

Нефтегазовое дело

Тема 5 « Подготовка скважин к эксплуатации»

Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) в процессе бурения

Под *опробованием* пласта понимается комплекс работ, проводимых в целях вызова притока из пласта, отбора проб пластовой жидкости, оценки характера насыщенности пласта и определения его ориентировочного дебита. Под *испытанием* пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб пластовой жидкости и газа, выявление газонефтесодержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и др.). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится в целях установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики, получения необходимых данных для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений

Исследование притока и определение фильтрационных характеристик пласта

Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр зависит от технологических процессов, протекающих в ПЗП с момента вскрытия пласта бурением и до завершения разработки месторождения. Призабойная зона – это область сопряжения пласта и скважины. Ее фильтрационные характеристики (гидропроводность, пьезопроводность) обусловлены как природными свойствами (параметрами) коллектора, так и техногенными процессами. Поэтому как при вскрытии продуктивного пласта, так и на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять, восстанавливать или повышать естественную проницаемость ПЗП.

Оценка размеров ПЗП может быть проведена на основании закона Дарси и принятого для описания течения флюидов в ней уравнения Дюпюи. В этом случае распределение давления вокруг работающей скважины соответствует логарифмическому закону .

В однородном пласте приток жидкости обусловлен создаваемой депрессией $Dp = p_{пл} - p_з$. При изменении коллекторских свойств пласта в призабойной зоне для сохранения притока необходимо создать иную по величине разность давления.

При снижении проницаемости ПЗП для поддержания того же по величине притока q необходима дополнительная затрата пластовой энергии: $p'_z > p_z$ и $\Delta p'' > \Delta p$, а при повышении проницаемости ПЗП по сравнению с проницаемостью. После завершения работ в скважине (установки обсадной колонны, перфорации и освоения) проводят гидродинамические исследования и вновь оценивают гидропроводимость $[(kh)/\mu]'$. Отношение $[(kh)/\mu]_1 / [(kh)/\mu]' = \alpha$ характеризует изменение гидропроводимости ПЗП. пласта заданный приток q обеспечивается при меньших значениях депрессии: $p''_z > p_z$ и $\Delta p'' > \Delta p$.

Гидродинамические методы исследования скважин

Гидродинамические исследования скважин – это комплекс работ, которые позволяют получить сведения о составе геологических, в том числе углеродосодержащих пластов и их свойствах, требующиеся в рамках изучения как действующих, так и заброшенных или пробуриваемых скважин. Исследованиям подлежат плодородные слои, и в ходе изучения можно установить максимально полную картину состояния слоев грунта в месторасположении скважины, а также установить ряд важных моментов касательно качества ее освоения, перспективности и возможностей в эксплуатации. При гидродинамических исследованиях становится возможным определить основные качества как самой скважины, так и пластов грунта, имеющие важное значение для последующей работы.

Гидродинамические исследования скважин позволяют определить следующие свойства:

- Давление в грунтах.
- Коэффициенты фильтрования.
- Степень содержания вод в пластах.
- Наличие газов различных видов.
- Способность к проведению и впитыванию пластами жидкостей.
- Расположение зон пластов по удаленности от поверхности.
- Степень насыщенности пластов полезными ресурсами.
- Физические качества содержащихся в скважине веществ: плотность, объем, давление, процент вязкости и другие свойства.

Исследования гидродинамическими методами включают в себя ряд манипуляций, в том числе отборы в нескольких режимах функционирования, которые позволяют определить результативность конкретной скважины и узнать точный параметр гидропроводности послойно. Также гидродинамическое изучение позволяет взять глубинные анализы полезных

ископаемых, чтобы узнать их свойства, исходя из которых, будет определена целесообразность работы всей скважины. Кроме того, гидродинамические исследования позволяют изучить общее состояние, что особенно актуально, если ранее она уже использовалась, и сейчас встал вопрос о продуктивности ее дальнейшей эксплуатации.

КВУ и КВД скважин

Исследования на установившихся режимах

Исследование методом установившихся отборов проводится на добывающем и нагнетательном фондах скважин с регистрацией параметров не менее чем на 3-х установившихся режимах для определения продуктивности скважины, потенциала пласта и пластового давления в области дренирования вертикальных, горизонтальных скважин.

- Исследование методом отборов (ИД)
- Исследование методом закачек (ИД)

Исследование методом отборов (ИД)

Исследование методом индикаторной диаграммы проводится на добывающих скважинах с регистрацией на каждом режиме и при переходных процессах при смене режимов следующих параметров:

- Давление на забое (динамический уровень) на различных режимах работы скважины
- Дебит добывающей жидкости на различных режимах работы скважины
- Обводненность продукции скважины на каждом режиме

Результаты:

- Продуктивность скважины;
- Пластовое давление.

Исследование методом закачек (ИД)

Исследование методом индикаторной диаграммы проводится на нагнетательных скважинах с регистрацией на каждом режиме и при переходных процессах при смене режимов следующих параметров:

Давление на забое на различных режимах работы скважины

- Расход закачиваемой жидкости на различных режимах работы скважины

Результаты:

- Модель течения в пласте;
- Наличие и параметры техногенной трещины;
- Проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, пласта;
- Радиус влияния скважины (радиус исследования);
- Скин-эффект;
- Приемистость скважины;
- Пластовое давление.

Исследования на неустановившихся режимах

Исследование проводится для оценки фильтрационных параметров и потенциала пласта, продуктивности скважины, установления геологических неоднородностей, границ пласта в области дренирования вертикальных, горизонтальных скважин.

- КВД (КВУ)
- КПД

КВД (КВУ)

Исследование методом восстановления давления проводится на добывающих скважинах при регистрации давления во времени после остановки стабильно или циклически работающей скважины в режиме отбора

Контролируемые параметры:

- Давление на забое (динамический уровень) и его восстановление после закрытия и остановки скважины
- Дебит добываемой жидкости в период работы скважины, до ее остановки
- Обводненность продукции скважины

Результаты:

- Модель течения в пласте, параметры для модели течения;
- Проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта;

- Радиус влияния скважины (радиус зоны дренирования скважины);
- Скин-эффект;
- Продуктивность скважины и ее гидродинамическое совершенство;
- Удаленность границ, модель границ;
- Полуудлина трещины (для скважин с ГРП);
- Пластовое давление;

Тема 6 « Эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

Фонтанная эксплуатация нефтяных скважин

Фонтанный способ применяется, если пластовое давление велико. В этом случае нефть фонтанирует, поднимаясь на поверхность по насосно-компрессорным трубам за счет пластовой энергии. Условием фонтанирования является превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба жидкости, заполняющей скважину.

Фонтанные скважины имеют наземное и подземное оборудование.

К *наземному оборудованию* относятся колонная головка, фонтанная арматура и манифольды (выкидные линии).

Колонная головка предназначается для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, а также для подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры. Колонные головки выпускаются на различные давления от 14,0 до 70,0 МПа. В отдельных случаях (на газовых скважинах) применяются колонные головки на давление до 150,0 МПа.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки.

Трубная головка устанавливается на колонную головку. Трубная головка предназначена для подвески насосно-компрессорных труб (НКТ) и герметизации кольцевого пространства между фонтанными трубами и эксплуатационной колонной, а также для проведения различных геолого-технических мероприятий. Обычно трубная головка представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и трубной подвеской.

Фонтанная елка устанавливается на трубную головку. Фонтанная елка предназначена для регулирования отбора нефти и газа, направления их в выкидные линии, проведения ремонтных работ и исследований, а также для закрытия скважины при необходимости.

Газлифтная эксплуатация скважин.

После прекращения фонтанирования из-за нехватки пластовой энергии переходят на механизированный способ эксплуатации скважин, при котором вводят дополнительную энергию извне (с поверхности). Одним из таких способов, при котором вводят энергию в виде сжатого газа, является газлифт.

Газлифт (эрлифт) - система, состоящая из эксплуатационной (обсадной) колонны труб и опущенных в нее НКГ, в которой подъем жидкости осуществляется с помощью сжатого газа (воздуха). Иногда эту систему называют газовый (воздушный) подъемник. Способ эксплуатации скважин при этом называется газлифтным. По схеме подачи от вида источника рабочего агента - газа (воздуха) различают компрессорный и безкомпрессорный газлифт, а по схеме действия - непрерывный и периодический газлифт.

Использование газлифтного способа эксплуатации скважин в общем виде определяется его преимуществами.

1. Возможность отбора больших объемов жидкости практически при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильнообводненных скважин.
2. Эксплуатация скважин с большим газовым фактором, т.е. использование энергии пластового газа.
3. Малое влияние профиля ствола скважины на эффективность работы газлифта, что особенно важно для наклонно-направленных скважин, т.е. для условий морских месторождений и районов освоения Севера и Сибири.
4. Отсутствие влияния высоких давлений и температуры продукции скважин, а также наличия в ней мехпримесей (песка) на работу скважин.
5. Гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту.
6. Простота обслуживания и ремонта газлифтных скважин и большой межремонтный период их работы при использовании современного оборудования.
7. Возможность применения одновременной отдельной эксплуатации,

эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина, а также простота исследования скважин.

Насосная эксплуатация скважин.

Насосный способ - извлечение нефти с помощью насосов различных типов. При насосном способе эксплуатации подъем нефти из скважин на поверхность осуществляется штанговыми и бесштанговыми насосами.

Наиболее распространенным способом добычи нефти в нашей стране является эксплуатация нефтяных скважин штанговыми насосами с приводом от станков-качалок (СКН). Около 70% действующего фонда нефтяных скважин в нашей стране эксплуатируются глубинными насосами, которыми добывается более 30% от общего объема добычи нефти. Этому способствует простота оборудования и его обслуживание, небольшие затраты на обустройство скважин, что позволяет с высокими экономическими показателями эксплуатировать скважины с дебитами от нескольких килограммов до нескольких десятков тонн нефти в сутки.

Штанговыми глубинными насосами можно добывать нефть с глубины до 3000 метров. В основном глубинно-насосную эксплуатацию применяют в среднедебитных (до 30-40 т/сут) и малодебитных (до 1 т/сут) нефтяных скважинах. Глубинный штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции. Привод насоса осуществляется с поверхности через колонну штанг. Поэтому такие насосы называются *глубинными штанговыми насосами*. Штанговые скважинные насосы предназначены для откачивания из нефтяных скважин жидкостей с температурой не более 130 °С, обводненностью не более 99 % по объему, вязкостью до 0,3 Па·с.

Установки центробежного электронасоса.

ЭЦН состоит из погружного агрегата, оборудования устья, электрооборудования и НКТ.

Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос, гидрозащиту и электродвигатель. Он спускается в скважину на колонне НКТ, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны. Электроэнергия от промышленной сети через трансформатор и станцию управления по кабелю, прикрепленному к наружной

поверхности НКТ крепежными поясами (хомутами), подается на электродвигатель, с ротором которого связан вал центробежного электронасоса (ЭЦН).

ЭЦН подает жидкость по НКТ на поверхность. Выше насоса установлен обратный шаровой клапан, облегчающий пуск установки после ее простоя, а над обратным клапаном — спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме. Гидрозащита включает в себя компенсатор и протектор.

Погружной насос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и гидрозащиты имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа на глубину до 250—300 м, а иногда и до 600 м.

ЭЦН имеют следующие преимущества перед глубинными штанговыми насосами:

1. Простота наземного оборудования;
2. Возможность отбора жидкости из скважин до 1000 м³/сут;
3. Возможность использовать их на скважинах с глубиной более 3000 м;
4. Высокий (от 500 суток до 2-3 лет и более) межремонтный период работы ЭЦН;
5. Возможность проведения исследований в скважинах без подъема насосного оборудования;
6. Менее трудоемкие методы удаления парафина со стенок НКТ.

Винтовой насос - это насос объемного действия, подача которого прямо пропорциональна частоте вращения специального винта (или винтов).

Винтовой насос имеет весьма незатейливую конструкцию (включает резинометаллическую обойму и металлический винт) и обеспечивает постоянное движение перекачиваемой жидкости без пульсаций и нарушения течения потока. Частота вращения может варьироваться от 10 до 300 оборотов в минуту, что обеспечивает широкий диапазон изменения подачи. Благодаря способности к сухому всасыванию насос создает постоянную депрессию на пласт, что важно при добыче вязкой нефти. Привод установки находится на поверхности, за счет чего он постоянно

доступен для осмотров, технического обслуживания и регулировки режимов.

Гидропоршневой насос - это погружной насос, приводимый в действие потоком жидкости, подаваемой в скважину с поверхности насосной установкой. При этом в скважину спускают два ряда концентрических труб диаметром 63 и 102 мм. Насос опускают в скважину внутрь трубы диаметром 63 мм и давлением жидкости прижимают к посадочному седлу, находящемуся в конце этой трубы. Поступающая с поверхности жидкость приводит в движение поршень двигателя, а вместе с ним и поршень насоса. Поршень насоса откачивает жидкость из скважины и вместе с рабочей жидкостью подает ее по межтрубному пространству на поверхность.

Тема 7 « Методы увеличения нефтеотдачи пластов»

Первичные, вторичные и третичные методы разработки месторождений.

По типу давления в нефтяном пласте и технологии извлечения существуют методы добычи нефти:

- первичный;
- вторичный;
- третичный;

Первичный метод повышения нефтеотдачи - внедрение заводнения на вновь вводимых в разработку объектах.

Вторичные методы добычи нефти - мероприятия, производимые для извлечения остаточных запасов нефти из истощенных (старых) залежей посредством заводнения.

Третичные методы добычи нефти - мероприятия (технологии) по извлечению остаточных запасов нефти из заводненных зон при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (высокая вязкость нефти, малая проницаемость, неоднородность пластов, переслоенных непроницаемыми прослоями и др.), когда заводнение на становится малоэффективным.

Первичный метод.

При первичной добыче нефть извлекается благодаря естественным процессам.

В результате она замещается водой.

Если давление в пласте не позволяет нефти выйти на поверхность, то для ее извлечения используются специальные насосы.

В таком случае коэффициент полезного действия (КПД) не превышает 15%. Первичный метод добычи может быть следующих типов: водонапорный, упругий, газонапорный, гравитационный, режим растворенного газа и смешанный.

Каждый тип различается в зависимости от применения вещества, способствующего появлению энергии, выдавливающей нефть к месту забора в скважинах.

У каждой технологии есть как положительные, так и отрицательные моменты, которые сопоставляются с условиями добычи природного ресурса и получения необходимого количества нефти.

Наибольшая отдача получается при водонапорном типе добычи и достигает 85%.

Вторичный метод.

Вторичный метод осуществляется за счет введения в пласты жидкостей и газов для обеспечения необходимого количества энергии, позволяющей извлекать нефть из земельных недр.

Наиболее часто используется пресная вода.

КПД при таком методе достигает 30 %.

Третичный метод.

Третичный метод добычи имеет еще более высокий КПД, достигающий 40-45%.

Существуют различные варианты третичной добычи.

Одним из них является нагревание природного ресурса в пласте, что делает ее менее вязкой и позволяет повысить эффективность добычи.

Третичные методы позволяют существенно повысить нефтеотдачу на считающихся неперспективными зрелых месторождениях.

Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Все методы повышения нефтеотдачи можно разделить на четыре группы:

* **гидродинамические методы** - циклическое заводнение, изменение направлений

фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости;

* **физико-химические методы** - заводнение с применением активных примесей

(поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочи, серной кислоты, диоксида

углерода, мицеллярных растворов);

* **газовые методы** - водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления, вытеснение сжиженными газами; * **тепловые методы** - вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрислоевого горение.

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов.

1. Циклическое заводнение

Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления. Физическая сущность процесса состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть в малопроницаемых прослоях (зонах) сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (уменьшение расхода или прекращение закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов должна составлять 4— 10 сут и увеличиваться по мере удаления фронта вытеснения до 75 — 80 сут.

Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие:

- а) наличие слоисто-неоднородных или трещиновато-пористых гидрофильных коллекторов;
- б) высокая остаточная нефтенасыщенность (более раннее применение метода: на начальной стадии повышение нефтеотдачи составляет 5 —6 % и более, тогда как на поздней — лишь 1 —1,5%);
- в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5 — 0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода);
- г) возможность компенсации отбора закачкой (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в

полупериод снижения давления — сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин).

Циклическое заводнение означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин работает в режиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора). Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь необходимо разделить на — отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора.

2. Метод перемены направления фильтрационных потоков

Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одних скважинах и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90°.

Физическая сущность процесса состоит в следующем. Во-первых, при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти обойденные водой. Во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается. Стабильная гидродинамическая обстановка в пласте обуславливает малую подвижность нефти в застойных зонах. При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны, большая ось которых теперь пересекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности).

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения.

Метод не требует обязательной остановки добывающих и нагнетательных скважин. При реализации метода наряду с изменением отбора и закачки практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений и др.). Он позволяет

поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением.

Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязкой нефти и применения в первой трети основного периода разработки.

3. Форсированный отбор жидкости

Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления P_3). Физико-гидродинамическая сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения P_3 . При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др.

Условиями эффективного применения метода считают:

- а) обводненность продукции не менее 80 — 85 % (начало завершающей стадии разработки);
- б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- в) возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна).

Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а затем в 2-4 раза. Техника форсирования отборов может быть самой различной: штанговые насосы при полной загрузке оборудования, электронасосы, рассчитанные на большие подачи, и др.

Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов.

1. Вытеснение нефти паром

На основании лабораторных и промысловых опытов установлено, что наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8-15 МПа) со следующими отличительными свойствами:

1. Высокая энтальпия благодаря скрытой теплоте парообразования. При степени сухости пара 0,8 (80% пара и 20% воды) в пласт можно ввести

значительно больше тепла (в расчете на единицу массы закачиваемого объекта), чем во время нагнетания горячей воды (в 3-3,5 раза).

2. Объем пара может быть в 25-40 раз больше, чем объем воды.
3. Пар в состоянии вытеснить почти до 90% нефти из пористой среды.

В процессе вытеснения нефти паром пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкости нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности.

В пласте образуются три следующие зоны, различающиеся по температуре, насыщению и характеру вытеснения:

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры начала конденсации (400-200 °С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их по пласту, т. е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.
2. 2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции нефти.
3. 3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

Зоны пара и горячего конденсата по мере продолжения процесса расширяются, а третья зона с начальной пластовой температурой сокращается. В конечном счете, зона горячего конденсата, а затем и зона пара могут достигнуть добывающих скважин. Тогда горячая вода и пар прорываются в скважины и извлекаются с нефтью на поверхность. После этого продолжение процесса нагнетания пара практически нецелесообразно.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счет расширения нефти, перегонки ее с паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Основную долю эффекта вытеснения нефти (40-50%) обеспечивает снижение вязкости нефти, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18-20%) и в меньшей степени - расширение и смачиваемость пласта.

Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30-35% от общих расходов на производство пара.

Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов — снижением их проницаемости, что создает дополнительные трудности.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800—1000 мПа·с. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром — одна из основных проблем, требующих решения. Другая, наиболее сложная проблема при применении пара — сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3 — 4 % на каждые 100 м глубины скважины.

2. Закачка горячей воды

Закачка горячей воды в пласт обязательна при внутриконтурном заводнении месторождений, нефти которых высокопарафинистые и пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды.

Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя. Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физических условиях. В процессе нагнетания в пласт с маловязкой нефтью воды при давлении 20 МПа и температуре 300-310 °С нефть растворяется в воде и практически полностью вытесняется из пористой среды.

3. Внутрипластовое горение

Сущность процесса сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5-25% запасов нефти (коксоподобные остатки наиболее тяжелых ее фракций). Теоретическими и промышленными исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с увеличением проницаемости уменьшается.

4. Влажное внутрислоевоое горение

В случае обычного (сухого) внутрислоевоого горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы.

Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, что использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т. е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью - воды.

Процесс влажного внутрислоевоого горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенном количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

При сверхвлажном горении достигаются существенная интенсификация теплового воздействия на пласт, а также значительное сокращение затрат воздуха на добычу нефти. Для поддержания сверхвлажного горения требуются небольшие затраты топлива (5-10 кг на 1 м³ пласта), что имеет важное значение для пластов, содержащих маловязкую нефть.

Недостатком при реализации влажного внутрислоевого горения в малопроницаемых пластах является необходимость бурения нагнетательных скважин-дублеров для раздельного нагнетания воздуха и воды, так как при совместной их закачке резко снижается приемистость (в 4-10 раз)

5. Водогазовое воздействие

Значительно раньше, чем заводнение с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти из истощенных пластов на многих месторождениях использовали технологию нагнетания природного или нефтяного газа. При этом вначале газ нагнетали в пласты при давлениях, не обеспечивающих смешимость его с нефтью.

До применения искусственного заводнения нефтяных залежей технологию вытеснения нефти газом считали экономически вполне оправданной, так как она позволяла поддерживать дебиты скважин и повышать нефтеотдачу пологозалегающих пластов на 5-10% по сравнению с режимом растворенного газа, а крутозалегающих на 15-20%.

Однако после широкого применения заводнения залежей с пологозалегающими пластами было однозначно установлено, что газ при не смешивающемся с нефтью вытеснении хуже как вытесняющий агент, чем вода, основная причина малой эффективности газа как вытесняющего агента — его малая вязкость (в 10—15 раз ниже вязкости воды), обуславливающая его быстрые прорывы по крупнопористым и высокопроницаемым слоям (зонам) в добывающие скважины, резкое снижение их дебитов по нефти и охвата пластов вытеснением.

Эффективность и технология процесса. Поочередное нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом совместно при любой технологии также более эффективно для конечной нефтеотдачи, чем раздельно только водой или только газом. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7 — 15 % по сравнению с обычным заводнением. Главное условие оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт — обеспечить равномерное распределение нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, т. е. одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины. Это не всегда достижимо, поэтому эффективность может быть значительно ниже указанной, и тем ниже, чем однороднее пласт.

Нагнетание газа и воды в пласты поочередно оторочками (продолжительность циклов по закачке одного агента составляет 10-30 суток)

или одновременно в смеси через одну и ту же нагнетательную скважину также обладает большими недостатками.

Приемистость (продуктивность) нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается — для газа в 8—10 раз, а для воды в 4 — 5 раз вследствие снижения фазовой проницаемости призабойной зоны пласта.

Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эффективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10 — 20 % в зависимости от неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды.

Газовые методы

1. Вытеснение нефти закачкой углеводородных и сжиженных газов

Вытеснение нефти газом может быть как несмешивающимся, так и смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Смесимость газа с нефтью в пластовых условиях достигается только в случае легкой нефти (плотность дегазированной нефти менее 800 кг/м^3) при давлении нагнетания сухого углеводородного газа около или более 25 МПа, обогащенного газа - 15-20 МПа. С улучшением смеси повышается нефтеотдача.

Применение углеводородного газа определено трудностями или отрицательными последствиями закачки воды (наличием в пласте набухающих в воде глин; малой проницаемостью пород и, как следствие, недостаточной приемистостью нагнетательных скважин).

Основными критериями эффективности процесса закачки газа можно назвать:

- > углы падения пластов: при углах более 15° закачка газа в сводовую часть, при меньших — площадная закачка (в пологих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти);
- > глубину залегания пласта: при малой глубине и высоких давлениях нагнетания возможны прорывы газа в вышележащие пласты (нарушение герметичности залежи), а при большой глубине требуются очень высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически оправдано;
- > однородность пласта по проницаемости и невысокую вязкость нефти: проявляется проницаемостная и вязкостная неустойчивость вытеснения и преждевременные прорывы газа в добывающие скважины;

> гидродинамическую замкнутость залежи, что исключает утечки.

Для нагнетания можно использовать нефтяной газ, природный газ соседних газовых месторождений или газ из магистральных газопроводов.

Преждевременные прорывы газа резко снижают эффективность процесса вытеснения и увеличивают энергетические затраты. Их выявляют путем контроля за газовым фактором и химическим составом газа. Для предупреждения прорывов газа уменьшают отборы жидкости из скважин вплоть до остановки тех, в которых отмечается прорыв, снижают объем нагнетаемого газа, вместе с газом закачивают жидкость, проводят циклическую закачку газа.

Добавка сжиженных газов в сухой газ, состоящий преимущественно из метана, позволяет достичь полного смешивания полученного обогащенного газа с разной нефтью при сравнительно небольших пластовых давлениях (10-20 МПа). Однако, применение сжиженных газов ограничено их высокой стоимостью.

2.Закачка газа высокого давления

Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. При этом между вытесняющей и вытесняемой жидкостями не возникают капиллярные эффекты, происходит экстракция нефти вытесняющим агентом.

При закачке газа в пологозалегающие пласты отмечается неравномерность вытеснения, обусловленная гравитационным разделением нефти и газа. Поэтому для закачки газа высокого давления более предпочтительны пласты с большими углами залегания, рифовые и куполообразные залежи. Закачка газа высокого давления находит применение в пластах с низкой проницаемостью, в которых заводнение по технико-экономическим условиям не эффективно.

Отрицательное влияние на эффективность процесса оказывает неоднородность пласта и особенно послойная неоднородность. Закачиваемый газ прорывает образовавшуюся оторочку смешивающегося вытеснения и, в силу более высокой фазовой проницаемости, по пропласткам высокой проницаемости доходит до добывающих скважин, снижая общую эффективность вытеснения.

Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов.

1. Полимерное заводнение

Сущность метода заключается в выравнивании подвижности нефти (k/t_n) и вытесняющего агента ($k/t_{ва}$) для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. При концентрации полиакриламида (ПАА) в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа·с. это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью повышения охвата их заводнением.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т. е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. А так как полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов -повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды -происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением.

Полимерные растворы обычно применяются в виде оторочек размером 40-50% от объема пор. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться исходя из неоднородности пласта, неоднородности пористой среды и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой соленой водой происходит разрушение структуры раствора (молекул) и снижение его вязкости. В случае высокой минерализации воды концентрация раствора должна быть в 2-3 раза выше. Оторочка загущенной воды затем продвигается обычной водой. Полимерное заводнение является одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов. Область возможного применения его весьма велика.

Однако у метода существуют и большие недостатки, ограничивающие его широкое применение. Основным недостатком метода заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность - основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

2. Щелочное заводнение

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. Практически вся природная нефть содержит в своем составе активные компоненты - органические кислоты, но количество и состав их различны. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-раствор щелочи и увеличивающие смачиваемость породы водой.

При контакте щелочных растворов с нефтью, особо активно взаимодействующей с щелочью из-за низкого межфазного натяжения, образуются мелкодисперсные эмульсии типа "нефть в воде", обладающие высокими нефтевытесняющими свойствами. Вторым важным элементом в механизме метода щелочного заводнения служит изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счет адсорбции органических кислот на поверхность породы из нефти. Применение растворов щелочей - один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т. е. гидрофилизации пористой среды, что повышает коэффициент вытеснения нефти водой. Установлено, что наличие щелочи в пластовой воде смещает в благоприятную сторону кривые фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды. Относительная проницаемость пласта для активной нефти существенно улучшается, особенно при насыщенности водой более 70%, когда обычная нефть становится неподвижной. При щелочном растворе относительная проницаемость для нефти еще больше, чем для воды, и сохраняет подвижность до насыщенности пласта водой до 90-95%.

Основными недостатками метода являются очень жесткие критерии применимости его по активности нефти. Минерализация пластовой и закачиваемой воды и большое содержание глин в породе также могут исключать применение метода.

Недостаточная активность нефти, содержание солей в воде и глин в породе приводят к увеличению расхода щелочи и снижению эффективности вытеснения нефти, по сравнению с обычной водой, вплоть до нуля.

3. Заводнение с растворами ПАВ

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоцентрированным раствором ПАВ основан на том, что при этом снижается поверхностное натяжение между нефтью и водой и увеличивается краевой угол смачивания. Следовательно, натяжение смачивания уменьшается в 8-10 раз.

Процесс разработки нефтяных месторождений при заводнении их водными растворами ПАВ осуществляется с минимальными изменениями в технологии и системе размещения скважин.

Добавление к закачиваемой воде 0,05-0,1 % ПАВ не влечет за собой необходимости существенного изменения давления, темпов или объемов нагнетания воды. Объемы закачиваемых в пласты водных растворов ПАВ должны быть большими (не менее 2-3 объемов пор нефтяной залежи). Так как эффективное действие ПАВ по вытеснению нефти сопровождается их адсорбцией, то весь подвергнутый воздействию объем пласта будет предельно насыщен адсорбированными ПАВ. При пренебрежении десорбцией ПАВ для насыщения охваченного заводнением объема пласта потребуется (при концентрации ПАВ в растворе 0,1%) закачать 5-10 объемов пор воды. При меньшем объеме закачки раствора фронт ПАВ не достигнет добывающих скважин и объем пласта, подвергнутого воздействию ПАВ, будет меньше охваченного заводнением. Адсорбция ПАВ в пористой среде приводит к тому, что на фронте вытеснения нефти вода не содержит ПАВ или содержит их в очень малых, неэффективных концентрациях. Фронт ПАВ движется по пласту в 10-20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Система размещения скважин для применения водных растворов ПАВ может быть такой же, как при обычном заводнении. Никаких ограничений на сетку скважин не налагается. Однако нагнетательные скважины размещаются только внутри контура нефтеносности, а раствор нагнетается в чисто нефтяную часть пласта.

Самый большой недостаток метода заводнения малоцентрированными растворами ПАВ заключается в большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе. Он ставит под сомнение их применение с целью повышения вытесняющей способности воды.

Другие недостатки применения водорастворимых ПАВ также усложняют или ограничивают их применение. К ним относятся:

* слабая биоразлагаемость неионогенных ПАВ (всего 35-40%) и повышенная способность загрязнения окружающей среды;

* высокая чувствительность к качеству воды — содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к нулю, вследствие разрушения раствора.

4. Сернокислотное заводнение

В основе применения концентрированной серной кислоты для повышения нефтеотдачи пластов лежит комплексное воздействие этого реагента как на минералы скелета пласта, так и на содержащиеся в нем нефть и погребенную воду.

Химическое взаимодействие серной кислоты с ароматическими углеводородами нефти приводит к образованию сульфокислот в количестве 5 — 7% от массы нефти, которые являются анионами ПАВ и способствуют улучшению извлечения нефти из пор пласта. Как показали лабораторные эксперименты, при вытеснении нефти из пористых сред оторочкой серной кислоты коэффициент вытеснения возрастает на 13 — 15% по сравнению с обычным заводнением.

Столь высокая эффективность обусловлена не только образованием из нефти ПАВ, но и тем, что при химическом взаимодействии сульфат-ионов с солями кальция, составляющими минералогическую основу породы, образуется малорастворимый в воде сульфат кальция — гипс. Кристаллы гипса частично закупоривают поры пласта, промытые водой, направляя последующие порции воды в поры, заполненные нефтью. Это приводит к повышению охвата пласта вытеснением. Были выявлены и другие эффекты, способствующие улучшению вытеснения нефти при сернокислотном воздействии, а именно, разбавление в пласте концентрированной кислоты погребенной или ранее закачанной водой сопровождается выделением тепла. Расчеты показывают, что при разбавлении 1 т кислоты до 0,5% -ной концентрации выделяется 620 тыс. кДж тепла. Взаимодействие серной кислоты с терригенными породами призабойной зоны пласта приводит к увеличению их проницаемости, что наряду с выпадением гипса в глубине пласта обуславливает перераспределение градиентов давления в сторону их увеличения на фронте вытеснения.

Применение метода сопровождается сильной коррозией используемого оборудования и эксплуатационной колонны скважины.

5. Заводнение с углекислотой

Метод основан на том, что диоксид углерода (CO_2), растворяясь в нефти, увеличивает ее объем и уменьшает вязкость, с другой стороны, растворяясь в воде, повышает ее вязкость. Таким образом, растворение CO_2 в нефти и воде ведет к выравниванию подвижности нефти ($k / \mu_{\text{н}}$) и воды ($k / \mu_{\text{в}}$), что создает предпосылки к получению более высокой нефтеотдачи, как за счет увеличения коэффициента вытеснения, так и коэффициента охвата.

Растворимость CO_2 в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. С ростом минерализации воды растворимость CO_2 в ней снижается. При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее несколько увеличивается, однако это увеличение незначительно. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота HCO_2 , растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глинистых частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Если в пласт закачивается CO_2 в смеси с метаном (природный газ) или азотом (дымовые газы), то давление смеси будет очень высоким, а эффективность вытеснения нефти сниженной. Это объясняется тем, что метан или азот препятствуют смеси нефти и CO_2 .

Основной недостаток метода извлечения остаточной нефти при помощи CO_2 заключается в снижении охвата пластов вытеснением по сравнению с обычным заводнением, особенно при неполной смеси его с нефтью. Если бы удалось обеспечить охват пластов вытеснением CO_2 такой же, как при заводнении, то можно было бы получить существенное увеличение нефтеотдачи пластов, так как в зоне, где проходит CO_2 , смешивающийся с нефтью, остается очень мало остаточной нефти — 3 — 5 %. Уменьшить снижение охвата пластов вытеснением можно разными способами — улучшением условий смеси чередующимися оторочками воды и газа, изменением их размера, селективной изоляцией определенных интервалов пластов для выравнивания продвижения CO_2 , циклическим воздействием на пласты, соответствующим размещением скважин и вскрытием в них пластов и др.

Другим недостатком метода, видимо, следует считать то, что CO_2 при условиях неполной смеси с нефтью экстрагирует из нее легкие углеводороды, уносит их, а тяжелые фракции нефти остаются в пласте. Извлечь их в последующем будет труднее, так как они становятся менее

подвижными и, возможно, выпадают на поверхность пор, изменяя смачиваемость среды.

К самым сложным проблемам, возникающим при использовании CO_2 для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся возможность коррозии нагнетательных и добывающих скважин и нефтепромыслового оборудования, необходимость утилизации CO_2 — удаления из добываемых углеводородных газов на поверхности и повторной инъекции в нефтяные пласты. Чистый CO_2 (без влаги) не опасен в отношении коррозии. Но при чередовании с водой в нагнетательной скважине или после смешивания с ней в пласте и при появлении в добывающих скважинах и на поверхности он становится коррозионно-активным.

Сложной технической проблемой является транспорт жидкой CO_2 , распределение ее по скважинам, требующие специальных труб, качества сварки и т. д.

Существенным недостатком, ограничивающим внедрение метода, является относительно большое поглощение CO_2 пластом - потери достигают 60 — 75 % от общего объема закачки. Они обусловлены удержанием CO_2 в тупиковых порах и застойных зонах. Все это приводит к большому удельному расходу CO_2 на тону дополнительно добытой нефти.

В целом из всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов использование CO_2 наиболее универсально и перспективно.

Тема 8 «Экономические расчеты разработки месторождений»

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) – это изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта. Целью проекта может быть создание технического объекта, строительство или реконструкция существующего сооружения.

Главной задачей при составлении ТЭО являются оценка затрат на инвестиционный проект и анализ срока окупаемости проекта. Составить ТЭО подрядчиком необходимо для понимания того, что стоит ждать от проекта, а для инвестора (заказчика) ТЭО, запрашивающего инвестиции, необходимо знать сроки окупаемости вложенных денег. Разработка ТЭО может быть поручена как группе специалистов (в сложных проектах), так и выполнена самостоятельно подрядчиком.

В основу разработки представленных методических указаний положены следующие принципы:

- строгое соответствие всех его основных методических положений официальным межотраслевым Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов;
- всесторонний учет специфических особенностей оценки эффективности инвестиционных проектов в дорожном хозяйстве;
- систематизация требований, предъявляемых к методам расчета всех видов транспортного и внутранспортного эффектов от строительства, реконструкции, капитального ремонта и ремонта автомобильных дорог и сооружений на них;
- создание условий для творческой инициативы проектировщиков при оценке требуемой степени детализации расчетов общественной и коммерческой эффективности дорожных проектов.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ОБЛАСТИ НЕФТЕДОБЫЧИ

На любом нефтяном месторождении в период эксплуатации проводятся работы на скважинах с целью регулирования его разработки и поддержания целевых уровней добычи нефти. Этот комплекс работ называется геолого-технические мероприятия (далее ГТМ), за счет проведения которых нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений [4].

ГТМ качественно отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате их реализации может наблюдаться прирост добычи нефти. Вопрос о том, какие мероприятия относятся к ГТМ, а какие нет, решается в каждой нефтяной компании индивидуально. Если рассматривать весь перечень работ производимых на скважине, то они делятся на капитальный и текущий ремонт.

По сути, к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин. Например, восстановление герметичности обсадной колонны и ликвидация ее деформации, ограничение притоков пластовых вод. А к подземному (текущему) ремонту относятся работы,

связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, к примеру обеспечение заданного технологического режима работы оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования.

Таким образом, в 70–80 % случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин, но бывают и ситуации когда определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ, например увеличение производительности насоса, путем замены на более мощный. ГТМ проводятся на всех этапах разработки, но наиболее часто они применяются на зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью, что делает их применение наиболее актуальным.

Очевидно, что при подборе вида ГТМ вопрос их эффективности выносится на первый план и является одной из основ целесообразности всего проекта по добыче нефти. С этой целью перечень ГТМ планируется и уточняется при разработке бизнес-планов любого нефтедобывающего предприятия и в процессе их реализации подвергается планомерной коррекции и уточнению по мере поступления актуальной информации по объемам добычи с месторождения. Именно этот процесс во многом оказывает влияние на успешность реализации проектов нефтедобычи и эффективности экономической деятельности предприятия в целом.

Помимо положительного эффекта от ГТМ, зачастую связанного с повышением нефтеотдачи, необходимо оценивать и ущерб окружающей среде. Наиболее эффективными, но и наиболее вредными с позиции экологии являются гидравлический разрыв пласта (ГРП), целью которого является увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта и обработки призабойной зоны (ОПЗ), который применяется наиболее часто и заключается в воздействии на призабойную зону различными кислотными составами.

Физико-химические методы, использующие закачку загустителей, а также некоторые гидродинамические методы, такие как заливка обводненных интервалов, отключение высокообводненных скважин и др., как правило, характеризуются положительным эффектом за счет увеличения нефтеотдачи пласта и отрицательным эффектом за счет интенсификации отборов жидкости. Гидравлический разрыв пласта, наоборот, очень часто характеризуется отрицательным эффектом по нефтеотдаче и положительным эффектом по интенсификации

С целью оценки эффективности ГТМ скважины делят по степени реакции на проведенные работы. Отреагировавшей считается скважина, по которой получен положительный эффект или дополнительная добыча нефти, скважина, по которой получен отрицательный эффект, считается не

отреагировавшей на ГТМ. На практике используют подход, при котором оценивают только положительно отреагировавшие скважины.

Для оценки эффективности ГТМ используется следующий принцип: если по отдельной добывающей скважине участка воздействия имеет место положительный эффект, то его продолжительность рассчитывается до тех пор, пока фактическая добыча нефти не снизится ниже базового уровня; если по скважине имеет место отрицательный эффект, либо сразу после проведения ГТМ, или после кратковременного положительного эффекта, то расчет эффекта прекращается, то есть рассчитывается только положительная составляющая эффекта.

С точки зрения оценки окончания эффекта от ГТМ необходимо учесть, что при построении базового уровня добычи нефти по отдельным скважинам предполагается, что если с момента проведения ГТМ до момента проведения расчетов ничего не будет проводиться, то фактическая добыча нефти должна быть равна базовой добыче. Все, что выше базовой добычи нефти – есть дополнительная добыча нефти за счет проведения ГТМ, но также (о чем, как правило, забывается) – все, что ниже базовой добычи – есть потери текущей добычи нефти, также обусловленные проведением ГТМ.

Методика экспресс-оценки рентабельности освоения нефтяных месторождений

[Главная](#) > [Содержание номера #5](#) > Методика экспресс-оценки рентабельности освоения нефтяных месторождений

Методика экспресс-оценки рентабельности освоения нефтяных месторождений

Для каждой конкретной нефтяной залежи или месторождения можно достаточно точно оценить суммарные затраты на разработку, обустройство и эксплуатацию месторождения за весь период разработки и сделать выводы о рентабельности освоения этого месторождения.

Можно поставить обратную задачу: на основании некоторого прогноза объема суммарных затрат по освоению сделать выводы о необходимом для достижения рентабельности разработки уровне извлекаемых запасов нефтяного месторождения.

Для экспресс-оценки рентабельности разработки нефтяных залежей предлагается использовать расчетную карту рентабельной концентрации запасов нефти.

Карта рентабельной концентрации запасов нефти представляет собой изображение местности с нанесенными изолиниями, каждая из которых

соединяет точки местности с одним и тем же значением минимальных извлекаемых запасов на одну добывающую скважину.

Минимальные извлекаемые запасы на одну добывающую скважину — это граница, ниже которой разработка нефтяного месторождения становится невыгодной.

Алгоритм расчета изолиний заключается в следующем. Вся местность рассматриваемого района покрывается регулярной сеткой точек (с шагом 5-50 км). Делается предположение о том, что каждая точка является центром условной нефтяной залежи, которую необходимо вовлечь в разработку. Для каждой из точек производится вариантный (с изменением количества скважин) расчет суммарных затрат на бурение скважин, обустройство участка, добычу нефти, эксплуатацию объектов. При этом некоторые исходные данные, в общем случае различные для разных месторождений, фиксируются (средняя глубина скважин, физико-химические свойства нефти и т.п.).

Затраты на обустройство разрабатываемых участков в каждой точке местности рассчитываются по оригинальной методике оценки объемов строительства объектов обустройства, с учетом расстояния до ближайших существующих инженерных коммуникаций: автомобильных дорог с твердым покрытием, межпромысловых нефтепроводов или объектов сбора нефти, объектов подготовки нефти, магистральных нефтепроводов, объектов энергоснабжения. Методика включает расчет количества необходимого количества кустов скважин, ДНС, КНС, КСП, трубопроводов сбора и транспорта нефти, напорных водоводов, автодорог IV и V категории, ЛЭП-6 и ЛЭП-35 кв, других вспомогательных объектов в зависимости от количества обустраиваемых скважин и удаленности от производственной инфраструктуры.

расчет рентабельности разработки в данной точке местности.

Условие рентабельности разработки месторождения:

$$R=D-Z>0, \quad (1)$$

где D — доход от продажи всей добытой нефти:

$$D=(C_{нв} \cdot d_{в} + C_{нэ} \cdot d_{э} - C_{р}) \cdot Q; \quad (2)$$

или

$$D=(C_{нв} \cdot d_{в} + C_{нэ} \cdot d_{э} - C_{р}) \cdot q \cdot N \cdot f, \quad (3)$$

где $C_{нв}$ — средняя цена 1 т нефти на внутреннем рынке за период разработки;

$d_{в}$ — доля продажи нефти на внутреннем рынке с учетом всех налоговых платежей;

$C_{нэ}$ — средняя цена 1 т нефти, идущей на экспорт за период разработки;

$d_{э}$ — доля продажи нефти на внешнем рынке с учетом всех налоговых платежей;

$C_{р}$ — налоговые платежи, зависящие от объема добытой нефти;

Q — извлекаемые запасы;

q — извлекаемые запасы на одну добывающую скважину;

N — общее количество скважин;

f — доля добывающих скважин в общем числе;

Z — суммарные затраты на обустройство и эксплуатацию месторождения за весь период разработки.

На основе вариантных расчетов затрат на обустройство для разных значений N строится зависимость:

$$Z=(Z_0+z_1*N)*K_n+Z_{\text{э}}, \quad (4)$$

где

Z_0 — начальные затраты на освоение месторождения;

z_1 — затраты на обустройство одной скважины;

K_n — коэффициент, учитывающий налоги на имущество и амортизацию;

$Z_{\text{э}}$ — эксплуатационные затраты.

Условие (1) выполняется, если

$$q=q_{\text{min}}>((Z_0+z_1*N)*K_n+Z_{\text{э}})/((C_{\text{нв}}*d_{\text{в}}+C_{\text{нэ}}*d_{\text{э}}-C_{\text{р}})*N*f) \quad (5)$$

при этом считается, что выполняется условие

$$C_{\text{нв}}*d_{\text{в}}+C_{\text{нэ}}*d_{\text{э}}-C_{\text{р}}>0.$$

Для того, чтобы рассчитать значение q_{min} , необходимо допустить, что для всего множества рассчитываемых точек условно-постоянными являются:

$L_{\text{скв}}$ — глубина скважин;

$S_{\text{бур}}$ — средняя стоимость бурения скважин;

$C_{\text{нв}}, C_{\text{нэ}}$ — средние цены 1 т нефти за период разработки;

$d_{\text{в}}, d_{\text{э}}$ — доли продаж нефти и налоговые платежи;

N — общее количество скважин участка;

f — доля добывающих скважин в общем числе.

После составления карты рентабельности разработки нефтяных месторождений ее расчетные значения q_{min} можно использовать непосредственно в тех случаях, когда вышеперечисленные параметры совпадают с принятыми при расчете карты или отличаются незначительно. В других случаях расчетные значения q_{min} необходимо пересчитать для реальных параметров.

В случае увеличения $(C_{\text{нв}}*d_{\text{в}}+C_{\text{нэ}}*d_{\text{э}}-C_{\text{р}})$ в b раз по отношению к расчетному:

$$q'_{\text{min}}=q_{\text{min}}/b \quad (6).$$

В случае увеличения $L_{\text{скв}}$ в b раз по отношению к расчетному (приблизительно):

$$q'_{\text{min}}=q_{\text{min}} * (b+1)/2 \quad (7).$$

При увеличении N в b раз по отношению к расчетному

$$q'_{\text{min}}=q_{\text{min}}/b+z_1 * (1-1/b)/((C_{\text{нв}}*d_{\text{в}}+C_{\text{нэ}}*d_{\text{э}}-C_{\text{р}})*f). \quad (8)$$

Для таких пересчетов необходимо, чтобы к карте рентабельности прилагались расчетные данные по затратам на строительство и эксплуатацию одной скважины z_1 и 'чистая' цена добываемой нефти $C_{\text{ч}}=C_{\text{нв}}*d_{\text{в}}+C_{\text{нэ}}*d_{\text{э}}-C_{\text{р}}$. Для большего удобства использования карты рентабельности

целесообразно формировать таблицу пересчета значений изолиний для разного количества скважин на участке.

В качестве примера приводится построение карты рентабельности освоения нефтяных месторождений ХМАО для следующих значений условно-постоянных параметров:

Лскв (глубина скважин) = 2800 м;

Сбур (средняя стоимость бурения скважин) = 2700 руб/м;

Снв (цена 1 т нефти на внутреннем рынке) = 1800 руб/т;

Снэ (цена 1 т нефти на экспорт) = 2700 руб/т;

дв,дэ,Ср — по действующей налоговой системе,

N — (общее количество скважин участка) = 100;

f – (доля добывающих скважин в общем числе) = 0.8;

Шаг регулярной сетки точек был принят 25 км.

При расчете учитывались следующие данные:

- сеть межпромысловых нефтепроводов ХМАО;
- сеть магистральных нефтепроводов на территории ХМАО;
- сеть автодорог с твердым покрытием;
- железные дороги;
- крупные реки.

На основе полученной карты рентабельности с помощью соответствующих программных средств можно построить растровую модель рентабельности освоения нефтяных месторождений, которая представляет собой цифровую сетку территории округа, имеющую графическое отображение, – каждому диапазону значений рентабельности присвоен некоторый цвет. При наложении карты возможных для разработки участков на растровую модель можно получить сведения о минимально рентабельных запасах на скважину и сделать выводы о их перспективности. На рис.3 представлена растровая модель карты рентабельности.

Построенную карту рентабельности можно использовать для:

- формирования плана освоения нефтяных залежей в регионе;
- оценки объема ресурсов нефти, рентабельных для разработки;
- формирования планов геологоразведочных работ в регионе;
- построения динамической модели оценки планов освоения недр в регионе.

Краткий обзор налогов на нефть

В Российской Федерации все полезные ископаемые принадлежат государству. Правительство выдает добывающим компаниям лицензии на эксплуатацию месторождений, за которую они платят некоторую — обычно не очень большую — сумму.

После того, как начинается добыча, государство взимает с добывающих компаний определенную сумму за каждую единицу добытого из-под земли полезного ископаемого. Это и есть налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Таким образом, НДС является аналогом «роялти» — оплаты государству-собственнику за приобретенные у него ресурсы, в нашем случае нефть.

Однако в России есть еще один чисто «нефтяной налог» — экспортные пошлины, которыми облагаются продажи нефти за границу. Разумеется, нефть, продаваемая внутри страны, или отправляемая на НПЗ, экспортными пошлинами не облагается.

Есть еще и обыкновенные корпоративные налоги, которыми облагаются нефтяные компании — налог на прибыль, налог на имущество и прочие. Они тоже приносят достаточно денег в казну, но в несколько раз меньше, чем чисто «нефтяные» НДС и пошлины на экспорт.

Наконец, существуют и акцизы на бензин, дизельное топливо, и некоторые другие нефтепродукты. Впрочем, часто акцизы рассматриваются правительством скорее как средство быстрого и легкого изъятия денег у населения, нежели чем как часть системы налогообложения нефтяной отрасли.

В рамках «налогового маневра» также были пересмотрены экспортные пошлины на нефтепродукты — размер этих пошлин был и остается привязанным к пошлинам на сырую нефть. Ставки для темных нефтепродуктов, таких как мазут и битум, в рамках «маневра» были повышены. С начала 2017 года они составляют 100% от пошлин на нефть. Ставки для светлых нефтепродуктов были снижены, например, по товарному бензину с 2017 года они были снижены с 78% в 2015 году до 30% в 2017.

Таким решением правительство пыталось поощрить нефтяные компании модернизировать свои НПЗ. До этого, как подозревало начальство, нефтепереработка активно использовалась для обхода экспортных пошлин — за границу гнался не требующий глубокой переработки мазут, экспортные пошлины на который в то время были значительно ниже, чем пошлины на нефть.

Не все НПЗ, однако, модернизированы к настоящему времени в силу разных причин — от отсутствия денег до невыгодности инвестиций из-за расположения производства вдали от рынков сбыта. Так что в результате «маневра» многие нефтеперерабатывающие производства стали глубоко убыточными.

Существует мнение, что процесс в рамках «налогового маневра» надо продолжать, и постепенно совсем отказаться от экспортных пошлин. Экспортные пошлины считаются анахронизмом, несовместимым с истинно свободным рынком. Почти ни в одной другой стране их нет. В России их

отменяли еще в глубоких девяностых под давлением МВФ, но потом опять вынуждены были ввести из фискальных соображений.

Другие эксперты указывают на опасность того, что окончательная отмена пошлин может привести к серьезным трудностям в отечественной нефтеперерабатывающей отрасли и стать причиной периодических кризисов дефицита на внутреннем бензиновом рынке. Ведь нефтяные компании могут посчитать нужным сконцентрироваться на экспорте в ущерб переработке.

Прибыльность бизнеса переработки вообще невысока по сравнению с добычей и продажей сырой нефти. Если посмотреть финансовые отчеты нефтяных компаний, то можно увидеть, что EBITDA добычи обычно в несколько раз выше EBITDA переработки — если последняя вообще положительна. И это несмотря на то, что крупные российские компании в среднем обычно направляют на НПЗ около половины своей добытой нефти.

Причин недостаточной прибыльности переработки много, и основные это избыток мощностей и политика государства, заключающаяся в фактическом регулировании розничных цен на бензин и другое топливо. Оставаться отрасли на плаву позволял экспорт, в том числе мазута — примерно половина произведенных в России нефтепродуктов экспортируются.

Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Это – основной налог на нефть, вернее, на её добычу. Поскольку все природные ресурсы находятся в государственной собственности, за право их добычи платится налог, называемый НДПИ. Начиная с 2016-го года, чтобы перенести налоговое бремя с экспортеров на добывающие предприятия, ставки экспортных пошлин начали снижать, а ставку этого налога – постепенно повышать. Налогообложение нефтедобычи регламентировано статьей 334 Налогового Кодекса Российской Федерации, а порядок деятельности предприятий этой сферы регулируется Федеральным законом, называемым «О недрах». Все физические и юридические лица, которые занимаются добычей природных ресурсов, должны иметь соответствующую лицензию.

Плательщики НДПИ

Плательщиками налога на добычу полезных ископаемых являются юридические лица и индивидуальные предприниматели, сфера деятельности которых – добыча ископаемых ресурсов (их называют еще пользователи недр).

Постановка на учет в налоговом органе таких предприятий и физических лиц отличается тем, что она происходит после получения ими лицензии (в течение 30-ти дней).

Организации-плательщики НДСИ представляют в ФНС декларацию по этому налогу ежемесячно, срок сдачи такой декларации – последняя дата месяца. Объект налогообложения

Объектом налогообложения в данном случае выступает натуральный показатель, который выражается в тоннах.

Ископаемым ресурсом считается обезвоженная, обессоленная или стабилизированная нефть. К попадающим под действие этого закона полезным ископаемым относятся следующие ресурсы:

- добытые на территории Российской Федерации;
- добытые российскими компаниями вне ее пределов;
- добытые путем переработки нефтяных отходов.

На добытую за рубежом нефть НДСИ рассчитывают в том же порядке, в каком производится расчет на ресурсы, полученные внутри страны.

Международными договорами прописана возможность предоставления в аренду площадей, находящихся на иностранной территории, с целью разработки шельфов.

Качество сырья, добываемого за рубежом, проверяется по установленным в России стандартам. К полезным ископаемым и природным ресурсам не относится продукция, полученная путем обогащения.

1. Использование прямого расчетного метода для определения налоговой базы подразумевает использование следующих расходов: прямые материальные затраты;
2. фонд оплаты труда наемного персонала;
3. амортизационные отчисления.

Списание прямых расходов производится в таком же порядке, как и при учете прочих производственных процессов.

Размер прямых затрат определяется из расчета сумм, которые относятся к конкретным доходам (в случае НДСИ это – нефтедобыча) определенного налогового периода. Незавершенное производство из расчета убирают.

Расходы для налога на добычу полезных ископаемых определяют за период, равный одному месяцу.

- **Косвенные показатели** (ими считаются материальные затраты, которые не входят в состав прямых расходов):

1. расходы на ремонт оборудования;
2. покупка дополнительного технологического оборудования;
3. прочие не прямые затраты.

Эти расходы подлежат списанию в полном объеме, который пропорционален текущей добыче и другим видам производственной деятельности. Выручку от реализации полезных ископаемых рассчитывают исходя из цена, уменьшенной на расходы по доставке продукции.

Ставка

Она рассчитывается на основании установленной базовой ставки с учетом плавающих коэффициентов, которые определяют конкретные условия, характерные для места добычи и учитывают динамику нефтяных цен на основании мировых показателей. Базовую ставку определяет Налоговый Кодекс согласно постановлениям правительства РФ.

При корректировке налоговой ставки НДС применяются следующие коэффициенты:

- Кц – этот коэффициент учитывает изменение мировых нефтяных цен;
- Кдв – показывает степень выработки данного месторождения (при его применении округление показателя не используется); выработанность конкретного участка определяют в соответствии с данными госбаланса, утвержденными для этого участка до начала применения лицензии;
- Кз – определяет уровень запасов разработки;
- Кд – характеризует сложность нефтедобычи; уровень этой сложности прописан в проектной документации и находится в пределах от нуля до единицы.

Показатель коэффициента Кц (уровень мировых цен) в 15-х числах каждого следующего за расчетным месяца, публикуется в «Российской газете».

Льготы по НДС

Льготы по этому налогу выражаются в применении нулевой ставки и устанавливаются законодательством. Такая ставка может быть установлена в случае получения в процессе разработки месторождения нормативных потерь или при добыче попутного газа.

Нормативные потери принимаются к учету в том месяце, когда был произведен замер добычи. Нормы таких потерь определяются в зависимости

от конкретного места добычи, а их показатели утверждает Министерство энергетики, предварительно согласовав их с Роснедрами.

Если нет актуальных данных за конкретный месяц, которые публикуются для каждого месторождения, то налогоплательщик имеет право использовать сведения о показателях технических норм, которые приняты для конкретного вида ресурсоразработки.

Порядок применения нормативов, касающихся разработки недр, установлен Постановлением Правительства номер 921, принятом 29 декабря 2001-го года.

Коэффициент К_{дв}, учитывающий степень выработки недр, устанавливается законодательством. Он может иметь понижающее значение в случае, когда выработка превышает 80 процентов. Это – льгота для старых, давно разрабатываем месторождений.

Формула расчета

Для расчета размера НДСИ применяют:

- объем выработки (Ов);
- нормативные потери (НПот);
- утвержденную на данный момент ставку;
- плавающие корректирующие коэффициенты, устанавливаемые раз в месяц. Этот расчет достаточно прост, если нет необходимости самостоятельно рассчитывать используемые коэффициенты.

Приведем конкретный пример.

Некая компания «А» за февраль 2014 года добыла 520 тонн нефти. Размер нормативных потерь составил 20 тонн.

Ставка налога в этом месяце была 493 руб/тонна. Пусть коэффициент мировых цен (К_ц) в этом месяце составлял 1,2000 (четыре знака после обязательны), а все остальные коэффициенты возьмем равными единице.

Сумма НДСИ = (Ов-НПот) * ставка * К_ц * К_{дв} * К_з*К_д

*Для конкретного примера НДСИ = (520 -20) * 493 * 1,2000 * 1 * 1 * 1 = 295 800 рублей.*

Сумма этого налога отражается в декларации и уплачивается в бюджет в установленные законом сроки. В декларацию также включают все цифры, которые использовались при расчете НДС.

1 января 2019 года вступил в силу Федеральный закон от 19 июля 2018 г. № 199-ФЗ по НДС, которым в НК РФ введена новая глава 25.4 «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья».

Налогоплательщиками данного налога являются организации, осуществляющие разведку, добычу нефти, газа, газового конденсата. Целью введения НДС является создание благоприятных условий налогообложения тем налогоплательщикам, которые активно инвестируют в разведку и разработку новых месторождений.

Налоговая нагрузка прямо пропорционально увеличивается с ростом доходности конкретного участка недр, в чем заключается суть данной системы налогообложения. При этом согласно Налоговому кодексу НДС позволяет переносить и тем самым снижать налоговую нагрузку за счет ранее понесенных затрат на добычу за весь срок реализации инвестиционного проекта.

Историческим убытком признается отрицательный расчетный финансовый результат, определенный с 1 января 2011 года и по год, непосредственно предшествующий году начала исчисления НДС (включительно).

Такой механизм по замыслу законодателя позволяет перераспределить фискальную нагрузку и перенести основную ее часть на более поздние этапы разработки месторождений.

Кроме того, НДС предполагает снижение суммарной величины налогов, зависящих от валовых показателей, т.е. НДС и вывозной таможенной пошлины на нефть.

- На размер нового налога влияет величина денежного потока от деятельности по разработке отдельного участка недр с учетом сложившихся на мировых рынках цен на углеводородное сырье (нефть) и фактически понесенных и оплаченных капитальных и операционных затрат на его добычу.
- При этом особый порядок расчета НДС при применении НДС применяется к общему объему добытой нефти на конкретном участке недр, включая объем нефти, добытый из трудноизвлекаемых залежей на этом участке недр.
- Интересно: Себестоимость добычи нефти в России и в мире.
- Одновременно с новым налогом будет реализовываться завершающий этап «налогового маневра», который предполагает равномерное обнуление вывозных таможенных пошлин с 2019 по 2024 годы, уплачиваемых при

экспорте нефти и нефтепродуктов, и эквивалентное повышение ставок НДС при добыче нефти и газового конденсата.

- **Объектом налогообложения** при НДС является дополнительный доход от добычи, представляющий собой разницу между расчетной выручкой и произведенными расходами, в том числе убытком.
- Степень выработанности запасов нефти на участке недр, где осуществляется добыча, должна составлять меньше значения или равна значению 0,05.