Методы увеличения нефтеотдачи

Лекция 3

Состояние призабойных зон скважин. Кальмотация. Скин-фактор

Состояние призабойной зоны в процессе разработки характеризуется процессом кальмотации.

Кальмотацией призабойной зоны называется процесс ухудшения ее фильтрационно-емкостных свойств, вследствие разбуривания, эксплуатации залежи, а также других естественных процессов, протекающих на всех стадиях «жизни» месторождения.

Причины изменения фильтрационных свойств призабойной зоны достаточно разнообразны, однако к основным можно отнести

1) Кальматирование буровым раствором Проникновение фильтрата бурового раствора сокращает эффективную проницаемость в призабойной зоне. Буровой фильтрат может вызвать разбухание глин, что приведет к повреждению.;

2) Осаждение солей из-за несовместимости пластовой и нагнетаемой воды. Закачиваемая вода может быть «грязной» – мелкие частицы могут закупорить отверстия перфораций. Закачиваемая вода может быть несовместимой с пластовой водой – может вызвать образование осадков и закупорить отверстия перфораций. Также закачиваемая вода может оказаться несовместимой с глинистыми минералами пласта; вода может дестабилизировать некоторые глины, вызывая движение мелких частиц и закупоривая отверстии перфораций.

3) Разрушения естественного цемента пласта и вынос его в призабойную зону. В нефтеносном пласте околоскважинное давление может быть ниже давления насыщения. При этом происходит выделение свободного газа, который снижает эффективную проницаемость по нефти в околоскважинной зоне. Кроме того под действием перепада давления может наблюдаться процесс разрушения пород и, как следствие, вынос песка к забою добывающей скважины.

4) Отложение АСПО. Выпадение осадков на стенках скважины в виде отложений парафина и смол также снижает проницаемость призабойной зоны пласта, что снижает дебит скважины.

Гидравлический разрыв пласта

- **Гидравлическим разрывом** называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

- **Задачи решаемые при гидроразрыве**

  а) создание трещины

  б) удержание трещины в раскрытом состоянии

  в) удаление жидкости разрыва

  г) повышение продуктивности пласта

Создание трещины

Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии

Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Удаление жидкости разрыва

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Повышение продуктивности пласта

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Цель гидравлического разрыва

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели :

1) Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности.

2) Создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

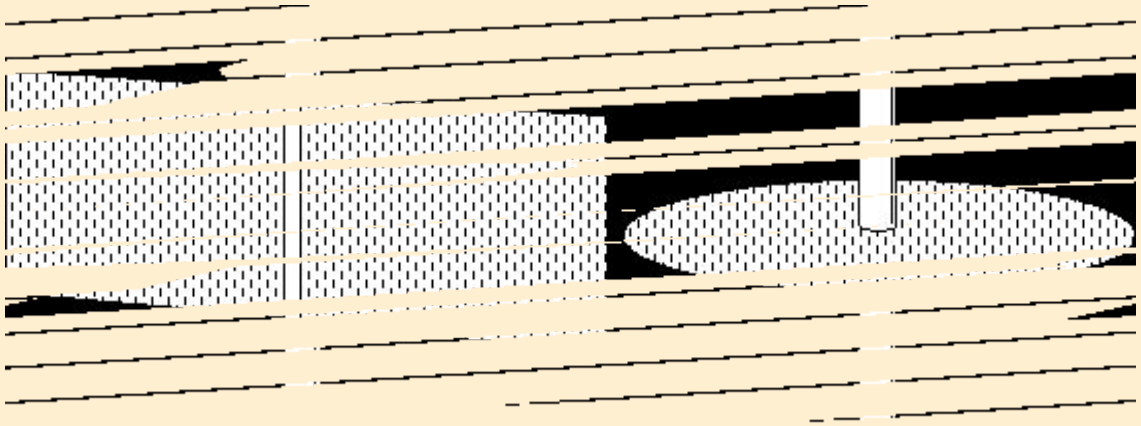
Низкая проницаемость. Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10 мД) пластах создается высоко - проницаемый канал (100 - 1000 Д) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Направление трещины разрыва.

Трещина разрыва может быть сориентирована в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Вертикальный разрыв. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

Горизонтальный разрыв. Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения.



Жидкости разрыва

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует учитывать ряд факторов.

Совместимость с пластом и пластовыми жидкостями.

1) Нарушение проницаемости пласта

При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из - за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва еще ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

2) Нарушение проницаемости песчаной пробки

Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

3) Пластовые жидкости

Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

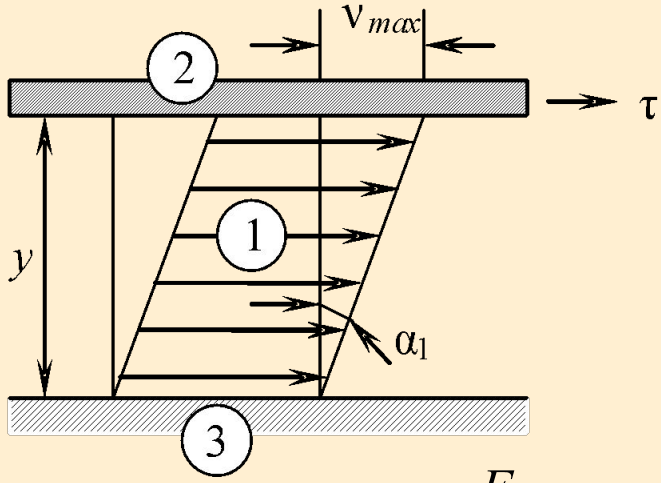
Виды жидкостей

Жидкости на водной основе. Жидкости разрыва на водной основе используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы гидроразрывов когда жидкости на нефтяной основе использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд приемуществ над жидкостью на нефтяной основе.

1. Жидкости на водной основе экономичнее. Базовый компонент - вода намного дешевле чем нефть, конденсат, метанол и кислота.
2. Жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол.
3. Эти жидкости невоспламеняемы ; следовательно они не взрывоопасны.
4. Жидкости на водной основе легко доступны.
5. Этот тип жидкости легче контролируется и загущаются.

Линейные жидкости разрыва. Необходимость загущения воды чтобы помочь транспортировать расклинивающий материал (проппант), уменьшить потерю жидкости, и увеличить ширину трещины является очевидной. Первый загуститель воды был крахмал. В начале 1960-х была найдена замена - гуаровый клей - это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых, редких случаях полиакриламиды.

Сшивающиеся жидкости разрыва. Впервые были использованы в конце 1960-х, когда было уделено большое внимание ГРП. Развитие этого типа жидкости решило много проблем которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. В результате сшивки реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается связывая вместе различные молекулы полимера в структуру. Первой соединяющейся жидкостью был гуаровый клей. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х состоял из 9586 г/м3 гуарового сшивателя с боритовой сурьмой. Сурьмовая среда была с относительно низким показателем pH в жидкости разрыва. Боровая среда была с высоким показателем pH. Также было разработано много других жидкостей этого типа, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе,и марганце. Дополнительно в конце 1960-х , начале 1970-х годов стали использовать соеденитель на основе КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза) и некоторые типы соеденителя на основе гидрокситилцеллюлозы, хотя последний был дорогостоящим. С разработкой гидроксипропилового гуара и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозных полимеров, также было разработано новое поколение сшивателей. Полимерные молекулы сшивателя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера. Это теоретезирует что эта температурная стабильность происходит из снижения термальной нестабильности молекулы в результате ее самой однородной природы и некоторой защищенности от гидролиза, окисления или других реакций деполимеризации которые могут случиться. Сшитые полимеры хотя и увеличивают кажущуюся вязкость жидкости на несколько порядков, но обязательно вызывают трение при давлении увеличивающееся на некоторую степень при операциях закачки. Эти системы были недавно модифицированы замедлителем.



1 Система, подвергаемая сдвигу

2 Движущаяся плоскость с площадью A

3 Неподвижная плоскость

Напряжение сдвига, Па $\tau = \dfrac{F}{A}$

Под действием напряжения сдвига формируется характерная картина послойного распределения скоростей в слое жидкости. Максимальная скорость течения v_{max} наблюдается у границы раздела жидкости и движущейся плоскости. По мере удаления от подвижной плоскости скорость течения снижается, и на расстоянии y от нее, на границе с неподвижной плоскостью, $v_{min} = 0$. Такое распределение скоростей характерно для *ламинарного течения*, при котором слои жидкости бесконечно малой толщины скользят друг относительно друга. Относительно верхней и нижней плоскости один ламинарный слой смещается по отношению к другому на некоторую часть общего сдвига всего слоя жидкости. Градиент скорости поперек зазора называется *скоростью сдвига*:

$$\gamma = \frac{dv}{dy}$$

- Основной закон вискозиметрии, описывающий ламинарное течение идеальной жидкости, был сформулирован Ньютоном:

$$\tau = \eta \dot{\gamma}$$

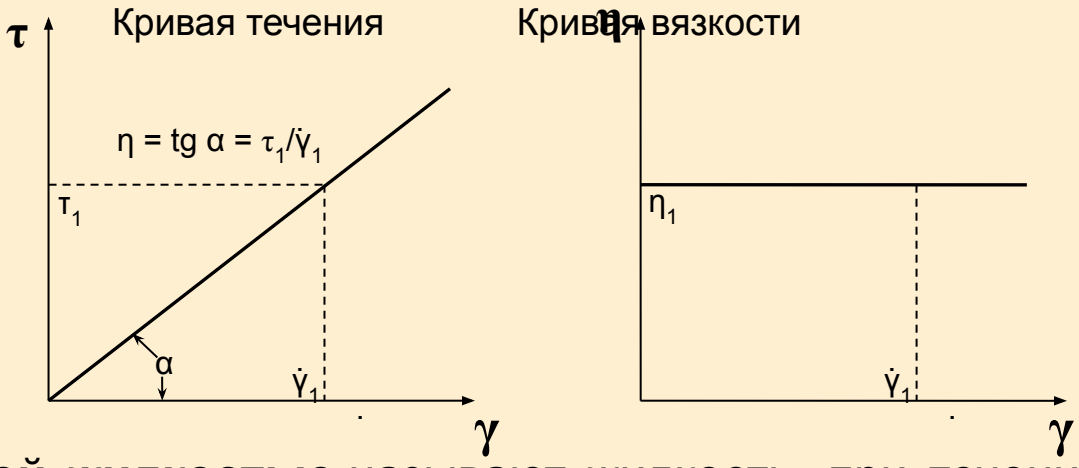
- где η – вязкость (Па·с), полностью характеризующая реологические свойства системы при ламинарном течении.
- Среды, вязкость которых не зависит от напряжения сдвига, называются **ньютоновскими**, или нормальными.
- Упругая деформация сдвига подчиняется закону Гука:

$$\tau = G\frac{dL}{dy} = G\gamma$$

- где *G* – модуль сдвига, который связан с жесткостью твердого тела; γ – относительная деформация сдвига.

- Сравнение соотношений позволяет заключить, что основное различие упругого твердого тела и ньютоновской жидкости заключается в том, что сдвиговое напряжение в твердом теле пропорционально деформации, а в жидкости – скорости деформации. Под действием сдвигового усилия твердые тела деформируются, а жидкие – текут. Параметры G и η являются коэффициентами, характеризующими природу тела, подвергаемого сдвигу

- **Ньютоновская жидкость** — жидкость, подчиняющаяся в своём течении закону вязкого трения Ньютона, то есть касательное напряжение и градиент скорости в такой жидкости линейно зависимы. Коэффициент пропорциональности между этими величинами известен как вязкость.



- **Неньютоновской жидкостью** называют жидкость, при течении которой её вязкость зависит от градиента скорости. Обычно такие жидкости сильно неоднородны и состоят из крупных молекул, образующих сложные пространственные структуры.

  Простейшим наглядным бытовым примером может являться смесь крахмала с небольшим количеством воды. Чем быстрее происходит внешнее воздействие на взвешенные в жидкости макромолекулы связующего вещества, тем выше её [жидкости] вязкость.

Степенной закон вязкости жидкости — это соотношение для неньютоновских жидкостей, согласно которому напряжение сдвига *τ* даётся формулой

$$\tau = K(\partial v/\partial y)^n$$

где:

- *K* — это коэффициент густоты потока (Па·с^n),
- *∂v/∂y* — градиент скорости вдоль оси, перпендикулярной к плоскости сдвига слоёв жидкости (с$^{-1}$)
- *n* — показатель поведения жидкости (безразмерный).

Величина $\eta_{eff}=K(\partial u/\partial y)^{n-1}$ представляет собой кажущуюся или *эффективную вязкость* как функцию градиента скорости (Па·с).

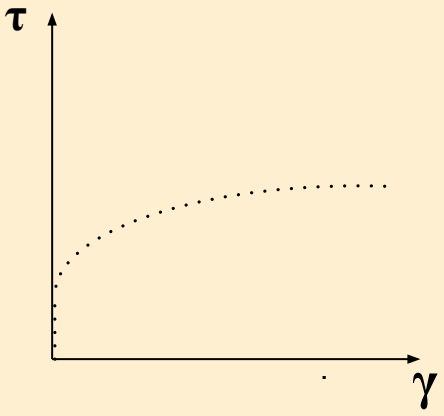
Известен также как степенной закон *Оствальда-де Вела*. При *n* меньших единицы, степенной закон предсказывает, что эффективная вязкость должна беспредельно уменьшаться при увеличении градиента скорости, становясь равной нулю, когда градиент скорости стремится к бесконечности, и с другой стороны, вязкость должна была бы стремиться к бесконечности, когда жидкость находится в покое. Однако реальные жидкости имеют максимум и минимум эффективной вязкости, которые зависят от законов физической химии на молекулярном уровне.

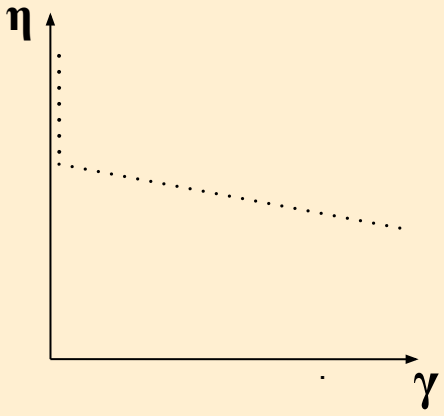
Жидкости, поведение которых описывается степенным законом, могут быть подразделены на три разных типа жидкостей, в зависимости от их показателя поведения:

n	Тип жидкостей
<1	Псевдопластические
1	Ньютоновские жидкости
>1	Дилатантные жидкости

Вязкопластичные жидкости

Вязкопластичная жидкость – жидкость, обладающая вязкопластичными свойствами с присущей особенностью – <u>пределом текучести</u>.

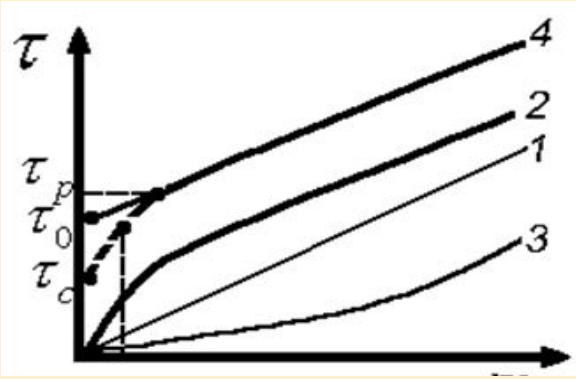




Примерами веществ с пределом текучести являются буровые растворы для нефтяных скважин, натуральный каучук, зубная паста и губная помада, а также нефть, содержащая сетку из кристаллов парафина или частиц асфальтенов.

С достаточным основанием пластичные жидкости могут быть отнесены как к жидкостям, так и к твердым телам. В основном это дисперсии, у которых в состоянии покоя молекулы и частицы могут образовывать пространственную сетку. Силы, формирующие ее (силы Ван-дер-Ваальса, полярные взаимодействия и др.) ограничивают перемещение элементов объема и придают этому материалу характер твердого тела с бесконечно высокой вязкостью. Если внешние силы меньше сил, формирующих сетку, твердый материал будет деформироваться упруго. Когда внешние силы будут достаточными для преодоления сил, формирующих сетку, т.е. превысит порог напряжения сдвига, называемый «пределом текучести», сетка разрушится, элементы объема смогут необратимо занять новое положение, и твердое тело превратится в жидкое.

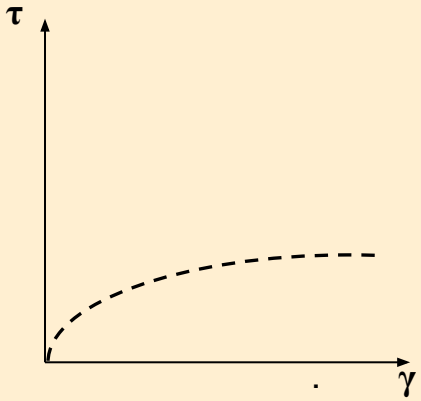
- Идеальное вязкопластичное течение описывается прямой 4, тангенс угла наклона которой к оси скорости сдвига численно равен пластической вязкости. Течение таких жидкостей (нефтей, водонефтяных эмульсий) начинается только после того, как напряжение сдвига превысит некоторый предел. При этом структура полностью разрушается и жидкость течет затем как ньютоновская.

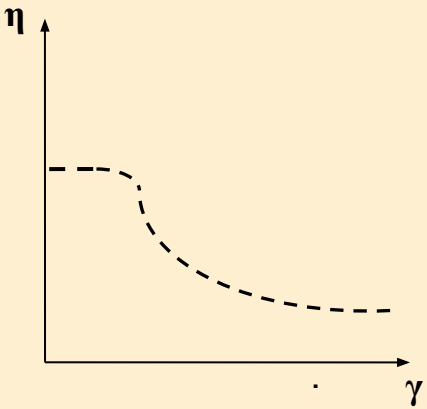


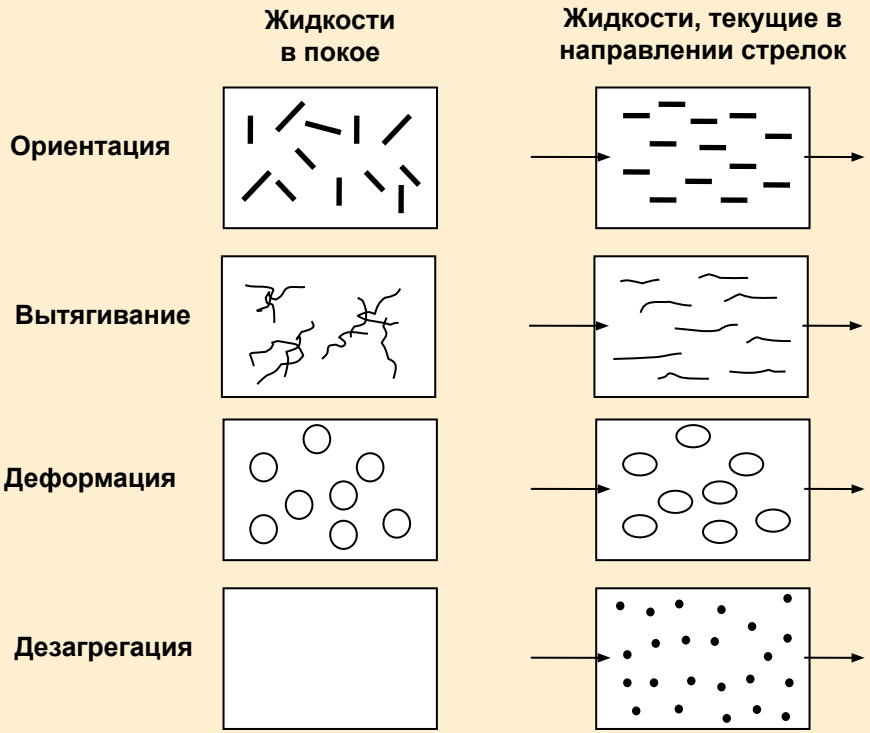
- ∂ v / ∂ y

Псевдопластичные жидкости

Псевдопластические жидкости – жидкости, проявляющие псевдопластический характер течения при определенных величинах напряжения и скорости сдвига: вязкость этих жидкостей снижается при возрастании скорости сдвига

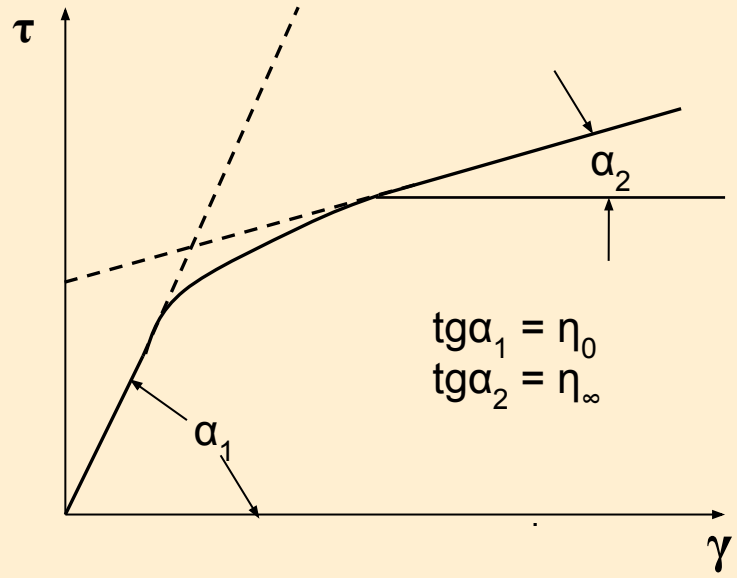




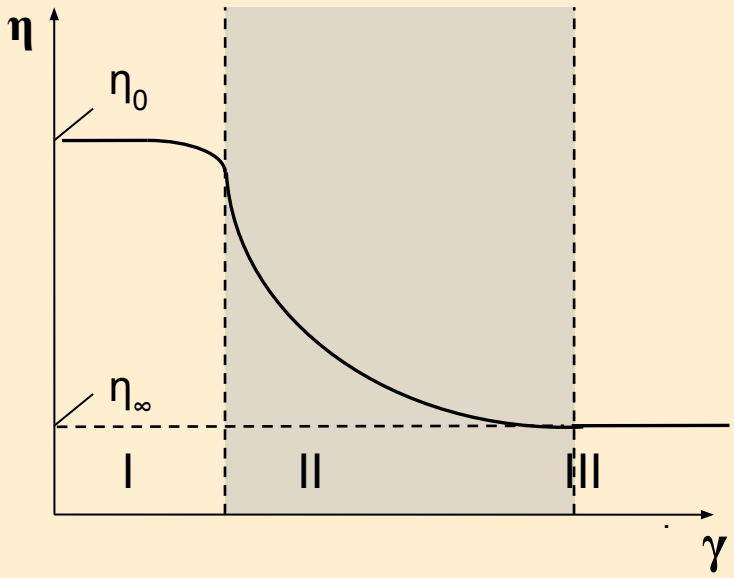


Модель псевдопластичной жидкости применяется, в частности, для описания растворов и расплавов полимеров.

Кривая течения



Кривая вязкости



Зависимость напряжения сдвига и вязкости от скорости сдвига псевдопластичных жидкостей

I – первая ньютоновская область: вязкость η_0 еще не зависит от скорости сдвига;

II – область падения вязкости в результате ориентации молекул или частиц;

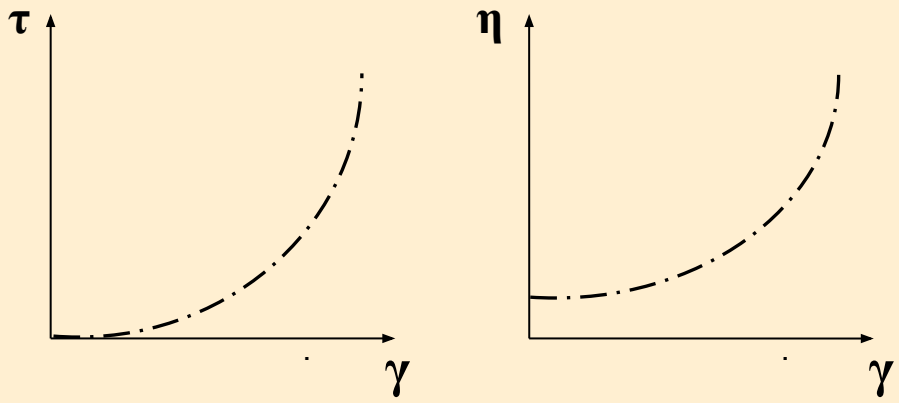
III – вторая ньютоновская область: вязкость η_∞ остается постоянной, не зависящей от дальнейшего возрастания скорости сдвига.

Если жидкость продолжает сохранять способность к течению при сколь угодно малых напряжениях сдвига, но по мере увеличения скорости сдвига в жидкости происходит разрушение еще слабых связей между ассоциатами, упорядочение взаимного положения и ориентация частиц относительно направления потока. Все это приводит к относительному уменьшению прилагаемого к жидкости напряжения сдвига т и кривая течения 2 становится обращенной выпуклостью к оси $\partial v/\partial y$. Такие жидкости называются **псевдопластичными**.

Псевдопластичность — это свойство, при котором вязкость жидкости уменьшается при увеличении напряжений сдвига.

Дилатантные жидкости

Дилатантный характер течения – возрастание вязкости по мере увеличения скорости сдвига.



Дилатантные жидкости содержат жидкую фазу в таком количестве, чтобы она могла заполнить пустоты между частицами твердой фазы, находясь в состоянии покоя (или при очень медленном течении), и при этом обнаруживают свойства, близкие к ньютоновским жидкостям. При увеличении градиента скорости частицы твердой фазы начинают быстрее перемещаться относительно друг друга и объем суспензии начинает увеличиваться. При этом жидкости уже недостаточно для заполнения увеличившейся порозности и кажущаяся вязкость увеличивается. Такой тип течения характерен для суспензий с большим содержанием твердой фазы.

Дилатантные жидкости, так же как и псевдопластики, не имеют предела текучести, однако их эффективная вязкость постепенно увеличивается с возрастанием скорости сдвига.

Дилатантные жидкости проявляют реологические свойства, противоположные свойствам псевдопластиков. Кривая течения 3 имеет типичную для этого случая форму. Кажущаяся вязкость дилатантных жидкостей возрастает с увеличением скорости сдвига.

Дилатантные жидкости, сходны с псевдопластическими тем, что в них тоже нет начального напряжения сдвига.

Несущая способность жидкости по проппанту.

Несущая способность по проппанту является функцией подачи насоса, вязкости, концетрации песка и трения о поверхность трещины разрыва. Во время гидроразрыва на проппант действуют как вертикальная, так и горизонтальная составляющие вектора скорости. Горизонтальная составляющая обычно гораздо больше вертикальной, благодоря чему проппант перемещается вместе с жидкостью. Как только работа насоса прекращается, проппант будет оседать до тех пор, пока трещина не сомкнется.

Полимерсшитые жидкости имеют очень большую вязкость и образуют с проппантом почти идеальную суспензию, что позволяет заполнить проппантом весь объем трещины. В маловязких системах, например, в жидком CO_2 , для получения взвеси частиц проппанта используется турбулентоность.

Трение.

При проведении гидроразрыва до половины мощности механизмов, сосредоточенных на площадке, может затрачиваться на преодоление трения в НКТ. Некоторые жидкости проявляют большую силу трения, чем другие. Кроме того, трение тем выше, чем меньше диаметр труб. Учет трения жидкости и требования по расходу при проектировании гидроразрыва не менее важны, чем ограничение по давлению или совместимость с пластом. На основании информации по большому количеству гидроразрывов были составлены графики давления, которые помогут при проектировании энергетических потребностей процесса.

Безопасность.

При выборе жидкости разрыва помимо опасности высокого давления, присутствующего при любом ГРП, следует учитывать также пожароопасность и токсичность жидкости.

Расклинивающие материалы (проппанты)

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

1) типа, размера и однородности проппанта;
2) степени его разрушения или деформации;
3) количества и способа перемещения проппанта.

Некоторые наиболее употребительные размеры проппантов :

Типы проппантов.

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других.

Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны.

1) *Керамические проппанты*

Существует два типа керамических проппантов : агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит - это высокопрочный проппант. Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85% Al_2O_3 . Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

2*) Керамики промежуточной плотности*

Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния - выше, а удельная плотность составляет 3,15. При давлениях до 80 Мпа по проницаемости они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

3) *Керамики низкой плотности*

Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49% Al_2O_3 , 45% SiO_2 , 2% TiO_2 и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72 , то-есть они наиболее распространенные проппанты благодаря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка.

Техника и технология проведения ГРП

Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы :

• геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);

• характеристики геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);

• свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов.

Создание оптимальной технологии ГРП подразумевает соблюдение следующих критериев:

- обеспечение оптимизации выработки запасов месторождения;
- максимизация глубины проникновения проппанта в трещину:
- оптимизация параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;
- минимизация стоимости обработки;
- максимизация прибыли за счет получения дополнительной нефти и газа.

В соответствии с этими критериями можно выделить следующие этапы оптимизации проведения ГРП на объекте:

1. Выбор скважин для обработки с учетом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимизацию добычи нефти и газа при минимизации затрат.
2. Определение оптимальной геометрии трещины - длины и проводимости с учетом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удаленности скважины от газо- или водонефтяного контакта.
3. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов.
4. Подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчет объема и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами.
5. Подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учетом характеристик пласта, проппанта и геометрии трещины.
6. Расчет необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.
7. Расчет экономической эффективности проведения ГРП.

Процесс проведения гидроразрыва пласта

Процесс обработки занимает несколько этапов:

- Исследование скважины, в ходе которого определяется ее способность к поглощению, устойчивости к давлению и другие параметры.
- Очистка скважины. Для этого применяют дренажные насосы и промывают ствол, чтобы свойства фильтрации в призабойной области были достаточными для дальнейшей работы. Также скважина может быть обработана соляной кислотой, чтобы условия для формирования трещин от разрыва были оптимальны.
- Спуск в скважину труб для подачи жидкости в забой. Обсадная колонна оснащается пакером и гидроякорем для того, чтобы давление не деформировало трубу. Устье оснащается головкой для подсоединения оборудования, которое необходимо для нагнетания промывочной жидкости.
- Сам гидроразрыв производится посредством нагнетания жидкости до того времени, пока в пласте не появятся трещины. Сразу после гидравлического воздействия требуется закачать жидкость на высокой скорости.
- Устье перекрывается, скважину не трогают до уменьшения показателей давления.
- Промывка скважины после гидравлического разрыва и освоение.

При небольшой глубине гидроразрыв пласта может быть осуществлен без труб НКТ либо без предохранителя. В первой ситуации нагнетание производится по обсадным трубам, а во второй оно может быть организовано и по кольцу вокруг них. Данная методика позволяет минимизировать потери в показателях давления, если в процессе используется жидкость очень густой консистенции. Кроме того, для некоторых скважин проводят многоступенчатый разрыв, при котором разные пласты получают трещины, благодаря чему их проницаемость сильно возрастает.

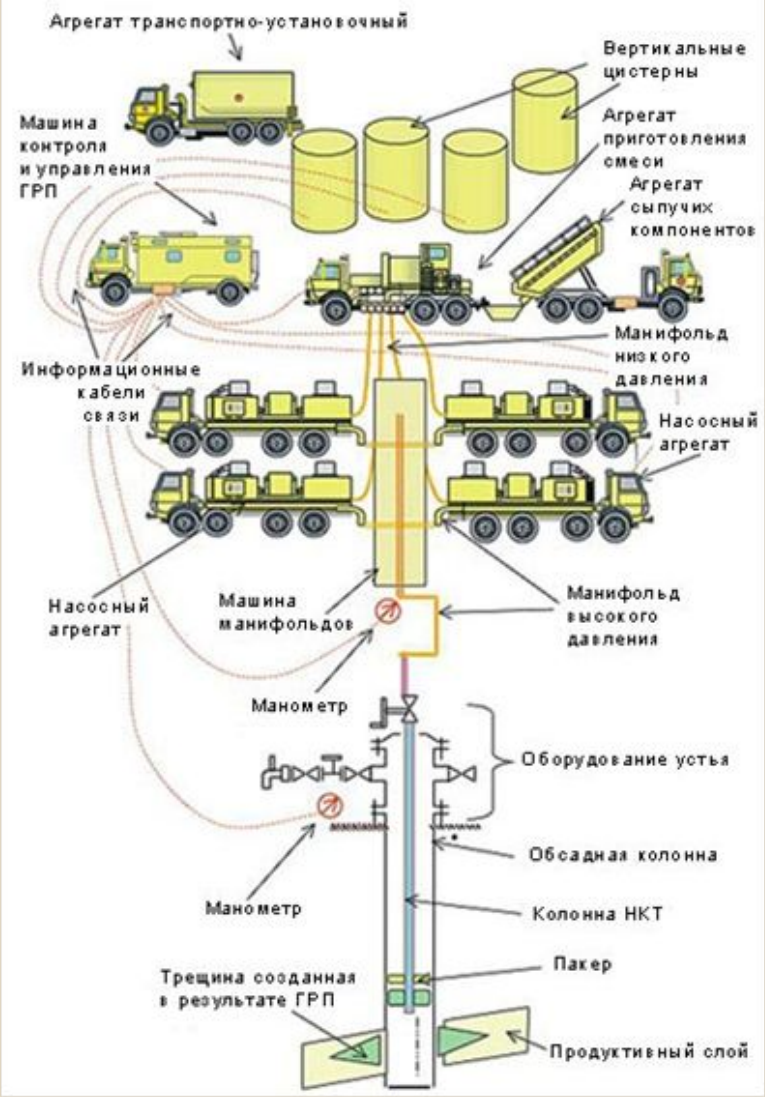
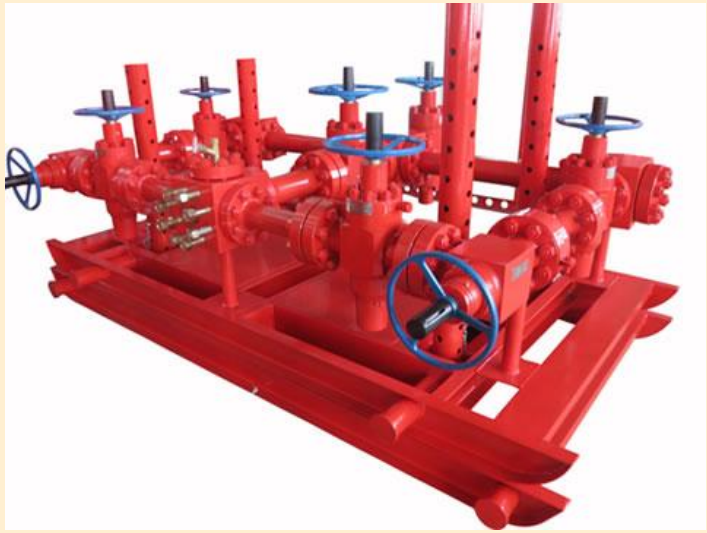


Схема проведения ГРП



Пароциклические термические обработки призабойных зон в добывающих скважинах (ПТОС)

Циклическая парообработка призабойной зоны в добывающей скважине служит для прогрева ограниченной площади пласта, способствующего снижению вязкости нефти, тепловому расширению скелета пласта и пластовых флюидов, активизации режима растворенного газа, увеличению пластового давления, изменению смачиваемости горных пород и увеличения продуктивности скважин.

При осуществлении ПТОС горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. Одновременно при проведении паропрогрева происходит очистка призабойной зоны от АСПО.

Реакция пласта на циклическую закачку пара зависит от типа коллектора. В мощных крутопадающих пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где добыча осуществляется на режиме растворенного газа, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов обработки паром до 3-5.

При ПТОС в условиях высокой степени неоднородности коллекторов особое значение приобретает активизация процессов капиллярного впитывания конденсата в поры нефтенасыщенных малопроницаемых блоков.

Экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого для нормальной экономии процесса не должна превышать 2 т/т

Схема трех последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины

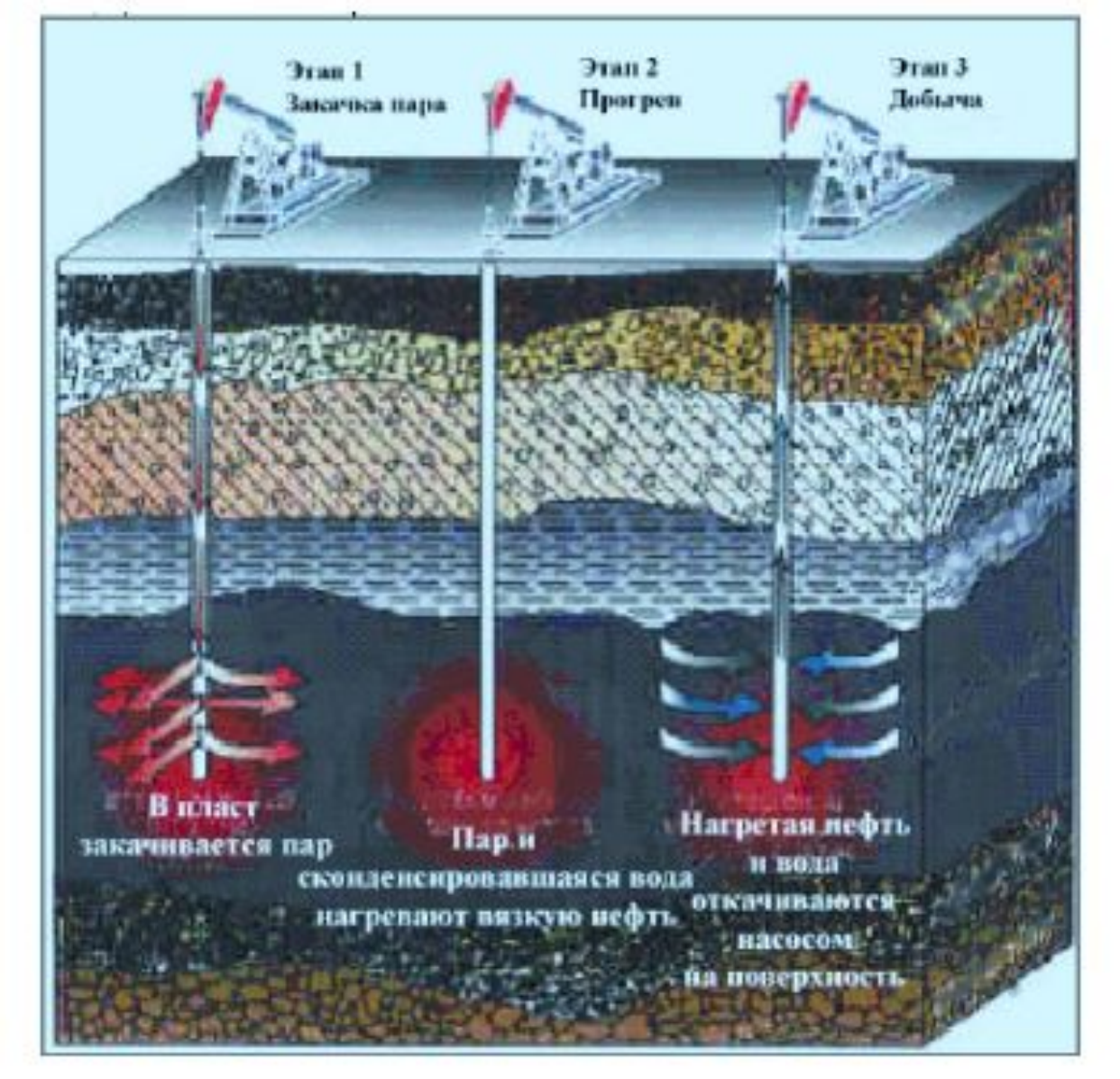
На практике период нагнетания пара обычно равен 1 неделе (до 3х), период выдержки 1-4 сут, (зависит от характеристик пласта). Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего весь цикл работ повторяется.

Физическая сущность ПТОС в последовательной реализации трех операций:

-закачка определенного объема теплоносителя в призабойную зону пласта через добывающую скважину, в течение всего периода нагнетания пара происходит нагревание скелета пласта, нефти, окружающих пород, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне;

-закрытие скважины на «паропропитку» для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте - происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и флюидов: снижение температуры и давления способствует конденсации пара, при снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны нефть, более подвижная из-за уменьшения вязкости, а в период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка - в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой;

-отбора жидкости из пласта.


Этап 1
Закачка пара
Этап 2
Прогрев
Этап 3
Добыча
В пласт
закачивается пар
Пар и
сконденсировавшаяся вода
нагревают вязкую нефть
Нагретая нефть
и вода
откачиваются
насосом
на поверхность