**ВВЕДЕНИЕ**

В наше время существенно увеличились масштабы добычи нефти и газа и вводятся в разработку месторождения со сложными геолого-физическими условиями, решается важнейшая проблема увеличения полноты извлечения нефти из недр.

Исследования показывают, что средняя величина коэффициента нефтеотдачи составляет в СНГ 0,37-0,4, а в США – 0,33 (по данным Торри). Нефтеотдача пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами, характеризующимися режимом растворенного газа, еще ниже. М.Макет считает, что объем нефти, которая может быть извлечена из пластов, достигших экономического предела эксплуатации с помощью существующих методов воздействия, составит 1/3 объема нефти оставшейся в пласте. Следовательно, запасы остаточной нефти в так называемых истощенных пластах огромны. Они представляют собой солидный резерв нефтедобывающей промышленности. Повышение коэффициента нефтеотдачи пласта со средними запасами до 0,7-0,8 равносильно открытию новых крупных месторождений. Увеличение отношения объема добываемой нефти к ее остаточным труднодоступным (или недоступным) для извлечения запасам является очень важной и сложной проблемой. Однако работы отечественных и зарубежных исследователей показали, что она может быть решена в ближайшем будущем.

Нефтеотдача – отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Под *текущей* нефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. *Конечная* нефтеотдача – отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта. Вместо термина «нефтеотдача» употребляют также термин «коэффициент нефтеотдачи».

**Паротепловая обработка призабойной зоны скважин**

Величина притока и темпы извлечения нефти, производительность скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины. Особое значение имеет эффективная проницаемость призабойной зоны пласта. Ввиду радиального притока жидкости в скважину, на единицу площади призабойной зоны приходится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов. Снижение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлена выпадением содержащихся в нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ, а также отложением их на поверхности породы и стенках скважины. Поверхности частиц песка или других пород скелета пласта могут служить такими же центрами кристаллизации, как и шероховатые поверхности стенок насосно-компрессорных труб.

В результате адсорбции поверхностно-активных веществ нефти может изменяться молекулярная природа поверхности и произойти гидрофобизация первоначально гидрофильной породы. Опыты Ф.А. Требина показали, что явление затухания фильтрации с повышением температуры снижается, и при 60-65°С для большинства нефтей оно почти исчезает. Повышение температуры препятствует также выделению из нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ. Указанные факты показывают, что для повышения производительности скважин тепловое воздействие на призабойную зону является одним из важных методов.

Паротепловое воздействие на призабойную зону преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, направленного на увеличение продуктивности скважин. При этом улучшаются фильтрационные характеристики, снижается вязкость нефти, изменяйся смачиваемость горных пород, увеличивается подвижность нефти, активизируется режим растворенного газа.

Тепловое воздействие на призабойную зону может быть осуществлено путем электропрогрева или закачкой пара. Нагнетание пара в пласт производят в режиме циклической закачки его в добывающие скважины, выдержкой их в течение некоторого времени и последующего отбора продукции из этих же скважин. При данной технологии достигается прогрев нефтесодержащего пласта в призабойной зоне скважин, наряду со снижением вязкости повышается пластовое давление, происходит очистка призабойной зоны от смолистых веществ и восстановление ее проницаемости, в результате чего увеличивается приток нефти к скважинам, значительно облегчается подъем продукции по стволу скважины, увеличивается охват пласта вытеснением.

На этапе нагнетания пара в пласт он преимущественно внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта за счет противоточной капиллярной пропитки происходит активное перераспределение жидкостей: горячая вода и пар проникают в менее проницаемые пропластки, вытесняя оттуда прогретую нефть в более проницаемые слои.

Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трех операций (этапов).

Этап 1. В добывающую скважину в течение двух-трех недель закачивается пар в объеме 30-100 т на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нем нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Объем закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

Этап 2. После закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой.

Этап 3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.

Эти операции (этапы) составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объемы закачки пара (на 1 м эффективной толщины пласта) – величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта.

При осуществлении паротепловой обработки скважин 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 парафина и асфальтено-смолистых отложений.

Реакция пласта на циклическую закачку пара в значительной степени зависит от коллектора. В толстых 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.

На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко – более трех недель, а период выдержки длится 1-4 сут, иногда больше, в зависимости от характеристик пласта. Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего цикл работ повторяется.

Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого не должна превышать 2 т/т.

Прогрев ПЗС производят также с помощью спуска на забой скважины нагревательного устройства ***- электропечи или специальной*** ***погружной газовой горелки***.

Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удается прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

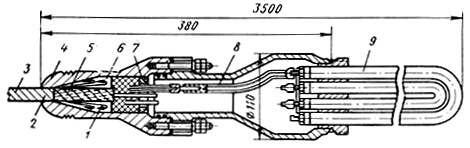
При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 - 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки - парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 - 200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтированы каротажная лебедка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм2 и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм2. Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплеткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН.

Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин.

В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трех скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъемника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленой окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис.21).

Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений. Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется термопара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промысловой низковольтной (380 В) сети.



Pис. 21- Скважинный электронагреватель:

1 - крепление кабеля; 2 - проволочный бандаж; 3 - кабель-трос; 4 - головка нагревателя; 5 - асбестовая оплетка; 6 - свинцовая заливка; 7 - нажимная гайка; 8 - клеммная полость; 9 - нагревательпые трубки.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4 - 5 сут непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут (рис. 22).

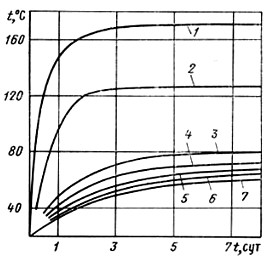


Рис. 22- Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве: 1 - 21 кВт; 2 - 10,5 кВт; 3, 4 - 21 кВт; 5, 6, 7 - 10,5 кВт.

Кривые 1, 2 - для скважин Арланского месторождения, остальные - для Ишимбайского

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20 - 50 м вверх и на 10 - 20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в Узбекнефти после 5 -7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3 - 5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3 - 4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в Узбекнефти эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 т дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 т дополнительной нефти.

В Сахалиннефти по данным 670 операций средняя эффективность составила 63 т дополнительной нефти на 1 обработку.

**Тепловые методы повышения нефтеотдачи**

При тепловых методах повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) коллектор подогревается, чтобы снизить вязкость нефти и/или испарить ее. В обоих случаях нефть становится более подвижной и ее можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создается движущая сила (давление). Существует два перспективных метода термического ПНП: нагнетание перегретого водяного пара и метод внутрипластового движущегося очага горения.

***Вытеснение нефти перегретым паром***

Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода. Если вода при температуре 148,9°С содержит 628 кДж/кг тепла, то насыщенный пар при той же температуре – 2742 кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Но это еще не означает, что пар отдаст пласту в 4 раза больше тепла, чем-то же количество воды. Если пластовая температура равна 65°С, то 1 кг воды, нагретой до 148,9°С передает пласту 356 кДж, а 1 кг пара при тех же условиях – 2470 кДж, т.е. почти в 7 раз больше. Поэтому при помощи пара в пласт можно внести значительное количество тепла в расчете на единицу веса нагнетаемого агента. Кроме того, при одинаковых условиях 1 кг пар занимает в 25-40 раз больший объем и может вытеснить наибольший объем нефти, чем горячая вода.

При закачке пара в нефтяной пласт используют насыщенный влажный пар, представляющий собой смесь пара и горячего конденсата. Степень сухости закачиваемого в пласт пара находится в пределах 0,3-0,8. Чем выше степень сухости пара, равная отношению массы пар к массе горячей воды при одинаковом давлении и температуре, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой. К примеру, при давлении 10 МПа и температуре 309°С у влажного пара со степенью сухости 0,6 теплосодержание почти в 1,6 раза больше, чем у горячей воды.

Процесс распространения тепла в пласте и вытеснение нефти при нагнетании в пласт водяного пара является более сложным, чем при нагнетании горячей воды. Пар нагнетают в пласты через паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, извлечение нефти производится через добывающие скважины.

Механизм извлечения нефти из пласта, при нагнетании в него перегретого пара, основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения углеводородов за счет снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются легкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефти. При температуре 375°С и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10% нефти плотностью 934 кг/м3.

При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром; зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях, и зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры (рис.31). Указанные зоны различаются по температуре, распределению насыщенности жидкости и механизму вытеснения нефти из пласта. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние.

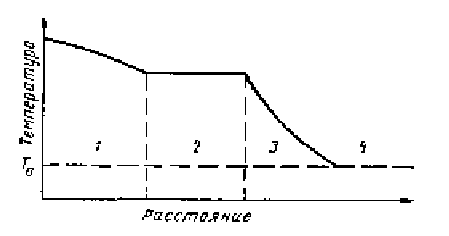


Рис.31- Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара. Зоны: 1 – перегретого пара: 2 – насыщенного пара; 3 – горячего конденсата: 4 – остывшего конденсата.

Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (в зоне 1) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом). На прогрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления), пока используется вся скрытая теплота парообразования. Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) легких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой. Размеры ее при практически приемлемых объемах закачки небольшие. В зоне 3 пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта. В зоне 4 температура пласта снижается до начальной.

Нефть вытесняется остывшим конденсатом при пластовой температуре. Часть теплоты, как и в случае нагнетания горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. Кроме того, на распределение температуры влияет изменение пластового давления по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины. В соответствии с распределением температуры нефть подвергается воздействию остывшей воды, горячего конденсата, насыщенного и перегретого пара. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне пары углеводородов конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и вытесняя ее как растворитель.

Механизм вытеснения и характер распределения температуры в пласте удобно рассматривать и в обратном к вытеснению направлении (рис.32).



Рис.32 - Схема вытеснения нефти паром.

Условные обозначения: а - пар; б - вода; в – нефть

В зоне 4 фильтруется безводная нефть при пластовой температуре.

В зоне 3 температура пласта тоже равна начальной. Вытеснение нефти водой происходит при пластовой температуре. Насыщенность воды в направлении вытеснения постепенно уменьшается до значения насыщенности связанной водой.

Зона 2 – это зона горячей воды. Температура в этой зоне снижается от температуры пара до начальной пластовой. В ней фильтруется горячая вода, нагретая нефть, обогащенная легкими фракциями углеводорода, которые образовались из остаточной нефти в зоне пара и вытесняются из зоны конденсации. Здесь вытеснение нагретой нефти производится горячей водой. В этой зоне повышение коэффициента нефтеотдачи достигается за счет снижения вязкости нефти, повышения ее подвижности, усиления капиллярных эффектов.

На участке зоны 2, примыкающей к зоне 1, температура несколько ниже, чем температура парообразования. В этой зоне, размеры которой небольшие, пары воды и газообразные углеводородные фракции из-за охлаждения компенсируются и вытесняются горячей водой по направлению к добывающим скважинам.

Зоны: 1 - насыщенного пара; 2 - вытеснение нефти горячей водой; 3 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 4 - фильтрация нефти при начальных условиях.

Зона 1 – это зона влажного пара, которая образуется вблизи нагнетательной скважины. В ней температура приблизительно постоянна, ее значение равно температуре парообразования воды, зависящей от давления в пласте. В этой зоне происходит испарение легких фракций из остаточной нефти.

Таким образом, увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счет снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием: путем расширения нефти, перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

Вязкость нефтей, как правило, резко снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 20-80°С. Поскольку дебит нефти обратно пропорционален ее вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в 10-30 раз и более.

Высоковязкие нефти со значительной плотностью обладают большим темпом снижения вязкости, остаточная нефтенасыщенность их уменьшается более резко, особенно при температурах до 150°С. С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи.

В процессе закачки пара нефть в зависимости от состава может расширяться, за счет чего появляется дополнительная энергия для вытеснения пластовых жидкостей.

По Р.Х. Муслимову (1999), влияние различных факторов па нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается за счет (рис.33):

* снижения вязкости нефти – до 30;
* эффекта термического расширения – до 8%;
* эффекта дистилляции – до 9%;
* эффекта газонапорного режима – до7%;
* эффекта увеличения подвижности – до 10%.
* Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нем нефть и вытесняет ее по направлению к добывающим скважинам. При этом процессе основная доля тепловой энергии расходуется на повышение температуры пород пласта. Поэтому даже без тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины и в кровлю-подошву пласта фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти.

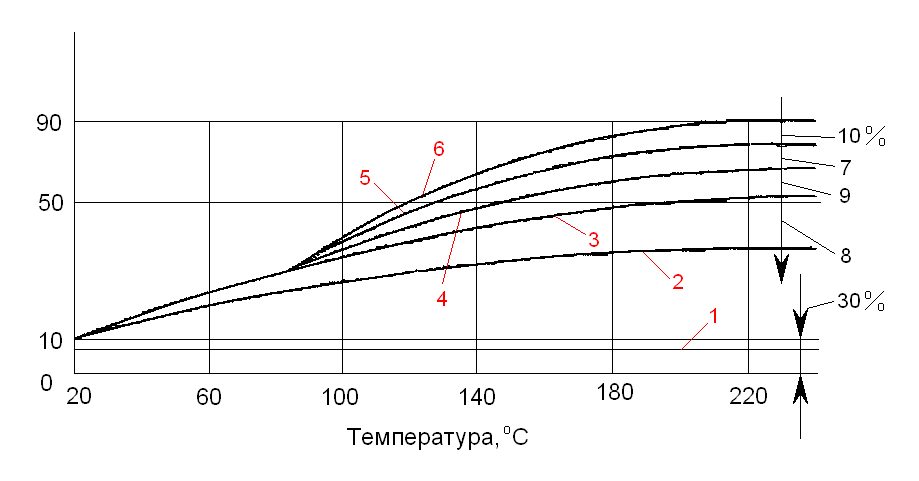


Рис.33 - Зависимость нефтеотдачи от различных факторов при паротепловом воздействии (по Ρ Χ Муслимову. 1999):

*1 – режим истощения при естественной (пластовой) температуре; 2 – снижение вячкости; 3 – термическое расширение; 4 – дистилляция; 5 – газонапорный режим; 6 – изменение подвижности.*

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесенного в пласт тепла, после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6-0,8 порового объема пласта, эту оторочку продвигают к забоям добывающих скважин ненагретой водой путем закачки ее в те же нагнетательные скважины. Данная технология получила название метода тепловых оторочек Оценка эффективности теплового воздействия на пласт при закачке пар обычно выражается удельным расходом пара на добычу дополнительной нефти.

При сжигании 1 т нефти в парогенераторах можно получить 13-15 т пара, поэтому при рентабельной технологии удельный расход пара на дополнительную добычу нефти не может быть больше 13-15 т. Если учесть затраты на приготовление и закачку пара, составляющие 30-35% от общих расходов, то получится, что при эффективном процессе расход пара на добычу одной тонны дополнительной нефти должен быть не более 3-6 тонн.

При выборе объекта для ПТВ необходимо иметь в виду, что нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее 6 м. При меньшей толщине процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подошву залежи. Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3% на каждые 100 м 1лубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн. Проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подошву залежи. Общие потери теплоты в стволе скважины и в пласте не должны превышать 50% от поступившей на устье скважины. В противном случае процесс ПТВ будет неэффективен.

Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нем флюидов: циклическая, блочно-циклическая, импульсно-дозированная, площадная, или рядная.

**Внутрипластовое горение**

Процесс внутрипластового горения (ВГ) - способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа∙с.

Основа горения – экзотермическая окислительно-восстановительная реакция органического вещества с окислителем. Для начала реакции необходим первичный энергетический импульс, чаще всего нагревание нефти. Поэтому процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти с помощью забойного нагревающего устройства (электрических или огневых горелок). После образования устойчивого очага горения в пласт закачивают через нагнетательную скважину окислитель или смесь окислителя и воды. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя СО2 и воду с выделением тепла. Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. При этом часть пластовой нефти (10-15%) сгорает и выделяющиеся в результате горения газы, пар и другие горючие продукты сгорания, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть из пласта. Процесс автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счет образования продуктов для горения (типа кокса).

Процесс внутрипластового горения сочетает все преимущества термических методов – вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящею в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу.

Диапазон применения ВГ очень широк: на неглубоко залегающих месторождениях и на значительных глубинах.

Экспериментальные работы в сочетании с теоретическими исследованиями позволили сформулировать основные закономерности процесса ВГ:

* внутрипластовое горение может проявляться в трех разновидностях: сухое (СВГ), влажное (ВВГ) и сверхвлажное (СВВГ);
* определяющим параметром для ВВГ и СВВГ является водовоздуш-ный фактор (ВВФ) – отношение объема закачиваемой в пласт воды к объему закачиваемого в пласт воздуха;
* интенсивные экзотермические реакции окисления нефти происходят в узкой зоне пласта, называемой фронтом горения;
* на фронте горения при сухом и влажном процессах температура в среднем может составить 400-600 °С, процесс сверхвлажного горения протекает при температурах 200-250°С:
* увеличение ВВФ позволяет: повысить скорость продвижения по пласту тепловой волны, снизить расход воздуха на выжигание пласта и на добычу нефти, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;
* на процессе внутрипластового горения существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, тип породы-коллектора, тип нефти, начальная нефтенасыщенность.

Различают два основных варианта внутрипластового горения – прямоточный и противоточный.

Прямоточное внутрипластовое горение – это процесс теплового воздействия на пласт, при котором фильтрация окислителя и распространение фронта горения происходит в направлении вытеснения нефти – οт нагнетательной скважины к добывающей. Скорость движения фронта горения регулируется типом и количеством сгоревшей нефти и скоростью нагнетания воздуха.

Если же повышают температуру призабойной зоны добывающей скважины и очаг горения возникает в ее окрестности, то фронт горения распространяется к нагнетательной скважине, т.е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти. Такой процесс называется противоточпым горением. Он используется, как правило, только в том случае, если невозможно осуществить прямоточный процесс горения, например на залежах с неподвижной нефтью или битумом.

При внутрипластовом горении действует широкий комплекс механизмов извлечения нефти: вытеснение ее газообразными продуктами горения, водой, паром; дистилляция легких фракций нефти; разжижение нефти под действием высокой температуры и углекислого газа. Образованные за счет дистилляции легкие фракции нефти переносятся в область впереди теплового фронта и, смешиваясь с исходной нефтью, играют роль оторочки растворителя.

В процессе прямоточного горения температура и профиль насыщения флюидами в пласте развиваются согласно характерным зонам. Прямоточный процесс ВГ включает: выжженную зону, содержащую окислитель (воздух); зону горения, содержащую кокс; зону испарения (многофазную зону), содержащую пар, газы, воду, легкие углеводороды: зону конденсации, или трехфазную зону, содержащую нефть и газ; зону пласта, не охваченную воздействием (рис.34).

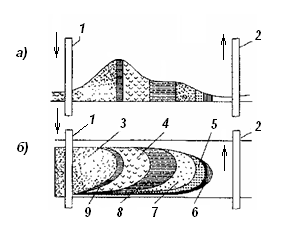


Рис.34 - Схема процесса прямоточного внутри пластового горения (по Р.Х. Муслимову. 1999):

*а – темпсратурные зоны в пласте, б – зоны распространения процесса: 1,2 – нагнетательная и добывающая скважины; 3.4,7.8 – зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара; 5 – легкие углеводороды; 6 – нефтяной вал; 9 – фронт горения.*

Зона 1. В этой области пласта фронт горения уже прошел, она состоит практически из сухой породы без нефти. В порах фильтруется окислитель. Температура в ней достаточно высокая, плавно увеличивается в направлении вытеснения. По мере фильтрации в этой зоне происходит нагревание закачиваемого окислителя за счет контакта с нагретым коллектором.

Зона 2 – зона горения и коксообразования. В ней происходят высокотемпературные окислительные процессы, т.е. горение остаточного коксоподобного топлива. Температура в этой зоне достигает своего максимального значения, которая обычно составляет 350-600°С. В результате горения образуются углекислый газ, окись углерода и вода. Тепло, выделяемое в процессе горения, аккумулируется в следующей зоне и затем отдается потоку окислителя.

Термохимическая реакция горения кокса записывается стехиометрическим уравнением вида



где *n* – атомное отношение Н : С, содержащихся в одном моле коксе; *m* – отношение молей СО2 и СО в продуктах горения; *СНm* – молекулярная формула кокса.

По этому уравнению можно оценивать количество кислорода и топлива, необходимых.для поддержания горения в пласте. В лабораторных условиях установлено, что минимальное количество горючего, которое необходимо для поддержания внутрипластового горения, составляет 18-30 кг на 1 м3 нефтенасыщенной породы. Расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10-12 м3.

В зоне 2 под действием высокой температуры происходит крекинг и окислительный пиролиз фракций нефти, которые не были вытеснены к этому времени, с образованием жидких и газообразных продуктов с последующим растворением в нефти впереди фронта горения. Из тяжелых остатков в результате сложных термохимических реакций образуется коксоподобное вещество, которое служит топливом для поддержания процесса внутрипластового горения, а газообразные и жидкие углеводороды потоком газов горения и пара, образовавшегося из реакционной воды, вытесняются в направлении фильтрации. Углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность.

В зоне 3 происходит испарение воды, содержащейся в пласте в свободном и связанном состоянии. При испарении воды с температурой в зоне 150-200°С происходит процесс перегонки нефти в потоке горячих паров воды и газов. Поток способствует испарению при этой температуре более тяжелых фракций нефти, чем при обычном кипении. Этими процессами определяется многофазность зоны испарения, где одновременно присутствуют пар, газы, вода и легкие углеводороды.

В начале зоны 4 происходит конденсация паров воды и углеводородных газов, образованных в зоне 3. Конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности. Кроме того, из сконденсировавшихся паров воды может возникнуть оторочка горячей воды (вал горячей воды), которая вместе с газообразными продуктами вытесняет нефть из пласта. Впереди оторочки (вала) горячей воды, за счет конденсации газообразных углеводородов, образуется нефтяной вал (зоны 5,6), который вытесняет первичную нефть в направлении фильтрации жидкостей (рис.34).

При прямоточном горении ввиду малой теплоемкости закачиваемого окислителя, основная доля выделившегося тепла остается позади фронта горения и не участвует в процессе вытеснения нефти. Как видно из схемы распределения температуры в пласте в процессе горения (рис.34а), впереди фронта горения температура пласта довольно резко снижается, вплоть до пластовой температуры, так как переброшенное потоками газа тепло расходуется на нагревание породы и содержащейся в ней нефти. А позади фронта, наоборот, из-за рассеивания тепла в окружающие пласт породы наблюдается плавное ее снижение. Поэтому размер прогретой области впереди фронта существенно меньше, чем позади фронта.

Итак, суммарный результат воздействия движущегося очага горения на пласт складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи: образуются легкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти; конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности (вал горячей воды); происходит термическое расширение жидкостей и породы, увеличивается проницаемость и пористость за счет растворения цементирующих материалов; углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность; тяжелые осадки нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта.

В ходе теоретических и промысловых исследований установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, с увеличением проницаемости пород – уменьшается. В зависимости от геолого-физических условий пласта расход сгорающего топлива может составить 10-40 кг на 1 м3 пласта, или 6-25% первоначального содержания нефти в пласте. Проницаемость пористой среды незначительно влияет на механизм горения, хотя требует повышенного давления нагнетания и увеличивает сроки реализации процесса.

Опыт показывает, что при нагнетании в нефтесодержащий пласт окислителей, могут протекать процессы низкотемпературного окисления (при t= 100-200°С), которые отличаются от рассмотренных тем, что в связи с пониженной температурой процесс этот может охватывать значительные зоны пласта в более короткие сроки. При длительных подачах окислителя в пласт в больших количествах наступает самопроизвольное воспламенение нефти.

При нагнетании воздуха в пласт для поддержания процесса горения, как правило, не весь кислород, содержащийся в воздухе, расходуется на горение. Бакинскими исследователями (P.M. Мехтибейли, З.А. Султановым) установлено, что часть окислителя может теряться на взаимодействие с породой, что значительно увеличивает удельную потребность окислителя. Отношение количества кислорода, участвующего в реакции внутрипластового горения, к общему его количеству, введенному в пласт с нагнетаемым воздухом, называется коэффициентом использования кислорода.

Коэффициент использования кислорода – важный показатель эффективности процесса ВГ. Его снижение при прочих равных условиях приводит к увеличению относительного расхода воздуха. По промысловым данным он колеблется в пределах 0,5-0,98.

К сказанному добавим, что поскольку при ВГ тепловая энергия образуется непосредственно в пласте, исключаются тепловые потери по стволу скважин, которые имеют место при закачке теплоносителей. Кроме этого, при внутрипластовом горении зона внутрипластового генерирования тепла перемещается по направлению к добывающим скважинам, поэтому снижаются тепловые потери в окружающие породы через кровлю и подошвы пласта.

*Сухое внутрипластовое горение (СВГ).* Это обычное внутрипластовое прямоточное горение, в котором в нагнетательные скважины после инициирования горения для его поддержания закачивается только воздух. Расход воздуха на 1 т добываемой нефти, по данным практики, колеблется от 400 до 3000 м3.

*Влажное внутрипластовое горение (ВВГ).* Это разновидность внутрипластового горения, позволяющего интенсифицировать разработку месторождений с высоковязкими нефтями, увеличивая конечную нефтеотдачу. При этом в нагнетательные скважины после создания устойчивого очага горения вместе с воздухом или попеременно закачивают (в определенном соотношении) воду. При этом вода, контактируя с нагретой породой, испаряется. Пар. увлекаемый потоком воздуха (газа), переносит тепло в область, находящуюся впереди фронта горения. Вследствие высокой теплоемкости воды, скорость конвективного переноса теплоты водовоздушной смесью возрастает, потери теплоты позади фронта горения сокращаются, количество необходимого воздуха на осуществление процесса снижается в 2-3 раза по сравнению с сухим процессом горения.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха составляет примерно 1-5 м3 воды на 1000 м3 воздуха, т.е. водовоздушное отношение должно составлять порядка (1:5)∙10-3 м3/м3 [3]. По данным ВНИИ, водовоздушное отношение должно находиться в пределах 0,004-0,002 м3/м3. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

Сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ). Процесс является разновидностью внутрипластового горения, осуществляемого при увеличении водовоздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха или в сочетании с заводнением. При этом тепловая энергия, выделяемая при горении остаточного топлива в пласте, становится недостаточной для испарения всей массы закачиваемой воды. В этом случае исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается. Процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива.

По данным ВНИИ, при сверхвлажном горении водовоздушное отношение (ВВО) достигает 0,002-0,01 м3/м3. При максимальном значении ВВО коэффициент использования кислорода резко снижается, диффузионный режим может перейти в кинетический, и тепловыделение может быть недостаточным для поддержания горения. Различают два основных типа реакций окисления: высокотемпературное горение и жидкофазное окисление.

При сверхвлажном горении утилизация кислорода улучшается, а коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО становится меньше единицы, что связано с увеличением роли конвективного потока воды в процессе. Процесс СВВГ протекает при температуре 200-250°С в отличие от влажного и сухого горения, когда температура достигает 400-600°С и соответствует температура насыщенного водяного пара. А скорость перемещения зоны генерации тепла при сверхвлажном горении пропорциональна водовоздушному фактору и определяется темпом нагнетания воды, а не воздуха. При сверхвлажном горении эта скорость возрастает в несколько раз. С увеличением ВВО снижаются расходы сгорающего топлива и воздуха.

Таким образом, процессу СВВГ характерно следующее: во всей области теплового воздействия в фильтрующемся потоке жидкости присутствует вода; экзотермические реакции, необходимые для поддержания процесса, протекают в прогретой зоне; окислительные реакции происходят в низкотемпературном режиме; полное вытеснение нефти после теплового фронта не достигается.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях равносильно открытию новых месторождений, поэтому данная проблема актуальна для всех нефтедобывающих стран мира.

Несомненно, что из всех новых методов повышения нефтеотдачи пластов наиболее подготовленными в технологическом и техническом отношении являются термические, позволяющие добывать нефть вязкостью до 100 МПа с увеличением при этом конечной нефтеотдачи до 30 - 50%. В частности, метод паратеплового воздействия наиболее распространен как на промыслах стран СНГ, так и за рубежом.

Основные факторы, определяющие рост объема добычи нефти за счет термических методов, это наличие:

- ресурсов высоковязкой нефти;

- высокоэффективных технологий воздействия на залежи нефти;

- теплоэнергетического оборудования;

- термостойкого внутрискважинного и устьевого оборудования;

- возможности эффективного контроля за процессами их регулирования.

Широкое развитие термических методов добычи нефти связано с решением комплекса сложных научных и технических проблем. Среди них особое место занимают вопросы изучения механизма нефтеотдачи пластов применительно к различным геолого-физическим условиям, возможности эффективного использования особенностей строения конкретных объектов, а также сочетание тепловых и других методов повышения нефтеотдачи пластов, способствующих совершенствованию технологических процессов с доведением коэффициента нефтеодачи до 50-60%.

Нефтенасыщенные пласты - коллекторы среднеюрской залежи с глубиной залегания до 370 м и мощностью 50 - 60 м представлены песками и глинами с редкими прослоями алевролитов. Размер частиц от 0,01 до 0,25 мм; состав: кварц (80 - 90%), полевые шпаты (5 - 10%), смолы (2 - 5%); средняя пористость 32%; проницаемость 0,15 - 0,47 мкм; средняя остаточная нефтенасыщенность 0,28 доли единиц.

Коэффициент теплопроводности составляет 0,881 Вт/м·К, что является благоприятной предпосылкой успешного теплового воздействия. Нефть высокоплотная - 0,897 г/см3 в пластовых условиях и 0,916 г/см3 разгазированная; вязкая - 137 - 532 МПас; с незначительным газосодержанием - 4,6 м3/т; объемным коэффициентом - 1,02; давлением насыщения нефти газом - 1,14 МПа; низким содержанием смол (8 - 9,8%), асфальтенов (0,3 - 0,4%), парафина (0,4 - 0,7%), температурой застывания (от 36 до 52°С); температурой начала перегонки (250°С) и высоким содержанием серы (0,56 - 0,68%). Вязкость и плотность нефти увеличиваются к контуру залежи, тогда как при температуре выше 80°С вязкость нефти ниже 10 МПа, что является благоприятным фактором.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра.1988. под ред. Гиматудинова Ш.К.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. –М.:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.– 816с.
3. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатаций нефтяных месторождений. М: Недра, 1983г.
4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для вузов. – М.: ОАО Издательство «Недра». 1986г.
5. Айткулов А.У. Основы подземной гидромеханики и разработки нефтяных месторождений. Под. Редакцией Т.К. Ахмеджанова, Алматы, 2003.
6. Баренблатт Г.И.. Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. 298 с
7. Андреев В.В., Уразаков К.Р. Справочник по добыче нефти. М: ООО «Недра Бизнесцентр», 2000 г.
8. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения

9. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи.- г.Томск, Томский политехнический университет, 2003г.