

---

# Перспективы развития третичных МУН в мире и в России

---



Март 2021

---

## АВТОРЫ



### Грушевенко Екатерина

Эксперт  
Центр энергетики Московской школы управления  
СКОЛКОВО

Автор благодарит за ценную помощь в сборе и анализе данных, верификации логики исследования и за консультативную поддержку следующих экспертов:

**Андрей Курасов**

Независимый эксперт

**Владимир Брычков**

Заместитель генерального директора по перспективному развитию  
ПАО «Варьеганнефть»

**Александр Миних**

Руководитель ООО «НТЦ Татнефть»

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>РЕЗЮМЕ</b> .....	<b>5</b>
<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ</b> .....	<b>7</b>
Что такое третичные МУН? .....	7
Когда применяются третичные МУН? .....	7
Технологические аспекты МУН .....	9
Тепловые методы увеличения нефтеотдачи.....	9
Газовые методы.....	10
Химические МУН .....	12
<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МУН</b> .....	<b>15</b>
<b>ТРЕТИЧНЫЕ МУН В МИРЕ</b> .....	<b>19</b>
<b>ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МУН В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ</b> .....	<b>21</b>
Опыт Китая: полимерное заводнение и АСП на месторождении Дацин .....	21
Месторождение SACROC (США).....	22
Месторождение Карн Алам (Оман) .....	23
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ТРЕТИЧНЫХ МУН В МИРЕ</b> .....	<b>24</b>
<b>АКТУАЛЬНОСТЬ ТРЕТИЧНЫХ МУН В РОССИИ</b> .....	<b>28</b>
Ухудшение ресурсной базы.....	28
Затяжной период низких цен на нефть.....	29
Секторальные санкции.....	30
<b>СОСТОЯНИЕ ТРЕТИЧНЫХ МУН В РОССИИ</b> .....	<b>31</b>
Третичные МУН в СССР .....	31
Текущее состояние третичных МУН в России .....	32
<b>ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МУН В РОССИИ</b> .....	<b>36</b>
Химические МУН .....	36
CO <sub>2</sub> -МУН .....	40
<b>ВЫВОДЫ</b> .....	<b>42</b>

## РЕЗЮМЕ

Третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) – наукоемкие и технологически сложные методы нежеле традиционные методы повышения нефтеотдачи. При добыче нефти необходимо затратить энергию на подъем сырой нефти из залежи на поверхность. В начале разработки месторождения естественное давление коллектора обеспечивает большую часть этой энергии, но потом оно снижается и приходится использовать дополнительное оборудование. Повысить давление в коллекторе можно путем закачки воды или газа для вытеснения дополнительных объемов нефти. Однако даже после применения этих методов в пласте остается значительное количество нефти. В этом случае становится целесообразным использовать третичные методы повышения нефтеотдачи пластов, к ним относятся: химические методы, тепловые методы и газовые.

Третичные МУН не имеют масштабного распространения в мире, что связано с активным экстенсивным развитием отрасли и переориентацией игроков рынка на сланцевые проекты, которые намного быстрее приносят прибыль. Тем не менее, по мере истощения и усложнения ресурсной базы для многих стран, в том числе и для России, использование и усовершенствование данных методов добычи позволят продлить жизнь месторождений в традиционных регионах добычи, где уже создана вся инфраструктура, проведена разведка и требуются только мероприятия по доразведке месторождения, а это значит, что компаниям потребуется затратить меньше ресурсов по сравнению с новыми проектами, на которых всю инфраструктуру надо создавать с нуля, более того это нанесет меньший вред окружающей среде.

В России применение третичных МУН также может оказать благоприятное влияние на экономику традиционных регионов добычи, поскольку потребует развития новых технологий в рамках программы по импортозамещению, создаст новый рынок для нефтесервисных компаний, позволит продлить экономическую и налоговую жизнь месторождений.

Так, например, развитие третичных химических МУН (хМУН) в России является идеальной темой для совместной работы нефтяной, нефтесервисной, и химической отраслей РФ. При этом, развитие и внедрение методов МУН не сказывается на позиции компаний в конкурентной борьбе за лицензии на разведку и разработку месторождений. Отдельно стоит отметить, что развитие третичных хМУН приведет к значительному спросу на производство химии, что требует существенных инфраструктурных расширений в районах применения хМУН.

Если говорить о методах закачки CO<sub>2</sub> в пласт, то их неоспоримыми преимуществами для компаний являются:

- Добыча нефти с низким углеродным следом. Сокращение выбросов CO<sub>2</sub> при использовании технологий улавливания CO<sub>2</sub>, что для современной мировой климатической повестки является одним из наиболее приоритетных направлений развития;
- Развитие новых востребованных технологий. Поскольку технологии улавливания и хранения CO<sub>2</sub> только развиваются нефтегазовые компании имеют колоссальное конкурентное преимущество в этой нише, поскольку имеют на руках как источники эмиссии CO<sub>2</sub>, так и коллектора, в которые можно этот CO<sub>2</sub> закачать. То есть фактически, нефтяные компании могут создать для себя новую нишу на рынке.

Проведенный анализ показал, что наиболее перспективными регионами для применения третичных МУН в России являются ХМАО – применение химических МУН и ПФО – применение CO<sub>2</sub> МУН.

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

### Что такое третичные МУН?

Третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) – методы повышения нефтеотдачи с использованием сложных технологий, которые меняют первоначальные свойства пластовых флюидов. Используются на завершающей стадии разработки, но фактически могут быть применены в любое период жизни месторождения.

Выделяют три, наиболее часто применяемых в настоящее время, типа третичных МУН: химические, тепловые и газовые. Оптимальное применение каждого типа зависит от многих факторов: температуры пласта, давления, глубины залегания, проницаемости, остаточной нефте- и водонасыщенности, пористости и свойств пластовых флюидов, таких как плотность, вязкость и минерализация.

### Когда применяются третичные МУН?

Выделяют четыре стадии разработки месторождения<sup>1</sup>: первые три стадии являют собой основной период разработки, а четвертая – завершающая (Таблица 1).

На первой стадии нефть добывается за счет естественных процессов (давления в пласте). Коэффициент извлечения нефти (КИН) не превышает 15%. Через некоторое время пласты теряют свою энергию, и месторождение переходит во вторую стадию.

Вторая стадия характеризуется компенсацией и искусственным поддержанием пластового давления за счет нагнетания в пласт рабочих агентов в виде воды (заводнение) или газа, позволяющего удерживать уровни добычи или даже расти. КИН на этой стадии максимально достигает 30 %.

Первые две стадии совокупно обеспечивают КИН на уровне 25-30%.

К третичным методам увеличения нефтеотдачи пластов переходят, на третьей стадии при сформированной системе разработки, когда классические геолого-технические мероприятия уже не позволяют обеспечивать поддержание уровня добычи. Третичные МУН позволяют достигать КИН порядка 40-70%, их применение существенно повышают нефтеотдачу на неперспективных зрелых месторождениях.

Среднемировой КИН составляет 35%.

<sup>1</sup> Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: «Недра», 1985. – 308 с.

Таблица 1 - Методы увеличения нефтеотдачи и диапазоны их КИН

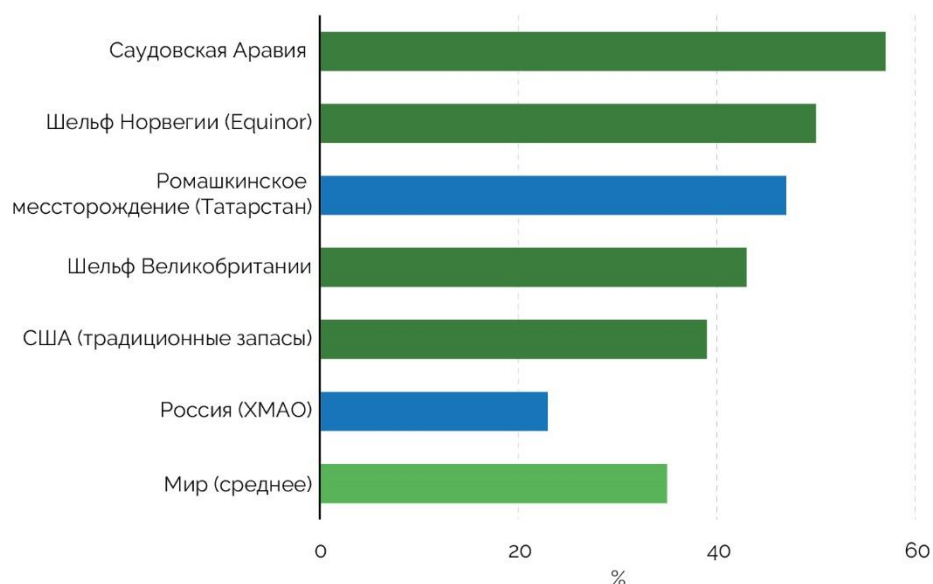
Классификация методов увеличения нефтеотдачи				Коэффициент извлечения нефти
<b>ПЕРВИЧНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ</b>				
Естественный (фонтанный) режим	Механизированная эксплуатация			
<b>ВТОРИЧНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ</b>				До 30%
Поддержание пластового давления: заводнение, закачка газа				50%
<b>ТРЕТИЧНОЕ ИЗВЛЕЧЕНИЕ</b>				
Тепловые	Закачка газов	Химические	Прочие	
Пар	CO <sub>2</sub>	Щелочные растворы	Микро-биологические	50 - 80%
Горячая вода	Углеводородные газы/ Азот	ПАВ	Акустические	
Внутрипластовое горение	Дымовые газы	Полимеры	Электро-магнитные	

Источник: SPE

При применении третичных МУН изменяются физические свойства углеводородов и пластовых вод, что кардинально отличает эту фазу добычи от начальных стадий. При применении заводнения нефть вытесняется фронтом закачки к добывающим скважинам, в то время как методы третичных МУН часто используют пар или газ для изменения вязкости нефти.

Главное достоинство третичных МУН – это возможность увеличить КИН на уже действующих месторождениях. Мировой КИН варьируется в пределах 30-35%. В России он в среднем равен общемировому уровню, многое зависит от нефтедобывающего региона<sup>2</sup> (Рисунок 1). При этом в отдельных странах, например, в Норвегии и Саудовской Аравии КИН в среднем достигает 50-57% соответственно.

<sup>2</sup> OGJ, BP, IEA

**Рисунок 1** - Среднее значение КИН по странам мира

**Источник:** <https://www.equinor.com/en/how-and-why/increasing-value-creation.html>, <https://www.ogauthority.co.uk/media/4155/recovery-factor-report-7-september.pdf>, [http://dis.tatnipi.ru/files/58/dissertationpdf\\_t\\_6631300908141305.pdf](http://dis.tatnipi.ru/files/58/dissertationpdf_t_6631300908141305.pdf), <https://rg.ru/2020/09/02/reg-urfo/povyshenie-koefficienta-izvlecheniia-nefti-uvelichit-dobychu-v-iugre.html>, <https://www.aramco.com/-/media/images/investors/saudi-aramco-prospectus-en.pdf?la=en&hash=8DE2DCD689D6E383BB8F4C393033D8964C9F5585>, <http://theoil Drum.com/node/9547>

Поэтому даже небольшое его увеличение позволит значительно нарастить ресурсную базу без значительных капиталовложений в разведку и освоение новых проектов. Так, по расчетам компании Shell<sup>3</sup> рост КИН в мире всего на 1 % позволит увеличить традиционные запасы нефти до 88 млрд баррелей, что в 2,5 раза больше, чем сегодня добывается за год.

## Технологические аспекты МУН

### Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Как следует из названия, тепловые МУН используют энергию тепла для повышения температуры в пласте для того, чтобы снизить вязкость нефти. Тепловые МУН обычно используются для вязкой нефти плотностью по шкале API менее 20<sup>4</sup>.

Тепловые методы предусматривают закачку в пласт горячей воды (чаще пара) для уменьшения вязкости нефти, тем самым облегчая ей движение в направлении добывающей скважины.

<sup>3</sup> Методы увеличения нефтеотдачи (МУН), 2012 г. (доступно по ссылке <https://www.shell.com.ru/content/dam/shell-new/local/country/rus/downloads/pdf/wpc/new-oil/eor-rus.pdf>)

<sup>4</sup> Mokheimer, E. M. A., Hamdy, M., Abubakar, Z., Shakeel, M. R., Habib, M. A., and Mahmoud, M. (September 14, 2018). "A Comprehensive Review of Thermal Enhanced Oil Recovery: Techniques Evaluation." ASME. J. Energy Resour. Technol. March 2019; 141(3): 030801. <https://doi.org/10.1115/1.4041096>

Можно выделить следующие методы: паротепловое воздействие на пласт; внутрислоевого горения; вытеснение нефти горячей водой; использование электричества<sup>5</sup>.

Стоит отметить, что применение тепловых МУН намного лучше себя зарекомендовало для нетрадиционной нефти: битуминозных песков и высоковязкой нефти, в то время как его применение на истощенных традиционных месторождениях оказалось менее эффективно.

### **Газовые методы**

Исторически закачка газа в пласт часто классифицировалась как вторичный метод повышения нефтеотдачи пласта. Эта технология является хорошим способом утилизации или хранения попутного природного газа, в случае, когда нет возможности реализовать его на рынке. Однако закачку газа в пласт можно применять после заводнения или в сочетании с ним (водогазовое воздействие или ВГВ). В этом случае закачка газа в пласт классифицируется как третичный МУН, а заводнение и закачка газа в пласт осуществляются поочередно.

При применении газовых методов используются различные виды газа. Природный газ, добываемый на том же или соседнем месторождении, уже упоминался. Также используется попутный нефтяной газ, широкая фракция углеводородов (ШФЛУ) и CO<sub>2</sub>. Азот – еще один вид газа, который можно использовать. Обычно азот отделяется от воздуха прямо на месторождении.

Большинство действующих в настоящее время проектов газовых МУН в качестве газа для закачки используют CO<sub>2</sub>. В 2017 году в мире было добыто 45 млн т нефти с помощью газовых МУН, из них половина пришлась на США (Рисунок 2). Это обусловлено тем, что использование CO<sub>2</sub> увеличивает вязкость минерализованных вод при обратном положительном эффекте для нефти. В этом и кроется главный успех данного метода увеличения нефтеотдачи. Его хорошая способность перехода из водного раствора в нефть также сказывается на межфазном поверхностном натяжении. При этом нельзя не отметить коррозионную активность данного соединения. Применение его на месторождениях на поздней стадии разработки в условиях длительной эксплуатации промышленной инфраструктуры, которая будет подвержена износу, непременно окажет влияние на остаточный ресурс системы сбора, что, в свою очередь, приведет к отказам и вызовет обратный экологический эффект, без надлежащего мониторинга и контроля состояния инфраструктуры.

---

<sup>5</sup> Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / под ред. Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагина. — М.: ИНЭИ РАН, 2019. — 62 с.: ил. ISBN 978-5-91438-026-4 (доступно по ссылке [https://www.eriras.ru/files/unconventional\\_oil\\_2019.pdf](https://www.eriras.ru/files/unconventional_oil_2019.pdf))



**Рисунок 2 - Добыча нефти с помощью газовых МУН в 2017 году**

Источник: МЭА

Например, в Техасе и Оклахоме, США, природный  $\text{CO}_2$  добывается и направляется на нефтяные месторождения. В последнее время возник значительный интерес к использованию  $\text{CO}_2$ , выработанном на промышленных объектах. Этот вариант обычно требует близости между заводом-источником  $\text{CO}_2$  и нефтяным месторождением, пригодным для закачки  $\text{CO}_2$ .

Закачка  $\text{CO}_2$  в пласт позволяет увеличить КИН до 20 % по сравнению с традиционными методами разработки нефтяных месторождений<sup>6</sup>.

Ожидается, что мировая климатическая повестка будет значительным стимулом для развития технологии  $\text{CO}_2$ -МУН. Доля добычи нефти за счет применения этого метода может достигнуть более 30% к 2040 году<sup>7</sup>.

При соответствующих геологических условиях,  $\text{CO}_2$ -МУН является одним из способов, с помощью которых компании могут снизить интенсивность выбросов  $\text{CO}_2$  при добыче нефти.

## Химические МУН

Много видов химии закачивается для повышения объемов извлечения нефти, однако их можно разделить на три группы: полимеры, поверхностно-активные вещества и щелочи. В настоящее время существуют проекты, использующих все виды этой химии, но исторически сложилось так, что закачка полимера применяется значительно чаще, чем два оставшихся метода. Применение химического заводнения весьма перспективно, согласно лабораторным исследованиям и опыту промышленного применения, в определенных условиях применение химических МУН (хМУН) может обеспечить извлечение нефти до 90%<sup>8</sup>.

<sup>6</sup> Н.Г. Главнов, М.Г. Дымочкина, к.т.н., Е.И. Литвак, М.В. Вершинина, потенциал природных и техногенных источников диоксида углерода для реализации технологии смешивающегося вытеснения на территории РФ, ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 - № 2(4). – С. 47-52

<sup>7</sup> МЭА

<sup>8</sup> Has the Time Come for EOR?, Rifaat AL-Mjeni Shell Technology Oman Muscat, Oman, Shyam Arora, Pradeep Cherukupalli, John van Wunnik Petroleum Development Oman Muscat, Oman,

Суть полимерного заводнения заключается в повышении вязкости воды и снижении ее подвижности в пласте за счет закачки полимера<sup>9</sup>. Технически полимерное заводнение не требует больших капитальных затрат, однако операционные издержки на приобретение полимеров или ПАВ<sup>10</sup> составляют основную часть расходов на хМУН.

Химический коктейль необходимо разрабатывать в зависимости от: физико-химических свойств нефти и породы, минерализации воды, температуры, давления, проницаемости и пористости коллектора. В конечном счете, необходимо обеспечить баланс между стоимостью химреагентов и увеличением нефтеотдачи<sup>11</sup>

Альтернативой ПАВ являются щелочи, которые стоят дешевле, которые имеют высокий уровень pH. При щелочном заводнении происходит взаимодействие щелочей с нефтью в пласте и породой. В момент контакта щелочи с нефтью происходит химическая реакция с органическими кислотами, в итоге это приводит к образованию поверхностно-активных веществ, обеспечивают снижение поверхностного натяжения на границе нефти и вытесняющей жидкости.

В последнее время комбинация всех трех типов химии становится все популярнее – она открывает значительные перспективы для технологии хМУН. На данный момент наиболее отработанной технологией химического заводнения является технология АСП, основанная на закачке в пласт анионного ПАВ, соды и полимера (АСП).

Химические методы позволяют увеличить нефтеотдачу до 60% и выше в отдельных случаях.

В целом, применение третичных МУН в зависимости от технических параметров в среднем позволяет дополнительно увеличить КИН на 10-15% (Рисунок 3).

**Рисунок 3** – Коэффициенты прироста нефтеотдачи от третичных МУН

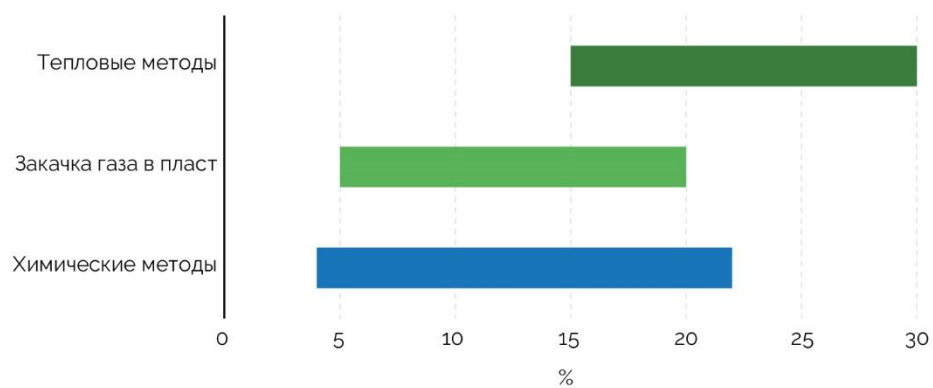
За счет третичных МУН средний КИН может быть увеличен до 50-60%

John Edwards Muscat, Oman Betty Jean Felber Consultant Sand Springs, Oklahoma, USA, Omer Gurpinar Denver, Colorado, USA, George J. Hirasaki, Clarence A. Miller Rice University Houston, Texas, USA, Cuong Jackson Houston, Texas, Morten R. Kristensen Abingdon, England, Frank Lim Anadarko Petroleum Corporation The Woodlands, Texas, Raghu Ramamoorthy, Abu Dhabi, UAE

<sup>9</sup> Бондаренко Алексей Валентинович, Обоснование технологии полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Диссертация На соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2017 год

<sup>10</sup> Методы увеличения нефтеотдачи (МУН), 2012 г, (доступно по ссылке <https://www.shell.com.ru/content/dam/shell-new/local/country/rus/downloads/pdf/wpc/new-oil/eor-rus.pdf>)

<sup>11</sup> Методы Увеличения Нефтеотдачи (МУН), 2012 г, (доступно по ссылке <https://www.shell.com.ru/content/dam/shell-new/local/country/rus/downloads/pdf/wpc/new-oil/eor-rus.pdf>)



**Источник:** Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / под ред. Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагина. — М.: ИНЭИ РАН, 2019. — 62 с.: ил. ISBN 978-5-91438-026-4,

Enhanced Oil Recovery with CO<sub>2</sub> Capture and Sequestration Authors : Maria Andrei, Michela De Simoni, Alberto Delbianco, Piero Cazzani, Laura Zanibelli,

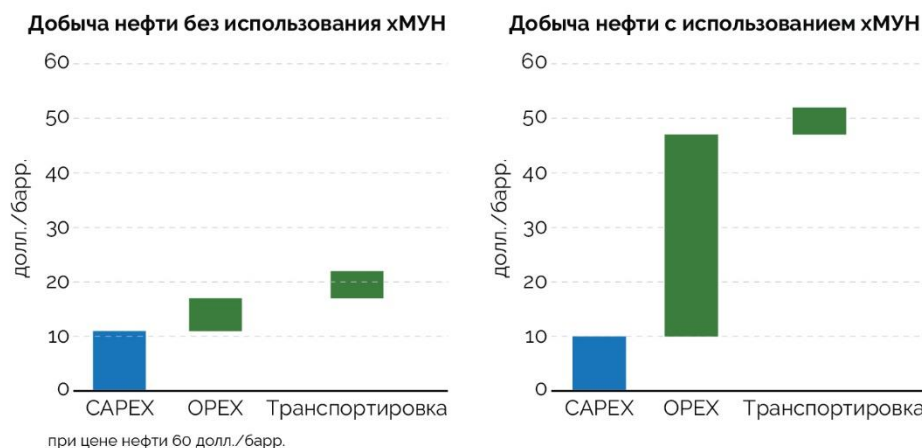
Polymer Enhanced Oil Recovery October 2017 Industry lessons learned, Oil and Gas Authority 2017

Petroleum Geology Petroleum Systems EOR 101, SNF SAS, 2015

## ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МУН

Отличительной чертой третичных МУН являются высокие операционные издержки. Так, для химических МУН операционные издержки оцениваются на самом высоком уровне – до 65-70% от суммарных операционных издержек (Рисунок 4).

**Рисунок 4** - Сравнение структуры издержек на добычу нефти (до налогов)



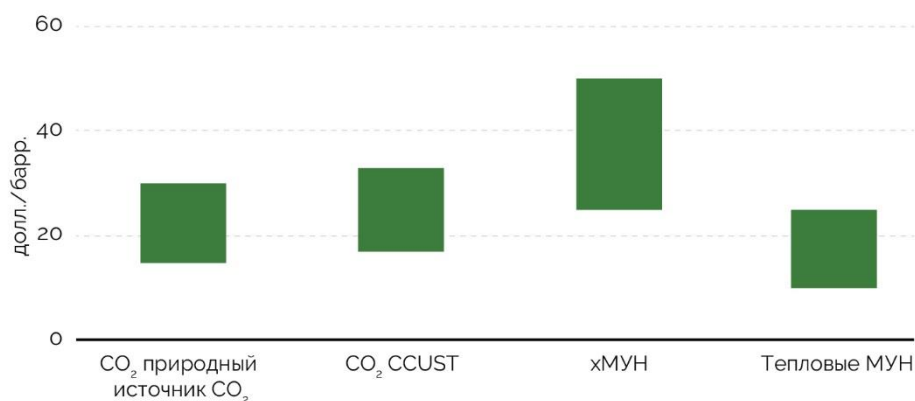
**Источник:** Минэнерго, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Что касается тепловых методов, то для них затраты на выработку тепла могут достигать 50% от всех операционных затрат, которые в свою очередь достигают 30-35%<sup>12</sup> от суммарных затрат на добычу с помощью этого метода. Для метода закачки CO<sub>2</sub> в пласт доля операционных издержек составляет до 55% и включает в себя затраты на закупку CO<sub>2</sub>, отделение его от нефти и обслуживание скважин.<sup>13</sup>

В целом с экономической точки зрения третичные МУН увеличивают стоимость добычи нефти на 10-50 долл./барр. (Рисунок 5), что при текущей конъюнктуре цен означает, что такие методы с экономической точки зрения существенно ограничивают область их применения.

<sup>12</sup> [https://www.eriras.ru/files/unconventional\\_oil\\_2019.pdf](https://www.eriras.ru/files/unconventional_oil_2019.pdf)

<sup>13</sup> Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution, NELT, DOE, 2010

**Рисунок 5** - Сравнение структуры издержек на добычу нефти (до налогов)

**Источник:** [https://irp-cdn.multiscreensite.com/5b322158/files/uploaded/Subtask5\\_3.pdf](https://irp-cdn.multiscreensite.com/5b322158/files/uploaded/Subtask5_3.pdf),

Evaluation of Three Large Scale ASP Flooding Field Test Normal, Hu Guo, Y. Q. Li, R.C. Ma, F. Y. Wang and Z. Shihu, Event name: IOR 2017 - 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, Poster Introductions 3, 24 April 2017, DOI: 10.3997/2214-4609.201700257,  
[https://www.elsevier.com/\\_data/assets/pdf\\_file/0017/230831/RDS\\_OG\\_EP\\_WP\\_-EOR-Right-Strategy\\_DIGITAL.pdf](https://www.elsevier.com/_data/assets/pdf_file/0017/230831/RDS_OG_EP_WP_-EOR-Right-Strategy_DIGITAL.pdf), Liu K., Wei X. (2017) Oil Recovery: Experiences and Economics of Microbially Enhanced Oil Recovery (MEOR). In: Lee S. (eds) Consequences of Microbial Interactions with Hydrocarbons, Oils, and Lipids: Production of Fuels and Chemicals. Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology. Springer, Cham

Третичные МУН отличаются высокими операционными затратами, рост стоимости добычи составляет 10-50 долл./барр. При этом эта технология обладает высоким потенциалом по снижению издержек

Однако третичные МУН обладают большим потенциалом по снижению издержек. В области химических МУН разрабатываются новые виды растворов, где содержание полимеров – самого дорогого компонента, снижается за счет щелочи, использования деминерализованной воды. В области тепловых МУН сейчас активно рассматриваются проекты, где нагрев осуществляется за счет солнечной энергии.

Что касается проектов по закачке CO<sub>2</sub> в пласт, то в мире они сейчас считаются наиболее перспективными, причем такой интерес вызван в первую очередь не высоким КИН этого метода, а возможностью хранения CO<sub>2</sub> в пластах. Так, МЭА выделяет три вида CO<sub>2</sub>-МУН нового поколения, которые не только повышают нефтеотдачу, но и оказывают позитивное влияние на экологию. Однако они требуют дополнительных мер, которые помогут обеспечить эффективное и экологичное хранение CO<sub>2</sub>.

- Обычные CO<sub>2</sub>-МУН+: текущая практика применения CO<sub>2</sub>-МУН, которая направлена на максимизацию добычи нефти с минимальной закачкой CO<sub>2</sub> в пласт, но при этом дополнительно осуществляется мониторинг состояния, закачанного CO<sub>2</sub> в пласт.
- Продвинутое CO<sub>2</sub>-МУН+: второй вариант - это совмещение двух видов деятельности, а именно: добычи нефти и хранения CO<sub>2</sub> с целью получения прибыли. Этот подход включает закачку большего количества CO<sub>2</sub>, чем при обычном CO<sub>2</sub>-МУН +, а также большую дополнительную добычу нефти.

Применение CO<sub>2</sub>-МУН может стать стимулом для развития проектов CCS

- Максимальная закачка CO<sub>2</sub> CO<sub>2</sub>-МУН+: CO<sub>2</sub>-МУН выполняются с максимизацией долгосрочного хранения CO<sub>2</sub> в пласте при достижении того же уровня добычи нефти, что и при продвинутых CO<sub>2</sub>-МУН<sup>14</sup>.

Ярким примером CO<sub>2</sub>-МУН нового поколения является проект компании Equinor Sleipner-CO<sub>2</sub> в Северном море в Норвегии. Компания разрабатывает газовое месторождение и ей необходимо очистить природный газ от примесей CO<sub>2</sub>, который составляет около 9% на единицу объема добываемой смеси. Высокие налоги на выбросы CO<sub>2</sub>, введенные норвежским правительством, привели к тому, что компания приняла решение закачивать полученный CO<sub>2</sub> обратно в пласт. Проект, начатый в 1996 году, потребовал инвестиций в размере 80 миллионов долларов, но позволил сэкономить на налогах 55 миллионов долларов в год.<sup>15</sup>

Норвегия продолжает развивать проекты по улавливанию и захоронению CO<sub>2</sub>. Так, например, проект «Northern Lights» является частью норвежского полномасштабного проекта CCS. Проект включает улавливание CO<sub>2</sub> из промышленных источников в районе Осло-фьорда и транспортировку жидкого CO<sub>2</sub> с этих промышленных объектов на терминал на западном побережье Норвегии. Оттуда сжиженный CO<sub>2</sub> будет транспортироваться по на шельф для закачки в пласт. И это не единственный проект, в планах страны создать масштабную инфраструктуру по улавливанию и захоронению CO<sub>2</sub> к 2024 году<sup>16</sup>. Стоит отметить, что данный проект реализуется благодаря масштабной поддержке государства, так доля инвестиций норвежского правительства в данный проект достигла двух третей от суммарных инвестиций и составила 2,1 млрд евро<sup>17</sup>, это говорит о том, что успешное развитие данной индустрии требует поддержки от государства.

Широкое применение методов CO<sub>2</sub>-МУН может стать значительным стимулом для развития технологий улавливания, утилизации и хранения углерода (CCS). Главным образом потому, что нефтяная отрасль быстрее всех может создать значительный спрос на CO<sub>2</sub>, а значит, покупая его, покрыть издержки производственных предприятий на улавливание CO<sub>2</sub><sup>18</sup>. Доход от продажи на установках по

<sup>14</sup> International Energy Agency (IEA) (2015). Storing CO<sub>2</sub> Through Enhanced Oil Recovery: Combining EOR With CO<sub>2</sub> Storage (EOR+) for profit. Insights Series 2015. Paris: International Energy Agency

<sup>15</sup> National Energy Technology Laboratory (NETL) (2010). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. Strategic Center for Natural Gas and Oil (SCNGO); National Energy Technology Laboratory. Available online at: [https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2\\_EOR\\_Primer.pdf](https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2_EOR_Primer.pdf)

<sup>16</sup> <https://northernlightscs.com/en/about>

<sup>17</sup> <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/norways-e2-1bn-carbon-capture-mega-project-gets-approval/>

<sup>18</sup> Massachusetts Institute of Technology (MIT) (2010). "Role of enhanced oil recovery in accelerating the deployment of carbon capture and sequestration," in MIT Energy Initiative and Bureau of Economic Geology at UT Austin Symposium.

улавлианию может быть достаточным, для того, чтобы компенсировать затраты на само улавливание и транспортировку CO<sub>2</sub> на месторождение. Например, на предприятиях Terrell, Enid Fertilizer и Great Plains CCS такие прецеденты уже были<sup>19</sup>.

Synfuels Plant Great Plains — это промышленная установка по газификации угля в США, на которой работает крупнейший в мире проект по улавлианию углерода. Более трех миллионов тонн углекислого газа ежегодно улавливается и транспортируется в Канаду для использования для повышения нефтеотдачи. С 2000 года CO<sub>2</sub> с завода транспортируется по 330-километровому трубопроводу на нефтяные месторождения Weyburn и Midale в Канаде<sup>20 21</sup>.

Стоимость CO<sub>2</sub> является одним из ключевых факторов успеха для CO<sub>2</sub>-МУН, потому что она сильно влияет на экономику данного метода увеличения нефтеотдачи пластов. В целом, стоимость операции CO<sub>2</sub>-МУН варьируется в зависимости от трех основных параметров: цены на нефть, стоимости CO<sub>2</sub> и различных льгот, если они есть. Покупка CO<sub>2</sub> – самая большая статья расходов при применении CO<sub>2</sub>-МУН. Затраты, связанные с CO<sub>2</sub>, включая капитальные затраты на транспортировку, закачку и отделение CO<sub>2</sub> от нефти, могут составлять 25–50% от стоимости за баррель добываемой нефти<sup>22</sup>.

Компании, использующие CO<sub>2</sub>-МУН, как правило, не публикуют цену CO<sub>2</sub>. При этом цена CO<sub>2</sub> для МУН обычно связана с ценой на нефть. Так, например, среднее значение цены на CO<sub>2</sub> составляет около 2% от цены барреля нефти WTI<sup>23 24</sup>, что при ценах в 30–35 долл./барр. оценивается в 10–15 долл./т., при докризисных ценах нефти тонна CO<sub>2</sub> обходилась примерно в 20–30 долл./т.<sup>25</sup>

---

<sup>19</sup> Potential of CO<sub>2</sub>-EOR for Near-Term Decarbonization Vanessa Núñez-López and Emily Moskal, Gulf Coast Carbon Center, Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, Austin, TX, United States

<sup>20</sup> <https://www.energy.gov/fe/articles/doe-receives-572-million-revenue-sharing-agreement>

<sup>21</sup> <http://www.zeroco2.no/projects/the-great-plains-synfuels-plant>

<sup>22</sup> Kuuskraa, V., Ferguson, R., and Van Leeuwen, T. (2009). Storing CO<sub>2</sub> and Producing Domestic Crude Oil with Next Generation CO<sub>2</sub>-EOR Technology, Report DOE/NETL2009/1350 prepared by Advanced Resources International, Inc. for Department of Energy, Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory.

<sup>23</sup> Middleton, R. S. (2013). A new optimization approach to energy network modeling: anthropogenic CO<sub>2</sub> capture coupled with enhanced oil recovery. *Int. J. of Energy Res.* 37, 1794–1810. doi: 10.1002/er.2993

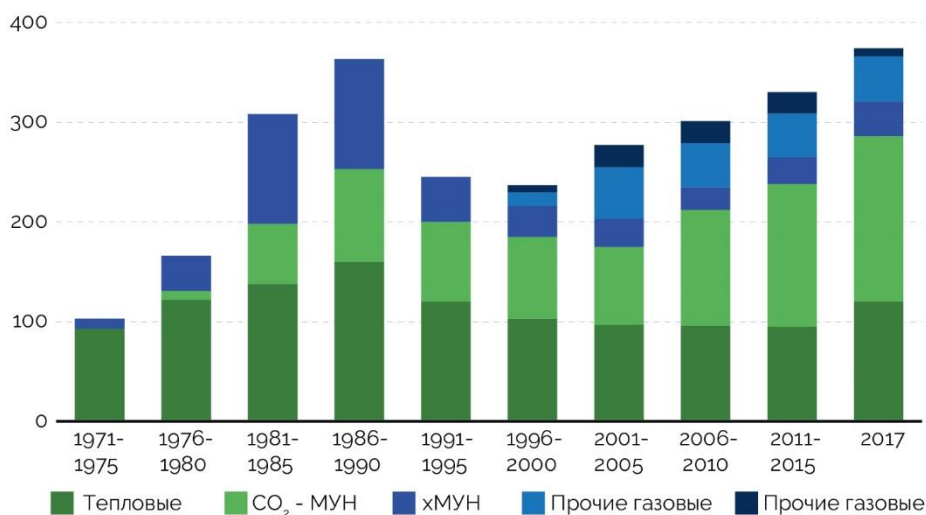
<sup>24</sup> Kuuskraa, V. A., Van Leeuwen, T., and Wallace, M. (2011). Improving Domestic Energy Security and Lowering CO<sub>2</sub> Emissions with "Next Generation" CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR). Pittsburgh, PA: National Energy Technology Laboratory.

<sup>25</sup> [https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc\\_presentations/2020/03-2020-Credit-Suisse-Presentation-Final.pdf](https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_presentations/2020/03-2020-Credit-Suisse-Presentation-Final.pdf)

## ТРЕТИЧНЫЕ МУН В МИРЕ

По состоянию на 2019 год третичные МУН не имеют широкого распространения в мире. Так, по данным Международного энергетического агентства (МЭА) всего 2% от мировой добычи (Рисунок 6). В настоящее время в мире действует около 375 проектов по применению третичных МУН, добывающих чуть более 100 млн т нефти.

**Рисунок 6** - Проекты третичных МУН в мире



**Источник:** МЭА, (база данных по третичным МУН) Посмотрите перевод, два раз прочие газодые

Исторически использование третичных МУН было сконцентрировано в Северной Америке, но в последние годы другие страны тоже начали внедрять технологии третичных МУН. Так, Малайзия начала добычу нефти с использованием третичных МУН на шельфе. Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Саудовская Аравия, Индия, Колумбия и Эквадор начали реализацию пилотных проектов третичных МУН.

Стоит отдельно отметить Оман, который значительно увеличил производство нефти с помощью третичных МУН. В результате, по сравнению с 2013 годом, когда три четверти всех проектов третичных МУН были расположены в Северной Америке, в 2017 году их доля снизилась до 40%. Но почему же третичные МУН до сих пор не получили широкого распространения?

Проекты третичных МУН могут конкурировать с другими методами добычи, однако они требуют высоких капитальных вложений при длительных периодах окупаемости. В результате, выбор третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов либо был частью стратегического развития компаний, в части освоения новых технологий, либо стимулировались на государственном уровне. Сегодня более 80% мировой добычи за счет третичных МУН – это результат

государственного стимулирования или инвестиций компаний в рамках НИОКР.

США – хороший пример того, как государственное стимулирование влияет на рост проектов третичных МУН. В 1980-х годах, столкнувшись с перспективой снижения добычи нефти, США снизили ставку налога на прибыль для проектов третичных МУН. Совсем недавно в США была внесена поправка, предусматривающая налоговый кредит в размере 35 долл. США / т CO<sub>2</sub> для CO<sub>2</sub>-МУН.

Какой-то одной конкретной причины, тормозящей развитие третичных МУН, нет, это скорее комплекс различных факторов, которые ограничивают распространение этих методов:

- Рост ресурсной базы, главным образом ресурсов сланцевой нефти и глубоководного шельфа. Это серьезный фактор, так как одним из главных стимулов применения третичных МУН является истощение ресурсной базы.
- В настоящее время в секторе апстрим отдается предпочтение проектам, которые могут приносить быструю прибыль. Так, например, инвестиции в добычу сланцевой нефти могут окупиться уже через два года с начала добычи. Проекты третичных МУН требуют намного больше времени для планирования, тестирования и реализации, а прибыль можно получить только на последних стадиях жизненного цикла месторождения через 5-7 лет после первых инвестиций.
- Третичные МУН являются по сути нишевым бизнесом среди нефтяных и сервисных компаний, а необходимые навыки, технологии и опыт по их применению не доступны для всех компаний. Например, всего пять нефтегазовых компаний в настоящее время осуществляют большинство проектов CO<sub>2</sub>-МУН в США.
- Непопулярность приводит к экономико-технологическому отставанию. Как и остальные затраты в отрасли, затраты на применение третичных МУН снизились с 2014 года, но затраты на другие проекты, включая сланцевые и оффшорные месторождения, снизились еще быстрее.

## ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МУН В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ

### Опыт Китая: полимерное заводнение и АСП на месторождении Дацин

Месторождение Дацин разрабатывали с 1960 года, в 1983 году оно достигло своего пика в 52,4 млн. т.

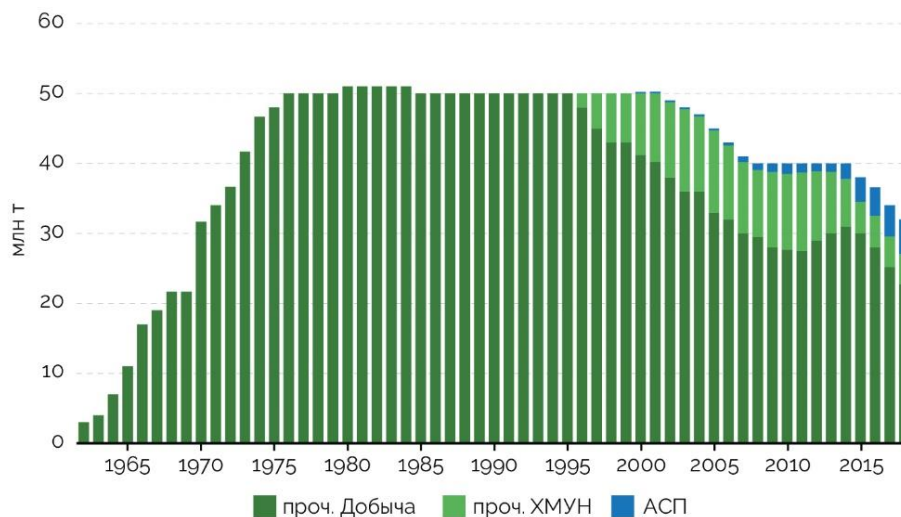
Обводненность месторождения составляла 94%. Количество пробуренных эксплуатационных скважин увеличилось на 250%, а добыча нефти упала на 27%. Подобная тенденция вынудила компанию PetroChina искать новые подходы к добыче.

Месторождение сыграло важную роль в отработке различных методов увеличения нефтеотдачи, включая в себя глубокую разведку сложных коллекторов, синклиналичную литологическую разведку и применение третичных МУН.

Почти все виды МУН были опробованы на месторождении: полимерное заводнение, комбинация полимеров, щелочи и поверхностно-активных веществ, коллоидный дисперсионный гель, закачка CO<sub>2</sub> и микробиологические МУН.

С помощью различных видов третичных МУН до 2002 года добычу удавалось поддерживать на уровне 50 млн т. Однако уже и их стало не хватать и падение продолжилось, которое снова удалось зафиксировать, но уже на уровне 40 млн. т до 2014 года.

Основной результат с 2014 года дало полимерное заводнение, включая технологию АСП. Коммерческое применение АСП началось с 2014 года, а его стоимость (на некоторым скважинам) была в диапазоне 28-50 долл./барр., что вполне конкурентоспособно даже при нынешних ценах. Обводненность на скважинах, где применялись хМУН сократилась с 96 до 83%. Совокупно третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов обеспечивают до 25% добычи на месторождении Дацин (Рисунок 7).

**Рисунок 7** – Добыча нефти на месторождении Дацин

**Источник:** Hu Guo, Ruicheng Ma, and Debin Kong, China University of Petroleum, Success and Lessons Learned from ASP Flooding Field Tests in China, SPE-186931-MS Conference Paper · January 2017, расчеты Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО по данным Shize Yin, Hui Pu, Shide Zhou, An Update on Full Field Implementation of Chemical Flooding in Daqing Oilfield, China, and Its Future, SPE Improved Oil Recovery Conference, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA, 2018

## Месторождение SACROC (США)

Месторождение SACROC, расположенное в США, было первым месторождением, на котором было успешно протестирована технология закачки двуокиси углерода в пласт в конце 80-х годов XX века.

Главным стимулом для развития этой технологии был рост цен на нефть в 70-х годах, вызванный нефтяным эмбарго со стороны ближневосточных стран в отношении США, а также близость естественных подземных источников  $\text{CO}_2$  к месторождению.

В результате, успех проекта SACROC привел к строительству трех трубопроводов  $\text{CO}_2$ , соединяющих нефтяные месторождения Пермского бассейна с подземными источниками  $\text{CO}_2$ . Добыча на SACROC выросла в три раза с 2000 года по настоящее время. На сегодняшний день данный метод обеспечивает до 15 млн т добычи нефти в США (Таблица 2.).

**Таблица 2 - Добыча нефти за счет методов закачки CO<sub>2</sub> в США в 2017 году**

<b>Месторождение</b>	<b>Добыча в барр./сут.</b>
SACROC	28 100
Denver Unit	23 000
Salt Creek	20 400
Yates	18 400
Rangely Weber Sand	10 000
Goldsmith	8 100
North Ward Estes	8 000
Seminole Unit-Main Pay Zone	8 000
Wasson	8 000
Mature	8 000
Прочие	170 300
<b>Итого</b>	<b>310 300</b>

**Источник:** МЭА (база данных по третичным МУН)

## Месторождение Карн Алам (Оман)

Месторождение Карн Алам – одно из старейших месторождений в Омане. За 40 лет эксплуатации традиционными методами на нем извлечено лишь 4% запасов. Для увеличения этого показателя на месторождении начали использовать тепловые методы повышения нефтеотдачи пласта. Так, закачка пара позволила увеличить КИН до 35%, а добыча возросла с 1200 до 37000 барр./сут. Планируется, что такой уровень добычи можно будет продержат до 2040 года.

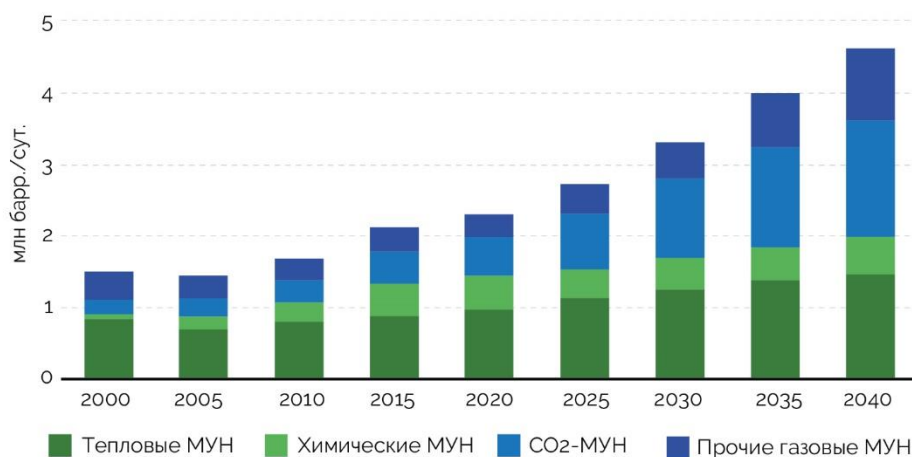
При реализации проектов, использующих закачку пара, одной из основных задач является минимизация объемов природного газа, используемого для выработки необходимого пара. На месторождениях Карн Алам и Амал 80 % пара, необходимого для проектов, генерируется на базе тепла, поступающего с местных ТЭЦ. Для удешевления процесса компания Shell рассматривает возможность использования солнечной энергии для нагрева воды.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ТРЕТИЧНЫХ МУН В МИРЕ

Масштабное развитие третичных МУН требует консолидации усилий основных заинтересованных сторон

По прогнозу МЭА рост добычи нефти за счет третичных МУН скромнен. До середины 2020х годов рост добычи американской сланцевой нефти наряду с ростом добычи в Бразилии, Норвегии, Гайане и Канаде оставляет небольшую нишу для третичных МУН. Но после 2025 года третичные МУН начинают расти. Причиной этого является тот факт, что к этому времени в большинстве регионов и стран месторождения становятся зрелыми, и не все страны имеют большую ресурсную базу, и поэтому истощенные месторождения могут снова привлечь к себе внимание и потребуют дополнительных усилий по поддержанию производства или сдерживанию темпов снижения добычи. Именно стимулирование третичных МУН может помочь переломить этот тренд. В период между 2025 и 2040 годами общий объем добычи от применения третичных МУН вырастет с 135 млн т до более чем 225 млн т, в итоге на их долю придется около 4% мировой добычи нефти в 2040 году (Рисунок 8).

Рисунок 8 - Прогноз добычи нефти за счет применения МУН



Источник: МЭА (база данных по третичным МУН)

Для реализации этого сценария, потребуется ряд мер, среди них можно выделить следующие:

- Необходима консолидация усилий со стороны государства и компаний по тщательному мониторингу и отбору месторождений, а также определения потенциала третичных МУН;
- Апробация технологий третичных МУН на сланцевых месторождениях, эффективный (приносящий прибыль), срок жизни которых составляет 2-3 года, поскольку за это время добывается до 80% запасов. Технологии третичных МУН, которые сейчас в некотором упадке из-за роста сланцевой добычи, могут в будущем обрести второе дыхание именно благодаря ей;

- Своевременное апробирование проектов третичных МУН в странах, где эти методы ранее не использовались;
- Введение налоговых льгот, включая скидки на плату за CO<sub>2</sub> в случае использования метода CO<sub>2</sub>-МУН;
- Повышение эффективности третичных МУН, например, уменьшение объема использования химических веществ, которые необходимо закачивать в пласт;
- Использование потенциала цифровых технологий.

Все нефтяные компании нацелены на развитие, но каждая из них по-разному определяет для себя стратегические направления. Анализ семи крупнейших международных нефтегазовых компаний (Exxon Mobile, Shell, Total, Sinopec, Chevron, Equinor и BP) показывает, что наиболее приоритетными и конкурентными направлениями являются технологии бурения в том числе глубоководного, геологоразведки, добыча нетрадиционных УВ, третичных МУН и цифровизация (Рисунок 9).

**Рисунок 9** - Карта технологических компетенций семи крупных международных нефтегазовых компаний



**Источник:** Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

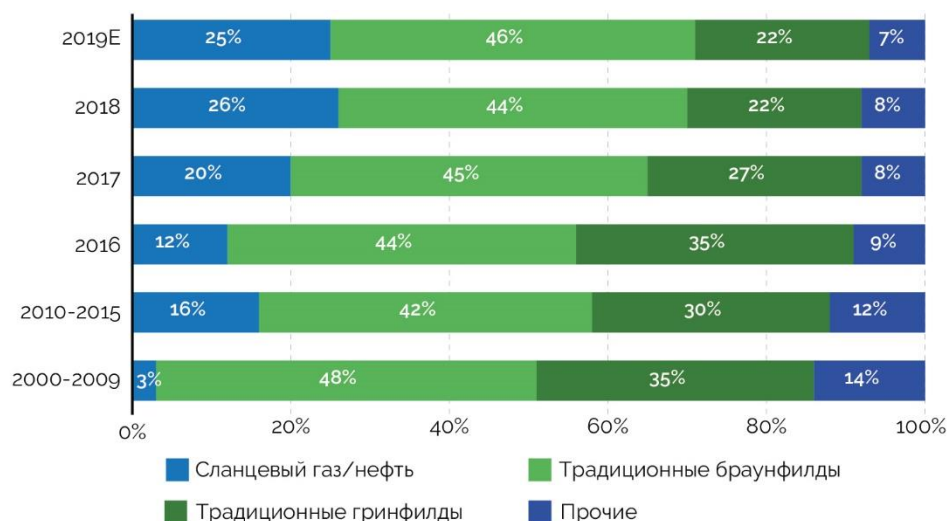
При этом существуют технологии, на которых эти компании отдельно специализируются - например, приоритетом компаний Shell являются технологии, связанные с СПГ, одновременно у компании большое портфолио в альтернативных проектах (ветровая, солнечная генерация, электромобили и т.п.), компания ExxonMobil - лидер по разработке нетрадиционной нефти. Компания BP специализируется на сейсмических исследованиях и в формировании изображений, полученных из сейсмических данных. Но даже среди этих крупнейших компаний ни одна не является лидером во всех областях одновременно.

Третичные МУН – это перспективная технология, в особенности для регионов, с истощающимися запасами, которая может вдохнуть жизнь старые нефтегазоносные провинции. Объективным плюсом применения технологий третичных МУН является отсутствие необходимости строительства новой инфраструктуры и развитая логистика.

Существует большая вариация третичных МУН. На сегодняшний день благодаря комбинации химикатов наиболее перспективной технологией являются химические МУН, которые обеспечивают наиболее высокий КИН. Однако они не могут быть применены повсеместно. Во-первых, из-за технических причин (выбор метода третичных МУН зависит от большого количества технологических параметров). Во-вторых, низкие цены нефти в совокупности с высокими затратами на ПАВ являются главным барьером для распространения хМУН. Однако хМУН имеют значительный потенциал по снижению их стоимости.

Однако уже сегодня высокий КИН – это не единственная задача, которая стоит перед нефтегазовыми компаниями. Важным стимулом для развития МУН в мире является декарбонизация мировой энергетики, которая затрагивает и нефтяную отрасль. Расходы нефтяных компаний в последние годы сильно сосредоточились на сланцевой нефти ввиду ее короткого инвестиционного цикла, но, что не менее важно фокус сместился в сторону действующих проектов, их интенсификации и увеличению нефтеотдачи (Рисунок 10).

**Рисунок 10** - Доля инвестиций в различные типы активов в нефтяной отрасли



Источник: МЭА

Развитие CO<sub>2</sub>-МУН  
может стать ответом  
на климатические  
вызовы со стороны  
нефтяников

В этой связи, проекты МУН, а в особенности проекты по закачке CO<sub>2</sub> в пласт, становятся крайне привлекательными в мире в купе с технологией улавливания CO<sub>2</sub>. Как и для xМУН, основным ограничением для применения технологий CO<sub>2</sub>-МУН является стоимость CO<sub>2</sub>. На сегодняшний день, если CO<sub>2</sub> нельзя добыть из близлежащих природных источников, то его улавливание и закачка в большинстве случаев не являются рентабельными.

Тем не менее, помимо ценовых факторов, сдерживающих развитие технологий третичных МУН, еще одним является фактор разрозненности компаний, работающих в этой сфере. Поэтому разработка и оптимизация технологий третичных МУН будет иметь больший эффект при объединении усилий.

События начала 2020 года: распространение пандемии COVID-2019, вызванные ею карантинные меры, снижение спроса на нефть, а также же резкий обвал цен на нефть – становятся еще одним сдерживающим фактором для развития третичных методов нефтеотдачи пластов. Тем не менее, пандемия – это временное явление, и после стабилизации ситуации в мире у МУН снова появятся перспективы.

## АКТУАЛЬНОСТЬ ТРЕТИЧНЫХ МУН В РОССИИ

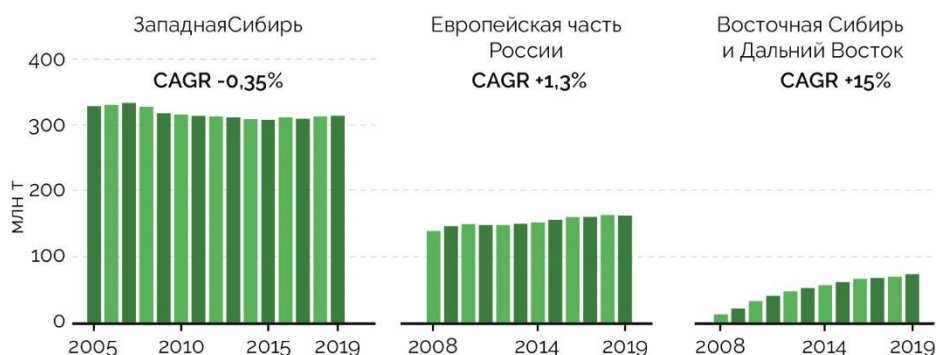
Перед Российской нефтедобычей стоит ряд вызовов: ухудшение ресурсной базы, низкие цены на нефть, секторальные санкции

Добыча нефти в России за период 2014-2019 гг. выросла на 6% — с 526 млн т до 560 млн т. Ввод новых крупных месторождений позволил не только полностью компенсировать естественное падение добычи на действующих месторождениях, но и увеличить ее до рекордных уровней.

Даже несмотря на действие сделки ОПЕК+, в перспективе потребуются значительные усилия. В первую очередь это обусловлено существенным ухудшением геологических условий добычи нефти.

Наиболее отчетливо эта негативная динамика видна на примере традиционных нефтедобывающих регионов страны (Западная Сибирь), где добыча неуклонно снижается – в среднем на 0,4% в год. За последние 12 лет доля западно-сибирской нефти в общей добыче снизилась на 11% (Рисунок 11).

Рисунок 11 – Структура добычи нефти по регионам России



Источник: Минэнерго

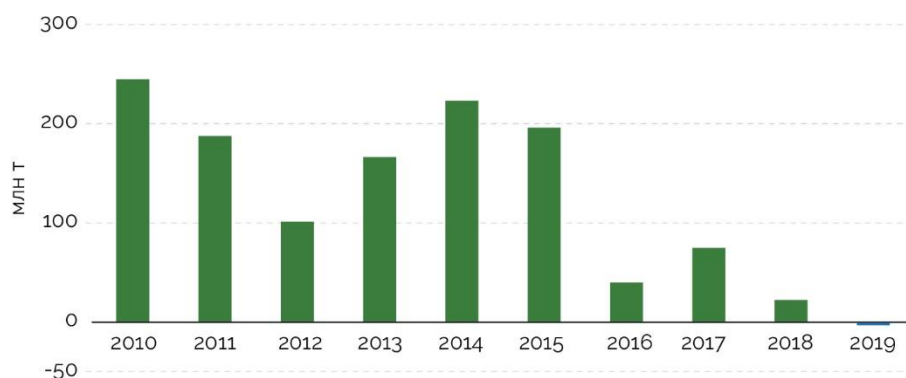
## Ухудшение ресурсной базы

В последние годы доля высококачественных запасов нефти в России неуклонно снижается: на это указывает и состав доказанных запасов: из 15 млрд т уже две трети (10 млрд т) классифицируются как трудноизвлекаемые запасы (высоковязкие нефти, труднопроницаемые коллектора, арктический и глубоководный шельф). Несмотря на то, что запасы нефти в России стабильно растут, основной прирост идет не за счет открытия новых месторождений, а за счет доразведки отработываемых объектов и внедрения современных технологий добычи. Большинство новых месторождений находится далеко от инфраструктуры, поэтому рентабельность их добычи, особенно при небольших запасах, может быть отрицательной.

Постановка на баланс новых запасов требует дополнительных инвестиций, но при текущей ценовой конъюнктуре она становится затруднительной. Так, в 2019 г. отрасль впервые за

14 лет продемонстрировала отрицательное воспроизводство запасов относительно добычи — минус 2,2 млн т. (Рисунок 12).

**Рисунок 12** - Ежегодный прирост запасов нефти относительно добычи нефти в этом же году



Источник: Минприроды, ЦДУ ТЭК

## Затяжной период низких цен на нефть

Динамика цен на нефть напрямую коррелирует с динамикой инвестиций в геологоразведку. Если затяжной период низких цен на нефть и обеспечил в текущем периоде благоприятную экономику проектов, за счет ослабления национальной валюты, то в долгосрочном периоде он окажет негативное влияние на инвестиции в разработку и добычу.

За период 2014-2017гг. среднегодовые цены на нефть были в два раза ниже, чем в предыдущие периоды – это отразилось и на инвестициях в российскую геологоразведку, они снизились на 5,6% (Рисунок 12). От пропорционального снижения спасла девальвация валюты. В 2017 году на фоне роста цен на нефть стали расти и инвестиции – на 20% (по отношению к 2016 году), причем этот рост обеспечили только недропользователи, бюджетное финансирование продолжило снижаться. В 2018 году инвестиции в геологоразведку достигли 380 млрд руб. (Рисунок 13).

**Рисунок 13** - Инвестиции в геологоразведку в России и цены на нефть Brent



Источник: Государственная дума РФ, BP statistical review 2019

## Секторальные санкции

Имплементация секторальных санкции в отношении ряда нефтегазовых компаний является еще одним серьезным вызовом для дальнейшего роста добычи. По нашему мнению, главную угрозу составляют технологические санкции, которые подразумевают запрет экспорта критически важного оборудования для шельфовых и сланцевых нефтяных проектов<sup>26</sup>. Стоит отметить, что технологии третичных МУН не попадают под санкции.

---

<sup>26</sup> Подробнее Т. Mitrova, E. Grushevenko, A. Malov "The Future Of Oil Production In Russia: Life Under Sanctions"

## СОСТОЯНИЕ ТРЕТИЧНЫХ МУН В РОССИИ

### Третичные МУН в СССР

В СССР развитие индустрии третичных МУН активно развивалось, однако после распада СССР большая часть проектов была остановлена

Интерес к третичным МУН появился еще во времена СССР. Так в 1976 году в дополнении к Целевой комплексной научно-технической программе «Создание и широкое применение комплекса методов и технических средств для повышения нефтеотдачи пластов до 55 – 60 % и интенсификации разработки нефтяных месторождений» 26 августа 1976 г. было принято постановление № 700 «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр».

Данное постановление регламентировало какой объем нефти за счет третичных МУН будет извлечен, а главное объем необходимой техники и химических реагентов для обеспечения целевого объема добычи. Позже в 1985 – 1992 гг. была развернута Государственная Программа развития и внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов<sup>27</sup>. Руководство этой программой осуществлял Миннефтепром СССР, а головной научно-технологической организацией был Межотраслевой научно-технический комплекс «Нефтеотдача».<sup>28</sup>

Химические МУН в 1960-90-е годы применялись в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области, республик Башкортостана, Татарстана и Удмуртии, Западной Сибири<sup>29</sup>.

Закачка CO<sub>2</sub> в пласт проводилась в рамках опытно-промышленных работ: на некоторых нефтяных месторождениях: Туймазинском, Ромашкинском, Радаевском, Козловском и Елабужском. Пилотные проекты показали хорошие результаты: удельный эффект от закачки тонны CO<sub>2</sub> колебался в районе от 0,125 тонн нефти на тонну CO<sub>2</sub>, при том, что средний удельный эффект по миру в 2015 году оценивался МЭА в 0,136 т/т.<sup>30</sup> Однако, несмотря на высокую перспективность, технология не получила промышленного развития, в частности из-за отсутствия необходимых объемов

<sup>27</sup> ВЕТЕРАНЫ: ИЗ ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ВЫП. 25. – М.: ЗАО «ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2012.

<sup>28</sup> О необходимости восстановления Государственной Программы развития и внедрения методов увеличения нефтеотдачи, А. А. Боксерман В. И. Шпуров А.В. Фомкин

<sup>29</sup> ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук» (ИПНГ РАН) На правах рукописи Бондаренко Алексей Валентинович ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД

<sup>30</sup> <https://webstore.iea.org/download/direct/1013>

диоксида углерода, а также низкой экономической эффективности.<sup>31 32</sup>

Что касается теплового воздействия на пласт, то наиболее крупными проектами в конце 80-х – середине 90-х годов были месторождения: Усинское, Кенкияк, Каражанбас, Гремихинское и других, по физико-химическому воздействию на месторождениях Каламкас, Самотлорское, Ромашкинское<sup>33</sup>.

После распада СССР с 1992 года Государственная программа развития и внедрения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов была закрыта. За 7 лет существования программы третичные МУН применялись на 150 месторождениях, на которых было выделено 365 участков, прирост извлекаемых запасов составил порядка 250 млн т.<sup>34</sup> В итоге за период с 1976 по 1992 годы добыча нефти за счет третичных МУН увеличилась в 6,5 раз: с 1,8 млн т до 12 млн т.<sup>35</sup> Т.е. фактически за 15 лет была с нуля была создана целая подотрасль от лабораторных испытаний до промышленного применения.

## Текущее состояние третичных МУН в России

После распада СССР и отмены льгот для третичных МУН добыча нефти за счет этих методов начала резко снижаться (Рисунок 14).

---

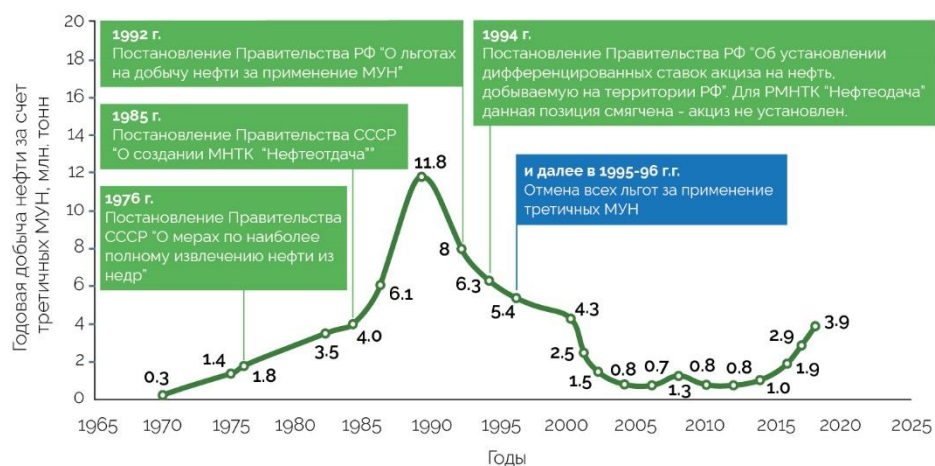
<sup>31</sup> Трухина О.С., Синцов И.А. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209;  
URL: <http://natural-sciences.ru/ru/article/view?id=35849> (дата обращения: 19.02.2020).

<sup>32</sup> Вытеснение из пористой среды рассеянного углеводородного конденсата газообразным диоксидом углерода/А.Ю. Намиот, Т.Л. Ненартович, М.А. Пешкин, Р.М. ТерСаркисов// Тр. ин-та/ВНИИнефть. – 1986. – Вып. 97. – С. 33-37.

<sup>33</sup> О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них., Давыдов А.В., к.т.н., чл-корр. РАЕН, 2020, <http://eues.ru/>

<sup>34</sup> О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них., Давыдов А.В., к.т.н., чл-корр. РАЕН, 2020, <http://eues.ru/>

<sup>35</sup> О необходимости восстановления Государственной Программы развития и внедрения методов увеличения нефтеотдачи. А. А. Боксерман В. И. Шпуров А.В. Фомкин

**Рисунок 14** – Динамика добычи нефти за счет третичных МУН

**Источник:** О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них., Давыдов А.В., к.т.н., чл-корр. РАЕН, 2020, <http://eues.ru/>

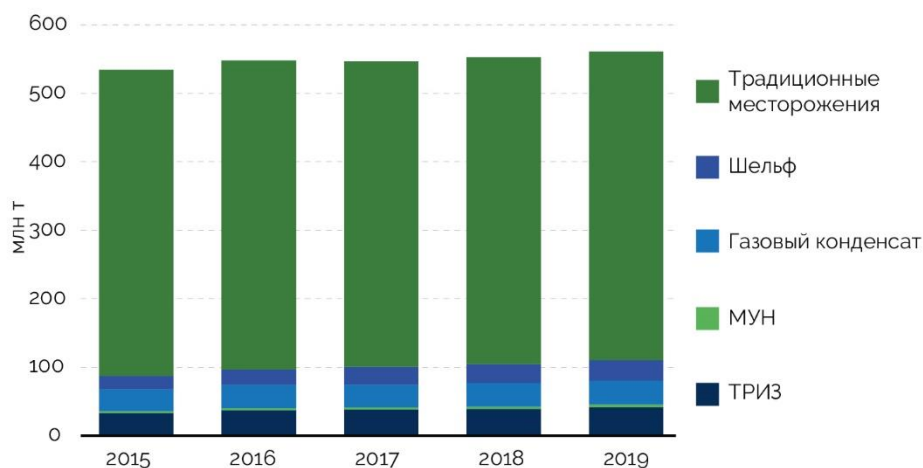
Статистика по третичным МУН в России крайне разрозненна. Так, только по открытым данным компаний и госорганов в 2017 году за счет третичных МУН было добыто около 20 млн т<sup>36</sup>. Компании редко выделяют третичные МУН в отдельную категорию. Отдельно стоит отметить, что в мировой практике, третичными не считаются те методы, которые используются для добычи сверхвысоковязкой нефти (вязкость более 10000 мПа\*с или менее 100 по шкале API).

Более того, если и когда компании выделяют МУН, то к ним они могут отнести методы, не относящиеся к третичным МУН: ГРП, горизонтальные скважины, зарезку боковых стволов, тепловые, газовые и физико-химические методы, в т.ч. ОПЗ, – т.е. методы интенсификации добычи. С другой стороны есть и более скромные оценки добычи нефти за счет третичных МУН – около 3 млн т<sup>37</sup>. В данном исследовании будут использованы оценки МЭА, которые соответствуют международной терминологии. Так, добыча нефти за счет третичных МУН в России по данным МЭА составляет 7,4 млн т (Рисунок 15).

**Рисунок 15** – Структура добычи нефти в России

<sup>36</sup> [http://gkz-rf.ru/sites/default/files/news\\_docs/lazeev\\_an.pdf](http://gkz-rf.ru/sites/default/files/news_docs/lazeev_an.pdf), [https://2017.tatneft.ru/otchet\\_soveta\\_direktorov/razvedka\\_i\\_dobyicha/reshenie-biznes-vyzovov-dlya-realizatsii-strategii-po-dobyche/](https://2017.tatneft.ru/otchet_soveta_direktorov/razvedka_i_dobyicha/reshenie-biznes-vyzovov-dlya-realizatsii-strategii-po-dobyche/)

<sup>37</sup> О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них., Давыдов А.В., к.т.н., чл-корр. РАЕН, 2020, <http://eues.ru/>



**Источник:** Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, МЭА, Минэнерго

Всего в России по состоянию на 2018 год насчитывается 27 проектов, где применяются третичные МУН. Наибольшее количество проектов осуществляется в Западной Сибири и Урало-Поволжье – 6 и 14 соответственно. При этом наибольшие объемы добычи достигнуты в Урало-Поволжье – 54%, где основной объем нефти добывается на Ромашкинском месторождении и в Тимано-Печоре – 34%, главным образом на Усинском месторождении и на Ярегском, еще 11% приходится на Западную Сибирь.

Наиболее распространенным третичным МУН в России являются термические методы увеличения нефтеотдачи, этими методами добывается до 70% от всей добычи за счет третичных МУН. Впервые в России парогравитационные скважины были пробурены в 1998 г. на Мордово-Кармальском месторождении. Однако, в начале 2012 г. Татнефть законсервировала добычу на неопределенный срок в связи с убыточностью. Компания Лукойл зарабатывает пермокарбонную залежь Усинского месторождения с помощью технологии площадного паротеплового воздействия и пароциклического воздействия на пласт.<sup>38</sup> Добыча нефти на пермокарбонной залежи в 2018 году выросла на 12,9% и составила 2 648 тыс. т.<sup>39</sup>

На втором месте находятся химические методы увеличения нефтеотдачи, они обеспечивают до 30% добычи нефти за счет третичных МУН в России. Среди них стоит выделить Татнефть, которая активно применяет полимерное заводнение, Газпромнефть в составе совместного с Shell предприятия –

<sup>38</sup> <https://rogtecmagazine.com/%D0%BB%D1%83%D0%BA%D0%BE%D0%B9%D0%BB-%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8-%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F-%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B5%D0%BE%D1%82/?lang=ru>

<sup>39</sup> <https://www.lukoil.ru/Handlers/DownloadPartialPdfHandler.ashx?fid=342638&fc=9&pages=42,69>

SPD, успешно апробировала АСП технологию на Салымском месторождении.

Проекты по закачке CO<sub>2</sub> в пласт в России на данный момент не реализуются. Есть упоминания в прессе о том, что компания Ритэк успешно апробировала циклическую закачку CO<sub>2</sub> в пласт на Марьинском месторождении высоковязкой нефти в 2017 году<sup>40</sup>. Однако добыча высоковязкой нефти не является третичным МУН, тем не менее в случае успешного применения технологии на этом месторождении она может быть тиражирована и на другие месторождения.

---

<sup>40</sup> <https://neftrossii.ru/content/ritek-vpervye-v-rossii-primenil-tehnologiyu-huff-puff-dlya-dobychi-vysokovyazkoy-nefti>

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МУН В РОССИИ

### Химические МУН

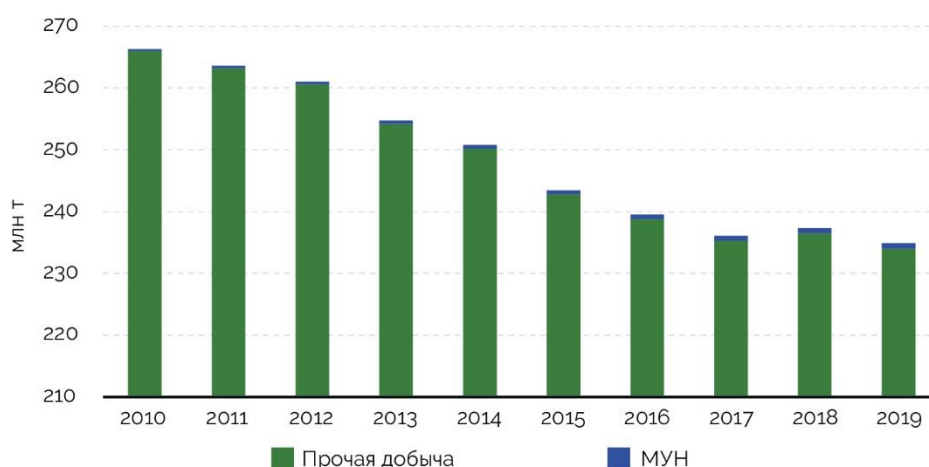
Наиболее перспективными направлениями развития третичных МУН являются химические МУН. Также CO<sub>2</sub>-МУН могут стать основой для развития нового бизнеса и ответом на климатических регулирование на ключевых рынках

Наиболее перспективными технологиями МУН в России видятся хМУН и CO<sub>2</sub>-МУН за счет возможности их широкого применения. Эти МУН обладают значительным потенциалом по приросту КИН, запасов, добычи и доходов государства.

В ХМАО добыча нефти за счет применения третичных МУН за период с 2010-2019 гг. выросла на 0,5 млн т., составив в 2019 году 0,86 млн т. Для крупнейшего нефтедобывающего региона в стране, такой объем использования третичных МУН крайне мал (Рисунок 16).

Полномасштабное тиражирование только химических МУН при условии локализации производства необходимых компонентов в РФ и эффективного снижения их стоимости может принести дополнительно 100 млн т нефти в год. Для применения хМУН наиболее перспективным регионом является ХМАО. Так, по данным Института им. Шпильмана до 130 месторождений округа обводнены на 90%, однако по структуре коллекторов и свойствам флюидов имеют потенциал для применения методов увеличения нефтеотдачи.

Рисунок 16 - Добыча нефти в ХМАО-Югре



Источник: Департамент недропользования ХМАО-Югры

Вызов заключается в локализации всей цепочки внедрения третичных МУН – от методик планирования и моделирования до производства химии и оборудования для закачки химии. На сегодняшний день, широкомасштабное применение третичных МУН на месторождениях РФ нерентабельно – к примеру, на наукоемком промышленном пилотном проекте в Салым Петролеум Девелопмент пришлось использовать импортное оборудование, западные методики по подбору химического коктейля для закачки в скважины, и импортную

химию. Отметим, что только локализация производства химических веществ для третичных хМУН позволила бы сократить операционные издержки, которые составляют до 40% от всех затрат, на 20-30%. С технологической точки зрения, проект показал отличный результат – на пилотном участке КИН был увеличен на 17 п.п. и достиг 65% - в два раза выше, чем средний КИН в РФ.

Развитие третичных хМУН в России являются идеальной темой для совместной работы нефтяной, нефтесервисной, и химических отраслей РФ. При этом, развитие и внедрение методов МУН не сказывается на позиции компаний в конкурентной борьбе за лицензии на разведку и разработку месторождений. Отдельно стоит отметить, что развитие третичных МУН приведет к значительному спросу на производство химии.

Основные вызовы и направления для данного технологического направления следующие:

- При использовании третичных хМУН операционные затраты составляют до 40% (большая часть затрат приходится на импортные химические реагенты)
- Подходящие реагенты для третичных хМУН в России практически не производятся
- Дефицит кадров
- Отсутствие налогового стимулирования

Говоря о налоговом стимулировании, Россия может использовать различные методы из мировой практики: налоговые вычеты, снижение налогооблагаемой базы, ускоренная амортизация оборудования для третичных МУН; льготное кредитование.

На начальном этапе, наиболее эффективным методом являются налоговые вычеты, а именно – снижение ставок НДС, а также снижение налогов на прибыль, например, для завода по производству полимеров.

Для России текущая ситуация является значительной возможностью, так как льгота на НДС нефти, добываемой с помощью МУН, в любом случае обеспечивает дополнительные поступления в бюджет. А те инфраструктурные проекты (заводы по производству химии, центры по исследованию ядра, логистические хабы, производства технологического оборудования, бригады и звенья по проведению работ на скважинах) необходимые для полноценного функционирования индустрии МУН России создадут дополнительный мультипликационный финансовый эффект всем участникам.

Мировой опыт создания технологических полигонов также весьма интересен для России. В частности, полигон по типу

RMOTC<sup>41</sup>, позволил бы в реальных условиях тестировать различные реагенты.

#### Полигон Teapot Dome в США

В 1993 году месторождение Teapot Dome стало полигоном RMOTC, принадлежащим DOE, который использовали для апробации новых технологий и процессов, предназначенных для повышения эффективности бурения, добычи нефти и повышения нефтеотдачи. Сам же Департамент вступал в партнёрские отношения с академическими кругами и бизнесом.

RMOTC располагается на нефтяном месторождении Teapot Dome. Полигон представляет собой действующее нефтяное месторождение площадью 10 000 акров (4 тыс. Га), предлагающее полный комплект сопутствующих объектов и оборудования на месте. В девяти добывающих коллекторах, имеющих глубину от 500 до 5000 футов (150-1500 м), имеется около 1200 пробуренных скважин, из которых около 600 – добывающие скважины. Существующие добывающие скважины, непродуктивные скважины или площадки для бурения новых скважин доступны для партнеров полигона.

RMOTC — это испытательный центр, который предоставляет промышленным, научным, государственным учреждениям «песочницу» для тестирования, оценки, демонстрации и передачи новых технологий, касающихся: возобновляемая энергетика; альтернативная энергетика; геотермальной энергетика; экологических вопросов; энергоэффективности; методов увеличения нефтеотдачи; добычи; НИОКР и других исследований; каротаж в открытом стволе; практический учебный центр.<sup>42</sup>

RMOTC был единственным в стране полигоном, посвященным этим исследованиям и включающим в себя экологические испытания и возобновляемую энергетику.

При этом особый статус научно-технического полигона (как юридический с точки зрения лицензий на разработку месторождения, так и фискальный) стимулировал бы компании тестировать необходимые технологии.

Также весьма эффективна была бы тестовая лаборатория по исследованию керн на предмет применимости различных методов третичных МУН. На базе эмпирических значений, полученных в ходе многочисленных экспериментов, могут быть определены основные зависимости для конкретных типов коллекторов и построены цифровые модели процесса МУН. Соответственно каждый разработчик недр в скором времени мог бы выбрать наиболее приемлемый для него рецепт, его стоимость и прогнозный совокупный эффект от МУН.

Организация процедур по сертификации оборудования и материалов, также повысит привлекательность полигонов для ВИНКов и компаний-разработчиков технологий.

<sup>41</sup> <https://fossil.energy.gov/facilities/rmotc/>

<sup>42</sup> <https://fossil.energy.gov/facilities/rmotc/>

Стоит отметить, что помимо описанных мер существуют дополнительные меры, необходимые для того, чтобы методы увеличения нефтеотдачи в России в целом стали эффективными. Важным моментом, является тот факт, что данные меры должны быть реализованы не только со стороны государства, но и со стороны отрасли.

Так, со стороны отрасли необходимы следующие шаги:

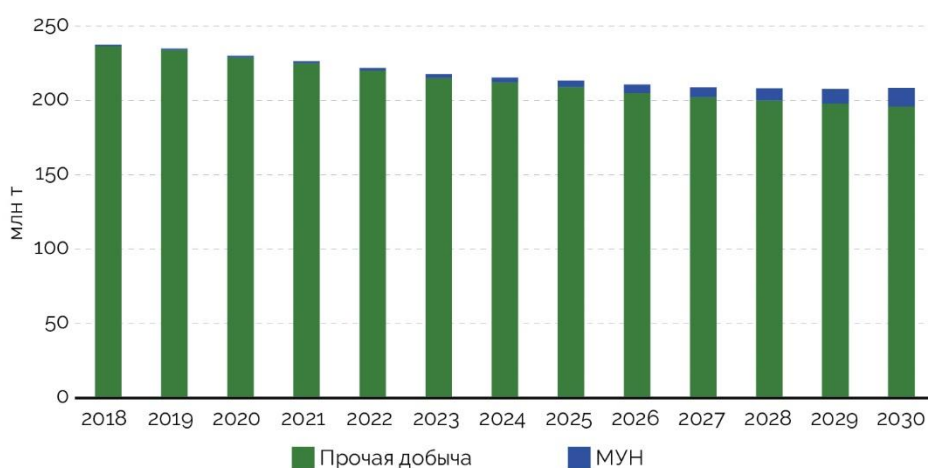
- Предложения по унификации единых определений и классификации технологий МУН;
- Поиск существующих аналогов зарубежных реагентов для третичных МУН в России на базе совместных отраслевых площадок;
- Поиск химических реагентов, обладающих схожими функциональными характеристиками, компоненты которых уже производятся в России
- Создание спроса на оборудование для смешения и закачки растворов и программное обеспечение.

Со стороны государства (при участии отрасли) необходимыми видятся следующие шаги:

- Стимулирование создания консорциума по разработке и производству химических реагентов для рентабельных третичных МУН в России;
- Разработка политики в отношении третичных МУН, в том числе их встраивание в систему технологических полигонов для проведения ОПИ;
- Стимулирование институтов для создания программного обеспечения и подготовки кадров.

В Ханты-Мансийском автономном округе-Югре к 2035 году добыча за счет МУН в может достигнуть 35 млн т – свыше 10% от общей добычи (Рисунок 17).

**Рисунок 17** – Прогноз добычи нефти в Югре на текущих месторождениях и за счет МУН



**Источник:** Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

## CO<sub>2</sub>-МУН

В России нет открытых месторождения природного CO<sub>2</sub>, в основном он присутствует в недрах в виде попутного компонента углеводородных газов. На Государственном балансе РФ на 01.01.2015 г. числились четыре месторождения с запасами CO<sub>2</sub> (C1+C2), равными 601,6 млрд м<sup>3</sup> при средней концентрации CO<sub>2</sub> – 13,9 %. При этом 99,1 % запасов сосредоточено в Астраханской области (Астраханское, Западно-Астраханское месторождения), 0,9 % – на шельфе Баренцева моря (Поморское, Северо-Гуляевское месторождения)<sup>44</sup>.

При этом потенциал проектов CO<sub>2</sub>-МУН в России весьма велик. По предварительным расчетам, представленным компанией Rystad, в России насчитывается около 930 месторождений, потенциально подходящих для интенсификации добычи закачкой углекислого газа. В тоже время потенциальный объем CO<sub>2</sub>, который может быть утилизирован в пластах, оценивается около 11,8 гигатонн. Это примерно равно годовым выбросам всего Китая.<sup>45</sup>

В исследовании, проведенном в «Национальном минерально-сырьевом университете «Горный»<sup>46</sup>, были проанализированы регионы России по их потенциалу по улавливанию CO<sub>2</sub> и его дальнейшей закачке в пласт. Наиболее перспективным регионом является Приволжский ФО. Данный регион является старейшим нефтедобывающим регионом в России и обладает большим количеством месторождений с высокой степенью выработанности запасов. Помимо этого, в регионе расположено большое количество промышленных объектов в относительно небольшой удаленности от нефтяных месторождений (15-300 км). Именно эта комбинация факторов дает регионам Приволжского ФО: Татарстану, Башкортостану и Самарской области наибольший потенциал по применению технологий CO<sub>2</sub>-МУН.

Стоит отметить Калининградскую область, в этом регионе большое количество мелких выработанных месторождений хорошо подходящих для пилотных проектов по закачке CO<sub>2</sub>.<sup>47 48</sup>

<sup>44</sup> Н.Г. Главнов, М.Г. Дымочкина, к.т.н., Е.И. Литвак, М.В. Вершинина, ПОТЕНЦИАЛ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ РФ, ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 - № 2(4). – С. 47-52

<sup>45</sup> <https://www.forbes.ru/biznes/352641-za-dymovoy-zavesoy-kak-utilizaciya-uglekislogo-gaza-izmenit-mir>

<sup>46</sup> ECOLOGICAL, ECONOMIC AND SOCIAL ISSUES OF IMPLEMENTING CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION TECHNOLOGIES IN THE OIL

AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA Alexey Cherepovitsyn, Alina Ilinova

<sup>47</sup> [https://old.spmi.ru/system/files/lib/sci/aspitant-doctorant/avtoreferaty/2016/2016-2/dissertaciya\\_sidorova\\_k.i.pdf](https://old.spmi.ru/system/files/lib/sci/aspitant-doctorant/avtoreferaty/2016/2016-2/dissertaciya_sidorova_k.i.pdf)

<sup>48</sup> ECOLOGICAL, ECONOMIC AND SOCIAL ISSUES OF IMPLEMENTING CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION TECHNOLOGIES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IN RUSSIA Alexey Cherepovitsyn, Alina Ilinova

Остальные регионы России не так хорошо сбалансированы с точки зрения наличия промышленных центров и выработанных месторождений. Так, например, регион Западной Сибири обладает огромным потенциалом по закачке CO<sub>2</sub> в пласт, но ввиду больших расстояний и малого количества промышленных центров применение данной технологии еще долго будет нерентабельно. В Центральном ФО обратная ситуация: большое количество промышленных объектов, но нет запасов нефти. Однако, все же расстояния не так велики, как в Западной Сибири, и теоретически улавливание CO<sub>2</sub> на электростанциях, наиболее близких к месторождениям Приволжского ФО, может быть экономически рентабельной.

Развитие данной технологии также требует стимулирования со стороны государства. Причем стимулирование должно быть комплексным. Не только нефтяники должны заинтересоваться данной технологией, но и у промышленности должны быть драйверы для того, чтобы начать улавливаться CO<sub>2</sub>. Для этого необходимы экологические налоги или стимулирование со стороны государства в виде субсидий, при условии, что улавливаемый CO<sub>2</sub> будет в последствии продан нефтяным компаниям.

Тем не менее, вопрос введения экологического налога требует отдельных расчетов, поскольку новый налог может сказаться на стоимости производства электроэнергии и других промышленных товаров. При этом работы в области улавливания и утилизации CO<sub>2</sub> являются важной частью мировой экологической повестки, которые могут значительно повлиять на имидж российских нефтяных компаний и России, как крупнейшего экспортера нефти.

## ВЫВОДЫ

- Для удержания нынешних рекордов по добыче в перспективе потребуются значительные усилия. У МУН в России есть большие перспективы: до 60 млн т дополнительной добычи к 2035 году. Низкие цены нефти в совокупности с высокими затратами на третичных МУН являются главным барьером для распространения третичных МУН.
- МУН – это перспективная технология, в особенности для регионов, с истощающимися запасами, которая может вдохнуть жизнь старые нефтегазоносные провинции. Объективным плюсом применения технологий третичных МУН является отсутствие необходимости строительства новой инфраструктуры и развитая логистика. Крупные зарубежные и российские компании заинтересованы в развитии третичных МУН.
- Наиболее перспективными видами МУН с точки зрения нефтеотдачи являются химические МУН, однако закачка CO<sub>2</sub> в пласт соответствует текущей мировой экологической повестке.
- Развитие CO<sub>2</sub>-МУН является для нефтегазовых компаний в перспективе возможностью создать новые источники прибыли за счет использования коллекторов, где использовались методы CO<sub>2</sub>-МУН, для последующего хранения CO<sub>2</sub>.
- Эффективное использование CO<sub>2</sub> требует разработки регуляторных мер, которые будут способствовать росту интереса как со стороны производителей CO<sub>2</sub>, так и потребителей.
- Для России снижение роялти (налога на добычу полезных ископаемых) для проектов методов увеличения нефтеотдачи пластов может значительно подтолкнуть развитие этой сферы. Обеспечение конкурентоспособности российской технологии поддержки со стороны государства по формированию консорциумов по созданию таких производств внутри страны – для каждой нефтяной компании создание такого завода в одиночку непривлекательно из-за больших капиталовложений и отсутствия гарантий спроса на продукцию, и более того не является традиционной частью бизнеса для ВИНК создание четкой политики в отношении развития третичных МУН. Например, встраивание третичных МУН в создаваемую систему технологических полигонов для проведения опытно-промышленных испытаний, а также выстраивание партнерского диалога между всеми стейкхолдерами (ВИНК, регион, производители химии, сервисные компании, научные и образовательные учреждения).