

Научная статья подготовлена в рамках договора АМ23-21 «Особенности формирования и трансформации экологических функций техногенных грунтов на территории Беларуси».

### Список литературы

1. Грунтоведение: практикум / В. Л. Моляренко [и др.]; М-во образования Республики Беларусь, Гомельский гос. ун-т им. Ф. Скорины. – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2022. – 90 с.
2. Павловский А.И., А.И. Галкин, С.В. Андрушко. Генетические типы и фациальный состав четвертичных отложений, их трансформация в районах добычи и переработки полезных ископаемых на территории Беларуси. Вестник БрГУ имени А.С. Пушкина. – № 2. – 2021. – С. 78-85.

УДК 622.276.65:622.276.344

А. В. ПИКАС

### ПРИМЕНЕНИЕ ПАРООБРАБОТОК ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,  
г. Гомель, Республика Беларусь,  
pikas.leha@gmail.com

В статье рассматриваются паровые обработки как тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов. Описывается принцип их действия и область применения. Статья может быть полезна преподавателям и студентам геологической и нефтедобывающей направленности, а также лицам, интересующимся нефтегазовым делом и геологией.

#### 1 Вытеснение нефти паром.

Метод основывается на свойстве снижения вязкости и увеличения подвижности нефти при повышении температуры. Пар нагнетается с поверхности в пласты с высокой вязкостью нефти и низкой температурой через специальные паронагнетательные скважины, которые расположены внутри контура нефтеносности. Пар имеет большую теплоемкость (в 3–3,5 раза больше теплоемкости горячей воды при 230 °С) и вносит в пласт значительное количество теплоты. Она расходуется на прогрев пласта, снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех агентов, которые насыщают пласт – нефти, воды, газа [1].

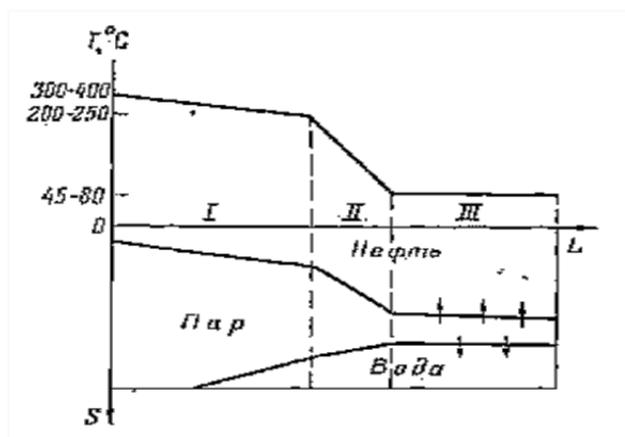


Рисунок 1 – Зоны, образующиеся при вытеснении нефти паром

На рисунке 1 представлены зоны, которые образуются при закачке пара в пласт, они отличаются по температуре, насыщению и характеру вытеснения.

I – зона пара вокруг нагнетательной скважины в которой температура, изменяется от температуры пара до температуры конденсации (400-200 °С). В ней происходит экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту – совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

II – зона горячего конденсата. В ней температура изменяется от температуры начала конденсации (200 °С) до температуры пласта, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет нефть и легкие фракции.

III – Зона с изначальной пластовой температурой. Она не подвержена тепловому воздействию, и в ней происходит вытеснение нефти пластовой водой.

Зоны I и II по мере продолжения нагнетания пара расширяются, а третья зона с начальной температурой пласта уменьшается. В итоге, зона II (горячего конденсата), а затем и зона I (пара) могут достичь добывающих скважин. В этом случае горячая вода и пар могут прорываться в скважины и добываться вместе с нефтью. После этого продолжение процесса нагнетания пара практически не имеет смысла.

При нагреве осуществляется дистилляция нефти, снижается ее вязкость и происходит объемное расширение пластовых агентов, изменяется фазовая проницаемость, смачиваемость коллектора и подвижность нефти, воды и т.д.

Наибольшую долю эффекта вытеснения нефти (от 40 % до 50 %) обеспечивает снижение вязкости нефти, затем – дистилляция нефти и изменение подвижности (до 18 % – 20 %), в меньшей мере – расширение нефти и смачиваемость пласта [1].

Продвижение по пласту зон I и II сопровождается потерями (уходом теплоты из нефтесодержащего пласта в окружающие породы), которые пропорциональны температуре этих зон на границе с окружающими породами, температуре на контактной с ними поверхности, длительности контакта и т.д.

При незначительной толщине коллектора на границе с окружающими породами всегда будет наблюдаться высокая температура, относительная поверхность теплообмена (по отношению к объему пласта) тоже будет очень велика, вследствие этого, при значительных расстояниях между скважинами применение пара, как правило, неэффективно. Поэтому, для этого метода выбирают пласты с достаточно большой мощностью (15 м и более), их вскрывают в средней части в паронагнетательных скважинах. Систему размещения скважин принимают площадную с плотностью сетки от 1–2 до 4–8 га/скважину, таким образом достигается наиболее высокий темп нагнетания пара (с чередующейся закачкой воды и пара), после достаточного прогрева пластов переходят к их заводнению и т.д.

Этот способ получил широкое распространение на месторождениях с высоковязкой нефтью. Он достаточно хорошо испытан, изучен и подготовлен к использованию, имеет определенную область применения. В СССР данный метод начал применяться с 1960-х годов.

При хороших условиях, на 1 т вытесненной нефти расходуется от 2,5 до 3,5 т пара, что при учете получения от 13 т до 15 т пара при сжигании 1 т нефти, дает от 4 т до 5 т добытой нефти при затрате одной. Эффект в добыче нефти от применения пара проявляется достаточно быстро, через 1–1,5 года после закачки, затем в течение 2–4 лет поддерживается постоянным, после чего резко падает за 2-3 года до предела рентабельности [1].

Этот метод имеет ряд сложностей, в частности, необходимость применения большого количества высококачественной чистой воды в парогенераторах, также некоторые типы коллекторов (песчаные и др.) не подходят к применению этого метода, кроме того, этот метод не эффективен на глубинах более 1000 м, вследствие высоких тепловых потерь через обсадную колонну. Применимость метода на карбонатных коллекторах не изучена. Методу вытеснения нефти паром отводится роль основного и наиболее эффективного способа извлечения остаточных запасов высоковязкой нефти.

## 2 Пароциклические обработки (пароциклическая стимуляция).

Основной принцип действия этого метода схож с принципом парового вытеснения, т.е. снижение вязкости и других свойств нефти за счет термического воздействия, однако, в отличие от парового вытеснения, в этом способе обрабатывается добывающая скважина, а не используются нагнетающие.

Пароциклическая обработка осуществляется за счет нагнетания в пласт пара через добывающую скважину, после чего, ее определенное время выдерживают в закрытом состоянии, а затем приступают к добыче нефти, после снижения дебита до экономического предела процесс повторяют несколько раз. Цель данной технологии состоит в том, чтобы прогреть нефть и пласт в призабойных зонах (ПЗП) добывающих скважин, понизить вязкость нефти, увеличить давление, улучшить условия фильтрации и повысить приток нефти к добывающим скважинам.

Механизм действия метода довольно сложный, в целом, он близок к механизму вытеснения паром, однако дополнительно осуществляется противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) в процессе выдержки без отбора нефти из скважин [1]. В течение этапа выдержки происходит активное перераспределение насыщенности из-за капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет и замещает маловязкую нефть из небольших пор и малопроницаемых линз (слоев) в более крупные поры и слои с более высокой проницаемостью, т. е. меняется с ней местами. Это перераспределение конденсата и нефти в коллекторе является физической основой пароциклической обработки и значительно увеличивает ее эффективность.

Для осуществления этого способа в течение 2-х–3-х недель, но не более месяца, в добывающую скважину нагнетают пар объемом 30–100 т на 1 метр мощности пласта. Чем выше вязкость нефти и меньше пластовая энергия, которая ее движет, тем больше необходимо закачивать пара в коллектор. После завершения процесса закачки пара скважину выдерживают 1–2 недели, это необходимо для протекания процесса тепло- и массообмена, капиллярного противотока, перераспределения нефти и воды в пористой среде. Если количество пластовой энергии незначительно, то процесс выдержки уменьшают для использования давления нагнетенного пара. После окончания срока выдержки скважину ее открывают и эксплуатируют до того момента, пока дебит нефти не снизится до предельных значений рентабельности, обычно этот срок составляет 8–12 недель. Полный цикл длится от 3 до 5 месяцев и более. После завершения цикла процесс повторяют. В последующих циклах процесс выдержки, как правило, более длительный.

Количество циклов, как правило, составляет от 5 до 8 за 3–4 года, однако может достигать и 12–5. После этого, эффект циклических обработок паром не оправдывает затрат и применение способа не целесообразно.

Пароциклическая обработка обеспечивает очистку и прогрев ПЗП, повышение ее проницаемости и снижение вязкости нефти, повышение дебита скважины и ее продуктивности, увеличение охвата дренированием призабойных зон пласта и, за счет этого, итоговой нефтеотдачи, которая может достигать от 10 до 12 % и даже до 25–30 %, против 3–4 % без обработки паром.

В начальных циклах на 1 т нагнетенного пара может добываться до 10–15 т нефти. В конечных циклах это отношение падает до 0,5–1 т, составляя в среднем около 1,5–2,5 т.

Преимуществом данного метода является быстрое проявление эффекта от нагнетания пара (практически сразу) после прекращения его закачки.

Однако, этот метод имеет ряд существенных недостатков, которые ограничивают сферу его применения. Во-первых, этот метод эффективен только на малых глубинах (до 500–800 м), в следствие больших потерь тепла при спуске пара в обсадной колонне. Во-вторых, перепады температур могут вызвать нарушения резьб соединений в обсадной колонне и цементного камня, находящегося за ней. В-третьих, этот метод эффективен при мощности пласта не менее 7–8 м и пористости не менее 25 %.

Роль тепловых методов, в том числе парообработок и пароциклических обработок будет увеличиваться в связи с исчерпанием запасов легкой нефти, (так как эти методы эффективны для добычи тяжелой и вязкой нефти). Роль добычи высоковязкой нефти и битума растет. Суммарные мировые запасы их оцениваются в 810 млрд. т. Это значительно превышает объем остаточных извлекаемых запасов мало- и средневязкой нефти (162,3 млрд. т). Годовая мировая добыча битуминозной и тяжелой нефти по данным на 2000 год составляла более 440 млн. т. Наибольшими запасами такой нефти обладает Канада (522,5 млрд. т), Венесуэла (190 млрд. т), Мексика, Россия (6,236 млрд. т), США, Китай, Кувейт [2].

Таким образом, парообработка и циклическая парообработка пластов являются эффективными МУН для запасов высоковязкой нефти, залегающей на глубине не более 1000 м. Эти методы заняли определенную нишу в нефтедобыче, например, при помощи них добывалась нефть на месторождениях Керн Ривер, Сан Адро, Вайг Вольф (Калифорния, США). Глубина залегания нефтеносных пластов на этих месторождениях составляет 200–600 м. Толщина пласта составляет 25–70 м, а вязкость нефти – более 3000 мПа·с [1].

### Список литературы

1. Полные лекции. / [Электронный ресурс] // StudFiles : [сайт]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/3846722/page:38/> – Дата доступа: 09.04.2023.

2. Осипов А.В. Повышение эффективности технологии пароциклических обработок скважин в слоисто-неоднородных пластах с высоковязкой нефтью / Осипов А.В. [Электронный ресурс] // disserCat : [сайт]. – Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-tekhnologii-parotsiklicheskih-obrabotok-skvazhin-v-sloisto-neodnor?ysclid=lhfcav3wd5766102431/read/read> – Дата доступа: 08.05.2023.

УДК 551.2+550.46

Я. А. ПОЛЯКОВА, А. П. ГУСЕВ

### ИЗУЧЕНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ ПОТОКОВ МЕТАНА В ТРОПОСФЕРЕ И ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ВОСТОКА БЕЛАРУСИ)

*УО «Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины»,  
г. Гомель, Республика Беларусь,  
gusev@gsu.by*

*На основе съемки спутника Sentinel-5P TROPOMI изучено содержанием метана в тропосфере над территорией юго-востока Беларуси. Исследована пространственная структура и колебания во времени потоков метана. Определены фоновые содержания метана в летний период. Оценены содержания метана в тропосфере на различных тектоническими структурами разного порядка (Припятский прогиб, Воронежская антеклиза, Жлобинская седловина, Брагинско-Лоевская седловина). Установлено, что средние содержания метана в надразломных зонах превышают фон на 9,7, а медианные – на 11,5 ppbV.*

Метан – газ, играющий важную роль в биосфере и являющийся одним из парниковых газов, содержания которых определяют климат Земли. Время жизни метана составляет  $9,7 \pm 1,1$  года. Парниковый эффект от метана примерно в 25 раз сильнее, чем от углекислого газа. В индустриальную эпоху (с 1750 года) концентрация метана в атмосфере Земли увеличилась с 600–700 до