

Лекция №2

Методы теплового воздействия на нефтегазоносные пласты

План

1 Нагревание забоя и призабойной зоны

1.1 Сущность процесса

1.2 Нагревательная техника

2 Замораживание призабойной зоны пласта

2.1 Замораживание забоя скважины

2.2 Внутрипластовое замораживание

3 Нагнетание горячих вытеснителей

3.1 Применяемые теплоносители

3.2 Применяемые нагнетатели

4 Воспламенение пласта

5 Выводы

В области теплового воздействия на нефтяной пласт можно выделить следующие основные направления:

- нагревание забоя и призабойной зоны скважины для депарафинизации;
- замораживание призабойной зоны пласта для изоляции вод, повышения трещинной проницаемости для многократного гидроразрыва и пр.;
- нагнетание горячих вытеснителей в пласт для увеличения нефтеотдачи;
- воспламенение пласта;
- использование внутреннего тепла Земли.

1 Нагревание забоя и призабойной зоны

1.1 Сущность процесса. Условия для выпадения кристаллов парафина из нефти в призабойной зоне пласта могут возникать в процессе эксплуатации неглубоких месторождений высокопарафинистой нефти. На больших глубинах, где пластовые температуры достаточно высоки для расплавления парафина, депарафинизация забоя не имеет смысла. Вполне очевидно, что в случае закупорки призабойной зоны пласта кристаллами парафина нагревание призабойной зоны скважины приводит к раскупорке пласта и может дать значительное повышение притока нефти.

Забой скважины нагревают забойными нагревателями различных конструкций — электронагревателями и забойными горелками. Полезная мощность электронагревателей колеблется в пределах от 10 до 100 кВт. Максимальная эффективность теплопроводного нагревателя забоя скважины достигается в состоянии статического равновесия жидкости в призабойной зоне. При наличии притока жидкости происходит вынос тепла в ствол скважины, т. е. конвективное охлаждение нагреваемой зоны, что снижает практически до нуля глубину теплопроводного нагревания пласта.

Приращение забойной температуры в процессе нагревания забоя может быть вычислено по следующей формуле:

$$\Delta T = - \frac{q_0}{4\pi \cdot h \cdot \lambda} e^{-\frac{r_0^2}{4at}},$$

где q_0 – тепловая мощность нагревателя Вт/ч;

h – мощность пласта, м;

λ – теплопроводность пласта, Вт/м·К;

a – температуропроводность пласта, м²/с;

r_0 – радиус скважины, м;

t – время нагревания, ч.

Распределение температур в призабойной зоне можно также определять по этой формуле, если на место радиуса скважины r_0 поставить расстояние r от оси скважины до рассматриваемой точки в пласте.

1.2 Нагревательная техника. Электрические нагреватели спускают в скважину на армированном кабель-тросе, обладающем достаточной механической прочностью и выдерживающем относительно высокие температуры в жидкостной среде. Нагреватели питаются электроэнергией от общей промышленной сети или от специальных передвижных электрогенераторов.

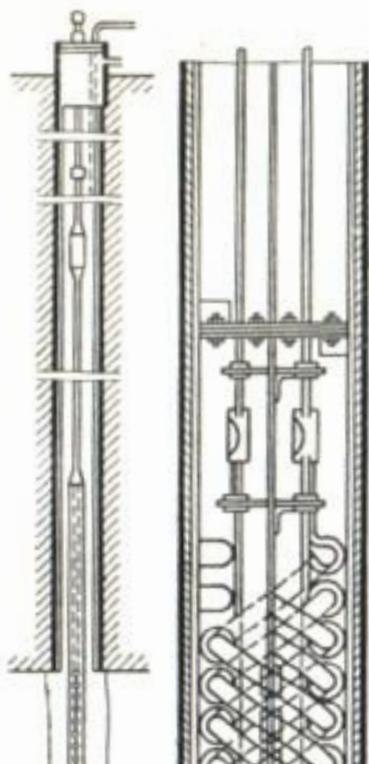


Рисунок 1 - Глубинный
электронагреватель

На рисунке 1 показан забойный электронагреватель, который может эксплуатироваться продолжительное время в скважине при температуре до 725° С. Длина корпуса нагревателя определяется мощностью обрабатываемого нефтеносного пласта.

Корпус его окружен тонкостенным кожухом из термостойкого сплава и состоит из трех секций: нагревательной, теплоизолированной и головной.

В нагревательной секции размещены два спиральных тепловыделяющих элемента. К головной секции крепится колонна протекторных труб для

защиты силового кабеля. Нагреватель работает на переменном токе напряжением 380 В через автотрансформатор, позволяющий регулировать напряжение. На рисунке 2 показан глубинный электрический нагреватель, разработанный ИГ и РГИ.

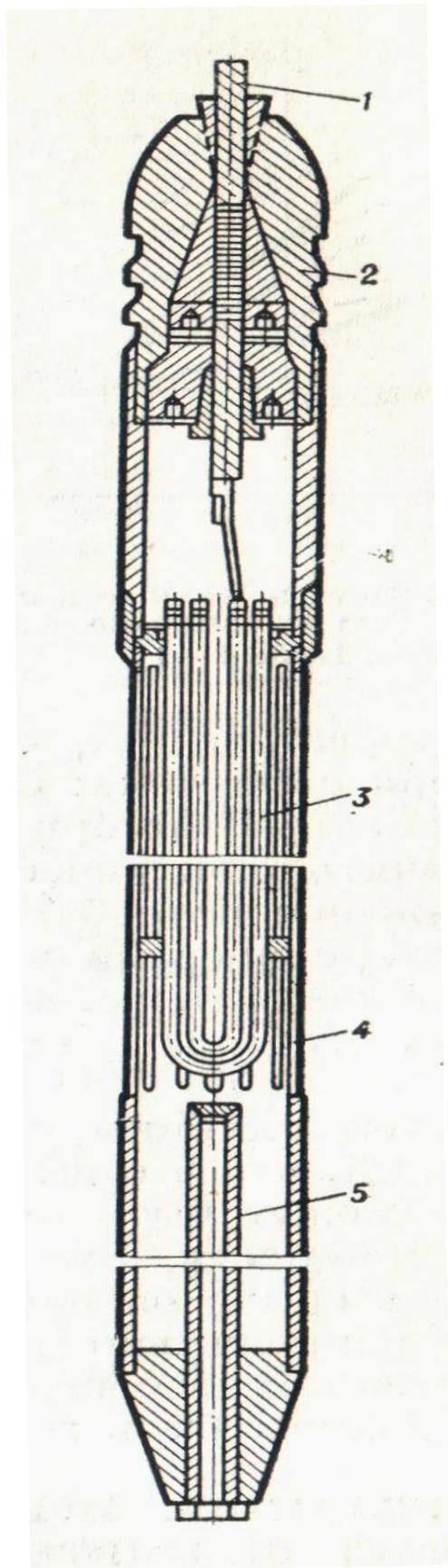
Имеются нагреватели с U-образными и с прямыми элементами мощностью 10,5 и 13,2 кВт (8 и 10 тыс. ккал/ч) соответственно, а также и большей мощности.

Глубинные нагреватели с прямыми элементами представляют собою цилиндр с максимальным диаметром 140 мм и длиной 3030 мм. Состоит он из головной части, хвостовика, нагревательных элементов ЭТ-160 и кожуха. Общая мощность двенадцати элементов длиной по 1600 мм составляет 13,2 кВт (10 тыс. ккал/ч). Рассчитаны нагреватели на напряжение 380 или 660 В.

Для крепления кабеля и герметизации его ввода головная часть нагревателя заливается баббитом или другим ему подобным материалом. Электрические нагреватели снабжены термометрами, размещаемыми в специальных карманах.

Глубинные нагреватели с U-образными элементами представляют собой цилиндр длиной 2605 мм с максимальным диаметром 130 мм. Состоят они из двух основных частей: головной с корпусом головки и нагревательной с кожухом. Электронагреватель выполнен из нескольких U-образных трубчатых элементов типа НММ длиной 3,1 м и общей мощностью 10,5 кВт (8 тыс. ккал/ч). Рассчитан он на напряжение 380 или 660 В.

Необходимо отметить, что тепловая мощность глубинных электрических нагревателей меньше мощности огневых забойных нагревателей. Поэтому



для инициирования горения в мощных коллекторах, содержащих трудноокисляемую нефть с высокой температурой воспламенения, целесообразнее применять огневые нагреватели.

2 Замораживание призабойной зоны пласта

Рисунок 2 – Забойный

электронагреватель с U-образными элементами;

1 – кабель; 2 – головная часть; 3 – трубчатые элементы; 4 – кожух; 5 – термометр.

2.1 Замораживание забоя скважины.

Замораживать забой нужно для того, чтобы, например, создать ледяную пробку для разобщения пластов при испытании скважины, провести селективный гидроразрыв пласта в определенном узком интервале глубин, заморозить стенки водяного или продуктивного горизонтов, создать внутри пласта холодную зону и т. д.

Забой можно заморозить забойным дроссельным нагревателем, если вместо жидкости нагнетать в него соответствующий газ, например метан. Тогда прибор работает по принципу машины Линде как самый простой и надежный холодильник.

Однако осуществление замораживания забоя более сложно, чем нагревание. Для этой цели требуются мощные дожимные компрессорные агрегаты и тщательная очистка газа, чтобы избежать закупорки дроссельного приспособления.

2.2 Внутрипластовое замораживание. В случае нагнетания в пласт газа с большим перепадом давлений возникают реальные возможности для образования внутри пласта холодного кольца заданного диаметра вокруг скважины при сохранении нормальной температуры стенок ствола скважины, что было раньше доказано теоретически.

Явление внутрипластового охлаждения при интенсивном нагнетании в пласт может оказаться в определенных условиях очень полезным, например, при необходимости устойчивого замораживания пластовых вод на определенном расстоянии от забоя скважины, для временной закупорки продуктивных зон, для создания «сухих» зон определенного диаметра при прохождении шахт, при проведении многократного гидроразрыва в отдаленных участках пласта и др.

Рассмотрим механизм внутрислоевого замораживания пласта при нагнетании газа. Нагнетаемый в пласт сухой газ с нормальной забойной температурой сразу же оттесняет воду от стенок скважины вглубь пласта. В призабойной зоне остается некоторая остаточная водонасыщенность, не препятствующая свободной фильтрации газа. Температура в призабойной зоне пласта с ростом расстояния от забоя постепенно понижается. Установившаяся часть кривой распределения температур вокруг забоя скважины до точки минимальной температуры соответствует кривой распределения давлений. Когда зона холода, распространяясь со скоростью конвективного переноса, перейдет через точку нулевой температуры, за пределами этой точки в пласте образуется кольцо замораживания воды, наружный диаметр которого постепенно увеличивается. В пределах зоны замораживания остаточная слоистая вода замораживается, но пути фильтрации для газа остаются все еще открытыми. После наращивания наружного диаметра кольца замораживания до требуемых размеров прекращают нагнетание газа и слоистая вода, устремляясь обратно к забою скважины, попадает снаружи в зону замораживания, где превращается в ледяную стенку, обволакивающую призабойную зону непроницаемым кольцом. Наружным радиусом зоны замораживания задаются в зависимости от количества израсходованного газа; внутренний радиус зоны замораживания зависит от исходной температуры газа у стенок скважины и крутизны воронки депрессии, т.е. от темпов нагнетания газа и проницаемости пласта. Изменение внутреннего радиуса зоны замораживания достигается путем изменения исходной температуры нагнетаемого газа на забое скважины.

Для временной закупорки нефтяных или газовых горизонтов следует предварительно перед охлаждением закачать в призабойную зону пласта определенное количество воды или нефти, застывающей в низких температурах, чтобы создать условия для образования непроницаемой стенки в холодной зоне, после чего можно приступить к созданию зоны замораживания.

Замораживание призабойной зоны пласта создает очень благоприятные условия для улучшения технологии гидроразрыва пласта. Во-первых, в этих условиях в качестве жидкости разрыва можно применять техническую воду, которая в

холодной зоне замерзает и раскрывает трещины; во-вторых, операцию гидроразрыва можно выполнять одним агрегатом, поскольку лед в холодной воде закупоривает все проходные каналы и нет надобности форсировать нагнетание для повышения давления разрыва, и, наконец, процесс гидроразрыва совершается многократно, так как вода в каждой новой трещине замерзает и трещина расклинивается льдом, давление нагнетания повышается до образования новой трещины и т. д. Таким образом, в замороженной зоне пласта должна образоваться система трещин разрыва, существенно повышающая проницаемость пласта.

3 Нагнетание горячих вытеснителей

3.1 Применяемые теплоносители. Тепловая обработка промышленных площадей нефтяных залежей осуществляется путем конвективного переноса тепла в пласте различными теплоносителями. Эффективность тепловой обработки пласта зависит в основном от темпов нагнетания и качества нагнетаемого в пласт агента, который должен быть хорошим теплоносителем и одновременно хорошим вытеснителем нефти.

Наилучшие теплоносители среди технически возможных - вода и пар. Это объясняется их высокой энтальпией (теплосодержанием на единицу массы). Вообще теплосодержание пара выше, чем воды, однако с увеличением давления они приближаются друг к другу. С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Это также указывает на то, что наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления. Следует иметь в виду, что теплосодержание единицы объема пара меньше, чем воды, и особенно при низких давлениях. Однако приемистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды, вследствие меньшей вязкости пара. При движении горячей воды по трубопроводам и пласту происходит ее охлаждение. При движении пара такого снижения температуры не происходит благодаря скрытой теплоте парообразования

и изменению его сухости. Процессы теплового воздействия связаны с потерей теплоты в трубопроводах, скважине и в самом пласте на прогрев кровли и подошвы.

К. п. д. применяемых парогенераторов около 80%. Теплопотери в поверхностных паропроводах оцениваются примерно от 0,35 до 3,5 млн. кДж/сут на каждые 100 м трубопровода. Это сравнительно малая доля, так как современные парогенераторы имеют производительность порядка 250 - 650 млн. кДж/сут. Теплопотери в скважине составляют примерно 1,7 млн. кДж/сут на каждые 100 м длины НКТ. Для снижения потерь теплоты кольцевое пространство заполняют газом (теплопроводность газа меньше теплопроводности жидкости). Расчеты показывают, что при осуществлении мер по снижению потерь теплоты в скважине их можно довести до 2 - 3 % от общего количества теплоты, вводимой в скважину при закачке горячей воды, и до 3 - 5 % при закачке пара на каждые 100 м длины ствола. Потери в стволе скважины существенно ограничивают эффективные глубины залегания пластов для теплового воздействия: для воды 1000 - 1200 м и для пара 700 - 1000 м при максимально возможных темпах закачки теплоносителя. Увеличение скорости закачки почти не сказывается на абсолютной величине теплопотерь, поэтому увеличение темпов закачки приводит к уменьшению доли теплопотерь от общего количества вводимой в пласт теплоты.

Тепловая эффективность воздействия на пласт оценивается отношением накопленной в объеме пласта теплоты Q_n к общему количеству введенной теплоты Q_v . Это отношение называют коэффициентом теплоиспользования. Теплопотери в кровлю и подошву пласта увеличиваются по мере увеличения фронта нагнетания и площади, охваченной теплоносителем.

При уменьшении толщины пласта доля потерь в кровлю и подошву возрастает - коэффициент теплоиспользования уменьшается. Оценки теплопотерь показывают, что по истечении определенного времени потери становятся равными количеству вводимой теплоты и коэффициент теплоиспользования обращается в нуль.

Теплопередача в пласте осуществляется конвективным (поток горячей воды или пара) и диффузионным (за счет теплопроводности пористой среды)

способами. В результате в пласте формируется температурный фронт, перемещающийся в направлении фильтрации теплоносителя. Однако теплоперенос, т. е. движение теплового фронта, и массоперенос, т. е. движение самого теплоносителя в пласте, происходят с разными скоростями вследствие утечки теплоты на нагрев не только самого пласта, по которому происходит фильтрация теплоносителя, но и окружающих пород.

При закачке горячей воды в пласте формируется две зоны: зона с падающей температурой и зона, не охваченная тепловым воздействием, с первоначальной пластовой температурой.

При закачке пара формируется три зоны: первая зона с примерно одинаковой температурой, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне. Вторая зона - зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Третья зона – зона, не охваченная тепловым воздействием, с пластовой температурой.

Вследствие расхода теплоты, содержащейся в теплоносителе, на прогрев пласта и окружающих пород тепловой фронт отстает от фронта вытеснения (теплоносителя), причем, чем меньше толщина пласта, тем отставание больше при прочих равных условиях. Это объясняется тем, что при малой толщине пласта доля потерь теплоты в кровлю и подошву пласта больше и охлаждение теплоносителя происходит быстрее.

3.2 Применяемые нагнетатели. Применяемое оборудование включает парогенераторную или водогрейную установку, поверхностные коммуникации (трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций), устьевое и внутрискважинное оборудование. Воду можно подогревать с помощью серийно выпускаемых нагревательных устройств, паровых и теплофикационных котлов, сетевых подогревателей, экономайзеров и стационарных котельных. Для получения и нагнетания пара в пласт имеются блочные передвижные парогенераторные установки отечественные типа УПГГ-9/120 МУ-1, УПГ-60/160, УПГ-50/60, обеспечивающие теплопроизводительность 22,2—144 ГДж/ч,

паропроизводительность 9—60 т/ч, рабочее давление на выходе 6—16 МПа, степень сухости пара 0,8 при общей массе 38—98 т.

Условиями снижения потерь теплоты и температурными расширениями элементов скважины определяется подбор устьевого и внутрискважинного оборудования, которое включает арматуру устья типа АП (задвижки, устьевой сальник, устьевое шарнирное устройство и стволочной шарнир), колонну НКТ, термостойкий пакер с внутрискважинным компенсатором или устьевым сальником, колонную сальниковую головку. При нагнетании воды с невысокой температурой используется такое же оборудование скважин, как и при заводнении.

При закачке теплоносителя осложнения в эксплуатации скважин могут быть вызваны выносом песка, образованием эмульсий, преждевременными прорывами пара, нагревом обсадной колонны и добывающего оборудования. Для предупреждения этих явлений проводят крепление призабойной зоны, ограничение отборов вплоть до остановок скважин и др.

Так же применяют передвижные парогенераторные установки ППУ-3М (техническая характеристика которой отражена в таблице 1) и ППУ-1200/100.

Таблица 1 – Техническая характеристика установки ППУ-3М

Производительность пара, кг/ч	1000
Максимальное давление пара, МПа	10
Максимальная температура пара, °С	310
Вместимость цистерны для питательной воды, м ³ : на шасси КрАЗ-257 на шасси КрАЗ-255Б	5,5 3,8
Топливо	Дизельное
Расход топлива, кг/ч	До 85
Температура питательной воды не ниже, °С	5
Жесткость питательной воды не выше, мг-экв/л	0,01
Давление в топливной магистрали, МПа	0,1-1,0
База установки	Шасси автомобиля КрАЗ-257 или КрАЗ-255Б

Передвижная парогенераторная установка ППУА-1200/100 (Рисунок 4) выпускается серийно взамен снятых с производства паровых передвижных установок ППУ-3М.

Установка ППУА-1200/100

Она отличается от установки ППУ-3М большей паропроизводительностью, имеет более совершенную конструкцию котла и оснащена системой автоматической защиты котла.

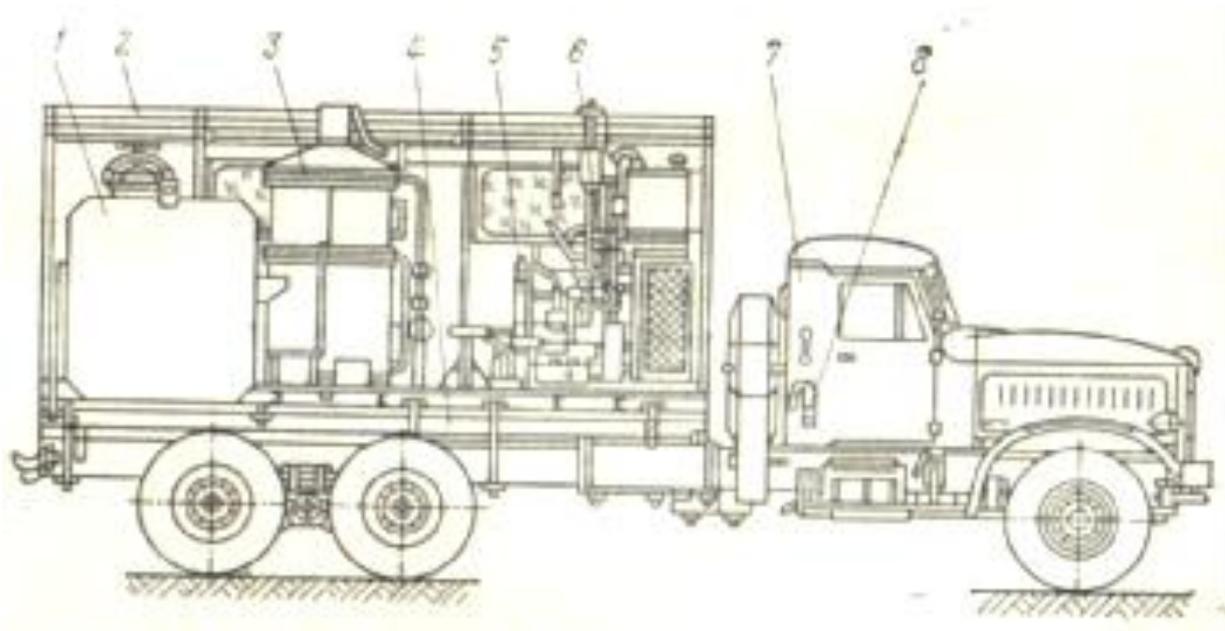


Рисунок 4 – Установка ППУА-1200/100

1- цистерна для воды; 2- кузов; 3- котел паровой; 4- рама с креплением; 5- привод и трансмиссия привода; 6- питательный насос; 7 шасси автомобиля КРАЗ-255Б; 8- огнетушитель.

4 Воспламенение пласта

Создание подвижного фронта горения непосредственно в пласте сокращает потери теплоты и поднимает эффективность теплового воздействия. В пористой среде, насыщенной частично коксоподобными остатками нефти, возможно непрерывное горение при подаче в пласт воздуха в необходимых количествах.

В результате горения в пласте происходит термическая перегонка нефти и унос продуктов разложения в зону перед фронтом горения. Коксоподобные остатки термической перегонки нефти в пористой среде и являются топливом, которое поддерживает очаг горения. Зона горения перемещается от стенок нагнетательной скважины в радиальном направлении. Образующиеся горячие газы проталкивают нефть и воду к добывающим скважинам. В результате создания теплового фронта, температура которого достигает 450...500 °С, происходит следующее:

- Переход в газовую фазу некоторых (наиболее легких) компонентов нефти, насыщающей породу перед фронтом горения.
- Расщепление (крекинг) некоторых углеводородов, составляющих нефть.
- Горение коксоподобного остатка, образовавшегося в результате крекинг-процесса.
- Плавление парафинов и асфальтенов в порах породы.
- Переход в паровую фазу пластовой воды, находящейся перед фронтом.
- Уменьшение вязкости нефти перед фронтом в результате ее нагревания и смешивания с легкими фракциями нефти, переносимыми потоком газов от фронта горения.
- Конденсация продуктов перегонки нефти и образование подвижной зоны повышенной нефтенасыщенности перед фронтом горения по мере снижения температур.
- Образование сухой выгоревшей массы пористой породы часто с разрушенными связями между твердыми частицами вследствие термического воздействия за фронтом горения.

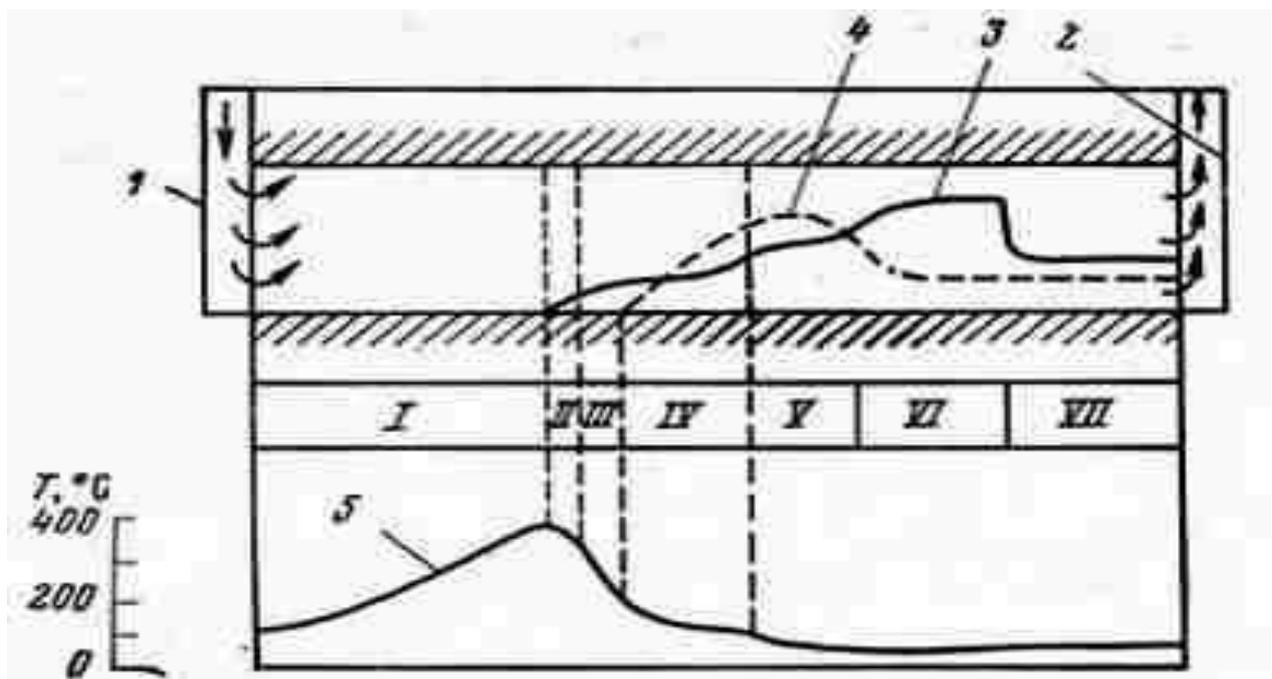


Рисунок 5 – Схема внутрислоевого горения:

- 1 – нагнетательная скважина (воздух); 2 – добывающая скважина; 3 – распределение нефтенасыщенности; 4 – распределение водонасыщенности; 5 – распределение температуры.

При внутрипластовом горении в пласте формируется несколько зон.

I. Выгоревшая зона со следами несгоревшей нефти или кокса, в которой закачанный воздух нагревается теплотой, оставшейся в этой зоне после прохождения фронта горения.

II. Зона горения, в которой максимальная температура достигает 300 - 500 °С. Теплота в этой зоне передается главным образом за счет конвекции.

III. Зона испарения, в которой происходит разгонка нефти на фракции и крекинг остаточной нефти в результате ее нагрева горячими газами, поступающими из зоны горения. Пластовая и связанная воды в этой зоне превращаются в пар сухой или влажный в зависимости от температуры и давления в пласте.

IV. Зона конденсации, в которой происходит конденсация углеводородов и паров воды вследствие понижения температуры. Нефть и вода проталкиваются к добывающим скважинам несконденсировавшимися газами и газами, образовавшимися в результате горения, такими как CO₂, CO и N₂.

V. Зона увеличенной водонасыщенности, содержащая все три компонента - нефть, воду и газы.

VI. Зона увеличенной нефтенасыщенности, образующаяся в результате перемещения нефти из предыдущих зон и содержащая маловязкую нефть вследствие обогащения ее легкими фракциями углеводородов. Температура в этой зоне близка к первоначальной.

VII. Невозмущенная зона, в которой пластовая температура практически остается первоначальной, а поэтому и вязкость вытесняемой нефти низкой.

Термодинамический и гидродинамический расчеты процесса внутрипластового горения представляют сложную задачу, но в специальной литературе имеются приближенные методы расчета параметров процесса. Горение в пласте происходит в результате выгорания коксоподобного остатка, крекинга и разгонки нефти, на что расходуется от 5 до 15% запасов пластовой нефти. Это количество зависит от пластовых параметров, химического состава нефти и других факторов. Экспериментально определяется количество коксового остатка на единицу объема пласта. Затем расчетным путем или также экспериментально

определяется количество окислителя (воздуха), необходимого для сжигания единицы массы коксового остатка. Причем считается, что не весь кислород воздуха используется на процесс, а только часть. Это учитывают введением коэффициента использования воздуха, равного 0,8 - 0,9. По мере расширения фронта горения в пласте количество нагнетаемого воздуха соответственно должно увеличиваться.

Горение коксоподобного остатка нефти происходит при температуре около 375 °С. Для поддержания такой температуры, а следовательно, непрерывного горения необходимо сжечь от 20 до 40 кг кокса на 1 м³ породы. Такое количество кокса могут дать только тяжелые нефти с относительной плотностью выше 0,870. Легкие нефти не дают нужного для процесса количества коксоподобного остатка. С другой стороны, очень тяжелые нефти, с относительной плотностью свыше 1, также приводят к неэффективности процесса, поскольку в этом случае содержание кокса в нефти чрезмерно велико и объем вытесняемой нефти может оказаться незначительным.

Для сжигания 1 кг кокса требуется примерно 11,3 м³ воздуха при 100%-ном использовании кислорода воздуха. Однако для расчетов принимают коэффициент использования от 70 до 90 %. Таким образом, для обеспечения процесса горения на 1 м³ породы, содержащей от 20 до 40 кг кокса, потребуется примерно от 325 до 500 м³ воздуха.

Воспламенение кокса в пласте происходит либо принудительно, либо самопроизвольно. Так, например, на залежи нефти Павлова Гора на одном участке фронт горения был создан самопроизвольно после прокачки около 600 тыс. м³ воздуха в течение 66 сут (около 4-х месяцев с учетом перерывов). Для ускорения процесса на другом участке инициирование горения в пласте было осуществлено с помощью забойной газовой горелки в течение 54 ч. За это время на забое было введено около 25 млн. кДж теплоты. Для розжига пласта используются также забойные электронагреватели и зажигательные химические смеси. Дальнейшее поддержание горения осуществляется закачкой необходимого количества окислителя - воздуха.

Различают прямоточный процесс внутрипластового горения и противоточный. При прямоточном процессе очаг горения перемещается по пласту в направлении нагнетаемого воздуха, т.е. от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным. В этом случае пласт разжигается со стороны нагнетательной скважины. Считается, что прямоточный процесс горения эффективен при сравнительно легких нефтях. Нефть вытесняется по всему пласту впереди фронта горения при температурах, близких к пластовой, что является недостатком. При противоточном процессе очаг горения перемещается по пласту в направлении, противоположном нагнетаемому воздуху, т. е. От эксплуатационных скважин к нагнетательной. В этом случае нефть разжигается на забоях эксплуатационных скважин при последующей подаче окислителя через центральную нагнетательную скважину. При этом прогретая зона остается не за фронтом горения, как при прямоточном процессе, а перед ним, что способствует более эффективному вытеснению нефти.

Кроме того, различают сухое и влажное и сверхвлажное внутрипластовое горение. Сухое горение осуществляется при подаче окислителя атмосферного воздуха, практически не содержащего водяных паров. При влажном горении на 1 м³ воздуха добавляется около 1 л воды. При сверхвлажном горении содержание воды доводится до 5 л.

Учитывая, что при генерации пара в зоне внутрипластового очага горения при испарении связанной воды пар способствует наиболее полному вытеснению нефти из плохо проницаемых зон, предложено в нагнетаемый воздух добавлять некоторое количество распыленной влаги для генерации пара в зоне горения.

При избытке кокса и при малом количестве связанной воды такое мероприятие может привести к некоторому понижению температуры в зоне горения и переносу теплоты в зону, расположенную впереди фронта горения, за счет испарения воды и последующей ее конденсации. Кроме того, добавление некоторого количества воды снижает удельный расход воздуха, а следовательно, и мощности компрессорной станции. Имеются данные, указывающие, что при влажном горении удается снизить удельный расход воздуха в 1,5 - 3 раза.

Контроль за процессом горения в пласте осуществляется как с помощью измерения температур на забоях добывающих и специальных наблюдательных скважин, так и путем анализа выходящих газов, главным образом на содержание в них CO_2 .

Глубинные газовые горелки, используемые для возгорания нефти, содержащейся в нефтяном пласте, подразделяются следующим образом:

1) инъекционные — топливо и окислитель подаются к горелке отдельно, затем окислитель инжектируется в горелку в количестве, необходимом для полного сжигания газа;

2) смесительные — горючая смесь поступает в горелку в подготовленном виде;

3) беспламенные — горючая смесь сжигается в керамических насадках различной конструкции.

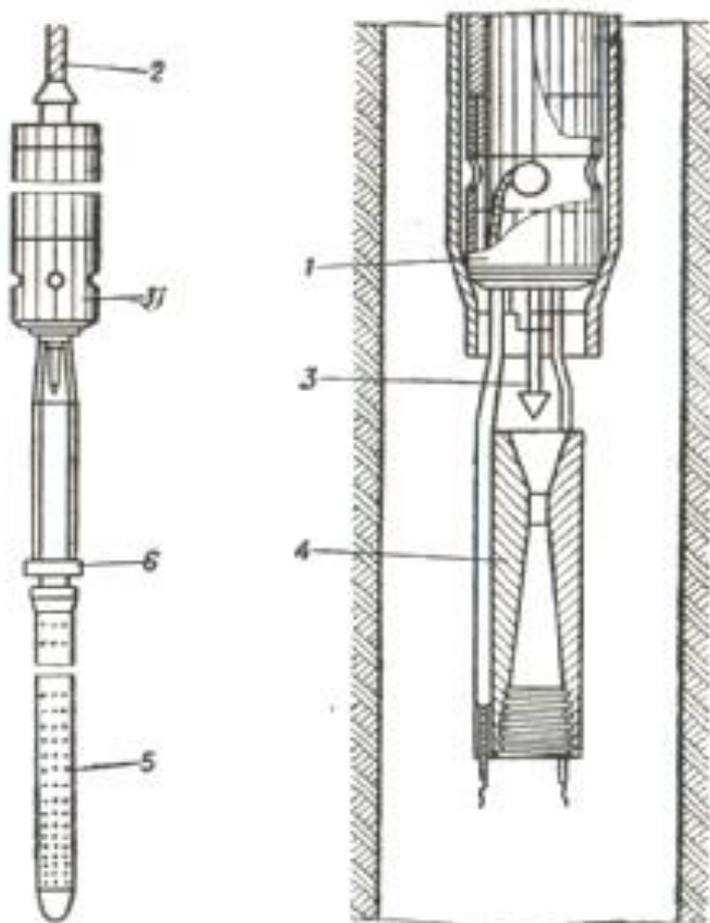


Рисунок 3 – Глубинный газоздушный
огневой нагреватель.

Имеются и другие виды газогорелочных устройств: диффузионные, микрофакельные и т. д., отличающиеся некоторыми особенностями.

Спуск нагревателей на забой зажигательной скважины обычно производится с помощью труб, троса или каната (в зависимости горелочного устройства).

На рисунке 3 показан глубинный газоздушный огневой нагреватель, состоящий из газозаборной камеры 1 с соплом 3, эжектора 4 и перфорированной трубы 5, на верхнем конце которой

смонтировано (снаружи) зажигающее устройство 6.

Нагреватель опускается в насосно-компрессорные трубы на канате 2. Его газозаборная камера с приемными отверстиями устанавливается в нижней части насосно-компрессорной колонны, которая одновременно служит для подачи горючего газа. Газ из газозаборной камеры через приемные отверстия и сопло 3 направляется в эжектор 4, где смешивается с инжектируемым воздухом, поступающим из межтрубного пространства. Газовоздушная смесь после прохождения через перфорированный хвостовик, длина которого около 4,5 м, поджигается с помощью устройства 6 (электрического или химического действия). Для стабилизации горения и равномерного распределения пламени по всей длине хвостовик окружен перфорированным металлическим кожухом.

Сопло 3 направляется в эжектор 4, где смешивается с инжектируемым воздухом, поступающим из межтрубного пространства. Газовоздушная смесь после прохождения через перфорированный хвостовик, длина которого около 4,5 м, поджигается с помощью устройства 6 (электрического или химического действия). Для стабилизации горения и равномерного распределения пламени по всей длине хвостовик окружен перфорированным металлическим кожухом.

Поток воздуха-окислителя нагнетается по кольцевому межтрубному пространству зажигательной (нагнетательной) скважины. Часть его инжектируется в газовую горелку, а остальной поток направляется вдоль хвостовика горелки на забой, где обеспечивает полное сгорание топлива и участвует в окислении пластовой нефти. Нагреватель повышает температуру на забое скважины до 260 °С в течение суток.

5 Выводы

В ходе лекции были рассмотрены наиболее часто применяемые методы теплового воздействия на нефтегазоносные пласты. Даны характеристики каждого описанного способа, приведены их достоинства и недостатки. Освещены образцы используемой техники.

Литература

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1977 год.
2. Чекалюк Термодинамика нефтяного пласта. - М. : Недра, 1965. - 238 с. : ил.
3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов М.: Недра, 1983, 510 с.