалки, установленного на поверхности у устья. Цилиндр насоса укреплен на конце спущенных в скважину насосно-компрессорных труб, а плунжер подвешен на колонне штанг. Верхняя штанга (сальниковый шток) соединена с головкой балансира станка-качалки канатной или цепной подвеской. В верхней части цилиндра установлен нагнетательный клапан, а в нижней – всасывающий клапан.

Колонна насосно-компрессорных труб, по которой жидкость от насоса поднимается на поверхность, заканчивается на устье тройником. Сальниковое устройство в верхней части тройника предназначено для предотвращения утечек жидкости вдоль движущегося сальникового штока (т. е. верхней насосной штанги). По боковому отводу в средней части тройника жидкость из скважины направляется в выкидную линию. Возвратно- поступательное движение колонне насосных штанг передаётся от электродвигателя через редуктор и кривошипно-шатунный механизм станка-качалки.

Принцип действия насоса следующий. При движении плунжера вверх всасывающий клапан под давлением жидкости открывается, в результате чего жидкость поступает в цилиндр насоса. Нагнетательный клапан в это время закрыт, так как на него действует давление столба жидкости, заполнившей насосные трубы. При движении плунжера вниз всасывающий клапан под давлением жидкости, находящейся под плунжером, закрывается, а нагнетательный клапан открывается и жидкость из цилиндра переходит в пространство над плунжером.

Станок-качалка состоит из следующих основных узлов: рамы со стойкой, балансира с головкой и в некоторых станках с противовесами, редуктора с двумя кривошипами, на которых закрепляются противовесы и траверсы с двумя шатунами.

Длина хода точки подвеса штанг изменяется перестановкой нижнего пальца шатуна в новое отверстие кривошипа, т. е. изменением радиуса кривошипа. Длину хода можно определить из следующего выражения:

$$l = 2r \frac{a}{b}$$

где r – рабочая длина кривошипа;

a – переднее плечо балансира;

b – заднее плечо балансира.

Длительность и безаварийность работы станка-качалки зависят во многом от степени его уравновешенности.

Эксплуатация скважин бесштанговыми погружными насосами

Недостаточно высокая подача штанговых насосов, необходимость установки громоздкого оборудования, опасность обрыва штанг при больших глубинах скважин и другие причины ограничивают область применения штанговых насосов.

В связи с этим применяются бесштанговые насосы, из которых широко распространены погружные центробежные электронасосы и винтовые насосы.

1. Установка погружного центробежного электронасоса состоит из насосного агрегата, бронированного кабеля, устьевой арматуры, кабельного барабана станции управления и автотрансформатора.

Погружной насосный агрегат, в собранном виде спускаемый в скважину на подъёмных трубах, состоит из центробежного многоступенчатого насоса, погружного электродвигателя и протектора.

Так как электродвигатель расположен непосредственно под насосом, насос имеет боковой приём жидкости, которая поступает в него из кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и электродвигателем через фильтр-сетку.

Погружной центробежный насос по принципу действия не отличается от обычных центробежных насосов, применяемых для перекачки жидкости. Он представляет собой набор лопаток (ступеней), составляющих ротор насоса и направляющих аппаратов, являющихся статором.

К основным параметрам погружного центробежного электронасоса относятся его подача Q и развиваемый напор H . Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята с помощью данного насоса. Напор и подача – взаимозависимые величины: чем выше развиваемый данным насосом напор, тем ниже его подача. Для каждого насоса имеется рабочая область, при которой достигается максимальный КПД.

Подбор скважины для применения погружного электронасоса производится на основании данных её исследования, в результате которого определяются её дебит и динамический уровень при этом дебите, что соответствует напору, который должен развивать насос.

2. Установка винтового насоса состоит из тех же узлов, что и установка погружного центробежного насоса. Вместо центробежного насоса в подземном агрегате используется винтовой насос. Кроме того, в установках погружных винтовых электронасосов (УЭВН) применяют четырёхполюсные погружные электродвигатели с частотой вращения вала (синхронной) 1500 об/мин, в то время как в установках ЭЦН – двухполюсные электродвигатели с частотой вращения вала 3000 об/мин.

Рабочими органами насоса являются стальные винты и резинометаллические обоймы, внутренняя полость которых представляет собой винтовую поверхность. Существуют насосы с заходностью (1:2), (2:3), (3:4).

Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключённой в них жидкостью на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и замыкаются полости, образуемые винтом и обоймой. При этом сумма заполненных жидкостью выходных площадей поперечного сечения винта с обоймой остаётся постоянной и поток жидкости всегда непрерывен и пропорционален частоте вращения винта.

Погружной винтовой электронасос сочетает в себе положительные качества центробежного и поршневого, обеспечивая плавную, непрерывную подачу жидкости без пульсации, с постоянным высоким КПД при широком диапазоне

изменения давления. Характерная особенность винтовых насосов – значительное улучшение параметров с увеличением вязкости перекачиваемой жидкости. Поэтому наиболее эффективны эти насосы при добыче вязкой и высоковязкой нефти.

Одним из достоинств погружного винтового насоса является то, что он обеспечивает стабильные параметры при добыче нефти с высоким газовым фактором и даже попадание свободного газа на приём насоса не приводит к срыву подачи.

19. Основные осложнения, возникающие при добыче нефти.

Нефти многих нефтяных месторождений парафинистые. В соответствующих условиях парафин выпадает из нефти в осадок в виде тончайших кристаллов. Кроме того, ломаются, развинчиваются штанги, засоряется арматура; появляются отложения солей, песка; посторонняя вода и т. д.

20. Основные осложнения, возникающие при добыче природного газа.

- 1) Разрушение призабойной зоны, вынос частиц породы в скважину, образование песчаных пробок;
- 2) Обводнение скважины краевой или подошвенной водой;
- 3) Вынос в призабойную зону кристаллов соли, ила и закупорка её;
- 4) Чрезмерное охлаждение газа, обмерзание оборудования; гидратообразование;
- 5) Значительное понижение давления внутри скважины и опасность смятия колонны под действием внешнего давления;
- 6) Неудовлетворительное состояние скважины (некачественное цементирование, негерметичность, обводнение чужеродной водой).

21. Геолого-промысловые исследования скважин в процессе эксплуатации.

Наблюдение за эксплуатацией скважин сводится к систематическому замеру дебитов газа и жидкости и содержания воды в добываемой жидкости (нефть + вода) не реже 3 раз в месяц и к замеру забойных и пластовых давлений не реже одного раза в квартал во всех фонтанных, пьезометрических, контрольных и простаивающих скважинах.

Замеры дебитов газа, нефти и воды необходимы для учёта добычи и для изучения коллекторских свойств пластов, анализа разработки, планирования добычи и для подсчёта запасов нефти и газа.

22. Понятие о гидродинамических методах исследования скважин, получаемые параметры.

Основной целью исследования скважин является определение потенциально возможного дебита нефти и проницаемости коллектора.

- 1) метод пробных откачек или неустановившихся отборов;

Заключается в последовательном изменении режима эксплуатации скважины с одновременным замером дебита и забойного давления, после того, как в скважине устанавливается приток при каждом новом режиме её работы. Ряд таких замеров позволяет определить зависимость дебита от забойного давления;

2) метод восстановления давления;

Основан на законах упругого распределения давления в пласте после остановки скважины; замеряется изменение давления каждую минуту дифференциальным манометром; определяется коэффициент проницаемости.

23. Увеличение производительности добывающей скважины.

Производительность нефтяных и газовых скважин и поглотительная способность нагнетательных зависят, главным образом, от проницаемости пород, складывающих продуктивный пласт. Чем выше проницаемость пород в зоне действия той или иной скважины, тем больше производительность или приёмистость её, и наоборот.

Методы увеличения проницаемости пород призабойных зон скважин можно условно разделить на *химические, механические, тепловые и физические*. Часто для получения лучших результатов эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно.

Выбор метода воздействия на призабойную зону скважин определяется пластовыми условиями. Химические методы воздействия дают хорошие результаты в слабопроницаемых карбонатных породах. Их успешно применяют также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества.

Механические методы обработки применяют обычно в пластах, сложенных плотными породами, с целью увеличения их трещиноватости.

Тепловые методы воздействия применяют для удаления со стенок поровых каналов парафина и смол, а также для интенсификации химических методов обработки призабойных зон.

Физические методы предназначены для удаления из призабойной зоны скважины остаточной воды и твёрдых мелкодисперсных частиц, что в конечном итоге увеличивает проницаемость пород для нефти.

Рассмотрим некоторые виды воздействия.

а) кислотные обработки скважин;

Кислотные обработки скважин основаны на способности кислот растворять некоторые виды горных пород, что приводит к очистке и расширению их поровых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, - к повышению производительности скважин.

б) гидравлический разрыв пласта;

Операция ГРП состоит из следующих последовательно проводимых этапов: закачка в пласт жидкости разрыва для образования трещин; закачка жидкости-песконосителя; закачка жидкости для продавливания песка в трещины.

в) гидропескоструйная перфорация скважин;

Кроме перфорации скважин, этот метод применяют для создания каналов, соединяющих ствол скважины с пластом (вместо пулевой или кумулятивной перфорации), при кислотной обработке скважин и других методах воздействия на призабойную зону.

г) виброобработка забоев скважин;

Сущность вибрационного воздействия на призабойную зону скважины состоит в том, что на забое скважины с помощью вибратора формируются волновые возмущения среды в виде частых гидравлических импульсов или резких колебаний давления различной частоты и амплитуды. В результате вибровоздействия повышается проводимость пластовых систем вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны.

д) разрыв пласта давлением пороховых газов;

Этот метод основан на образовании трещин в горной породе за счёт энергии пороховых газов, образующихся при сгорании заряда в специальном аппарате.

е) торпедирование скважин;

Процесс торпедирования для увеличения притока нефти и газа в скважины состоит в том, что заряженную взрывчатым веществом (ВВ) торпеду спускают в скважину и взрывают против продуктивного пласта. При взрыве торпеды образуется каверна, в результате чего увеличиваются диаметр скважины и сеть трещин, расходящихся от скважины в радиальном направлении.

ж) тепловое воздействие на призабойную зону скважин;

Тепловые методы воздействия на призабойную зону применяют при эксплуатации скважин, в нефтях которых содержится парафин или смола.

24. Системы поддержания пластового давления.

Применение искусственных методов воздействия на пласты позволяет восполнять пластовую энергию, расходуемую в процессе разработки нефтяных залежей, значительно сокращать сроки разработки залежей за счёт более интенсивных темпов отбора нефти и в какой-то мере повышать степень использования геологических запасов нефти, содержащихся в недрах.

Известно несколько методов вытеснения нефти из пластов, обеспечивающих повышение их суммарной нефтеотдачи.

Закачка в пласт воды, обработанной ПАВ.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) применяются во многих отраслях промышленности как снижающие поверхностное натяжение на жидкой или твёрдой поверхности раздела фаз вследствие положительной адсорбции этих веществ на поверхности раздела.

При закачке в пласт воды с добавкой ПАВ в нефтяном коллекторе изменяются поверхностно-молекулярные свойства полиминеральной среды – резко снижается поверхностное натяжение на границе нефти с водой или же на границе нефти с породой.

Значительное снижение поверхностного натяжения на границах раздела фаз – одна из причин более полного вытеснения нефти из пористой среды растворами ПАВ, которые способствуют дроблению глобул нефти, охваченных водой,

снижают необходимый перепад давления для фильтрации жидкостей в пористой среде и улучшают моющие свойства воды.

Вытеснение нефти оторочкой загущенной воды.

Вытеснение нефти из неоднородного коллектора может быть эффективным, если применять воду повышенной вязкости. При этом создаются условия для более равномерного продвижения водонефтяного контакта и повышения конечной нефтеотдачи пласта.

Для загущения воды применяют различные водорастворимые полимеры, из которых наиболее хорошие результаты получили после использования гидролизованного полиакриламида (ПАА). Этот полимер сравнительно хорошо растворяется в воде и при небольших концентрациях его в воде образуются вязкие растворы.

При практическом осуществлении процесса вытеснения нефти наиболее рационально закачивать на первой стадии небольшое количество загущенной воды для создания в пласте оторочки. Далее следует закачивать обычную воду, которая проталкивает оторочку в глубь пласта.

В качестве рабочего агента повышенной вязкости можно использовать пены, приготовленные на аэрированной воде с добавкой 0,2 – 1,0% пенообразующих веществ. Вязкость пены в 5 – 10 раз больше вязкости воды. Оторочка из пены проталкивается в глубь пласта водой.

Закачка в пласт углекислоты

Для увеличения нефтеотдачи углекислый газ нагнетается в пласт в сжиженном виде и проталкивается далее карбонизированной водой. Получен эффект также при вытеснении нефти непосредственно водными растворами углекислоты. Повышение нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой объясняется рядом причин. Происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком CO_2 , что сопровождается уменьшением вязкости нефти, возрастанием её объёма, снижением поверхностного натяжения на границе с водой.

Нагнетание в пласт теплоносителя

В качестве теплоносителя для нагнетания в пласт обычно используют горячую воду и водяной пар.

Интенсификация добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов при нагнетании теплоносителей достигается за счёт снижения вязкости нефти и теплового расширения пластовой нефти.

Внутрипластовое горение

При этом методе после зажигания нефти у забоя Зажигательной (нагнетательной) скважины в пласте создаётся движущийся очаг горения за счёт постоянного нагнетания с поверхности воздуха или смеси воздуха с природным газом. Образующиеся впереди фронта горения пары нефти, а также нагретая нефть с пониженной вязкостью движутся к эксплуатационным скважинам и извлекаются через них на поверхность.

Вытеснение нефти из пласта растворителями

Частичное или полное устранение отрицательного влияния на нефтеотдачу молекулярно-поверхностных сил может быть достигнуто путём создания в пласте условий, при которых вытесняемая фаза (нефть) полностью смешивалась бы с вытесняющей фазой (растворитель, газ) без образования границы раздела между ними. Это возможно лишь при условии, когда вытесняемая и вытесняющая фазы взаимно растворимы и образуют однофазную систему. В качестве вытесняющей фазы могут быть использованы пропан, бутан, смесь пропана с бутаном, газ высокого давления. При нагнетании в пласт при определённом давлении какого-либо из этих углеводородов происходит их смешивание с нефтью и полное взаимное растворение в нефти, исчезновение границ раздела между вытесняющей и вытесняемой средами, ослабляется прилипание нефти к стенкам пор.

Повышение газоотдачи

Повышение газоотдачи газовых пластов достигается за счёт режимных мероприятий и прежде всего своевременной изоляции прорвавшихся вод по отдельным пропласткам. Кроме того, повышение газоотдачи может быть достигнуто путём доведения пластового давления до минимально возможного – отбор газа из скважин под вакуумом.

Повышение конденсатоотдачи в газоконденсатных месторождениях может быть достигнуто путём поддержания пластового давления, т. е. закачкой сухого газа в разрабатываемый пласт.

25. Подземный ремонт скважин.

Комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины, называется подземным ремонтом.

При текущем подземном ремонте проводят следующие работы:

- 1) смена насоса;
- 2) ликвидация обрыва или отвинчивания насосных штанг;
- 3) смена насосно-компрессорных труб или штанг;
- 4) смена уровня погружения подъёмных труб;
- 5) очистка или замена песочного якоря;
- 6) очистка скважины от песчаных пробок;
- 7) очистка скважины от отложений парафина, солей и т. п.

При капитальном ремонте проводят следующие работы:

- 1) изоляция появившейся в скважине воды;
- 2) ликвидация аварии с обсадными трубами (слом, смятие);
- 3) переход на другой продуктивный горизонт;
- 4) ловля оборвавшихся труб, кабеля или какого-либо инструмента;
- 5) разбуривание плотных слежавшихся пробок и т. п.

26. Перечень документации, на основании которой осуществляется ввод месторождения в разработку.

Технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;
- технологические схемы опытно - промышленной разработки;
- технологические схемы разработки;
- проекты разработки;
- уточненные проекты разработки (доработки);
- анализы разработки.

+ должна быть лицензия на право пользования недрами.

Перечень рекомендуемых графических приложений

1. Схема расположения месторождения на местности с указанием основных водных артерий, населенных пунктов, транспортных и нефтегазопроводных коммуникаций.
2. Структурные карты по кровле проницаемой части продуктивных пластов М 1:25000.
3. Сводный геолого-геофизический разрез.
4. Схематические геологические профили продуктивных отложений по линиям пробуренных скважин.
5. Корреляционные схемы по линиям геологических профилей.
6. Карта нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов с нанесением пробуренных скважин М 1:25000.
7. Карты распространения продуктивных пластов с размещенными на них проектными и пробуренными нефтяными и нагнетательными скважинами и сводные схемы размещения скважин по месторождению с контурами нефтегазоносности продуктивных пластов.
8. Графики добычи нефти, жидкости, закачки агентов, темпов выработки запасов нефти, характеристики вытеснения.
9. Таблицы параметров продуктивных пластов, запасов нефти и газа, технико-экономических показателей вариантов разработки.
10. Карты текущего состояния разработки объектов.
11. Карты остаточных запасов нефти.
12. Графики проектных и фактических уровней добычи нефти, жидкости, закачки агентов, обводненности и др.
13. Схемы размещения разведочных и оценочных скважин.
14. Схемы разбуривания объектов разработки, нанесенные на карты нефтенасыщенных толщин.

31. Охрана природы и геологической среды при добыче нефти и газа.

Задача состоит в осуществлении системы мероприятий по предотвращению потерь нефти, газа и конденсата вследствие низкого качества проводки скважин, неправильной разработки нефтяных и газовых залежей и эксплуатации скважин, что приводит к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и непродуктивными горизонтами, нарушению прочности колонны, разрушению нефтегазосодержащих коллекторов и иным явлениям, ухудшающим состояние недр и окружающей среды.

Список литературы

1. Лекции по дисциплине "Геология нефти и газа". ПГУ.
2. И.В. Элияшевский. Технология добычи нефти и газа. "Недра", М.:1976, 256с.
3. Г.С. Абдрахманов. Бурение нефтяных и газовых скважин. "Недра", М.: 1969, 388с.
4. В.М. Муравьев; Н.Г. Серeda. Основы нефтяного и газового дела. "Недра", М.: 1980, 287с.
5. В.М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. "Недра", М.: 1973, 384с.
6. И.Г. Пермяков, Е.Н. Шевкунов. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. "Недра", М.:1971, 342с.
7. Справочник мастера по добыче нефти. Гостоптехиздат, М.: 1958, 244с.
8. А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. Справочник инженера по бурению, т.1,2, "Недра", М.: 1985, 414с.
9. Справочник инженера по бурению, т.1,2, ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. "Недра", М.: 1973, 519с.