

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В.,  
Вольпин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В.

**СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО  
ТЕРМОГИДРОСИМУЛЯТОРА – НЕОБХОДИМЫЙ  
ЭТАП ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ**

Москва 2015

УДК 622.276

ББК 33.361

**Рецензенты:**

**Фукс А.Б.**, доктор геолого-минералогических наук,

**Ахапкин М.Ю.**, кандидат технических наук

**Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Кац Р.М.,**

**Королёв А.В.** *Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России.* – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 206 с.

ISBN 978-5-93838-053-0

Проанализированы пути стабилизации добычи нефти в России за счёт традиционных и нетрадиционных методов эксплуатации традиционных залежей углеводородов; разработки месторождений вязких нефтей; освоения нетрадиционных залежей углеводородов. Последний тип ресурсов рассматривается как стратегический резерв углеводородов. Показана перспективность применения термогазового воздействия (закачка в пласт воздуха) для его освоения. Обоснована необходимость суперкомпьютерных технологий для практической реализации такого воздействия; оценена необходимая производительность компьютерных систем.

**УДК 622.276**

**ББК 33.361**

© ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015

© Бетелин Владимир Борисович, 2015

© Юдин Валерий Адольфович, 2015

© Афанаскин Иван Владимирович, 2015

© Вольпин Сергей Григорьевич, 2015

© **Кац Рафаил Михайлович**, 2015

© Королёв Александр Васильевич, 2015

ISBN 978-5-93838-053-0

*Посвящается светлой памяти  
доброго друга и любимого учителя  
Рафаила Михайловича Каца.*



**Рафаил Михайлович Кац (1938 - 2014 гг.)**

Настоящая книга посвящена памяти нашего друга, коллеги и учителя – Рафаила Михайловича Каца, ушедшего из жизни ещё до её завершения.

Рафаил Михайлович был крупным учёным в области подземной гидродинамики, одним из основоположников математического моделирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений в СССР и в России, создателем большой школы специалистов в этой области.

Проработав 25 лет во Всероссийском нефтегазовом научно-исследовательском институте (ВНИИнефть), он собрал и воспитал коллектив

талантливых высококвалифицированных специалистов по математическому моделированию разработки нефтяных месторождений, на базе которого создал и возглавил научно-исследовательское и проектное предприятие «ИНПЕТРО». В дальнейшем продолжал руководить аналогичными работами в компаниях «СИБНЕФТЬ» и «РУССНЕФТЬ»

С 2010 г. под руководством Рафаила Михайловича такие исследования, но уже с применением суперкомпьютерных технологий, начались в НИИСИ РАН.

Рафаил Михайлович - автор и соавтор более 100 публикаций и монографии, лауреат премии правительства РФ.

Рафаил Михайлович был человеком удивительно доброжелательным, добрым и отзывчивым, пользовался уважением и любовью коллег и учеников.

К сожалению, исследования по созданию суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли будут продолжаться в НИИСИ РАН уже без него.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1. Роль нефти в мировой экономике в течение ближайших 20 лет .....	14
2. Мировые ресурсы нефти .....	19
3. Запасы нефти в мире .....	23
4. Ресурсы и запасы нефти в России .....	25
5. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт традиционных источников углеводородов и традиционных методов разработки месторождений .....	31
5.1 Разведка .....	31
5.2 Разведка на шельфе .....	38
5.3 Коэффициент извлечения нефти на традиционных месторождениях лёгких нефтей .....	46
5.4 Остаточные запасы нефти в уже выработанных зонах нефтяных месторождений .....	55
6. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт применения нетрадиционных способов разработки на традиционных залежах углеводородов .....	58
7. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт вязких нефтей .....	69
7.1 Вязкие нефти .....	69
7.2 Битумы .....	78
8. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт вовлечения в разработку нетрадиционных залежей углеводородов .....	85
9. Краткая характеристика тепловых методов воздействия на пласт .....	103
10. Внутрипластовое высокотемпературное горение .....	118
11. Краткая характеристика термогазового воздействия .....	136
12. Необходимость создания нового термогидросимулятора для численного моделирования термогазового воздействия .....	155
13. Оценка необходимой вычислительной производительности компьютерных систем для моделирования термогазового воздействия .....	170
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	173
ЛИТЕРАТУРА .....	184

## ВВЕДЕНИЕ

Основой биологического существования, как отдельного человека, так и всего человечества, является потребление и преобразование энергии. Соответственно и прогресс человечества - увеличение населения Земли, улучшение питания, условий жизни, развитие науки и техники и т.д., и т.п. - неразрывно связан с ростом производства и потребления энергии.

Можно сказать, что история цивилизации - не прекращающаяся история изобретения все новых и новых методов преобразования энергии, освоения новых источников и, в конечном итоге, увеличения энергопотребления.

Первый скачок в росте энергопотребления человечеством произошел, когда человек научился добывать и использовать огонь. Источниками энергии в тот период служили дрова и мускульная сила человека.

Следующий важный этап связан с изобретением колеса, созданием разнообразных орудий труда, одомашниванием различных животных. К XV веку средневековый человек, уже потреблял приблизительно в 10 раз больше энергии, чем первобытный человек [1].

Особенно заметное увеличение мирового потребления энергии произошло за последние 200 лет, прошедших с начала индустриальной эпохи. За этот период оно возросло в 30 раз и достигло в 2001 году 14,3 Гт.у.т./год [1] (тонн условного топлива – т.у.т.).

Согласно ряду авторов [2], начиная с конца палеолита (15 тыс. лет до нашей эры) и до начала XX века глобальное энергопотребление составило несколько более 40 млрд. т.у.т.; а с 1901 по 1970 г. уже 124 млрд. т.у.т. За весь XX век в мире произошло 15-кратное увеличение уровня потребления энергетических ресурсов; при росте численности населения Земли в 3,8 раза (с 1,7 до 6,3 млрд. чел.) потребление энергии на душу населения возросло почти в 4 раза, составив около 1,5 т.у.т./чел. в год.

В период 1970-2005 годов потребление энергии возросло до 269 млрд. т.у.т. и превысило объем их использования за весь предшествующий период развития человеческой цивилизации [2].

Весь XIX век рост производства энергии был связан, в основном, с добычей и сжиганием каменного угля. В XX веке пальма первенства перешла к нефти, а во второй половине двадцатого столетия - к природному газу.

Следует отметить, что добыча нефти ведется человечеством с древних времен. Сначала применялись примитивные способы: сбор нефти с поверхности водоемов, сбор и подъем нефти, просачивающейся через слои песчаника или известняка на дно неглубоких колодцев. Первый способ применялся еще в 1 веке н.э. в Мидии и Сирии, второй - в 15 веке н.э. в Италии [3].

Промышленную же добычу нефти начали в середине XIX века почти одновременно в трех странах – России, Румынии и США [4]. Началом развития современной нефтяной промышленности принято считать время появления механического бурения скважин на нефть в 1859 году в США, и сейчас практически вся добываемая в мире нефть извлекается через пробуренные скважины.

К концу 90-х нефтедобывающих стран было уже 95 [4].

В России первые скважины были пробурены на Кубани в 1864 году, а в 1866 году одна из них дала нефтяной фонтан с дебитом более 190 т в сутки [3].

Четырьмя годами позже первая нефтяная скважина была пробурена на берегу реки Ухта, а в 1876 началась коммерческая добыча на Челекенском полуострове, на территории современной Туркмении [5]. Быстрый рост добычи нефти сопровождался строительством различных заводов по переработке сырой нефти, открытием завода по производству масел в районе Ярославля в 1879 г. и аналогичного производства, в том же году, в Нижнем Новгороде [5].

В начале XX века Россия занимала первое место по добыче нефти: в 1901-1913 годах страна добывала приблизительно 9-11 млн. тонн нефти в год [3]. Тогда на долю России приходилось более 30% мировой нефтедобычи [5].

Сильный спад произошел во время Гражданской войны, по окончании которой были приняты чрезвычайные меры по восстановлению разрушенных нефтедобывающих предприятий. К 1928 году добыча нефти в стране была снова доведена до 11,6 млн. тонн [3].

А в 2013 году в России уже было добыто 668,024 миллиарда кубометров газа и 523,2 миллиона тонн нефти и газового конденсата (примерно 10,46 миллиона баррелей в сутки) [6].

**Ныне общемировой уровень добычи нефти составляет несколько миллиардов тонн в год, а газа - несколько триллионов кубометров в год.**

В нефтяной и газовой промышленности мира трудятся миллионы людей. Например, в середине 90-х годов XX века только в России, в период колоссального спада нефте- и газодобычи в стране, в нефтяной промышленности было занято 900 тысяч работников, а уже к 2005 году численность промышленно-производственного персонала возросла в 1,4 раза, рабочих – в 2 раза [7], то есть достигла почти 2 млн. человек.

Можно сказать, что в современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства.

Поэтому для решения разнообразных научных и технических задач, возникающих при разведке и добыче нефти и газа, используется практически весь арсенал достижений современной физики, химии, информатики, материаловедения и иных отраслей науки и техники. Это позволило создать в нефтяной и газовой промышленности технологии, которые ранее даже не предполагались в произведениях писателей-фантастов, в частности: бурение вертикальных скважин глубиной 5-6 км, бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части ствола в 10-20 км, бурение наклонных или S-



образных скважин, освоение и эксплуатация месторождений на мелко- и глубоководном шельфе. И многое другое.

Для разведки и исследования ловушек нефти и газа и слагающих их пород используются десятки методов электрических, магнитных, тепловых, радиолокационных измерений; замеры силы тяжести, природной радиоактивности, полей углеводородных газов, рассеянных в атмосфере, и т.д., и т.п.

Естественно, у любого мало-мальски любознательного человека возникает ряд непростых вопросов:

- Насколько долго будет продолжаться эра «углеводородной энергетики»?
- Хватит ли человечеству запасов нефти и газа хотя бы на ближайшие десятилетия?
- Насколько хватит запасов нефти и газа в нашей стране?
- Каковы резервы подъёма или стабилизации добычи нефти и газа в нашей стране?
- Какие методы необходимо применять для освоения имеющихся в стране углеводородных ресурсов?

**Первая цель настоящего обзора заключалась в попытке дать краткие ответы на эти вопросы на основании многочисленных отечественных и зарубежных публикаций.**

**Вторая цель** обусловлена тем, что среди научных и технических проблем, стоящих перед нефтяной и газовой отраслью, существует одна, достаточно специфическая и важная. Она заключается в необходимости прогноза показателей разработки нефтяных и газовых месторождений, в частности, расчёта кривой добычи нефти по годам и оценки общей экономики эксплуатации как конкретных месторождений, так и по определённым регионам или совокупностям месторождений. Подобные прогнозы абсолютно необходимы многим группам специалистов:

- инженерам-разработчикам - для определения оптимального способа разработки и обустройства месторождения;
- инвесторам - для определения объёма возможных вложений и степени прибыльности проекта;
- финансистам - для оценки возможных рисков и определения условий предоставления кредитных средств;
- правлящим органам страны - для определения обеспеченности государства энергетическими ресурсами на ближайшие годы и отдалённую перспективу, для оценки степени энергетической безопасности и мер по её укреплению, контроля сохранности недр и рациональности недропользования;
- администрации страны и её регионов - для прогноза налоговых поступлений;
- управляющему персоналу добывающих компаний - для определения тактики и стратегии деятельности компании, её технической политики;
- специалистам смежных областей - машиностроения, химической, автомобильной, нефтеперерабатывающей промышленности - для определения обеспеченности сырьём или спроса на их продукцию;

Необходимость таких прогнозов обусловлена ещё и тем, что разработка нефтяного месторождения, в зависимости от содержащихся в нём запасов, занимает от 10 до 50 лет и даже более. Например, уникальное Ромашкинское месторождение было открыто в 1948 году, вскоре введено в эксплуатацию, до настоящего времени добыто более 2 млрд.т нефти, а добыча продолжается и сегодня.

С конца 40-х годов XX столетия эта проблема решалась путём использования крайне приближённых, аналоговых, моделей нефтяных и газовых месторождений, представлявших собой набор условных слоёв или трубок тока, фильтрационные параметры которых были распределены по специально подбираемому статистическому закону, конструируемому на

основании информации о параметрах реальных пород конкретного объекта. В пределах условных слоёв вытеснение нефти водой рассматривалось как поршневое. Такая модель сравнительно легко обчисливалась на существовавших тогда вычислительных устройствах и, до некоторой степени, позволяла получить информацию о распределении годовой добычи углеводородов.

Рост производительности вычислительных машин и достижения прикладной математики позволили в начале 70-х годов перейти к применению более совершенных моделей, основанных на численном решении систем дифференциальных уравнений, описывающих перенос флюидов в пористой среде (воды, газа, нефти), но в двумерном, плоском или псевдотрёхмерном случае. Сама система таких уравнений была сформулирована к середине 50-х годов XX столетия.

Гигантский прогресс производительности вычислительной техники, достигнутый в дальнейшем, позволил в 90-е годы XX века, позволил перейти к созданию трёхмерных адресных моделей разрабатываемых объектов, с возможностью описания системами дифференциальных уравнений сложных тепловых, физико-химических процессов, возникающих при эксплуатации нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазовых залежей.

Однако, производительность вычислительных машин была ещё недостаточной для описания моделируемых объектов с той пространственной детальностью, которую обеспечивали совершенствующиеся геофизические методы исследований. Поэтому приходилось значительно «огрублять» модель, усредняя параметры мелких пространственных ячеек по значительно большей пространственной области. Точность и достоверность гидродинамических расчётов, выполненных по таким укрупнённым моделям, часто оказывались недостаточными для практических нужд.

Положение существенно изменилось примерно за последние десять лет.

Дело в том, что ныне производительность вычислительных машин достигла фантастических значений. Это можно проиллюстрировать следующими скоростями вычислений на различных ЭВМ [8]:

- IBM 709 (1957 год) - 5 Кфлопс,
- БЭСМ-6 (1968 год) - 1 Мфлопс (операций деления),
- Cray-1 (1974 год) - 160 Мфлопс,
- Jaguar Cray XT5-HE (2009 год) - 1,759 Пфлопс,
- Fujitsu K (2010 год) - 11 Пфлопс,
- Тяньхэ-1А (2010 год) - 2,507 Пфлопс,
- K computer (2011 год) - 10,51 Пфлопс,
- Titan - Cray XK7 (2014 год) - 17,59 Пфлопс,
- Тяньхэ-2 (2014 год) - 33,86 Пфлопс.

Таким образом, за 54 года скорость вычислений возросла с  $10^3$  до  $10^{16}$  флопс, то есть на 13 порядков.

При таких вычислительных возможностях, в принципе, становится реальностью и применение математического моделирования не только для более точного и детального прогноза разработки, например, в начале освоения месторождения, но и для более-менее оперативного управления самим процессом добычи.

Достаточно оперативное обновление геологической и гидродинамической моделей объекта, сравнительно быстрый прогноз результатов тех или иных инженерных решений позволяют, в принципе, оптимизировать разработку, увеличить полноту извлечения нефти из недр, снизить капитальные и эксплуатационные затраты, реализовать сложные методы добычи нефти.

Однако при постановке такой задачи возникает ряд естественных вопросов:

1. Насколько необходимо оперативное регулирование возникающих при разработке процессов? Ведь простейшие способы добычи часто и не требуют какого-либо регулирования.

2. Какова максимальная необходимая детальность пространственного описания месторождения при моделировании месторождений различного размера и/или с различными запасами?
3. Как часто необходимо обновлять модели месторождения для управления разработкой? Раз в день, раз в месяц, раз в год?
4. Каково число расчётных вариантов при одном обновлении модели месторождения?
5. Сколько времени должен занимать расчёт одного варианта разработки?
6. Какова должна быть скорость вычислений на ЭВМ для моделирования, в зависимости от размеров и/или запасов месторождения?
7. Сколько ЭВМ различной производительности нужно для отечественной нефтяной и газовой промышленности для перехода к управлению разработкой всех разрабатываемых месторождений?

**Второй целью данного обзора являлась попытка дать, в первом приближении, ответы на перечисленные вопросы - на основании литературных данных и многолетнего опыта работы авторов отчёта в геологоразведочной и нефтегазовой отрасли.**

Естественно, скорость вычислений является важным, но не единственным параметром для определения тех ЭВМ, которые необходимы нефтегазовой отрасли. Существенными являются и точность производимых вычислений, и характер обмена информацией внутри составных частей ЭВМ, и, вообще, их общая архитектура.

Эти вопросы являются предметом дальнейшего анализа.

## 1. Роль нефти в мировой экономике в течение ближайших 20 лет

Большинство исследователей убеждены в том, что нефтегазовая отрасль на ближайшие десятилетия будет составлять основу экономического благосостояния нашей страны.

Последние оценки специалистов компании BP [9] показывают, что в ближайшие десятилетия потребление энергии в мире будет расти (см. рис. 1). По сравнению с 2010 годом оно вырастет примерно на 38%. По другим, более ранним, прогнозам [10] этот рост предполагался даже на уровне 50%.

Экстраполяция данных Мирового энергетического агентства [11] показывает, что производство первичной энергии вырастет с 16,7 млрд.т.у.т. в 2007 году до 26,7 млрд.т.у.т. к 2050 году (первичной называется энергия, полученная от природных источников, до её преобразования в другие виды энергии).

Оценки Гринпис не предсказывают такого роста [11], но производство, по крайней мере, остаётся на том же уровне, что и в 2007 году. Различие оценок обусловлено принятыми темпами роста энергоэффективности мировой индустрии.

При этом, как видно из рис. 1, доля нетрадиционных и возобновляемых источников энергии будет возрастать (ядерная и гидроэнергия, энергия ветровая, солнечная, приливная, гидротермальная, применение биотоплива). И увеличение потребления энергии к 2030 году на 40% будет обеспечено за счёт именно этих источников. Тем не менее, их вклад в общее производство и потребление энергии всё же останется не преобладающим и будет составлять только около 30%. Это иллюстрирует рис. 2, опубликованный в аналитическом обзоре [9].

В работе аналитиков компании «Ernst and Young» [12] указывается, что доля нефти в энергобалансе составит к 2030 году от 27 %до 30%. Прирост энергопотребления оценивается в 1,6% в год, откуда спрос на нефть с

нынешних 88 млн.баррелей/сутки вырастет до более, чем 100 млн.баррелей/сутки.

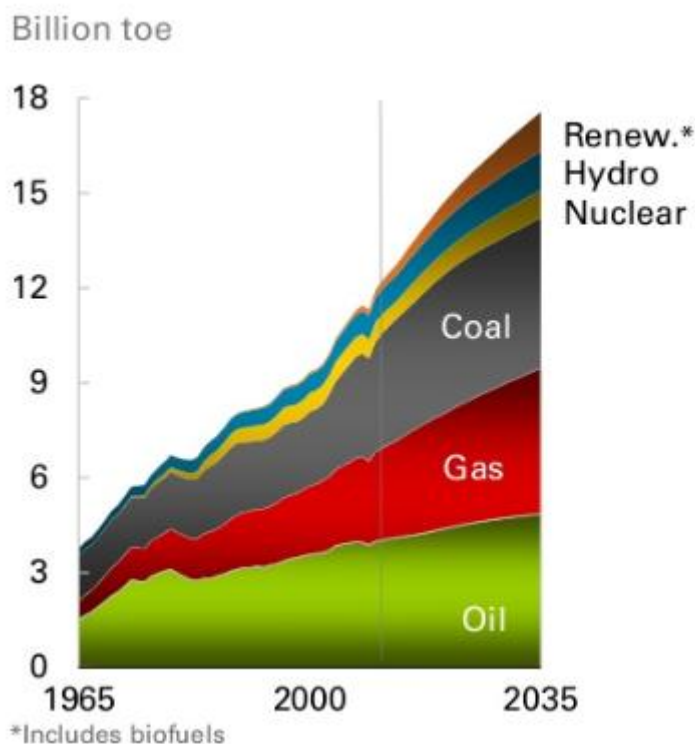


Рис. 1. Прогноз потребления топлива в мире по данным ВР [9]

Прогнозом потребления энергии занимается несколько организаций в мире, но получаемые результаты отличаются не слишком сильно, как видно из данных аналитического обзора за 2012 год (рис. 3 [13]).

Причина недостаточно быстрого роста доли нетрадиционных источников кроется в том, что, несмотря на очевидную привлекательность с экологической точки зрения, масштаб их применения имеет определённые ограничения [14]. Оценка вклада этих видов производства энергии, выполненная в работе [14] на период до 2035 года, в целом совпадает с оценками специалистов ВР (см рис. 4).

Характерно, что, несмотря на значительные усилия, предпринятые в последние годы ведущими индустриальными странами на разработку новых автомобильных двигателей, потребление традиционного (нефтяного) моторного топлива в ближайшие десятилетия не снизится, и доля иных

двигателей (электрических, газовых и т.д.) останется незначительной (см. рис. 5 [9], 6 [18]).

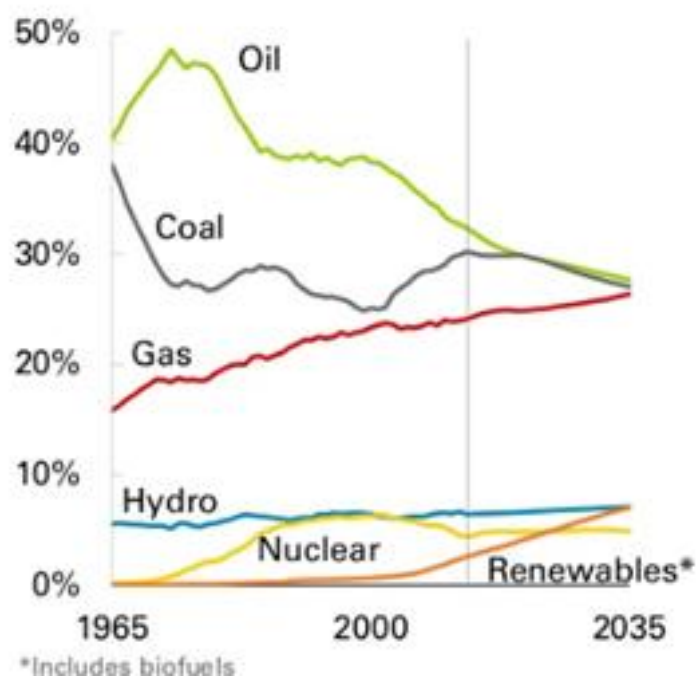


Рис. 2. Прогноз долей в производстве первичной энергии от различных источников [9]

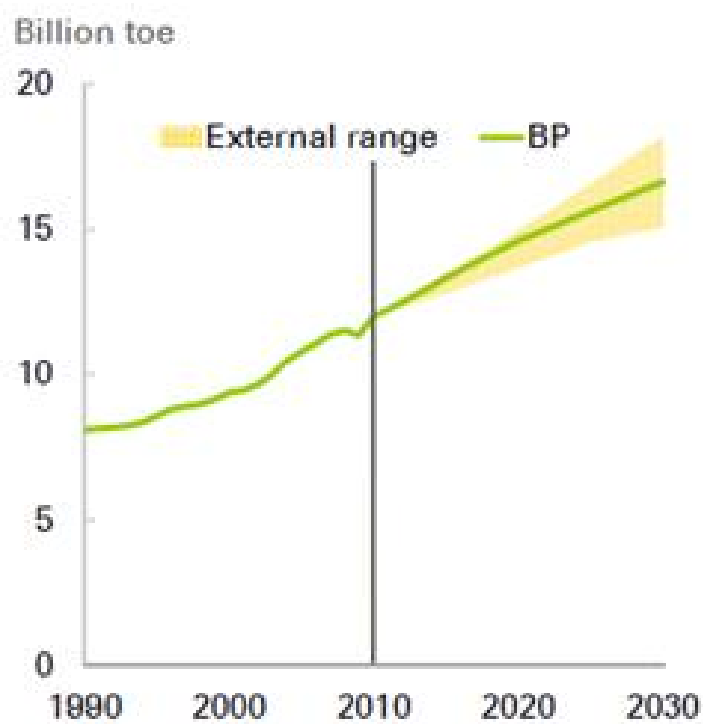


Рис. 3. Разброс прогнозов потребления энергии, полученных различными аналитическими группами [13]



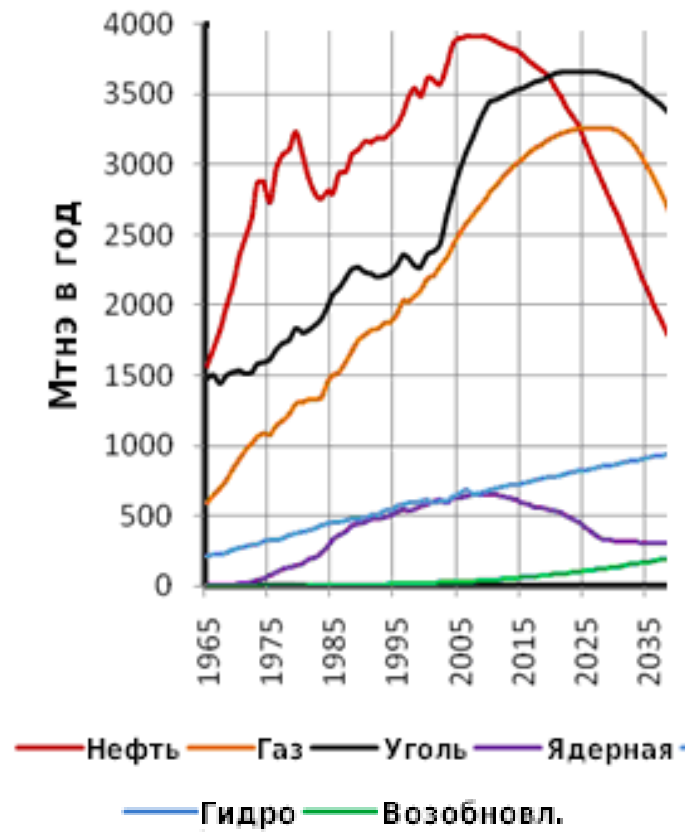


Рис. 4. Прогноз доли потребляемой энергии по различным источникам её получения [14]

Рост потребления нефтяного топлива на транспорте связан со значительным ростом автомобильного парка в быстро растущих экономиках Азии, в первую очередь, в Китае и Индии (см. рис. 7 [9]).

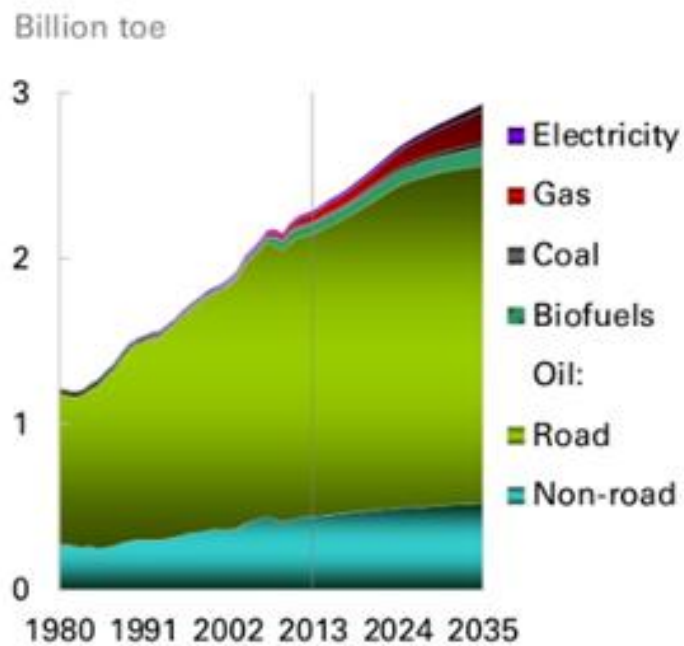


Рис. 5. Потребление различных видов топлива на транспорте [9]

В целом, к аналогичному выводу о сохранении значительной роли нефти в мировой экономике на обозримую перспективу приходит и большинство отечественных аналитиков [15-17, 19, 20, 41-43, 45, 46]. Например, на рис. 8 из работы [17] приведены доли различных источников энергии в потреблении экономиками разных стран, а также мира в целом.

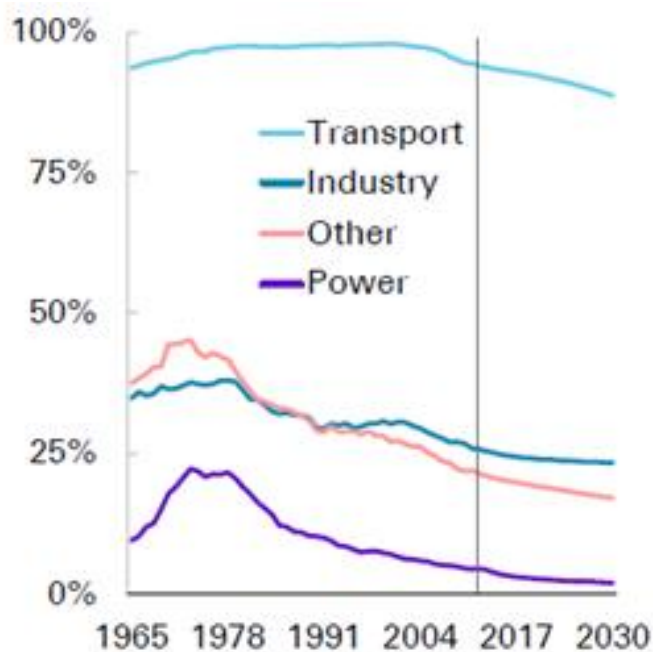


Рис. 6. Доля нефти в топливе, потребляемом различными отраслями экономики [18]

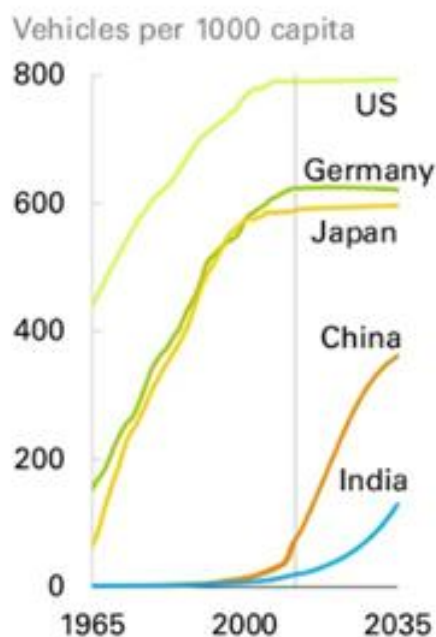


Рис. 7. Ожидаемый рост автотранспорта в различных странах [9]

## 2. Мировые ресурсы нефти

Естественно, возникает вопрос: насколько человечество обеспечено ресурсами углеводородов, в первую очередь, нефтью и газом? Рассмотрению этого вопроса, и связанных с ним проблем, посвящено неисчислимое количество книг, статей, обзоров, написанных как крупными специалистами, так и просто профессиональными журналистами.

Прежде, чем дать краткое общее представление о проблеме, необходимо сделать несколько важных замечаний.

В геологической и нефтяной науке и практике разработано множество различных классификаций оценки объёмов углеводородов в недрах, основанных на различных подходах, учитывающих различные аспекты добычи углеводородов и цели анализа их количества. Поэтому количество углеводородов в недрах в разных системах классификации делится на различные категории, группы и т.п., причём количества углеводородов даже на одном месторождении, но отнесённые к различным классификационным подразделениям, могут отличаться в разы и даже десятки раз. Тем более это касается количеств углеводородов, оцениваемых для страны или мира в целом.

Например, *ресурсы*, то есть прогнозные количества ископаемых, наличие которых не подтверждено бурением скважин, могут в десятки и сотни раз отличаться от *запасов*, то есть того количества, наличие которого бурением уже подтверждено. *Геологические запасы*, то есть количество углеводородов, оцененное независимо от возможности или рентабельности их добычи, могут в разы или десятки раз, быть больше *технологических запасов*, то есть таких, которые могут быть добыты технически, вне зависимости от экономических показателей такой добычи. *Технологические запасы* могут быть в разы или десятки раз больше *извлекаемых запасов*, то есть таких, добыча которых и технически возможна, и экономически выгодна.

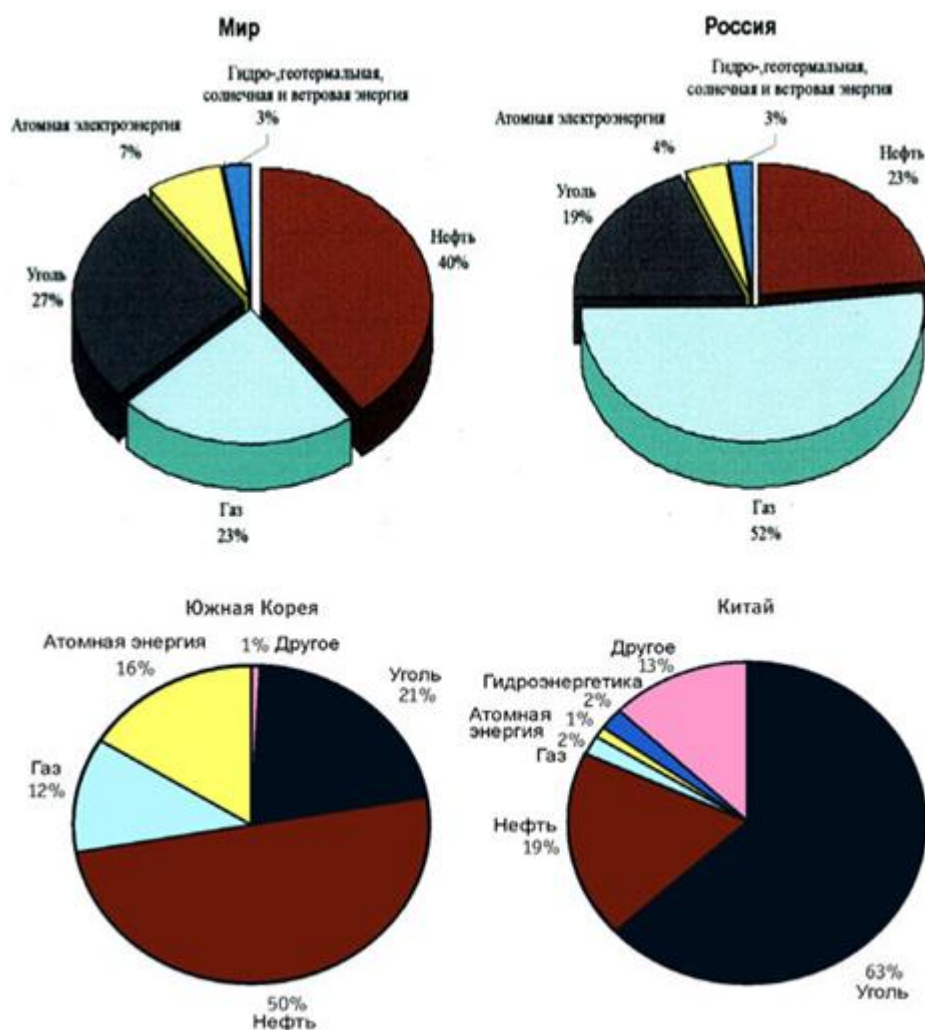


Рис. 8. Структура потребления первичных энергетических ресурсов [17]

К сожалению, большинство авторов часто либо незнакомы с этими нюансами, либо сознательно выбирают те оценки, которые соответствуют их научным или политическим предпочтениям, в особенности по такой политизированной проблеме, как сланцевый газ.

Поэтому все приведенные ниже литературные данные следует рассматривать лишь как сведения, дающие общую, чисто качественную, картину обеспеченности углеводородами, а не выверенные, точные, абсолютные количества полезных ископаемых, для чего требуется независимое полномасштабное исследование, которое далеко выходит за рамки данной работы.

Прежде всего, приведём [17] классификацию различных видов природной энергии, см. рис. 9.



Рис. 9. Основные природные источники энергии [17]

Общее количество и распределение по типам геологических ресурсов углеводородов хорошо показано на рис. 10 [17].

Традиционные ресурсы углеводородов, тяжёлых нефтей и битумов, а также газа и нефти в низкопроницаемых коллекторах, составляют  $3.5 \times 10^{12}$  тонн нефтяного эквивалента (т.н.э.).

Примерно тот же порядок оценки приводятся и в монографии [19], см. табл. 1. Общие ресурсы нефти и газа по данным [19] составляют 3,46 триллионов тонн нефтяного эквивалента.

Если же перейти к *ресурсам только нефти*, без газа, то, по данным американского геологоразведочного агентства USGS, приведённым в статье [20], все ресурсы нефти в мире достигают 3000 миллиардов баррелей (400 миллиардов тонн). Сюда входят и уже *используемые*, и *прогнозные ресурсы*.

Подчеркнём, что речь идёт о *ресурсах*. Гораздо меньшую величину составляют *извлекаемые доказанные запасы нефти*, то есть запасы:

- наличие которых подтверждено бурением,
- которые могут быть извлечены с вероятностью 90% ,
- добыча которых экономически рентабельна.

Таблица 1

## Мировые ресурсы нефти и газа [19]

по состоянию на начало XXI века в млрд. тонн условного топлива (т.у.т.)\*

Энергоноситель	Разведанные запасы	Ресурсы (50% вероятности)	Ресурсная база
Нефть, всего в том числе:	490,5	682,1	1172,6
традиционная	214,5	207,4	421,9
нетрадиционная	276,0	474,8	750,8
Природный газ, всего в том числе:	476,2	767,9	1244,1
традиционный	201,6	399,0	600,6
нетрадиционный	274,6	368,9	643,5

\* - 1 тонна нефтяного эквивалента равна 1,43 т.у.т.



Рис. 10. Геологические ресурсы углеводородов в мире [17]

### 3. Запасы нефти в мире

Разведанные *доказанные* мировые *запасы* нефти [17], включая тяжелые нефти и битуминозные песчаники Атабаски (Канада), близки к 200,0 млрд.т. Примерно те же цифры содержались и в ежегодном обзоре ВР за 2011 год: *доказанные запасы* нефти составляли 1383 млрд. баррелей, что примерно равно 190 млрд.тонн (принимая среднее по всем типам нефтей соответствие соотношение 1 тонна ~ 7,3 барреля).

По обновлённым данным аналитиков ВР [9] на 01.01.2014 г. *доказанные запасы* нефти в мире несколько увеличились и составляют 235,8 млрд. тонн.

По оценкам USGS [20], *неразведанные запасы* нефти сопоставимы с *доказанными запасами* и составляют от 1000 до 1100 миллиардов баррелей (137-151 млрд.т).

Однако, следует отметить, что имеются и иные, более пессимистические, оценки [21]: порядка 821-1955 млрд. баррелей, то есть около 112,5-144,5 млрд.т. При этом, считая, что запасы ряда стран-членов ОПЕК намеренно завышены, ряд аналитиков считает более достоверным именно значение в 821 млрд. баррелей, то есть 112,5 млрд.т.

Добыча нефти в мире в 2013 году составила 4,1189 млрд.т [9]. При этом в последние годы (начиная с 2005 г.) годовая добыча стала близкой к 4,0 млрд. т/год и растет незначительно, несмотря на высокий уровень мировых цен. Так, в 2009 году, по данным ВР, она составила 3,8 млрд. тонн.

Накопленная добыча нефти в мире по состоянию на 01.01.10 г. оценивалась в 140,0 млрд.т [17]; а по данным USGS [20] - примерно 900 млрд. баррелей, то есть 123 млрд.т.

По данным ряда российских экспертов на ближайшие десятилетия рост добычи нефти будет составлять от 1 до 3 процентов в год. Однако, существуют и пессимистические сценарии скорого снижения добычи на 7% в год [21] и падения годовой добычи с 88,1 млн. баррелей в день в 2009 году до



29 млн. баррелей в день к 2030 году. Причиной такого снижения называют опережающий рост добычи по сравнению с увеличением запасов.

Несмотря на ряд существующих пессимистических оценок, по мнению большинства специалистов-нефтяников прогнозируется рост уровней годовой нефтедобычи в 30-40-е годы XXI века – примерно, до уровня 4,2-4,5 млрд. т/год. Тогда разведанные на сегодня мировые запасы нефти и её прогнозные ресурсы в сумме позволят добывать нефть в конце текущего столетия в объёме 3,5-2,5 млрд. т/год.

**Таким образом, в целом в мире в ближайшие десятилетия никакой катастрофы с обеспечением человечества нефтью произойти не может.**



#### 4. Ресурсы и запасы нефти в России

Однако распределены нефтяные запасы по странам и регионам - **крайне неравномерно**. Об этом свидетельствуют последние данные аналитиков ВР [9] (см. табл. 2).

В целом, Россия достаточно богата нефтью: на территории страны, составляющей 12,8% территории Земли, сосредоточено 12-13% *прогнозных ресурсов*, около 12% *разведанных запасов* нефти [9, 20]. На 2014 год *доказанные запасы* нефти России составляют примерно 8%, и по этому показателю Россия находится на 4 месте в мире [202].

Справедливости ради, следует отметить, что существует значительный спектр оценок запасов нефти в России, отличающихся методикой подсчёта, достоверностью используемых данных, системой классификации запасов и т.д., включая субъективные предпочтения авторов. Публикуемые оценки колеблются от 7,7 [22] до 27 млрд.т [23]. Например, в работе [23] *доказанные запасы* оценены на уровне 8,2 млрд.т, но с учётом запасов нефти Арктического шельфа (оцененных на уровне 4,1 млрд.т), вязких нефтей и конденсата – оценка увеличена до 16,4-27 млрд.т. Расхождения связаны с неопределённостью запасов на шельфе Ледовитого океана (с их учётом и получена максимальная цифра в 27 млрд.т).

В среднем *доказанные запасы* нефти в России можно принять на уровне 14 млрд.т [24], хотя аналитики ВР на 01.01.2014 г. оценивают величину российских *доказанных запасов* несколько ниже – в 12,7 млрд.т [9].

Лидирующее место занимает Россия и по добыче нефти. В 2011 году добыча нефти в России составила уже 510 млн.т [25], а на 01.01.2014 г. – возросла до 523,2 млн.т [9]. По мере экономического роста России потребности в нефти будут неизбежно увеличиваться (так, потребление нефти в развитых странах составляет 2-3 т/чел/год, а в России только 0,8 т/чел/год) [22]. Это неизбежно повлечет увеличение добычи, что в свою очередь чрезвычайно обострит проблему возобновления ее запасов [22].

Таблица 2

Доказанные запасы, годовая добыча и обеспеченность запасами стран мира на конец 2013 года [9]

Страна	Доказанные запасы, млрд. т.	Годовая добыча, млн. т.	Обеспеченность запасами, годы
США	5,4	448,2	12
Канада	28,1	193,0	145,6
Мексика	1,5	141,8	10,6
Бразилия	2,3	109,9	20,9
Венесуэла	46,6	136,1	342,4
Казахстан	3,9	83,8	46,5
<b>Россия</b>	<b>12,7</b>	<b>523,2</b>	<b>24,3</b>
Иран	21,6	188,1	114,8
Ирак	20,2	163,2	123,8
Кувейт	14,0	161,3	86,8
Катар	2,6	84,2	30,9
Сауд. Аравия	36,5	642,3	56,8
Эмираты Перс. залива	13,0	186,7	69,6
Алжир	1,5	88,9	16,9
Нигерия	5,0	111,3	44,9
Китай	2,5	208,1	12,0
Индия	0,8	42,0	19,0
<b>Всего в мире</b>	<b>238,2</b>	<b>4,1829</b>	<b>57,0</b>

Поэтому в России с обеспечением запасами (то есть с соотношением между доказанными запасами и уровнем годовой добычи) сложилось весьма тревожное положение.

Соответственно, ввиду недостаточной обеспеченности запасами (всего 24 года) западные специалисты прогнозируют возможное значительное падение нефтедобычи в России: от 494 млн. тонн в 2009 году

до 345 млн. тонн к 2020 году (пессимистичный сценарий Управления энергетической информации США, EIA [26]).

Это согласуется и с пессимистичными вариантами оценок специалистов Минэнерго РФ. По Генеральной схеме развития нефтяной отрасли России [26], **если не предпринять срочных усилий**, то в 2020 году Россия может добыть всего 388 млн. тонн нефти и конденсата (почти на 21% меньше, чем в 2009 году). **К 2030 году при неблагоприятных экономических условиях её производство может упасть даже в два раза - до 228.4 млн.т.** При ухудшении рыночной ситуации (при нестабильных ценах на нефть, например) добыча нефти в России уже к 2020 году может упасть до 250-270 млн. тонн [26].

По прогнозу специалистов ВНИГРИ, выполненному в 2005 году, если не предпринять решительные меры к улучшению обеспеченности запасами, то добыча нефти в России к 2030 году может снизиться до 343 млн.т, а конденсата - составит 17 млн.т [27].

**Однако, помимо невысокой обеспеченности запасами нефтедобывающей промышленности России, наблюдается и ухудшение качества остаточных запасов.**

Согласно данным справочника [19] в общем балансе остаточных запасов нефти России велика доля так называемых **трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ).**

К **ТИЗ** относят запасы с более низкими темпами отбора, которые в несколько раз ниже тех, которые достигаются на месторождениях с благоприятными условиями разработки. Учитывая высокую стоимость строительства скважин (порядка 1000–1500 \$/метр или, грубо, 1–5 млн. \$ на одну скважину), цены на нефть и уровень налогообложения, при притоке (дебите) нефти в скважину менее 20 тонн/сутки, бурение и последующая эксплуатация скважины часто становятся экономически нерентабельными или низкорентабельными.

До последнего времени в ТИЗ включали запасы нефти:

- с повышенной плотностью (более  $0,92 \text{ г/см}^3$ ),
- высокой вязкостью (более  $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ),
- сосредоточенные в низкопроницаемых коллекторах (менее 50 миллиарди или  $0,05 \text{ мкм}^2$ ),
- приуроченные к пластам малой толщины,
- в залежах с газовой шапкой,
- или, независимо от этих параметров, при степени их выработанности более 80% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) [19, 41].

Сейчас к низкопроницаемым обычно относят запасы в коллекторах проницаемостью менее 10 миллиарди. Все эти различия в определении ТИЗ необходимо учитывать, если сопоставляются различные оценки объёма трудноизвлекаемых запасов.

На долю ТИЗ приходится не менее 55-58% *разведанных запасов* России [19], а по данным работы [41] - 60%; при этом в основном нефтедобывающем районе - ХМАО – ТИЗ составляют более 65% от *разведанных запасов*. По данным А.А. Боксермана [29, 31-39] доля ТИЗ оценивается на уровне 60–65%.

По данным работы [40], в соответствии с российской классификацией запасов и ресурсов, на 01.01.2012 г. на Госбалансе по категориям А+В+С1+С2 числилось 28,9 млрд.т, из которых 65% приходилось на ТИЗ. Из этого объёма ТИЗ на залежи нефтей с вязкостью более 30 сПз приходилось 35,5%, а на залежи в коллекторах с проницаемостью менее 50 миллиарди приходилось 40%. Разница с оценками аналитиков ВР связана с включением в оценку [40] категории С2 и различием российской и западной системы классификации запасов.

Таким образом, все цифры в среднем – одного порядка, если принять во внимание разницу в классификациях запасов.

От общего объёма ТИЗ на запасы в низкопроницаемых коллекторах приходится 41% (по данным, приведённым в статье [26] - 36%, по данным

ВНИГНИ [41] - 38%), а на долю высоковязкой нефти - 7-10% всех ТИЗ страны [19].

**Таким образом, по всем данным доля благоприятных для извлечения запасов составляет менее половины российских разведанных запасов нефти. Однако, даже благоприятные запасы, к сожалению, характеризуются в России рядом отрицательных особенностей [19, 27]:**

- высокой степенью выработанности, которая на эксплуатируемых (особенно крупных [41]) месторождениях превысила 50%,
- высокой обводненностью пластов - в среднем порядка 70%.

По данным ВНИГРИ уже на начало 2005 года [41] открытые суммарные запасы нефти большинства месторождений были выработаны более чем на 50%, в том числе по европейской части – на 65%, а в Урало-Поволжье – более чем на 70%. Правда, на тот момент почти не были затронуты разработкой месторождения Ненецкого АО, Восточной Сибири, шельфовых зон.

По оценкам А.А. Боксермана [29, 31-39] степень выработки активных запасов нефти в России достигает уже 70%.

По тем же данным ВНИГНИ, в 2005 году основной объем текущих запасов и добычи (до 85% в Западной Сибири) приходился всего на 191 месторождение. Накопленная же добыча по этим месторождениям уже тогда превысила 50% их начальных запасов. Средняя по России степень выработанности запасов на активно осваиваемых крупнейших месторождениях (к ним были отнесены 148) превысила величину 58%. Чтобы обеспечить максимальную добычу нефти, многие месторождения разрабатываются на форсированных режимах с годовыми отборами более 10% от текущих запасов, например Лянторское, Повховское, Муравленковское и другие месторождения в Западной Сибири, Ардалинское – в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП).

В целом к настоящему времени положение существенно не улучшилось [29, 31–39, 41, 42].

**Из приведенных данных следует, что обеспеченность отечественной нефтяной промышленности запасами достаточно низка, а качество остаточных запасов ухудшается. Большинство разведанных запасов уже введено в разработку, многие выработаны в значительной степени.**

**Это может привести к падению отечественной нефтедобычи в не столь отдалённом будущем. Такое положение требует принятия срочных мер для поддержания нефтедобычи на приемлемом уровне в текущем столетии, что неоднократно отмечалось ведущими российскими специалистами [17, 19, 20–22, 27, 28–39, 40, 41].**

## 5. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт традиционных источников углеводородов и традиционных методов разработки месторождений

### 5.1 Разведка

Очевидно, что самым прямым путём для поддержания и повышения добычи углеводородов в России является расширение геологоразведочных работ на нефть и газ.

Как следует из приведенных выше данных, *традиционные ресурсы углеводородов* в России весьма значительны. Совершенно очевидно и тривиально, что для перевода их в *запасы промышленных категорий*, необходим значительный объём геологоразведочных работ.

Для этой цели в бывшем СССР существовала колоссальная геологоразведочная отрасль [47-49]. Эту индустрию «советского времени» можно охарактеризовать следующими данными [47]:

- осуществлена централизация геологических и геологоразведочных работ - они почти полностью находились в ведении Министерства геологии и охраны недр СССР; в распоряжении отраслевых министерств и ведомств осталась лишь эксплуатационная разведка на разрабатываемых месторождениях;
- создана мощная, хорошо технически оснащенная геологическая служба с разветвленной сетью территориальных организаций; на конец XII пятилетки общий объем производственных фондов геологической службы достиг почти 10 млрд. руб., из них 4,6 млрд. руб. приходилось на активную часть; в отрасли использовалось 530 тысяч единиц основного оборудования и транспортных средств, в том числе 11105 буровых станков (из них 1647 для глубокого бурения), 76204 автомобилей, 9208 тракторов, 17 механических заводов; численность обслуживающего персонала достигла 142 тыс. человек;

- численность работников отрасли в 1968 году составляла 300 тысяч человек [49], а в 1985 году превысила 700 тысяч человек;
- кадры для геологической службы готовились в вузах по 112 специальностям и в техникумах - по 108;
- была сформирована разветвленная сеть научно-исследовательских институтов; общее число НИИ только в Мингео СССР достигло 42, численность их сотрудников - 39,7 тысяч человек; отрасль стала почти самой наукоемкой (после медицины) в стране - всего в ней работало 16527 научных сотрудников, из них 4396 кандидатов и 515 докторов наук;
- во всех республиках Советского Союза была создана геологическая служба, имевшая вспомогательные технические и лабораторные службы, собственные региональные и отраслевые НИИ; с учётом этих организаций общее число научных коллективов, связанных с геологией, достигло 80.

Уже к 1968 году в отрасли было организовано 4500 экспедиций, пробурено 12 млн.м скважин, пройдено более 300000 м тяжелых горных выработок [49]. К моменту распада СССР геологическая служба России была представлена 240 производственными, научными и другими объединениями [49].

К 1985 г. геологическая служба СССР достигла пика своего развития. Объёмы финансирования геологоразведочных работ (ГРР) и геологических исследований были максимальными за всю историю страны. Прирост запасов основных видов полезных ископаемых не только перекрывал объёмы их добычи, но и в 1,5-2 раза превысил их.

После 90-ых годов прошлого века существовавшая в СССР государственная система геологоразведочных работ была в значительной степени разрушена, резко упали объёмы геологоразведочных работ, сократилось и воспроизводство запасов.



**Объём геологоразведочных работ пять лет назад составлял только 10-20% от объёма таких исследований в 1990 году [26, 43, 50].** Принятая государственная программа увеличения геологоразведочных работ предусматривает до 2015 года **воспроизводство извлекаемых запасов только на уровне 80%, но и она не выполняется [43].**

В связи с кризисом 2008 года значительное число российских компаний резко уменьшило капиталовложения в геологоразведку [19].

Прирост извлекаемых запасов нефти с 1994 г. был существенно меньше её добычи, поэтому к 2009 г. снижение извлекаемых запасов превысило 4,0 млрд. тонн, что означает потерю потенциала добычи в 200-240 млн. тонн в год [43]. А предусмотренная государственной программой неполнота компенсации добычи нефти, приведет к дополнительным потерям извлекаемых запасов в размере не менее 1 млрд. тонн [43].

С 1993-го по 2009 годы на баланс было поставлено 830 нефтяных месторождений. Но текущие запасы при этом сократились на 2,2 млрд.т, а накопленная добыча составила 5,85 млрд.т [44]. То есть фактический прирост запасов компенсировал лишь 62% накопленной добычи. По основным нефтедобывающим регионам добыча нефти была компенсирована новыми запасами только на 45,6% [44].

Для исправления создавшегося положения в последнее время принято несколько государственных программ [19], но ситуация выправляется медленно.

В последнее время Правительство предприняло определённые шаги для развития геологоразведочной отрасли страны. Принята «Стратегия развития геологической отрасли РФ до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства РФ от 21.06.2010 № 1039-р, принят ряд законов, направленных на активизацию частных инвестиций в геологоразведочную деятельность, т.к. предусматривает для недропользователей существенные льготы – дифференциацию ставок НДС при разработке трудноизвлекаемых

запасов нефти, установление особого налогового режима при добыче УВС на континентальном шельфе [202].

Тем не менее, объёмы геологоразведочных работ в России явно недостаточны; например, плотность сети поискового бурения и сейсморазведки на углеводороды в России в 2-5 раз ниже, чем в США, Англии, Норвегии, Китае [202].

Появился ряд сообщений, что в последние несколько лет прирост запасов сравнялся с объёмом нефтедобычи [51], и даже его превосходит [204]. В последние 6 лет средний ежегодный прирост запасов составлял примерно 690 млн. т.[204].

Но следует учесть, что этот прирост в значительной степени «бумажный» [44]: он получен путём пересчёта и увеличения **коэффициента извлечения нефти (КИН)**. Этот показатель - условная расчётная величина, реальный объём рентабельно извлекаемой нефти она отражает достаточно косвенно. Величина КИН имеет смысл, прежде всего, для определения стратегии вложения средств, ранжирования месторождений по их инвестиционной привлекательности, общей качественной оценки эффективности принятой системы разработки и т.п., то есть для сопоставительных, качественных, заключений и выработки административных и экономических решений. Увеличение расчётной величины КИН на уже разрабатываемых месторождениях ещё не означает, что именно настолько реально увеличится резерв нефтедобычи в стране.

Следует отметить, что по другим данным [204] за счёт реальных геологоразведочных работ обеспечивается до 75% прироста промышленных запасов нефти, а за счёт переоценки формируется лишь 25% прироста запасов.

В любом случае, недостаточность объёма геологоразведочных работ и прироста запасов нефти по промышленным категориям отмечается практически во всех работах и докладах последнего десятилетия, в том

числе, и в последних докладах ведущих специалистов геологоразведочной отрасли [202–204].

**В то же время, резервы для поиска и разведки нефти и газа на территории нашей страны, разумеется, есть.**

Даже с учётом огромного объёма работ в советское время, разведанность Европейских районов России составляет по нефти 65-70%, в то время как Восточная Сибирь и Дальний Восток разведаны только на 8-11%, а российский морской шельф - лишь на 5-6% [19]. На наиболее перспективные и наименее изученные и освоенные районы Тимано-Печорского бассейна, Восточной Сибири, Дальнего Востока, шельфа приходится от 40 до 50% прогнозных ресурсов нефти [19]. По современным представлениям чехол Сибирской платформы содержит около 100 млрд.т углеводородов [19]. Весьма интересны запасы и ресурсы южной части Сибирской платформы [19].

К территориям, где велика вероятность открытия средних и крупных месторождений нефти и газа, относятся 5 зон: Озинско-Алтайская, Карабашская, Югано-Колтогорская, Гыданско-Хатангская, Аргишско-Чунская [203].

На недостаточность геологической изученности недр страны и её неравномерность по регионам указывается и в докладе [202], несмотря на то, что в последние годы прирост среднемасштабной геологической изученности территории РФ составил более 380 тыс. км<sup>2</sup> [203].

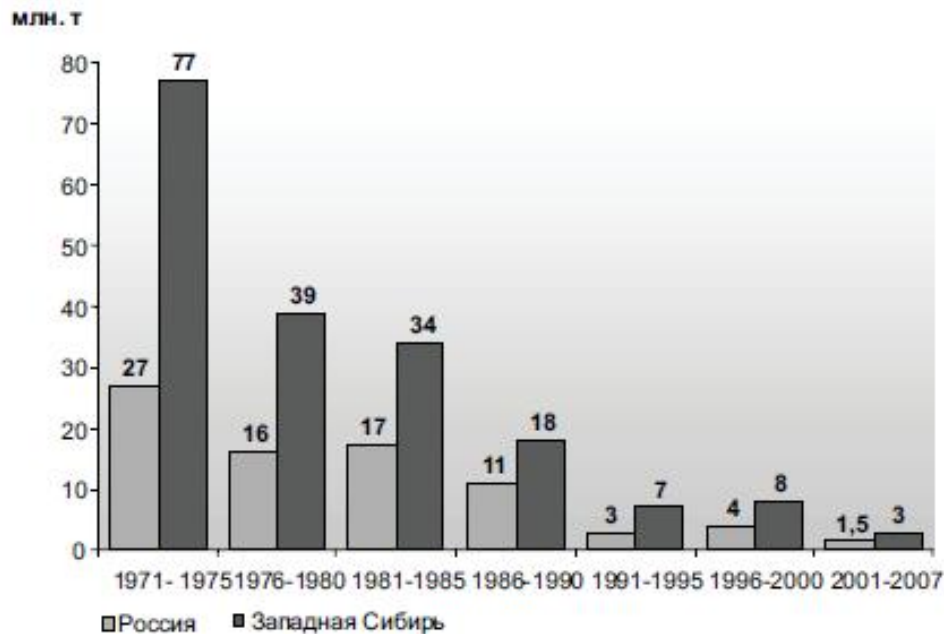
В целом, в среднем по России разведанность *Начальных Суммарных Ресурсов (НСР)* нефти по категориям А+В+С1 достигла лишь 33,5% [44].

**Однако при оценке перспектив разведки на нефть на территории РФ следует учесть одно немаловажное обстоятельство: согласно статистике, число открываемых в мире нефтяных месторождений растёт, но их размер уменьшается [52].**

В частности, на двадцати пяти крупнейших мировых месторождениях сосредоточено 33% от открытых запасов, а на ста крупнейших - 53%; но

два гигантских месторождения были открыты ещё до 1970 года [52]. Следовательно, большая часть запасов сосредоточена в средних и малых месторождениях.

Данные по России полностью соответствуют этой мировой тенденции [19, 42], как это видно из рис. 11 и 12.



**Рис. 11. Средние запасы нефтяных месторождений, открытых в России в 1971-2007 гг. [19]**

Согласно данным доклада [202] с 2005 г. основные объемы прироста запасов получены на ранее открытых месторождениях. Крупных, по-настоящему значимых месторождений практически не открывается. В частности, в последние 15 лет ежегодно открывалось в среднем около 55 месторождений нефти, но со средними запасами в одном объекте всего от 2,5 до 6 млн т., при средней величине запасов порядка 4 млн.т. [204]. Тем самым формально запасов приращивалось от 140 до 330 млн. т., но из них по промышленным категориям – всего 25–40 млн. т. или около 5% от годового прироста.

О таком положении дел свидетельствуют и данные доклада [204], согласно которому в разработке сейчас находятся месторождения с суммарными текущими запасами промышленных категорий в 12,8 млрд. т., а в открытых, но не введенных в разработку месторождениях сосредоточено

5,1 млрд. т. Причём, в основном, это мелкие объекты, удалённые от инфраструктуры, содержащие высоковязкие нефти, пласты с низкой и сверхнизкой проницаемостью, залежи с обширными газовыми шапками, существенно осложняющими разработку нефтяных оторочек и т.д.

Таким образом, для поддержания добычи нефти в стране, безусловно, необходимо резкое увеличение масштаба геологоразведочных работ, однако результатом разведки на нефть, весьма вероятно, будет открытие значительного числа мелких, малорентабельных или вообще нерентабельных месторождений.

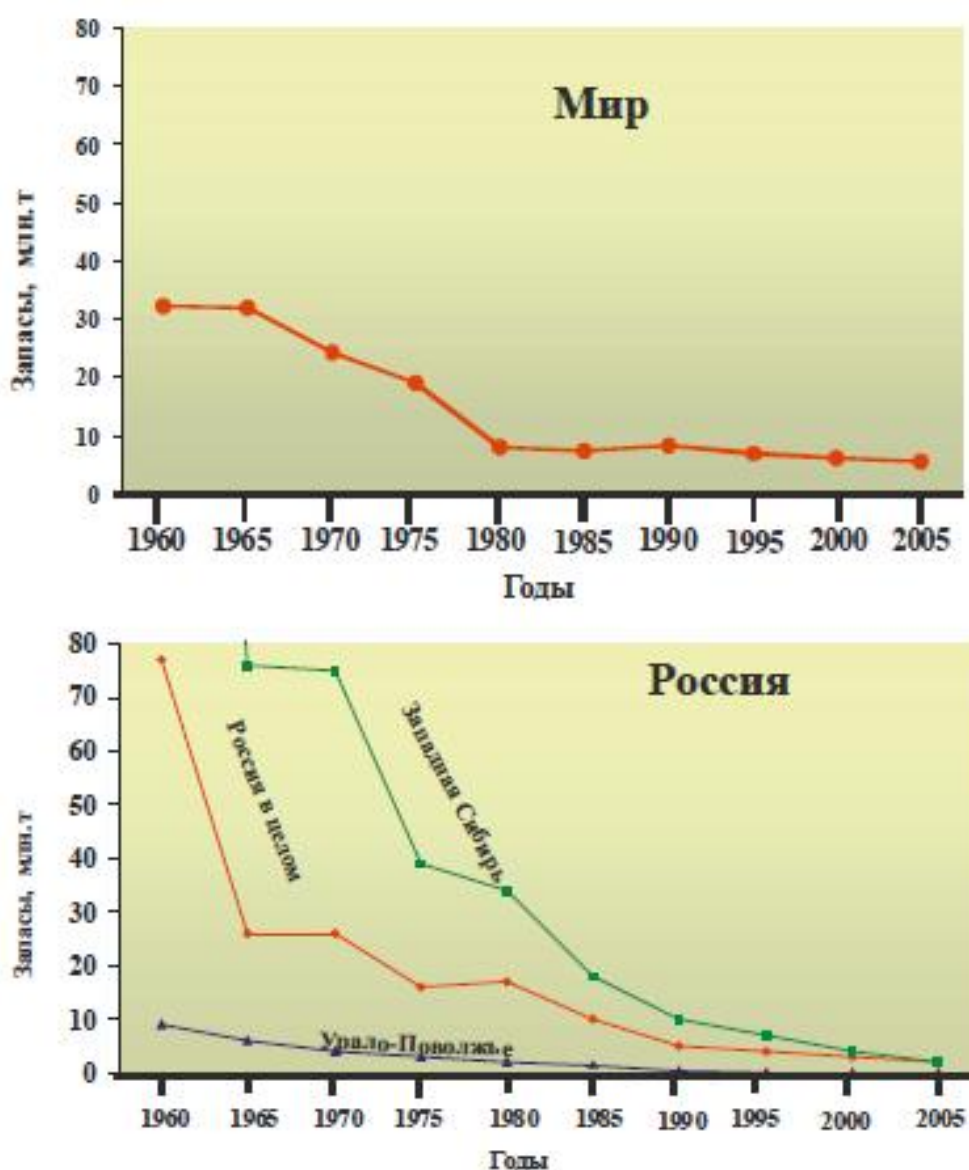


Рис. 12. Изменение величины средних запасов открываемых нефтяных месторождений за 1960-2005 гг. [42]

## 5.2 Разведка на шельфе

Особо следует остановиться на перспективах разведки на российском шельфе, в первую очередь, Арктическом. Общие ресурсы углеводородов в мировом океане огромны, как следует из данных рис. 13, приведенного в работе [53].

При этом значительная часть перспективных территорий находится на больших глубинах (рис. 14, [54]), но прогресс техники разведки и разработки морских отложений приводит к тому, что и такие месторождения начинают осваиваться [54] (см. рис. 15).

Существенная доля углеводородных ресурсов мирового океана сосредоточена в российской части Арктики (см. рис. 16 [53]).

Отметим, что значительная часть Арктики мало разведана (см. рис. 17 [53]). Особенно малоизученными сейсморазведкой (0,01–0,04 пог. км/км<sup>2</sup>) являются российские моря Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское. В них не пробурено ни одной скважины [55]. Тем не менее, разведка шельфа российской части Арктики ведётся довольно интенсивно: в российских морях Западной Арктики пробурены 84 скважины, в Баренцевом и Печорском морях пробурены 54 скважины (из них 8 аварийных или недобуренных) [55].

Существуют многочисленные оценки объёмов углеводородов в Арктике, основанные на использовании различных величин и разных единиц оценки (ресурсы, прогнозные запасы, технически извлекаемые ресурсы или запасы; оценка объёмов углеводородов в м<sup>3</sup>, или количества в тоннах, или в тоннах нефтяного эквивалента - т.н.э. или ТОЕ, и т.п.).

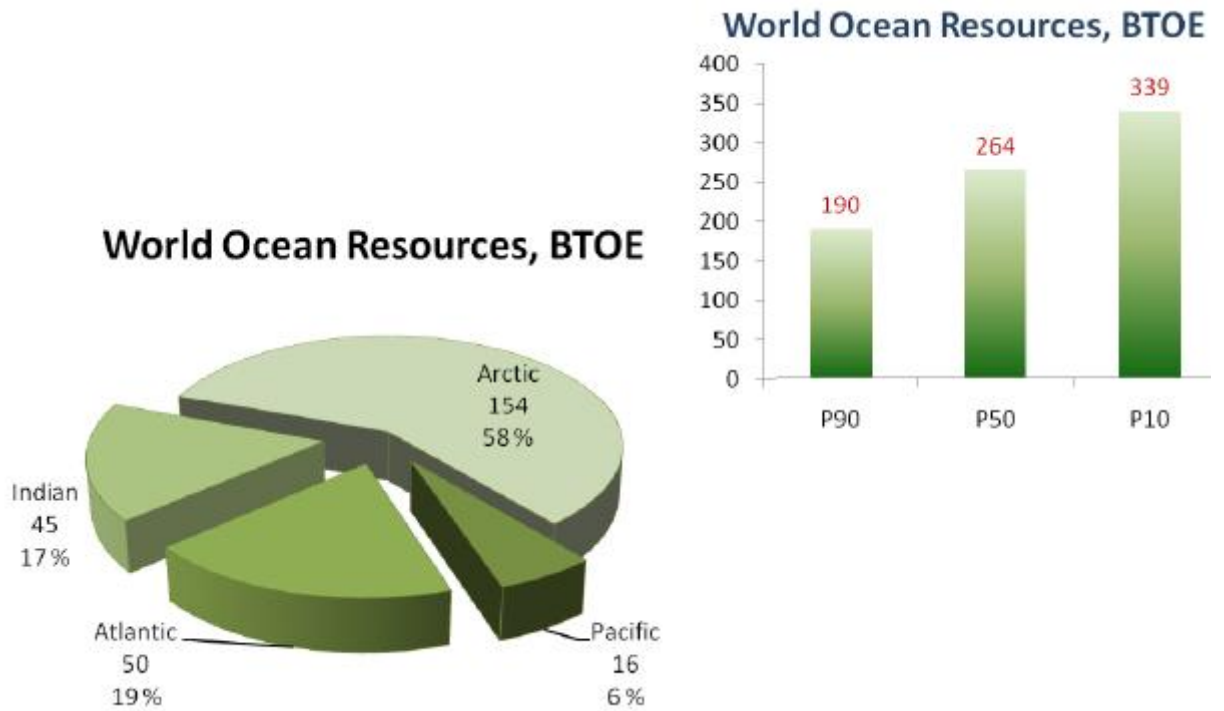


Рис. 13. Ресурсы углеводородов в мировом океане (млрд.т.н.э.) [53]

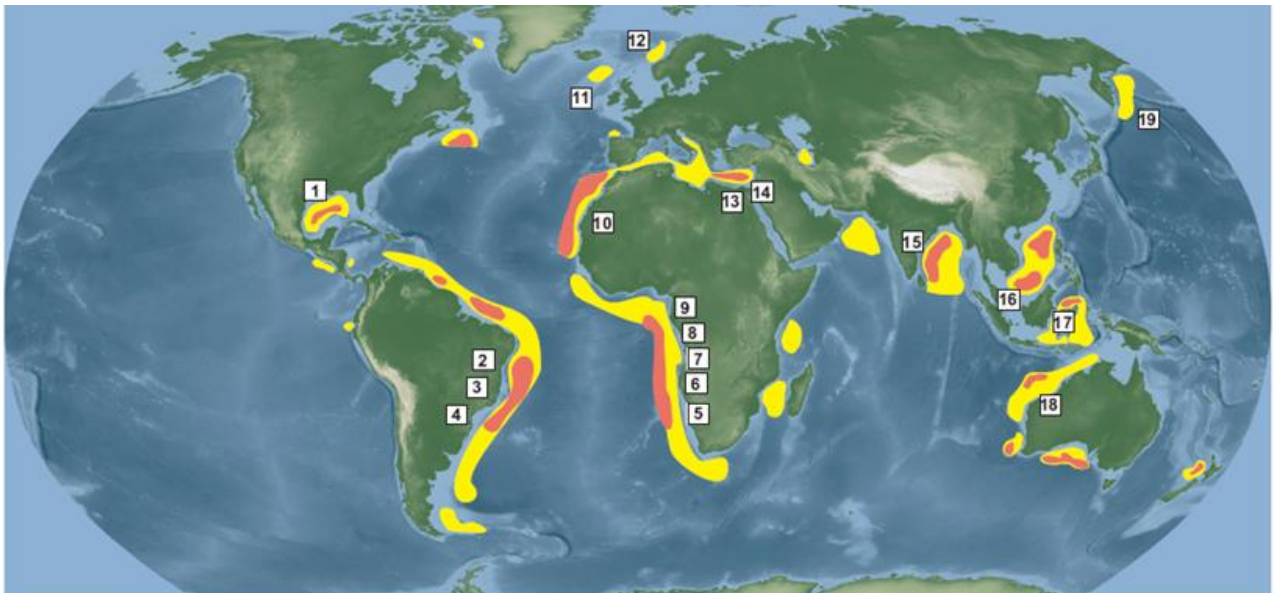


Рис. 14. Перспективные нефтегазоносные бассейны на глубинах: 200-2000м. (жёлтый цвет) и более 2000 м. (оранжевый цвет) [54]

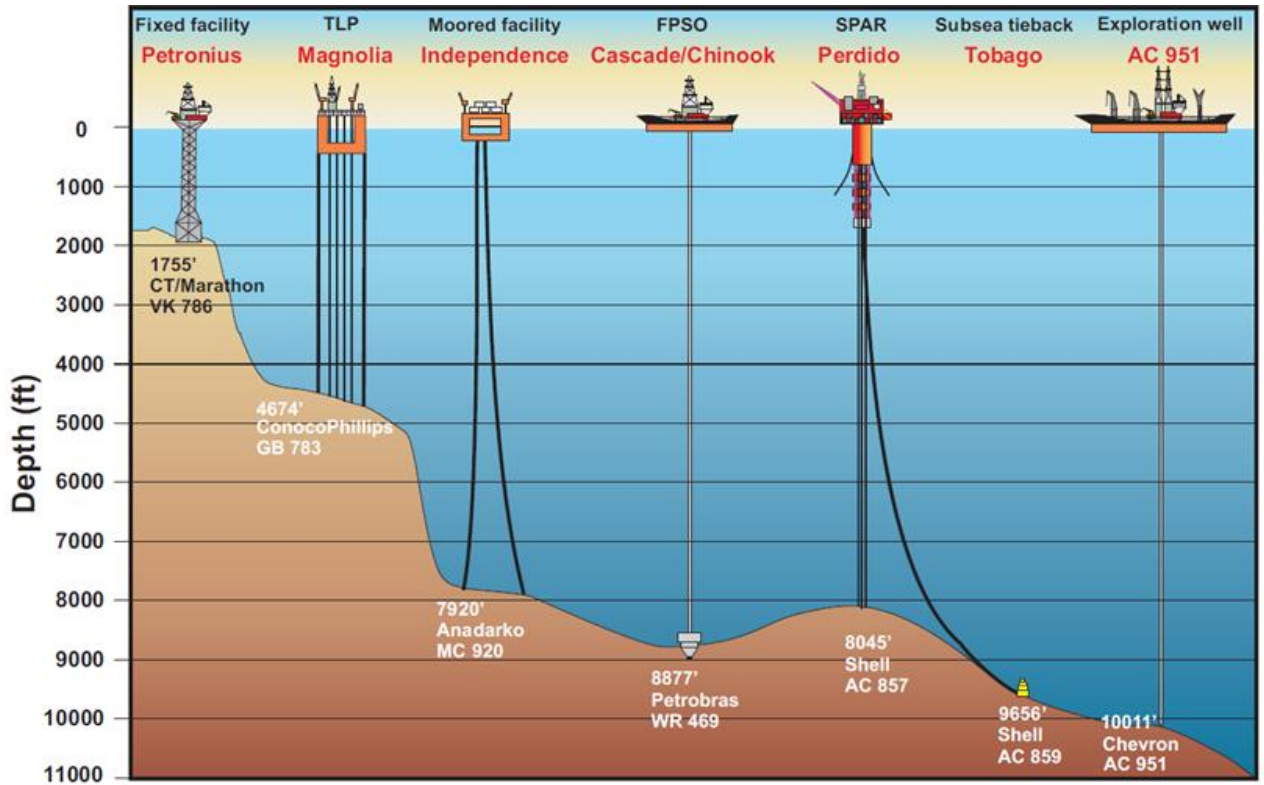


Рис. 15. Примеры бурения глубоководных скважин в Мексиканском заливе [54]

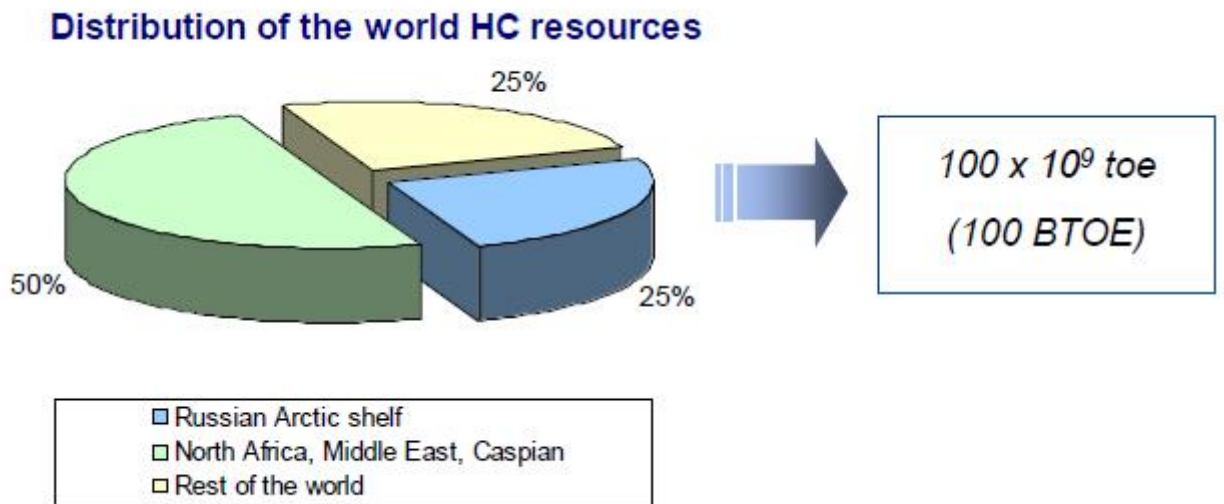


Рис. 16. Доля российской Арктики в общих мировых ресурсах углеводородов, млрд.т.н.э. [53]





Рис. 17. Незразведанные территории Арктики [53]

В 2009 г. журнал Science опубликовал исследование природных богатств Арктики [56], согласно которому подо льдами Арктики залегают около 83 млрд. баррелей нефти (примерно 10 млрд.т), что составляет 13% от мировых незразведанных запасов.

Большая часть *ресурсов* находится на глубине менее 500 м.

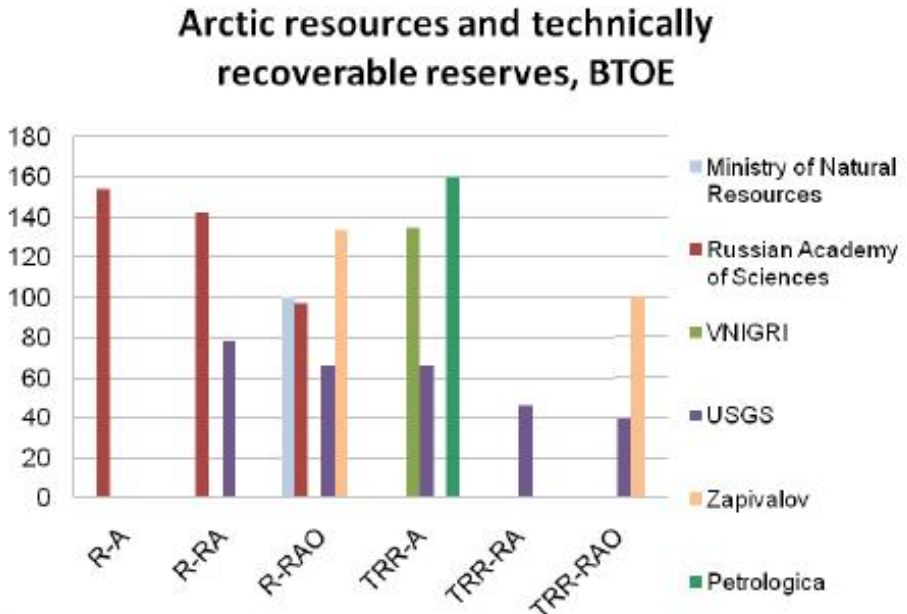
Достаточно полная сводка различных оценок углеводородных ресурсов Арктики содержится в работе [53] (см. рис. 18).

Величина ресурсов арктического шельфа России, считающаяся в докладе [53] наиболее вероятной на сегодняшний день, приведена на рис. 19 и 20.

Из-за незначительной степени разведанности, *запасы* углеводородов на арктическом шельфе гораздо меньше *ресурсов*. На начало 2007 года *запасы* категорий А+В+С1 составляли лишь 7% от прогнозных извлекаемых *ресурсов* [57].

На сегодня запасы всех категорий составляют порядка 15 млрд.т.н.э. (см. рис. 21 [53]).

Основные открытые месторождения углеводородного сырья в российской части Арктики показаны на рис. 22 [58].



**Legend:**

First letters: R – resources; TRR– technically recoverable reserves;  
 Second letters: A – the whole Arctic; RA – Russian Arctic; RAO – Russian Arctic Offshore

Рис. 18. Различные оценки ресурсов углеводородов в Арктике (млрд.т.н.э.) [53, 83]

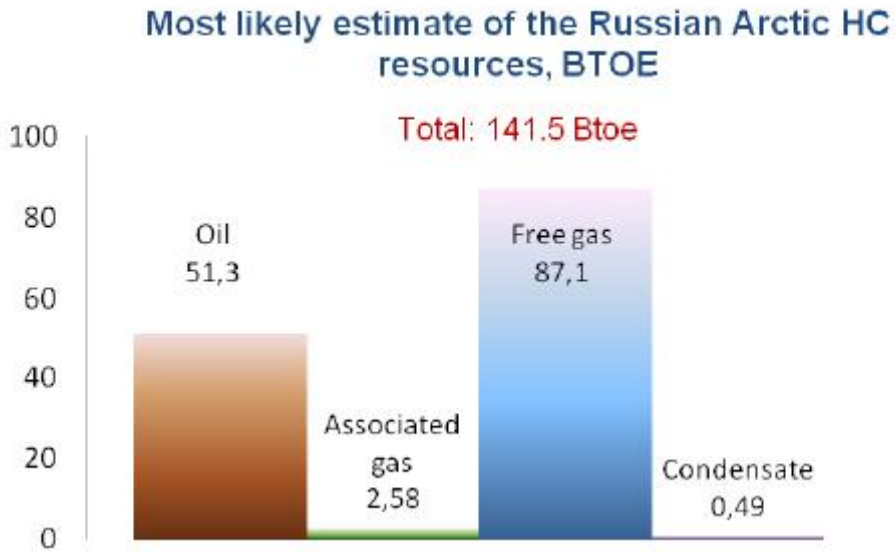
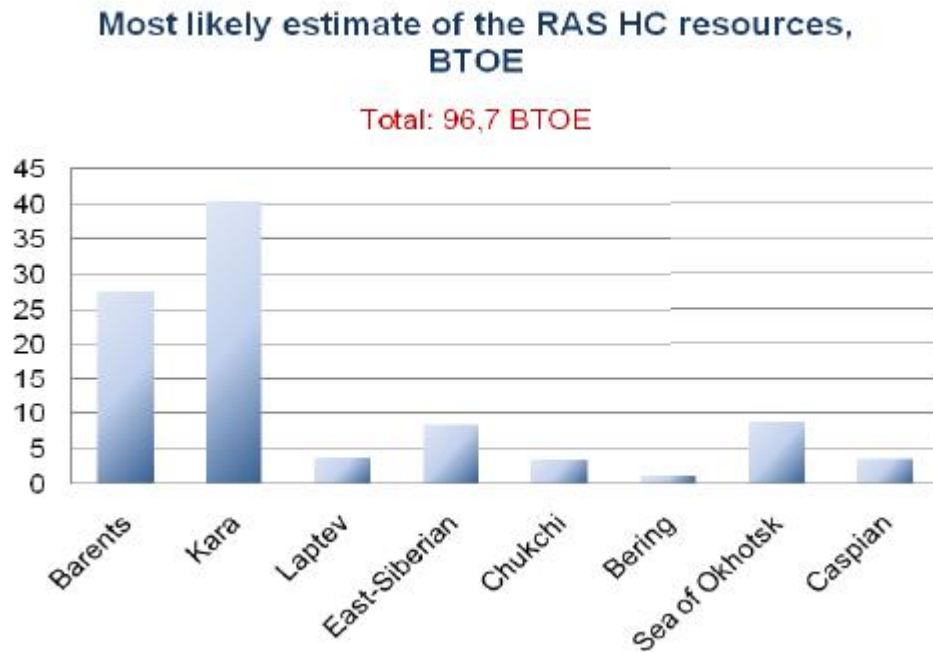


Рис. 19. Наиболее вероятная оценка ресурсов российской части Арктики (млрд.т.н.э.) [53]

Характерно, что большинство месторождений – составляют нефтегазо-конденсатные или газоконденсатные.

Важно отметить, что среди нефтяных месторождений значительна доля вязких нефтей, на чём мы подробнее остановимся в дальнейшем.

В частности, на шельфе и побережье Печорского и Карского морей, расположено 19 месторождений тяжелых (и битуминозных) видов нефти [59]. Запасы тяжелой нефти составляют 1,1 млрд. тонн. На месторождениях Варандей-море, Приразломное и Северо-Гуляевское они составляют 100% извлекаемых запасов, на месторождении Медыньское-море - 99%, на основных горизонтах Долгинского - 82% [59].



**Рис. 20. Наиболее вероятное распределение ресурсов российского шельфа [53] (млрд.т.н.э.)**

Естественно, и Россия, и другие северные страны прилагают значительные усилия по освоению этих колоссальных потенциальных ресурсов углеводородов. «Газпром» планировал к 2030 году ежегодно добывать на шельфе РФ более 200 млрд.м<sup>3</sup> газа и порядка 10 млн. тонн нефти; ожидался прирост запасов на шельфе в результате геологоразведки более, чем 11 млрд. тонн условного топлива [60]. В частности, в Баренцевом море предполагалось комплексное обустройство Штокмановского месторождения и его спутников (что по рыночным условиям сейчас приостановлено), в Печорском море - совместная разработка Приразломного и Долгинского нефтяных месторождений. Разработка Северо-Каменномысского и Каменномысское-море месторождений в акваториях

Обской и Тазовской губ должна стать основой комплексного освоения целой группы близкорасположенных месторождений [60].

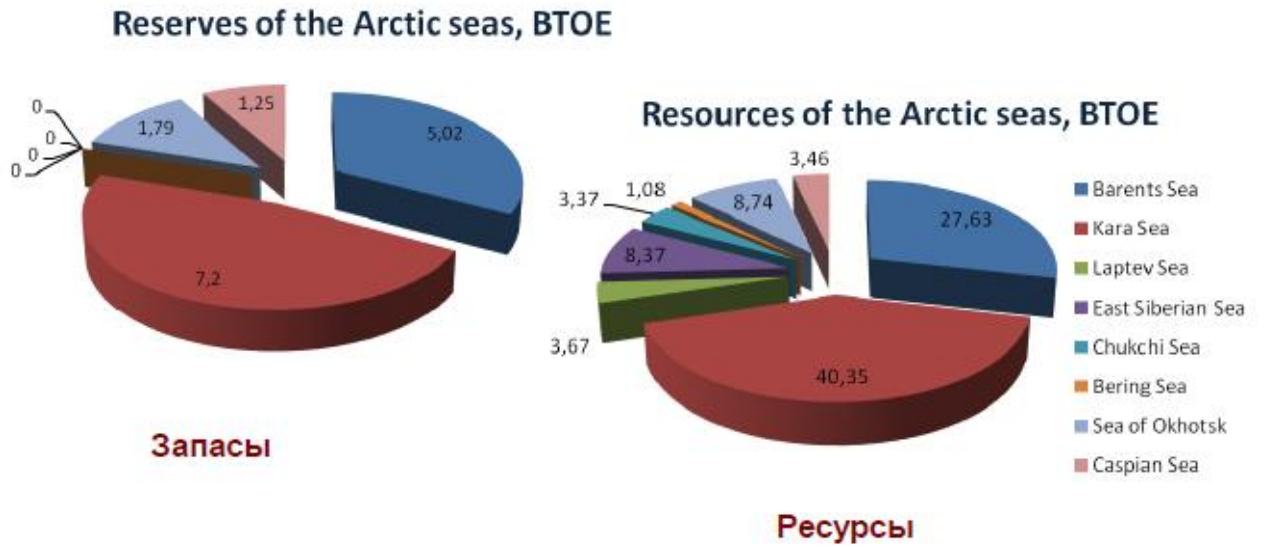


Рис. 21. Сопоставление ресурсов и запасов Арктического шельфа России (млрд.т.н.э.) [53]

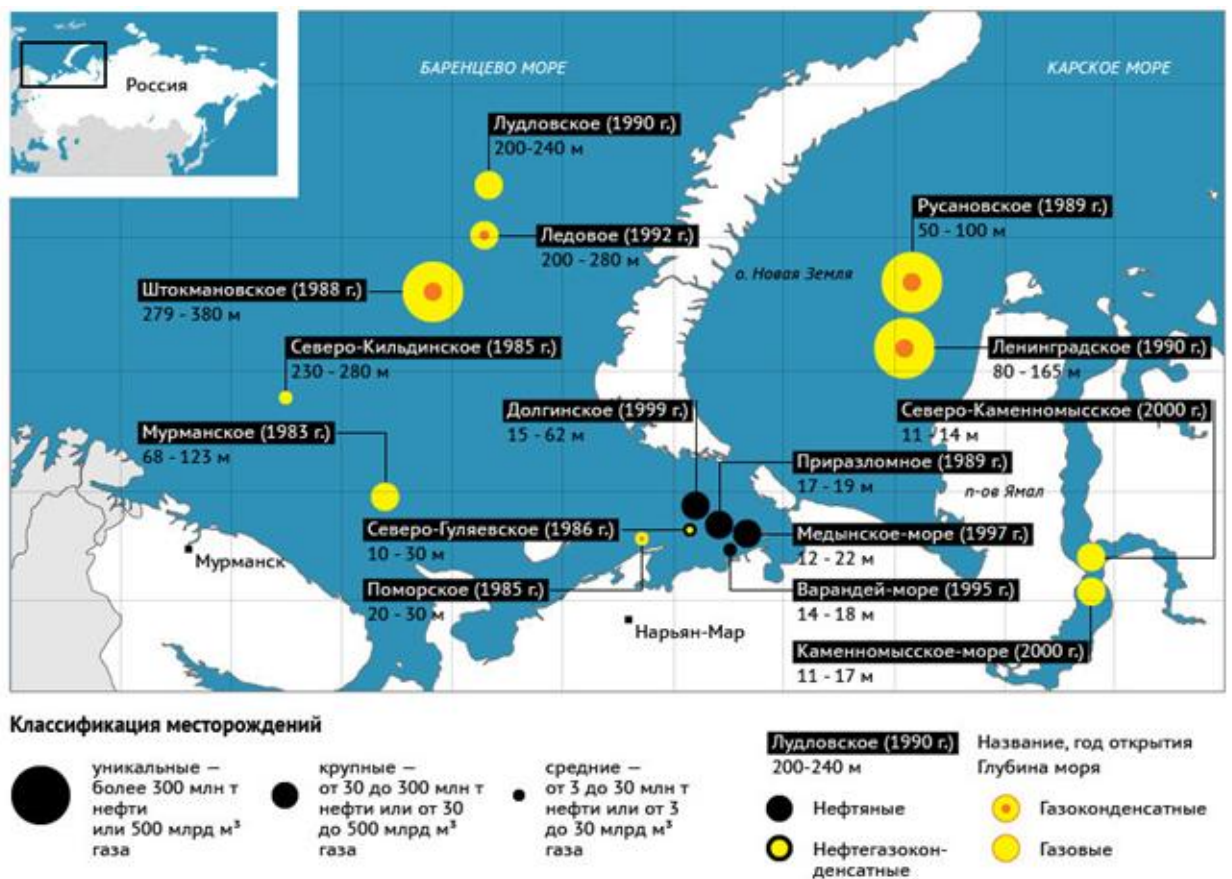


Рис. 22. Основные месторождения углеводородов, открытые в российской части Арктики [58]

Очевидно, что освоение шельфовых зон в Арктике требует колоссальных затрат. Например, стоимость одной предполагаемой к сооружению платформы на Штокмановском месторождении составляет около \$1 млрд.; одного судна для осуществления бурения - около \$600 млн. [57]. Существуют проекты использования при освоении арктического шельфа России плавучих атомных электростанций, подводных атомных судов для бурения скважин, подводных атомных танкеров [57, 86]; стоимость каждой единицы таких сложных судов также составляет около \$1 млрд.

Даже и без атомной техники, общий объём инвестирования в освоение российского шельфа «Роснефть» оценивает в огромную сумму: \$250-500 млрд. [60]. Колоссальны и удельные затраты на освоение арктического шельфа - по сравнению с аналогичной характеристикой в традиционных районах нефтедобычи, как это видно из данных рис. 23 [53].



Рис. 23. Удельные затраты на освоение углеводородных ресурсов в различных районах [53] (долл. США на тонну)

Таким образом, разведка российского шельфа Арктики, в принципе, может резко повысить обеспеченность нефтегазовой отрасли разведанными запасами. Однако при этом есть ряд серьёзных осложняющих факторов, которые не позволяют надеяться на быстрый ввод этих запасов в разработку и оперативное поддержание уровня

добычи нефти в стране с их помощью. Эти факторы видны и из приведенных выше данных, и, вообще, достаточно очевидны:

- огромная капиталоемкость освоения арктических месторождений и высокий уровень удельных затрат,
- высокий уровень экологического риска добычи нефти с морских платформ в суровых климатических условиях Арктики,
- сложный фазовый состав углеводородов открытых в Арктике месторождений (нефтегазовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные пластовые системы), что требует применения сложной технологии разработки и весьма сложных и дорогостоящих систем контроля разработки и её регулирования.

Разведка углеводородных ресурсов Арктического шельфа России имеет, прежде всего, геополитическое значение для страны. И, кроме того, в гораздо большей степени Арктические месторождения могут позволить поддержать или нарастить добычу газа, так как ресурсы газа в Арктике намного выше ресурсов жидких углеводородов (см. рис. 19).

### **5.3 Коэффициент извлечения нефти на традиционных месторождениях лёгких нефтей**

Неизбежно возникает вопрос: а эффективно ли мы используем уже разведанные и разрабатываемые нефтяные месторождения? Достаточно ли полно мы извлекаем из недр содержащиеся в них углеводороды, в первую очередь, нефть?

Полнота извлечения характеризуется величиной **коэффициента извлечения нефти (КИН)**. Этот коэффициент вычисляется как отношение извлекаемых запасов к балансовым.



Извлекаемые запасы нефти - это расчётное количество нефти, извлекаемой из залежи до момента достижения предела экономической рентабельности разработки (максимальное рентабельное накопленное количество добытой нефти), при неизменности существующих экономических нормативов, при использовании существующей на дату оценки технологии. Балансовые запасы нефти - это та часть геологических запасов нефти, добыча и использование которой экономически целесообразна при существующей, либо осваиваемой промышленностью, прогрессивной технологии добычи нефти и её переработки, при условии соблюдения требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды.

В мире КИН составляет от 0,4 до 0,5. В США с 1990 года КИН вырос с 0,35 [61] до 0,51. В России за это же время КИН снизился с 0,39 до 0,32, и, хотя последние годы наблюдается некоторый рост, величина КИН на отечественных месторождениях в обозримом будущем ожидается много ниже, чем в США. Это иллюстрирует и рис. 24, заимствованный из работы [29].



Рис. 24. Динамика проектной нефтеотдачи в России [29]

По некоторым данным, за период с 2000 до 2012 года КИН на нефтяных месторождениях России вообще не превышал 0,3 [198].

Это можно проиллюстрировать одним характерным примером. На пяти крупнейших месторождениях в Западной Сибири (Самотлор Южный, Самотлор Северный, Хохряковское, Ем-Ёганское, Талинское) с суммарными начальными запасами около 10 млрд. тонн, к 2006 году был достигнут КИН около 0,25; вероятно его увеличение до 0,39; максимально возможная прогнозная оценка – 0,43. В то же время, на месторождении Prudhoe Bay на Аляске с запасами 3,9 млрд. тонн уже в 2006 году достигнуто значение КИН в 0,44; вероятно увеличение до 0,56; максимально возможная прогнозная оценка – 0,61 [24].

Такое положение с полнотой извлечения нефти в нашей стране вызвано как объективными геолого-техническими особенностями строения нефтеносных пластов, так и организационными, экономическими и правовыми причинами.

**Основная** (заметим, не единственная) объективная причина низкой степени извлечения нефти связана с тем, что различные участки пород обладают различным сопротивлением течению пластовых флюидов – нефти, газа и воды, то есть обладают «фильтрационной неоднородностью». Это приводит к появлению застойных зон, или, выражаясь профессиональным языком, «целиков нефти». **После того, как такие целики «обойдены» пластовой водой или водой, специально закачанной в пласт для вытеснения нефти, они практически далее не вырабатываются.**

Фильтрационная неоднородность означает различие:

1. значений абсолютной проницаемости участков пород различных масштабов,
2. характера смачиваемости поверхности пород (гидрофильные или гидрофобные участки в одной и той же породе),



3. закономерностей течения флюидов в участках пород (наличие участков с нелинейными законами фильтрации, соседствующих с участками, где течение подчиняется классическому закону Дарси).

Такие целики имеют различные пространственные размеры – масштаба пор (то есть от долей микрона до нескольких микрон) - «микроцелики»; масштаба геологических пропластков и слоёв (то есть от сантиметра до нескольких метров); масштаба расстояния между нефтяными скважинами (то есть от десятков до сотен метров).

Снижение КИН возможно и за счёт вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, поскольку вытесняющий агент (вода) обладает меньшей вязкостью, чем нефть. Это приводит к появлению «язычков» вытесняющей жидкости, защемляющих целики нефти.

**Повышение КИН представляет собой колоссальный резерв повышения уровня добычи нефти в стране при минимальных затратах.**

Поясним это простейшими расчётами. Как указано выше, доказанные *извлекаемые запасы* нефти в России составляют 12,7 млрд.т, из которых 40%, то есть 5,1 млрд.т, могут рассматриваться как сравнительно «лёгкие» для добычи, и эти нефти добываются, в основном, заводнением. Величина КИН по России для «лёгких» нефтей равна примерно 0,35.

**Повышение величины КИН, например, на 0,10, то есть до 0,45, на ещё не выработанных частях месторождений, даёт дополнительно 1,5 млрд.т  $[(5,1:0,35) \times 0,1]$  на «лёгких» месторождениях.**

**Очевидно, из-за того, что «лёгкие» месторождения составляют не слишком большую часть имеющихся у России *доказанных запасов нефти*, этот резерв следует считать тактическим, оперативным, а не стратегическим.**

Тем не менее, в стране очень мало занимаются решением этой проблемы и использованием этого оперативного резерва.

Вопросы увеличения КИН при заводнении исследовались огромным числом коллективов и авторов на протяжении последних 60 лет, как в нашей

стране, так и за рубежом. Это увеличение достигается при надлежащем регулировании процесса вытеснения нефти водой, для чего детально исследованы, разработаны и применяются в повседневной практике различные мероприятия [62-74]:

- уплотнение сетки скважин,
- увеличение приёмистости и продуктивности скважин за счёт разнообразных типов обработки призабойной зоны,
- регулирование объёмов закачки и отбора жидкостей,
- дополнительная перфорация не вырабатываемых продуктивных интервалов пласта,
- изоляция обводнённых интервалов в добывающих скважинах,
- перевод добывающих скважин в нагнетательные,
- различные технологии гидравлического разрыва продуктивных пластов, проводка протяженных горизонтальных участков ствола в продуктивном пласте, бурение горизонтально-разветвленных скважин, бурение новых боковых стволов в старых скважинах [75].

Подобное регулирование основано на результатах детального контроля процесса разработки. Методика подобного контроля также разрабатывается и совершенствуется в течение последних 60 лет [62-74], и превратилась в отдельную дисциплину нефтегазовой науки. Необходимые виды и периодичность измерений изложены в различных отраслевых Регламентирующих документах и Правилах разработки [68-70].

Последовательное применение всех регламентированных методов контроля разработки и известных мероприятий по её регулированию существенно повышает величину КИН при заводнении, который за счёт этих мероприятий на зарубежных месторождениях и достигает величины 0,5 [61, 76], как можно видеть из данных рис. 25, заимствованного из обзора [76]. Такая величина КИН достигнута в России лишь на Ромашкинском месторождении [77].

Однако, к сожалению, весь разработанный арсенал контроля и регулирования разработки на практике в России полностью не используется.

Следовательно, выполнение хорошо известных и апробированных методов контроля и регулирования разработки даже на месторождениях «лёгких» нефтей является наиболее оперативным средством поддержания нефтедобычи в нефтегазовой отрасли России. Тем более, что речь идёт о месторождениях с уже существующей инфраструктурой, укомплектованных квалифицированными кадрами.

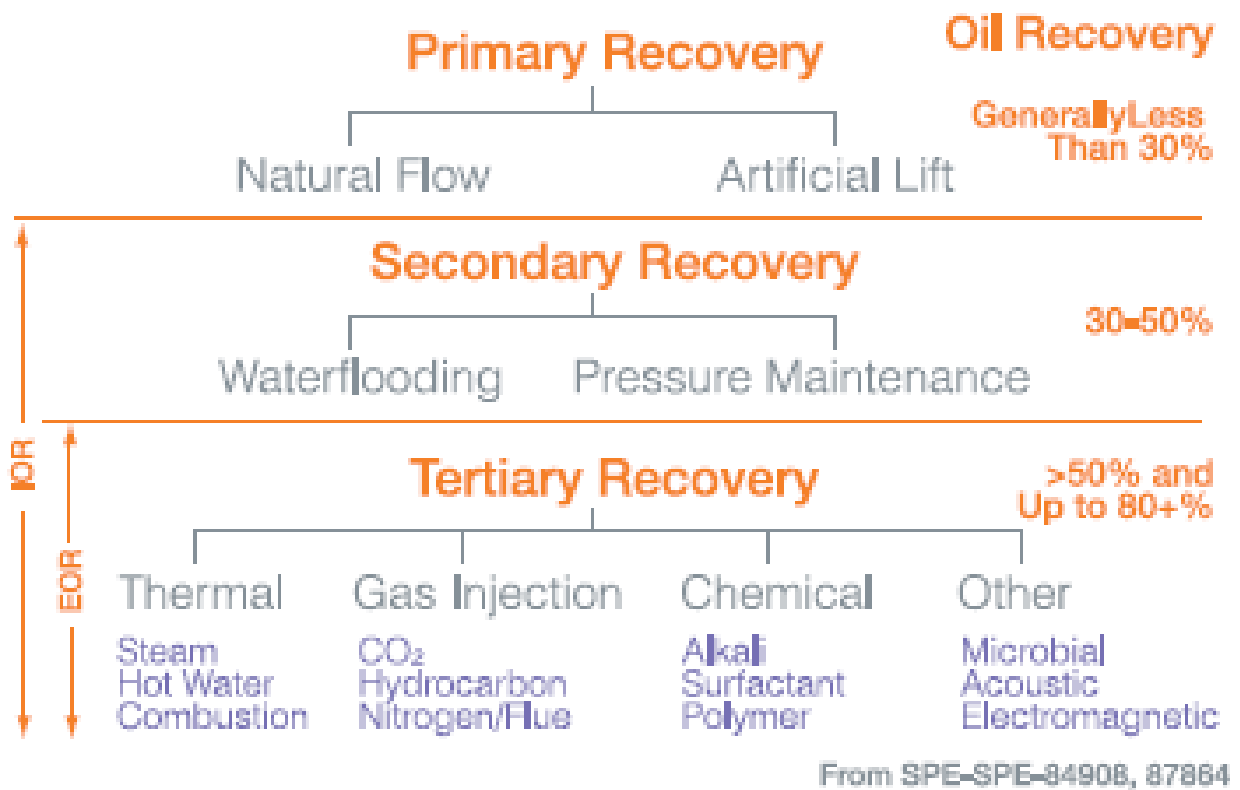


Рис. 25. Величины КИН достигаемые при первичных, вторичных и третичных методах добычи нефти [76]

Разумеется, нефтегазовая наука и техника не стоят на месте. Помимо уже хорошо апробированных методов контроля и регулирования разработки [62-74], существуют и новые подходы к увеличению КИН при добыче нефти заводнением [76, 78, 79]. Среди них, в частности:

- тщательная очистка воды, закачиваемой в пласты, от механических примесей,
- бурение разветвлённых (многоствольных) скважин для обеспечения максимального охвата пласта дренированием,
- применение специальных фильтров, позволяющих отключать обводнившиеся интервалы разреза горизонтальных скважин,
- создание «Цифровых месторождений» [80-87]; под этим понимается месторождение, в максимальной степени оснащённое датчиками забойных и устьевых давлений и температур, трёхфазными расходомерами на устьях скважин, датчиками потоков жидкостей по промысловой трубопроводной системе и т.п.; сбор и анализ этой информации осуществляется централизованно и решения принимаются на основании гидродинамического моделирования разных уровней, с использованием вычислительных систем различной производительности. Таким образом, на «Цифровом месторождении» мониторинг и регулирование разработки осуществляется в режиме реального времени [80-87]; примером такого месторождения является месторождение Haradah III [78].

### *Конденсат*

Отдельно следует отметить возможности более рациональной разработки месторождений со сложным фазовым составом углеводородов - нефтегазовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных, на что указано в «Энергетической стратегии России до 2030 года», утвержденной распоряжением Правительство РФ № 1715-р от 13 ноября 2009 года [193].

Газовый конденсат - смесь жидких углеводородов ( $C_5$  и выше), которые конденсируются при выходе природного газа на поверхность. Запасы конденсата в мире достаточно велики, по некоторым оценкам они составляют около 14 млрд. т. По ряду характеристик конденсаты выгодно

отличаются от нефти. Для них характерно относительно высокое содержание светлых фракций, практически полное отсутствие смолистых веществ и асфальтенов, относительно низкое содержание серы.

Содержание конденсата в 1 м<sup>3</sup> газа для различных месторождений колеблется от 10 до 700 см<sup>3</sup> [191].

Добыча газового конденсата в России за период 2007–2011 гг. составляла всего чуть более 10 млн. т. в год, хотя общие запасы конденсата достаточно велики – на 1 января 2010 года они составляли 1990,5 млн. т. по категориям А + В + С<sub>1</sub> и 1530,0 млн. т. по категории С<sub>2</sub> [195], а на 01.2013 г. составили: по категориям А + В + С<sub>1</sub> – 2081 млн. т., по категории С<sub>2</sub> - 1421,1 млн. т.; ресурсы по категории С<sub>3</sub> составляют 2020 млн. т. [196].

Разработка таких объектов часто ведется «на истощение» с большими потерями нефти и / или конденсата. Выпадение в призабойной зоне пласта жидкого конденсата или газогидратов при снижении давления приводит к ряду отрицательных явлений: большим потерям конденсата – до 80% [201]; резкому снижению фазовых проницаемостей, как по жидкости, так и по газу; снижению дебита скважин вплоть до нуля [191, 192, 201]. В этих условиях необходимо организовывать «сайклинг-процесс», заключающийся в закачке части добытого газа обратно в пласт (после извлечения жидких углеводородов) - для поддержания пластового давления [191–195, 201].

Правительство подчеркивает, что технология сайклинг-процесса может значительно увеличить конденсатоотдачу пласта [195].

Объем добычи газового конденсата при применении технологии «сайклинг-процесса» на трех крупнейших газоконденсатных месторождениях с развитой инфраструктурой (Уренгойское, Вуктыльское и Оренбургское) за период 2011–2030 гг. может составить около 15,3 млн. т., или 765 тыс. т. в год. При традиционном методе добычи (на истощение) добыча газового конденсата составила бы 9,8 млн. т., или 490 тыс. т. в год [195].

Подчеркнём, что без мониторинга и регулирования разработки реализовать такую технологию практически невозможно. Этот подход требует проведения периодических детальных гидродинамических расчётов всего спектра многофазного насыщения в пласте и в добываемой продукции, с детальным учётом фазовых переходов, применением нерегулярных, достаточно мелких, сеток, а, следовательно, с применением суперкомпьютерных технологий [80–87, 175, 188].

Широкое применение «сайклинг-процесса», при надлежащем контроле и регулировании, может повысить уровень добычи жидких углеводородов в стране, учитывая оценки ресурсной базы конденсата.

Однако, как справедливо указано в «Энергетической стратегии», расширенное вовлечение в эксплуатацию нефтегазовых месторождений со сложным фазовым составом углеводородов связано с необходимостью утилизации попутного нефтяного газа, метана, гелия и газового конденсата [193, раздел «Нефтяной комплекс»]. Это, в свою очередь, требует формирования новых крупных нефтяных комплексов, предусматривающих не только добычу нефти, газа и конденсата, но и одновременное создание пунктов их разделения, систем раздельной транспортировки, а также развитие нефте- и газохимии [193, раздел «Нефтяной комплекс»]. **Последнее связано с рядом обстоятельств:**

- 1. газ для дальнего транспорта необходимо отделить от конденсата, который должен транспортироваться по отдельному трубопроводу или, в крайнем случае, вместе с нефтью;**
- 2. конденсат является уникальным сырьём для нефтепереработки и нефтехимии, поэтому для максимально эффективного его использования он должен быть переработан отдельно [197].**

Иными словами, разработка месторождений со сложным фазовым составом углеводородов становится рациональной **только при рентабельности большого объёма инвестиций в создание пунктов**

**разделения нефти, газа и конденсата, перерабатывающих и химических предприятий в регионе, а также в развитие инфраструктуры региона,** поскольку в качестве основной ресурсной базы эксплуатации таких сложных месторождений названы восточные районы России и континентальный шельф арктических и дальневосточных морей [193, раздел «Нефтяной комплекс»].

Поэтому насколько добыча газоконденсата может стабилизировать или увеличить общую добычу углеводородов в стране можно оценить только при комплексном анализе всех вышеперечисленных факторов, что должно явиться предметом специального исследования, выходящего за рамки этой работы.

#### **5.4 Остаточные запасы нефти в уже выработанных зонах нефтяных месторождений**

С вопросами повышения КИН при заводнении связана и проблема остаточных запасов нефти на уже выработанных месторождениях, которые, как правило, эксплуатировались при различных схемах заводнения.

Объём остаточной нефти на выработанных и вырабатываемых месторождениях колоссален. Порядок этой величины легко оценить из элементарных соображений. Всего в России за всё время существования нефтяной промышленности добыто примерно 20 млрд.т нефти. [19]. Поскольку, как показано выше, извлекается примерно 1/3 содержащейся в недрах нефти, то общие геологические запасы на выработанных участках месторождений составляли до начала разработки порядка 60 млрд.т. Примерно треть этих запасов – уже добыта, ещё треть - представлена микроцеликами нефти (20 млрд.т) и их извлечение в обозримом будущем представляется весьма проблематичным.

**Остаётся 20 млрд.т остаточных запасов, сосредоточенных в целиках и линзах мезо- и макро-масштаба, которые, в принципе,**

**являются резервом дополнительной добычи. Если даже предположить, что удастся извлечь 10% от этого количества - то мы получаем дополнительную добычу в 2 млрд.т.**

**На сегодняшний день пространственное распределение нефтенасыщенных участков горных пород на выработанных месторождениях или их участках определяется далеко не всегда. Следовательно, для выбора или разработки метода извлечения дополнительной нефти на месторождения или их участках, давно находящихся в эксплуатации, и последующей «доработки» месторождения или его выработанной части, необходимо восстановить трёхмерное распределение целиков нефти на полностью или частично выработанных нефтеносных объектах, а на этой основе определить оптимальную стратегию и способы их разработки в конкретных ситуациях.**

Чтобы частично добыть оставленную в недрах нефть, требуется комплексный подход. Прежде всего, необходимо усовершенствовать уже имеющиеся методы и аппаратуру геофизических и гидродинамических методов исследования нефтяных пластов и скважин.

**Но, главное, необходимо иметь инструмент для обобщения всего получаемого комплекса информации и восстановления пространственного распределения целиков нефти различного пространственного масштаба. При этом, ввиду неполноты имеющейся информации на старых месторождениях, резко возрастает необходимость в расчёте многочисленных вариантов строения пласта и истории разработки. Подобная задача может быть решена только с помощью нового программного обеспечения и использования суперкомпьютерных технологий.**

**Весь этот арсенал оперативных, тактических методов поддержания уровня добычи нефти на «лёгких» месторождениях – практически очень мало используется в нашей стране. Этот недостаток необходимо срочно устранять [30-39] и использовать этот резерв поддержания нефтедобычи.**



**Но решить стратегическую задачу - увеличить ресурсную базу нефтяной отрасли на очень длительную перспективу – таким путём вряд ли удастся. Можно ожидать увеличения обеспеченности запасами отечественной нефтедобычи примерно на 3–5 млрд.т, то есть увеличить срок обеспеченности запасами с существующих 24 лет до, примерно, 30.**

## **6. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт применения нетрадиционных способов разработки на традиционных залежах углеводородов**

Помимо традиционных способов разработки нефтяных месторождений (разработка на естественном режиме – без поддержания пластового давления, различные варианты заводнения) в течение последних 60 лет достаточно активно разрабатывались и опробовались более сложные методы извлечения нефти из пласта. К настоящему времени насчитывается более сотни различных технологий [12]. Как правило, они основаны на следующих физических явлениях при различных физико-химических воздействиях на пласт:

- a. снижение межфазного натяжения на границе нефти и вытесняющего агента,
- b. получение однородной по смачиваемости поверхности породы,
- c. снижение вязкости нефти и (или) повышении вязкости воды - для обеспечения благоприятного соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз,
- d. снижение неоднородности породы по проницаемости, то есть снижение проницаемости наиболее высокопроводящих каналов в породе,

Достаточно широко применяются тепловые методы снижения вязкости нефти, которые более подробно будут отдельно рассмотрены ниже, при анализе возможности добычи вязких нефтей. Именно тепловые методы разработаны и опробованы наиболее полно и больше всего применяются.

СССР был одной из первых стран в мире, применивших методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [12]. Однако сейчас объём их применения значительно снизился – с помощью МУН добывается не более 3% от всей годовой добычи России [12].

К настоящему времени в мире освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы МУН [12, 29, 31–39, 88, 89], которые также называют *третичными методами*:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрискважинных экзотермических окислительных, либо других видов реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых или других газов, закачиваемых в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями);
- физико-химические методы (различные виды заводнения: с применением ПАВ, полимерное, мицеллярное; закачка жидких растворителей; закачка других химических веществ- кислот, щелочей, растворов солей и т.д., и т.п.);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Более полно виды МУН показаны на рис. 26 [12]. Каждый из видов МУН имеет несколько разновидностей, отличающихся и применяемыми агентами, и режимом воздействия на пласт, и иными техническими деталями реализации [61, 90].

Все эти методы могут, в принципе, применяться как на месторождениях, благоприятных для добычи, так и при разработке ТИЗ.

В российской литературе за такими методами закрепилось название МУН – методы увеличения нефтеотдачи. При этом российские специалисты относят к МУН применение на месторождении и механических методов: горизонтального бурения, гидроразрыва пласта (ГРП); бурения боковых стволов из старых скважин. В частности, в России на 2012 год 37% дополнительной добычи нефти получено за счёт ГРП, далее по значимости идут: бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых стволов [198]. В американской литературе эти последние методы не относят к специальным

способам увеличения нефтеотдачи, а рассматривают как элемент грамотного регулирования разработки.

Надо отметить, что в американской литературе существуют два термина, которые в отечественной литературе обозначаются одной аббревиатурой МУН. Первый, Enhanced Oil Recovery (EOR) – означает любую технологию, позволяющую увеличить количество нефти, извлекаемое на месторождении, путём добычи нефти, не извлечённой базовыми методами разработки: на естественном режиме и заводнении [200]. Второй, Improved Oil Recovery (IOR) – означает любой метод извлечения нефти, отличный от тех, которые главным образом основаны на использовании естественного пластового давления, газлифта или системы насосов, т.е. включая и заводнение, и методы EOR [199].

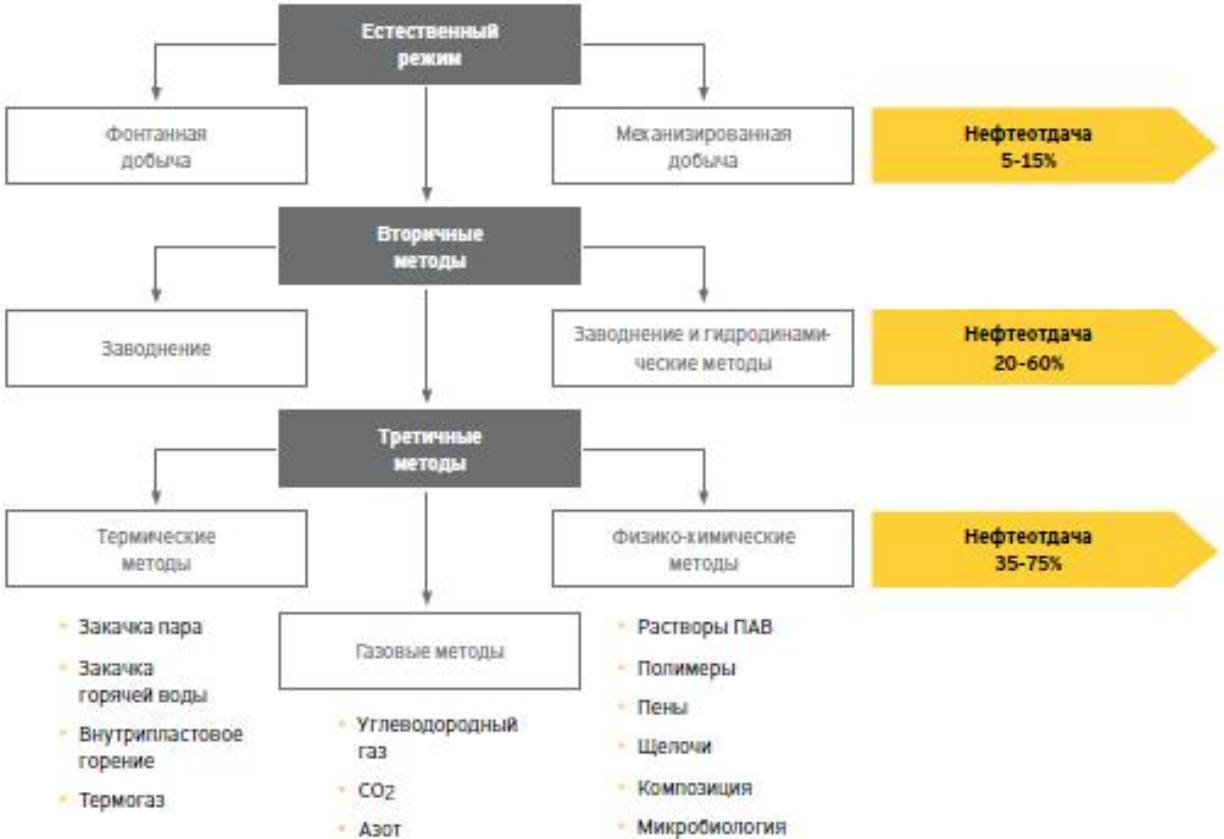


Рис. 26. Схема различных видов МУН [12]

Конечная нефтеотдача за счёт применения МУН может быть весьма велика, как следует из данных рис. 25 и различных публикаций, например, [12, 88, 89, 90, 91].

Даже за вычетом тепловых методов, опубликовано, запатентовано и опробовано значительное число вариантов МУН, однако, в нефтедобыче применяются они не слишком широко [61].

Последнее связано с рядом объективных обстоятельств.

Первое – достаточно высокая себестоимость МУН. Например, на рис. 27 из работы [76] приведена диаграмма, характеризующая различные способы разработки в координатах «себестоимость – запасы». Видно, что различные физико-химические МУН дороже, чем традиционные. И пока есть достаточное количество сравнительно дешёвых «лёгких» запасов – широкого применения МУН вряд ли следует ожидать.

Это согласуется с другими данными [75], согласно которым себестоимость нефти, дополнительно добываемой за счет МУН, на 20-40 долл. за баррель выше по сравнению с нефтью, добываемой традиционными методами. Об этом же говорят и оценки 2006 года [93] – минимальной цены за баррель, при которой была рентабельной разработка различных ресурсов, см. табл. 3.

Следует отметить, что интерес ко всем технологиям повышения нефтеотдачи - МУН - строго коррелирован с динамикой цен на нефть. Пик числа экспериментальных участков с опробованием всех известных МУН приходится на 80-ые годы, в которые наблюдалась аномальная цена одного барреля нефти. Число таких экспериментов резко упало в 90-ые годы, в связи с падением цены нефти; последние пять лет наблюдается некоторое увеличение цены – соответственно, несколько увеличилось число экспериментальных участков [91].

*Таким образом, широкое использование большинства МУН возможно только при государственной поддержке, в виде налоговых льгот, например, или иных преференций*

Второе обстоятельство – степень технической проработанности различных МУН и готовности различных их вариантов к масштабному промышленному использованию.

Запасы нефти и цены, при которых  
выгодно организовывать разработку этих запасов [93]

Имеющиеся запасы нефти	Запасы, млрд.т (нарастающим итогом)	Цена, при которой выгодно добывать нефть, долл./барр. (2006 г.)
Разрабатываемые запасы	140	20,0
Потенциальные запасы стран ОПЕК	280	17,5
Потенциальные запасы традиционной нефти других стран	382	25,0
Нефть глубоководных месторождений	409	36,0
Нефть арктического шельфа	436	60,0
Нефть сверхглубоких месторождений	450	40,0
Нефть, добываемая при помощи методов увеличения нефтеотдачи	491	50,0
Нефть битуминозных песчаников	634	40,0
Горючие сланцы	764	70,0

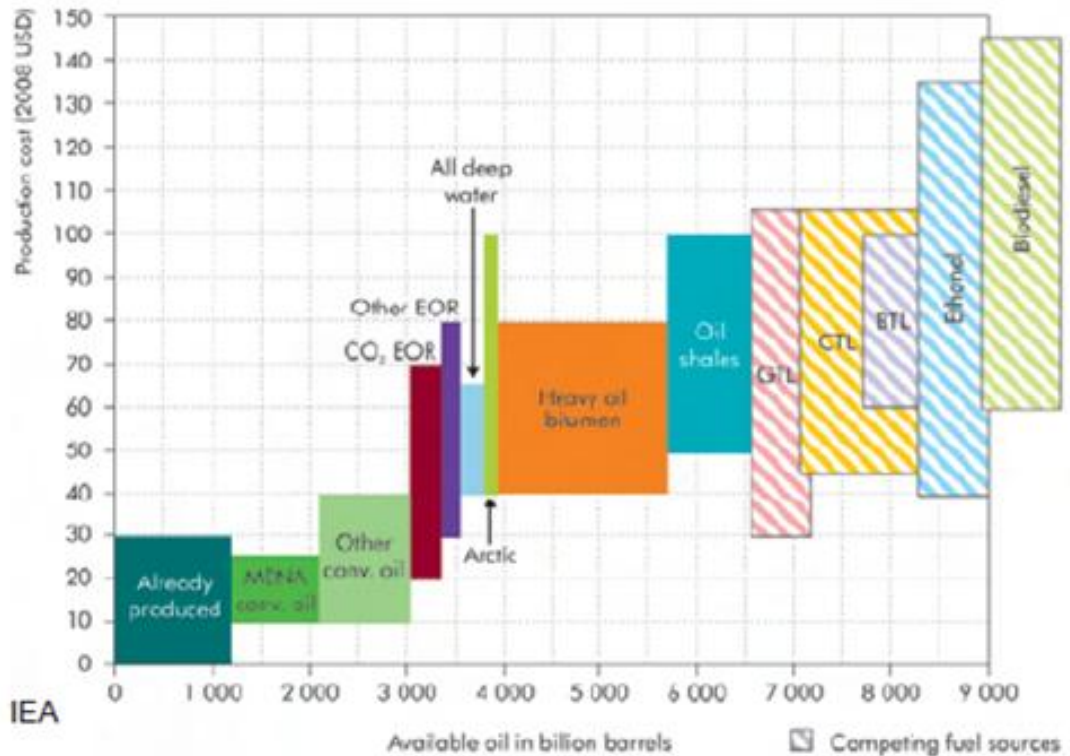
Источник: IEA

Здесь имеется широкий спектр различных стадий разработки вариантов МУН. Например, на рис. 28 из работы [79] показана степень технической проработанности различных видов МУН.

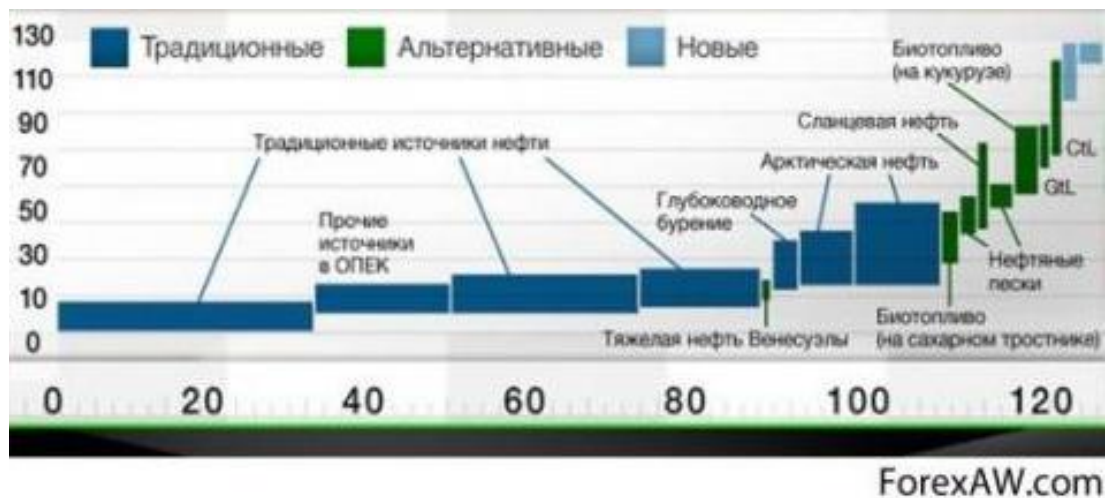
Вверху справа приведены несколько «зрелых» технологий: нагнетание газа, смешивающегося с нефтью; циклическая закачка пара; вытеснение паром в вертикальных скважинах; закачка полимеров. Все эти методы достаточно хорошо отработаны и могут применяться практически без существенной доработки.

В «зелёной зоне» указаны процессы, которые требуют значительной оптимизации, зачастую опытно-промышленных опробований, для снижения возможных рисков. К ним отнесены: нагнетание щелочных поверхностно-активных полимеров, внутрипластовое горение, закачка пара при высоком давлении, парогравитационный дренаж, программируемое заводнение (Designer Water Flooding).

Технологии из левой нижней группы считаются относительно «незрелыми». Они доказали свою ценность в лабораторных экспериментах и модельных исследованиях, но требуется значительное число опытно-промышленных испытаний, прежде, чем можно будет приступить к их полномасштабному внедрению. В эту группу включены каталитическое или термическое повышение качества нефти или её конверсия непосредственно в породе, применение растворителей, газовой пены и смешанные методы.



А



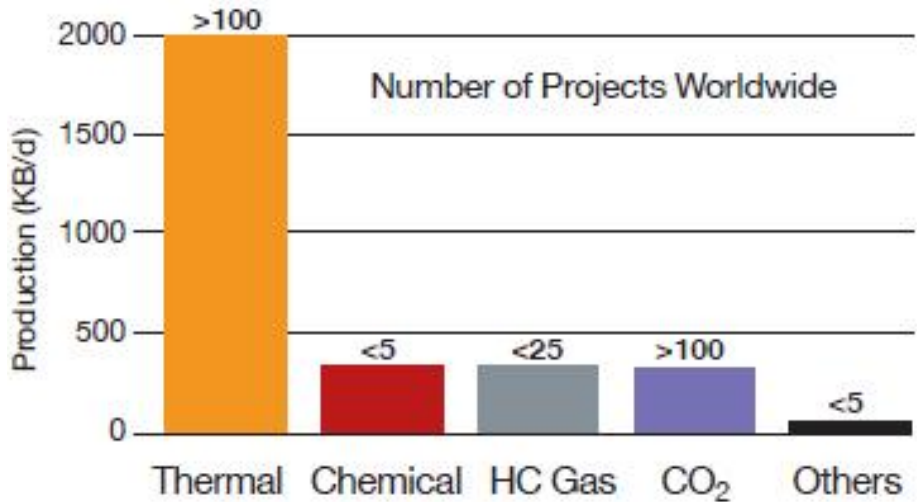
Б

Рис. 27. Себестоимость добычи и доступные запасы для разных методов добычи и разных источников топлива: А - [76], Б - [94]



**Рис. 28. Степень технической проработанности различных методов повышения нефтеотдачи [79]**

По существу, условиям технической проработанности, высокой эффективности и разумной стоимости на сегодняшний день удовлетворяют в наибольшей степени тепловые методы (в первую очередь, закачка пара в различных вариантах) и закачка CO<sub>2</sub> (снижающего вязкость нефти). Именно за счёт этих двух методов добывается большая часть дополнительной нефти из всех МУН. По ним наблюдается и наибольшее число проектов, как это видно из данных рис. 29 [76].



**Рис. 29. Дневная добыча и число реализуемых проектов МУН в мире [76]**



К таким же выводам приходят и специалисты «Ernst and Young» [12]: сейчас на долю тепловых методов приходится 50% от всей добычи за счёт МУН, на долю закачки CO<sub>2</sub> – 45%, на все остальные химические методы – всего 5%.

Такая же тенденция характерна не только для мира в целом, но и для США, как видно из табл. 4 [61, 95]. В 1986 году на долю тепловых методов приходилось 78% от добычи за счёт всех видов МУН, что составляло 7% от всей годовой добычи нефти в США [61].

Существует и третья трудность в использовании различных химических МУН, по крайней мере, в России: жёсткие требования к нефти, поставляемой в трубопроводную систему ОАО «Транснефть». Согласно ГОСТ [96] нефть, поставляемая в трубопровод на экспорт, должна удовлетворять следующим условиям:

- массовая доля воды – не более 0,5%,
- концентрация хлористых солей – не более 100 мг/дм<sup>3</sup>,
- доля мехпримесей – не более 0,05%,
- массовая доля растворённого H<sub>2</sub>S – не более 20 ppm,
- массовая доля хлорорганических соединений во фракции, выкипающей до 204 °С – не более 10 ppm,
- массовая доля этил- и метилмеркаптанов – не более 40ppm,
- массовая доля парафинов – не более 6%,
- давление насыщенных паров – не более 500 мм.рт. столба.

В случае если в жидкости, поставляемой в трубопровод, имеются в обнаружимых количествах какие-либо химические вещества, кроме вышеперечисленных, то перед приёмкой нефти должно быть проведено согласование их наличия с ОАО «Транснефть» (чего, заметим, добиться крайне трудно, если вообще возможно). Если в конечной продукции иные вещества имеются в очень малых количествах, но в процессе добычи, сбора и подготовки нефти эти вещества ухудшили указанные показатели продукции, то нефть на экспорт принята не будет, а при значительном изменении

указанных параметров – нефть вообще может не быть принята к транспортировке по трубопроводу.

Таблица 4

## Число действующих проекты по повышению нефтеотдачи в США

Методы	ЧИСЛО ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРОЕКТОВ								
	1986	1990	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008
<b>Тепловые:</b>	<b>201</b>	<b>154</b>	<b>115</b>	<b>100</b>	<b>92</b>	<b>65</b>	<b>56</b>	<b>55</b>	<b>60</b>
закачка пара	181	137	105	92	86	55	46	40	45
внутрипластовое горение	17	8	8	7	5	6	7	12	12
закачка горячей воды	3	9	2	1	1	4	3	3	3
<b>Химические:</b>	<b>206</b>	<b>50</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
мицеллярно-полимерное заводнение	28	8	1	1	-				
полимерно-химическое воздействие	178	42	11	10	10	4	4		2
<b>Газовое воздействие и другие:</b>	<b>105</b>	<b>91</b>	<b>84</b>	<b>87</b>	<b>74</b>	<b>78</b>	<b>83</b>	<b>98</b>	<b>122</b>
закачка углеводородных газов - (смешивающаяся и несмешивающаяся)	26	23	14	11	6	7	8	13	13
CO <sub>2</sub> - смешивающаяся	60	52	60	66	63	66	70	80	100
CO <sub>2</sub> - несмешивающаяся	7	4	1	-	1	1	1	2	5
закачка азота	9	9	9	10	4	4	4	3	4
закачка дымовых газов (смешивающаяся и несмешивающаяся)	3	3	-	-	-				
<b>Другие (в т.ч. микробиологические)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>				
<b>Итого</b>	<b>512</b>	<b>295</b>	<b>212</b>	<b>199</b>	<b>177</b>	<b>147</b>	<b>143</b>	<b>153</b>	<b>184</b>

По указанным выше причинам, применение МУН на месторождениях с благоприятными условиями разработки может иметь лишь ограниченную область применения, если не будет серьёзной государственной поддержки.

В то же время, для месторождений с неблагоприятными условиями разработки, в первую очередь, в низкопроницаемых коллекторах, получить разумный коэффициент извлечения без привлечения МУН вообще весьма проблематично. Согласно приведенным выше данным о ТИЗ и доле низкопроницаемых коллекторов, в этом типе коллекторов сосредоточено порядка 2,7 млрд.т доказанных запасов. При этом величина КИН по таким коллекторам составляет не выше 0,25 [77]. Повышение КИН по таким месторождениям также составляет значительный резерв для поддержания отечественной добычи [43]. Увеличение КИН в низкопроницаемых

коллекторах может быть достигнуто применением современных методов повышения нефтеотдачи, которые можно разделить на следующие два типа:

- механические, в том числе:
  - различные технологии гидравлического разрыва продуктивных пластов,
  - проводка протяженных горизонтальных участков ствола в продуктивном пласте,
  - бурение горизонтально-разветвленных скважин,
  - бурение новых боковых стволов в старых скважинах;
- газовые, в том числе закачка CO<sub>2</sub>, попутных газов и т.п.

В целом, по мнению ряда экспертов, на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами величина КИН может быть увеличена даже до 0,4 [43].

**Грубо, при таком увеличении КИН добыча из низкопроницаемых коллекторов может быть увеличена более чем на 1,5 млрд.т.**

Ограничением для применения газовых МУН на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами является отсутствие надлежащих количеств газов для реализации такого подхода. В мире есть месторождения с высоким содержанием CO<sub>2</sub> в продукции, но их мало. Есть месторождения, расположенные вблизи крупных промышленных центров, которые могут поставить такой газ, но их опять-таки немного. Количество попутного газа также может быть недостаточным для реализации газового МУН.

Поэтому на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, безусловно, необходимо применять газовые МУН там, где это возможно, но число таких проектов будет ограничено наличием соответствующих количеств газа, выбранного для закачки в пласт.

**В целом, согласно статистике [12] (с учётом указанных объективных трудностей применения МУН) на сегодня за счёт всех видов МУН в мире добывается лишь около 3–3,5% всей добытой нефти, что в абсолютном выражении составляет около 120–130 млн.т в год. В**

**США за счёт МУН добывается несколько больше - порядка 10% от годовой добычи нефти в США [12].**

**Применение МУН на месторождениях как с благоприятными условиями разработки, так и с ТИЗ, может стать оперативным резервом для поддержания уровня нефтедобычи в России, но только при серьёзной экономической поддержке государства.**

## 7. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт вязких нефтей

### 7.1 Вязкие нефти

Одним из потенциальных источников нефтедобычи являются **вязкие нефти**. Рассмотрим кратко, могут ли они составлять резерв для повышения добычи нефти в России.

Отметим, что в России различные исследователи используют разные определения «вязких», «высоковязких», «тяжёлых» нефтей.

Например, в работе [41] к «вязким» отнесены нефти с вязкостью более 30 сПз (согласно Инструкции по подсчёту запасов). Это пороговое значение часто используется многими аналитиками и специалистами по нефтепереработке [97].

В работе [98] используется иная, устоявшаяся в практике отечественных нефтяников, классификация:

- ✓ нефть маловязкая - вязкость в пластовых условиях **не более 10 мПа\*с**;
- ✓ нефть с повышенной вязкостью – вязкость в пластовых условиях **10-30 мПа\*с**;
- ✓ нефть вязкая - вязкость в пластовых условиях **30-50 мПа\*с**;
- ✓ высоковязкая нефть - вязкость в пластовых условиях **более 50 мПа\*с**.

В 1987 году на XII Нефтяном мировом конгрессе в Хьюстоне была принята следующая схема классификации нефтей и природных битумов, основанная, прежде всего, на плотности:

- ✓ легкие нефти - с плотностью менее  $870,3 \text{ кг/м}^3$ ;
- ✓ средние —  $870,3-920,0 \text{ кг/м}^3$ ;
- ✓ тяжелые —  $920,0-1000 \text{ кг/м}^3$ ;
- ✓ сверхтяжелые — более  $1000 \text{ кг/м}^3$  при вязкости менее  $10000 \text{ мПа*с}$ ;

- ✓ природные битумы — более  $1000 \text{ кг/м}^3$  при вязкости свыше  $10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

В России часто применяется и иная классификация [99]:

- Обычные нефти - вязкость до  $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- Вязкие нефти - вязкость от  $50$  до  $500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- Высоковязкие нефти - вязкость от  $500$  до  $1000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- Битум - вязкость свыше  $1000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Иногда применяется классификация, детализирующая свойства лёгких нефтей [100]:

1. Нефть с низкой вязкостью – вязкость  $< 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .
2. Нефть маловязкая – вязкость  $1-5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .
3. Нефть с повышенной вязкостью – вязкость  $5-25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .
4. Нефть высоковязкая – вязкость  $> 25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Официальная классификация для отчётов Минприроды близка к классификации принятой в 1987 году [101]:

- ❖ плотность менее  $0,87 \text{ г/см}^3$  – легкие,
- ❖  $0,87-0,9 \text{ г/см}^3$  - средней плотности,
- ❖ более  $0,9 \text{ г/см}^3$  - тяжелые нефти,
- ❖ вязкости более  $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  - высоковязкие нефти.

Иногда, для детализации тяжёлых нефтей применяется следующая классификация:

1. Тяжелые нефти – вязкость  $10-100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , плотность  $920-1000 \text{ кг/м}^3$ .
2. Сверхтяжелые нефти – вязкость  $100-10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , плотность  $> 1000 \text{ кг/м}^3$ .
3. Битумы – вязкость  $> 10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , плотность  $> 1000 \text{ кг/м}^3$ .

Наиболее дробная классификация приведена в [102], в которой нефти делятся на несколько классов, см. табл. 5.

## Классификация нефти [102]

Физико-химические показатели	Класс нефти		Пределы изменения классификационных интервалов
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	легкая	очень легкая	< 0,80
		легкая	0,80÷0,84
	со средней плотностью		0,84÷0,88
	тяжелая	нефть с повышенной плотностью	0,88÷0,92
		сверхтяжелая	0,92÷0,96
битуминозная		более 0,96	
Вязкость при 20 °С, (мм <sup>2</sup> /с)	маловязкая		< 10
	средневязкая		10 ÷ 35
	вязкая	нефть с повышенной вязкостью	35÷100
		высоковязкая	100÷500
		сверхвязкая	более 500
Содержание смол (% мас.)	малосмолистая		< 8
	смолистая		8÷13
	высокосмолистая		более 13
Содержание парафинов (% мас.)	малопарафинистая		< 1,5
	среднепарафинистая		1,5 ÷ 6
	парафинистая	умеренно парафинистая	6 ÷ 10
		высокопарафинистая	10 ÷ 20
		сверхвысокопарафинистая	более 20

**Из-за многообразия применяемых классификаций сопоставление оценок запасов и ресурсов «вязких нефтей» из различных литературных источников является непростой задачей, выходящей за рамки данной работы. Помещённые ниже литературные данные приведены только для того, чтобы дать общую картину, порядок величин, а не точные, выверенные, объёмы ресурсов и запасов.**

Общие мировые ресурсы вязких нефтей колоссальны: порядка 490 – 650 млрд.т [103, 104].

При этом распределения нефтей различного типа в мире, составленные по данным нескольких десятков тысяч образцов, собранных в одну базу данных, показано на рис. 30. Видно, что на долю тяжёлых, вязких, смолистых нефтей приходится примерно половина от общего количества нефти, тогда как на долю самых лучших – с малой плотностью, малой вязкостью, низким содержанием смол – приходится лишь 20% общего количества.

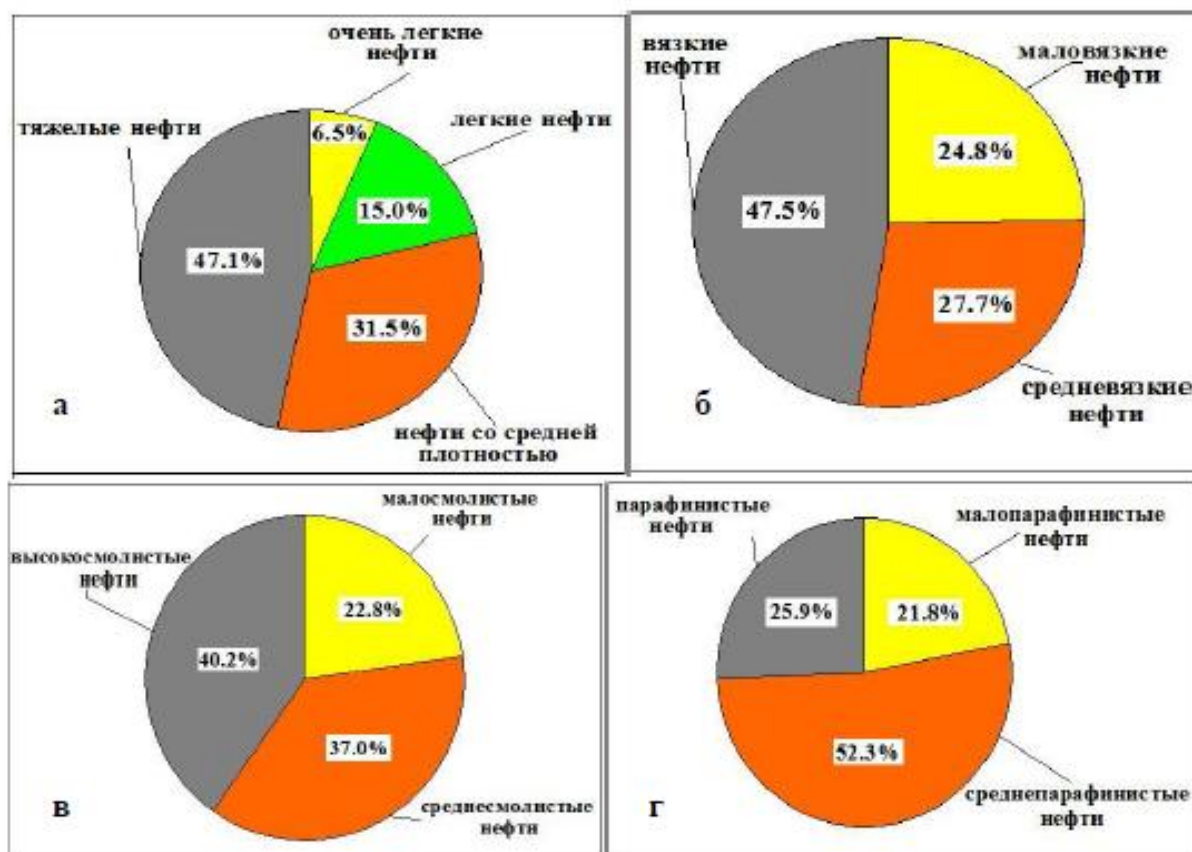


Рис. 30. Распределение ресурсов нефтей в мире по плотности (а), вязкости (б), концентрации смол (в) и парафинов (г)

Суммарные же мировые ресурсы вязких нефтей, нефтяных песков и битумов составляют уже около 1000 млрд.т [17], как видно из диаграммы рис. 10.

По данным И.С. Гольдберга (1981), суммарные прогнозные ресурсы вязких нефтей и битумов на территории бывшего СССР составляют 30-33 млрд.т [103]. Распределение ресурсов тяжёлых нефтей в мире и России показано в прилагаемой табл. 6, заимствованной из работы [105].

Суммарные отечественные запасы тяжелой нефти и природных битумов составляют порядка 13,1% от общего объема разведанных в России запасов нефти [106] (14% по данным работы [106] всех запасов приходится на тяжёлые нефти, 12% - на высокосернистые, 11% - на высоковязкие). Они сосредоточены в трех основных провинциях — Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской [42]. (Отметим, что разведанные запасы



включают и *доказанные, и вероятные запасы*; их сумма заведомо много выше приведенных выше оценок ВР величины только доказанных запасов).

В работе [102] приводится оценка всех запасов вязких нефтей России, **равная 6,2 млрд.т**. Такая же оценка – **6-7 млрд.т** - приведена в статье [180], есть и более оптимистичные оценки: **6,3–13,4 млрд.т** [97].

Таблица 6

Распределение ресурсов тяжёлых нефтей [105]

Регион	Ресурсы тяжёлой нефти, млрд.т
Северная Америка	35,3
Южная Америка	265,7
Африка	7,2
Европа	4,9
Средний Восток	78,2
Азия	29,6
<b>Россия</b>	<b>13,4</b>

Согласно данным работы [40] на 01.01.2012 г. на Госбалансе числились запасы нефтей с вязкостью более 30 сПз, равные 10,3 млрд.т, но оцененные по российским категориям А+В+С1+С2.

**Несмотря на различие в применяемых классификациях нефтей и их запасов, и связанное с этим различие опубликованных оценок, можно утверждать, что добыча вязких нефтей может стать весьма значимым источником поддержания нефтедобычи России.**

В России 60% запасов тяжёлых нефтей сосредоточено в 15 месторождениях: Русское, Ван-Еганское, Фёдоровское, Ново-Елховское, Усинское и др. [42, 97].

По данным Института химии нефти Сибирского отделения РАН [97, 102], суммарные запасы тяжелой нефти Волго-Уральского и Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов составляют более 71% от общероссийских. Волго-Уральские виды тяжелой высоковязкой нефти по сравнению с Западно-Сибирскими являются более сернистыми,

парафинистыми, смолистыми, с большим содержанием ванадия, но с меньшим количеством растворенного газа.

Тяжелая нефть занимает большую долю в структуре нефтяных запасов второго по значению после Западной Сибири нефтедобывающего региона России - Волго-Уральского. Например, в Татарии доля тяжелой нефти превышает 35%, в Пермской области - 58%, в Удмуртии - 83% [106]. Сырьевая база Ульяновской области полностью представлена тяжелыми высоковязкими видами нефти.

На территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна выделено 194 месторождения с тяжелыми высоковязкими видами нефти, которые распространены практически по всей территории бассейна. Больше всего их находится в центральных и северных областях — в Верхнекамской, Мелекесско-Абдулинской, Пермско-Башкирской и Татарской нефтегазоносных областях. Наиболее тяжелые и вязкие виды нефти на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна находятся в отложениях нижней перми, и далее с увеличением возраста (и глубины) наблюдается тенденция уменьшения плотности и вязкости.

Согласно сведениям, приведенным в статье [59], в **российской Арктике на шельфе и на побережье Печорского и Карского морей расположено 19 разведанных месторождений тяжелых (и битуминозных) видов нефти**. Из общих *извлекаемых запасов* нефти Арктического региона, равных 1,7 млрд. тонн, запасы тяжелой нефти составляют 1,1 млрд.т. На пяти крупных месторождениях, открытых на шельфе Печорского моря, сосредоточено 0,4 млрд.т *извлекаемых* запасов, при этом 85% из них представлены тяжелыми и битуминозными нефтями. По оценке специалистов, на месторождениях Варандей-море («Арктикшельфнефтегаз»), Приразломное («Севморнефтегаз») и Северо-Гуляевское они составляют 100% *извлекаемых* запасов, на месторождении Медыньское-море («Арктикшельфнефтегаз») — 99%, на основных горизонтах Долгинского («Газпром») — 82% [59].

**Таким образом, представляется, что разработка месторождений вязких нефтей может стать значительным резервом для поддержания уровня нефтедобычи в России. Объем запасов вязких нефтей, с учётом применения специалистами разных классификаций нефтей и разных систем классификации запасов, составляет от 6 до 10 млрд.т. При этом объем запасов вязких нефтей будет возрастать по мере разведки, в частности, в Арктическом регионе.**

Основная трудность в разработке месторождений вязких нефтей - низкая скорость фильтрации, обусловленная их высокой вязкостью. Применение традиционных методов – заводнения, например, - не позволяет достичь высокого значения КИН ввиду вязкостной неустойчивости фронта вытеснения вязкой нефти водными или газовыми вытесняющими агентами.

Однако, для всех таких нефтей **вязкость существенно снижается с ростом температуры**, обычно по одному из известных законов [107]:

$$\ln \mu = A - B \ln T, B > 0;$$

$$\ln \mu = A - B/[T + C], B > 0;$$

$$\ln (\mu + A) = BT^{-C}.$$

Более полные данные о температурных зависимостях вязкости нефтей от температуры приведены в [91, 108, 109].

Поэтому основными методами разработки таких месторождений являются **тепловые, подробнее рассмотренные далее.**

Сейчас в мире добыча нефти с применением тепловых методов осуществляется более, чем на 100 участках [76] с суммарной дневной добычей в 2 млн.баррелей/день, то есть примерно 274 тыс.т/день. Тем не менее, на сегодняшний день добыча нефти тепловыми методами невелика: всего около 2% от общей мировой суточной добычи [12, 76].

Значительный рост применения тепловых методов наблюдается в США [29, 31, 32], что видно из табл. 7.

В США, в отличие от средней мировой тенденции, процент добычи вязких нефтей вполне заметен - он составляет порядка 18%.

Подобные проекты осуществляются и в России [110], но здесь процент добычи за счёт тепловых методов незначителен, как следует из табл. 8.

Таблица 7

Годовая добыча нефти за счёт тепловых методов в США, млн.т.

	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004
<b>Термические методы</b>												
Закачка пара	13,851	17,246	22,571	21,875	21,330	21,864	19,969	20,195	21,084	20,114	17,564	16,386
Внутрипластовое горение	0,491	0,310	0,495	0,313	0,292	0,226	0,121	0,216	0,229	0,134	0,114	0,092
Закачка горячей воды			0,034	0,139	0,191	0,095	0,012	0,012	0,106	0,015	0,161	0,162
всего	14,342	17,556	23,100	22,328	21,814	22,186	20,102	20,423	21,418	20,263	17,840	16,639

Таблица 8

Дополнительная добыча нефти в России за счёт тепловых методов [110]

Год	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Годовая дополнительная добыча нефти, млн.т	1,216	1,578	1,928	2,073	3,190	3,163

Такое дополнительное количество нефти составляло менее 1% от общей годовой добычи страны.

Накопленный мировой опыт разработки залежей с высоковязкими нефтями доказал эффективность использования тепловых методов в таких случаях. **Если традиционно применяемые технологии заводнения на месторождениях с нефтями повышенной и высокой вязкости могли обеспечить конечный КИН не более 0,20–0,25, то использование тепловых методов позволяет в ряде случаев довести КИН до 0,40–0,45 [110, 111].** Имеются примеры весьма успешного опробования тепловых методов и в России [110]. В частности, на основной залежи месторождения Оха с 1968 г. применяется метод сочетания паротеплового воздействия с заводнением. На этой залежи КИН уже превысил 0,50, а по отдельным элементам он составил 0,70. Применение паротеплового воздействия на месторождении Зыбза-Глубокий Яр также на отдельных участках позволило довести КИН до 0,50.

Причина незначительного, всё-таки, вклада тепловых методов в мировую добычу, несмотря на их доказанную эффективность и хорошую проработанность, в основном, экономическая. Их применение на месторождениях вязких нефтей, естественно, обходится дороже, чем добыча лёгких нефтей на традиционных месторождениях. Например, себестоимость добычи нефти тепловыми методами составляет 40-100 \$/тонну [110], а капитальные затраты, как минимум, на 30% выше, чем на месторождениях лёгкой нефти. Положение, конечно, коренным образом должно измениться в будущем, по мере выработки традиционных и сравнительно лёгких в разработке месторождений.

Возникает естественный вопрос: насколько разработка месторождений вязких нефтей может увеличить общую нефтедобычу страны?

Абсолютно минимальную оценку можно получить следующим образом. Консервативная оценка запасов нефти России, сделана специалистами ВР [9] и равна 12,7 млрд.т, из них ТИЗ составляют порядка 7,6 млрд.т. Согласно приведенным выше данным, доля вязких нефтей составляет 10% от ТИЗ России. **Таким образом, добыча вязких нефтей традиционными методами составит, как минимум, 0,75 млрд.т.**

Но, как указано выше, коэффициент извлечения (КИН) вязких нефтей, обычно составляющий не выше 0,20-0,25, может быть существенно увеличен за счёт эффективного применения тепловых методов [110, 111] - в среднем примерно до 0,35 (по данным [43] - даже до 0,40). **Это означает, что эффективное применение тепловых методов позволит в России дополнительно получить, как минимум, около 0,45 млрд.т  $([1,4:0,25] \times 0,15)$ .**

Если же учесть, что вероятные запасы вязких нефтей составляют около 6 млрд.т и по практическому опыту разведки принять, что снижение запасов при переходе от вероятных к доказанным равно 3, то **из всех разведанных сейчас запасов вязких нефтей можно ожидать добычи за счёт**

**традиционных методов, равной 2 млрд.т, и дополнительной за счёт тепловых методов - в 1–1,5 млрд.т.**

**То есть, детальная разведка месторождений вязких нефтей и применение тепловых методов добычи позволяют ожидать добычи порядка 3-4 млрд.т за счёт их разработки в России.**

При этом степень выработанности запасов вязких нефтей в России весьма низка, **то есть они представляют собой реальный оперативный резерв добычи нефти в ближайшие 10-20 лет.**

## **7.2 Битумы**

У многих исследователей и практиков вызывают интерес возможности использования **природных битумов для поддержания добычи нефти в России. Природные битумы** — окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, масел, смол и асфальтенов. Они отличаются большим содержанием ванадия, никеля, молибдена и значительно меньшим (до 25%) содержанием бензиновых и дизельных фракций, чем обычные нефти.

Тяжёлые, сверхтяжёлые нефти и битумы сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать, они плохо фильтруются к скважине и поднимаются на поверхность, и даже при больших запасах трудно получать большие дебиты. Поскольку сегодня нефть перерабатывается, в основном, на топливо, ценятся более легкие нефти, из которых можно делать бензин, дизельное топливо и т.д. А высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, относятся к категории низкосортных, и особой охоты за ними - с целью получения больших прибылей - пока нет. Перспектива их освоения становится актуальной только с прогрессом технологии получения из них энергоносителей, альтернативных топчному мазуту и природному газу.

Добыча высоковязких нефтей и природных битумов часто рассматривается как один из *стратегических резервов* увеличения добычи углеводородного сырья. Перспективы применения связаны с внедрением технологий производства из битумов синтетической нефти. Синтетической является почти половина канадской нефти (46% [112]), устойчиво растут темпы добычи битумов и производства нефти на его основе в Венесуэле [113]. Прогнозируемые мировые *ресурсы* природных битумов составляют около 250–300 млрд.т [103] (ранее *ресурсы* битумов оценивались на уровне 550–560 млрд.т [61], 650 млрд.т [105]), прогноз *извлекаемых запасов* - до 70 млрд.т [99]. Но из-за трудностей в разработке, экологических и экономических причин на данный момент разрабатываются меньше 1% запасов природных битумов [114], современными технологиями вообще могут быть извлечены только 8% из этого количества [103].

**Битуминозные пески.** Вблизи земной поверхности битум насыщает поверхностные рыхлые пески, называемые *битуминозными песками*.

Большие залежи таких песков находятся в Канаде и Венесуэле, в двух самых крупных в мире месторождениях битума - в районе Ориноко (Orinoco Belt) в Западной Венесуэле и битуминозного песка на восточном склоне бассейна западной Канады (провинция Альберта). Добычу проводят главным образом карьерным или шахтным способом.

**В чистом виде подобных песков в России нет, и такой тип месторождений углеводородов для нас значения не имеет.**

Вообще же, доля России в *общих ресурсах битумов* невелика [105], хотя абсолютная величина *ресурсов* составляет 10–20 млрд.т, см. табл. 9.

Крупным в России ресурсным потенциалом этих углеводородов располагает Татария [105, 106]. По разным оценкам, *суммарные ресурсы высоковязких нефтей и битумов* составляют в Татарстане от 1,5 до 7 млрд. тонн условного топлива [105, 106].

На территории Татарстана выявлено 450 месторождений и проявлений природных битумов [105, 106], приуроченных к нижнепермскому,

уфимскому, ниже- и верхнеказанским битуминосным осадочным комплексам пермской системы. Они расположены в пределах Мелекесской впадины на западном и южно-восточном склонах Южно-Татарского свода (Черемшанский, Лениногорский, Альметьевский, Новошешминский районы).

Таблица 9

## Распределение ресурсов природных битумов [105]

Регион	Доля <i>ресурсов</i> природных битумов, %.
Сев. и Южная Америка	81,615
Африка	6,6
Европа	0,03
Средний Восток	0,0
Азия	6,6
<b>Россия</b>	<b>5,15</b>

Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумы тяжелые (плотность 962,6-1081 кг/м<sup>3</sup>), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4-48,0%) и сернистые (1,7-8,0%).

Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств [105].

Другие залежи битумов на территории РФ расположены в Самарской, Оренбургской областях, на Северном Сахалине, Северном Кавказе, в Республике Коми и некоторых областях Сибири. Одним из крупнейших является Оленекское месторождение битумов на северо-востоке Восточной Сибири [115].

На этом месторождении битум залегает, как и в Татарии, в пермских отложениях, с выходом пластов на поверхность в виде обнажений, причём толщина обнажений битумонасыщенных пород достигает 100-340 м. Месторождение обладает значительными *ресурсами* битумов [116]: для



пород с весовым содержанием битума более 2% - ресурсы составляют 1,3 млрд.т, для пород с весовым содержанием битума менее 2% - ресурсы составляют 2,2 млрд.т. Среднее весовое содержание составляет 3,04%.

**Все залежи битумов в России характеризуются значительной вертикальной и пространственной неоднородностью коллекторских свойств и насыщения.** Например на Мордово-Кармальском месторождении Татарии отчетливо выражена вертикальная неоднородность пласта, как по коллекторским, так и по тепловым свойствам, а также выявлена резкая изменчивость битумо- и водонасыщенности пласта (присутствие пластовой воды в скважинах установлено на самых различных уровнях) [181].

На Оленекском месторождении отмечается выборочная битумонасыщенность, приуроченная к породам с наилучшей проницаемостью, высокая изменчивость весового содержания битума - от долей процента до 10,8% [115].

Высокая изменчивость свойств пород и содержания битума значительно усложняют их разведку. Многие авторы отмечают, что поиск и разведка скоплений пермских битумов требует детальной обработки и интерпретации всего массива геологической и геофизической информации [103].

Неоднородность свойств битуминозных пород, их залегание в виде отдельных линз и небольших скоплений являются, видимо, одной из причин того, что **при значительной величине ресурсов этого сырья, величина разведанных промышленных запасов крайне невелика, хотя, например, в Татарии разведку и опытно-промышленную разработку битумов ведут уже около 40 лет.**

**На 1 января 2006 года на Госбалансе числилось 11 месторождений природных битумов с запасами 69,5 млн. т, извлекаемых - 24,4 млн. т.** Из них детально разведаны Архангельское, Екатериновское, Ново-Чегодайское, Северо-Ашалинское, Северо-Кармалинское, Туйметкинское и Больше-Каменское с общими извлекаемыми запасами категорий С1 и С2 в

количестве 10,57 млн.т. Кроме того, учтены запасы категории С2 в количестве 59,2 млн.т на 29 предварительно разведанных месторождениях и перспективные ресурсы категории С3 в количестве 61,2 млн.т на 62 предварительно оцененных битумных проявлениях [103, 105, 106, 181].

**Отметим, что в среднем на одно месторождение приходится всего 1-2 млн.т извлекаемых запасов. При этом общее число оценённых месторождений достигает 102.**

На Оленекском месторождении оценённые *запасы* битумов **пока** составляют всего 15,2 млн. т. по категории С2, поскольку из-за крайней географической удалённости полномасштабная разведка этого месторождения не проводилась.

Опытно-промышленная разработка месторождений природных битумов Татарии проводится достаточно давно. Опробованы многие методы их добычи, в первую очередь, тепловые, которые считаются практически единственными, доступными для применения в условиях Татарстана. Однако, помимо сложностей геологического строения месторождений битумов, высокой изменчивости их содержания в породах, большой вариации коллекторских свойств пород, малой величины месторождений, существуют и иные значительные причины, не позволяющие рассматривать битумы как значительный резерв поддержания добычи углеводородов в России.

Первый из них - **применение добытых природных битумов**. Вопрос об их использовании достаточно сложен. Содержание в них лёгких фракций намного ниже, чем в лёгких нефтях, поэтому они не очень перспективны для производства моторных топлив. Существующие установки НПЗ не очень приспособлены к переработке таких углеводородов, имеющих высокое содержание смол, асфальтенов и т.п.

Многие аналитики полагают, что можно применить специальные методы их переработки, получая синтетическую нефть, как при эксплуатации битуминозных песков Канады. Однако, вопрос о себестоимости такой

синтетической нефти достаточно неоднозначен. Имеются сведения, что себестоимость синтетической нефти, которая вырабатывается из природных битумов, в два-три раза выше, чем обычной.

Для разработки месторождений Татарстана такой опыт, видимо, не подходит. Месторождения битума невелики, заведомо не такие крупные, как в Канаде или Венесуэле, не локализованы в каком-то отдельном районе, а разбросаны на обширной территории. Следовательно, экономически невыгодно вкладывать средства в строительство дорогостоящих НПЗ по типу канадских, которые окупятся только через десятки лет.

Технологии переработки битумов, естественно, совершенствуются, и технологические перспективы переработки битумов в моторное топливо, безусловно, есть. **Тем не менее, способы переработки российского битума в моторное топливо пока не вышли из стадии опытно-промышленного опробования. Их экономическая целесообразность и рентабельность пока детально не определены.**

Поэтому рассматриваются различные иные пути применения природных битумов. Их считают ценным сырьём для получения малотоннажных химических продуктов, для производства битумных лаков, антикоррозионных, шумопоглощающих составов для автомобильной промышленности, радиационнозащитных покрытий, продуктов для консервации радиоактивных отходов, пластификаторов резинотехнических изделий, для производства смазочных масел, а также для получения строительных и дорожно-строительных материалов.

Особый интерес представляет проблема разработки технологически и экономически приемлемых методов выделения и рационального использования металлов и металлоорганических соединений, содержащихся в природных битумах, - ванадия, рения, никеля, стронция и других.

Резюмируя, можно сделать вывод, что, хотя *ресурсы битумов* в России весьма значительны, их месторождения, по большей части, невелики и рассеяны по значительной территории, либо расположены в крайне

удалённых и малообжитых районах Восточной Сибири. Технология переработки российских битумов в моторные топлива находится пока в стадии разработки и опытного опробования.

Их использование может иметь большое социальное значение для отдельных регионов, в первую очередь, Татарии, где сосредоточено значительное количество специалистов-нефтяников, имеется развитая промышленная инфраструктура, а добыча традиционных нефтей снижается.

**В течение ближайших десятилетий рассчитывать на природные битумы, как на резерв для поддержания нефтедобычи всей страны, видимо, не приходится. Их широкое использование в России является делом отдалённого будущего.**

## **8. Возможность поддержания добычи нефти в России за счёт вовлечения в разработку нетрадиционных залежей углеводородов**

Весьма перспективными в стратегическом плане представляются и совершенно нетрадиционные коллектора: кремнисто-глинистые и карбонатно-кремнисто-глинистые битумонасыщенные породы Западной Сибири, в первую очередь, баженовской свиты [117].

Вообще, глинистые, кремнисто-глинистые, карбонатно-кремнисто-глинистые породы с повышенным содержанием рассеянного органического вещества в Западной Сибири в виде отдельных линзовидных тел встречены в нижней юре северных районов, в подошве средней юры (радомская свита), в киммеридж-титонских отложениях Среднего Приобья (баженовский горизонт), валанжин-нижнеготеривских породах западных районов (тетеревская свита) и туроне (кузнецовская свита) [118, 119 - 121].

По мнению И.И. Нестерова [118] промышленный интерес для освоения в ближайшее время представляют битуминозные глинистые и кремнисто-глинистые отложения верхней юры и низов мела (баженовский горизонт и тетеревская свита), которые развиты на площади 1360 тыс.км<sup>2</sup> и имеют объем 37,00 тыс.км<sup>3</sup>. (см. табл. 10).

Впервые нефть была получена из битуминозных отложений баженовской свиты на Салымской площади Западной Сибири в 1968 году, когда на скважине 12-Р ударил фонтан нефти с дебитом 700 м<sup>3</sup>/сут [117]. Впоследствии были получены и большие значения начальных дебитов.

Однако разработка таких отложений традиционными методами встретила со значительными трудностями [122]. Хотя промышленная нефтеносность, например, пласта Ю<sub>0</sub> была установлена более, чем на 50 площадях, крупных открытий не последовало, несмотря на высокие начальные дебиты на отдельных скважинах. Бурение и опытно-промышленная эксплуатация были начаты ещё в 70-ых годах. При этом обнаружилась значительная пространственная изменчивость продуктивности

скважин - 30% оказались «сухими» [122], то есть не дали промышленного притока нефти. Выяснилась главная проблема эксплуатации подобных отложений вертикальными скважинами - быстрое падение дебита и невысокая накопленная добыча. Причины таких явлений связывают с низкой пористостью, проницаемостью и связностью коллектора [122].

Таблица 10

Объёмы битуминозных пород и одновозрастных сероцветных отложений Западной Сибири [118]

Возраст	Объём, тыс. км <sup>3</sup>	
	сероцветные	битуминозные
K <sub>1</sub> hot <sub>1</sub> -val	1000.0	0.24
J <sub>3t</sub> -J <sub>3br2</sub>	430.0	1.75
J <sub>3t</sub> -J <sub>3br1</sub>	730.0	34.03
Итого	2160.0	36.02

Битуминозные породы верхней юры и низов мела в Западной Сибири развиты сплошным чехлом на огромной площади [118, 119-121] (см. рис. 31 [117]).

По состоянию на 01.01.2011 г. [118] зарегистрировано 92 залежи нефти в битуминозных глинистых отложениях, в том числе в ЯНАО – 6; в ХМАО – 75; на юге Тюменской области – 8; в Томской области – 3. Соответственно, начальные извлекаемые запасы в этих регионах, подсчитанные по категориям С1+С2 составляют (в тыс.м<sup>3</sup>): 5691 (КИН=0,205); 432803 (КИН=0,190); 7631 (КИН=0,216); 277 (КИН=0,501).

Всего по Западной Сибири извлечено 11077 тыс.т. Извлекаемые запасы нефти по категориям С1+С2 утверждены в Государственно Комиссии по запасам (ГКЗ) Федерального агентства по недропользованию и экологии РФ (по состоянию на 01.01.2010 г.) равны 435330 тыс.т (КИН=0,190).

- Области развития: 1. Баженовская свита.  
 2. Тутлеймская свита.  
 3. Шаимская и Игримская свиты.  
 4. Участки отсутствия титон-нижнеготеривских отложений.  
 5. Сероцветные аналоги титон – нижнеготеривских пород.  
 6. Основные залежи нефти в битуминозных породах.  
 7. Граница Западно – Сибирской мезо – кайнозойской нефтегазоносной провинции.

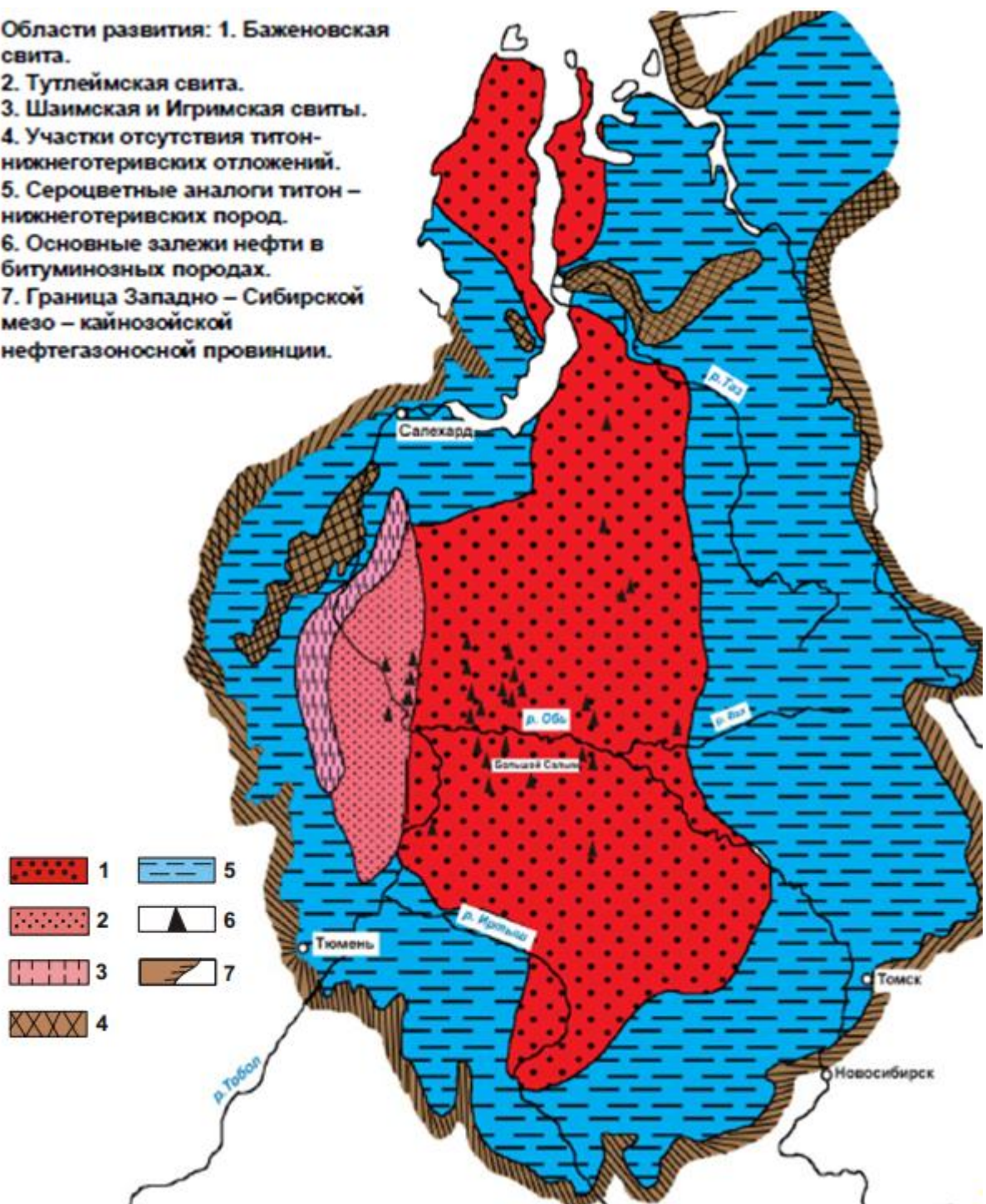


Рис. 31. Распространение битуминозных глинистых пород в Западной Сибири [117]

Более детально величина официально оценённых запасов нефти в отложениях баженовской свиты и аналогичных глинистых пород показана в табл. 11 [117].

При этом *прогнозные геологические ресурсы нефти* в глинистых и глинисто-кремнистых отложениях Западной Сибири, естественно, намного



выше цифр, приведенных в табл. 11. По весьма оптимистичным оценкам И.И. Нестерова [118] в этих породах по категориям Д2-3 геологические ресурсы составляют 591 млрд.м<sup>3</sup>, а ресурсы, извлекаемые по разработанным технологиям – 127 млрд.м<sup>3</sup>.

Консервативные же оценки традиционными методами дают величину всего 5 млрд.т [117].

Таблица 11

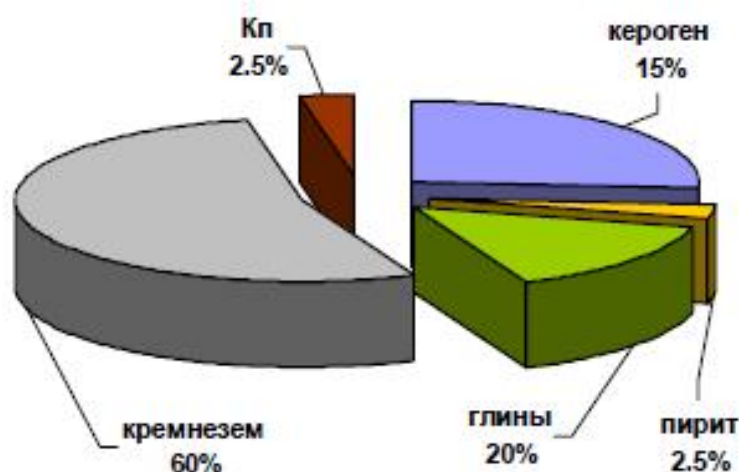
Состояние запасов углеводородного сырья в глинистых породах верхней юры и низов мела Западной Сибири [117, 118]

Наименование субъектов Федерации	Количество залежей				Текущие запасы				
	Всего	В том числе			Извлекаемые/геологические				
		В разведке	В разработке		извлечено Нефти попутного газа	Нефть; тыс.т.		Газ; млн.м <sup>3</sup>	
			Без добычи нефти	С добычей нефти		ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	ABC <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Ямало-Ненецкий автономный округ Тюменской области	6	4	1	1	<u>4</u> 0	<u>1799</u> 7074	<u>3892</u> 20628	<u>272</u> 272	<u>582</u> 582
Ханты-Мансийский автономный округ Тюменской области	76	37	24	15	<u>11058</u> 1472	<u>278657</u> 1144530	<u>143088</u> 1135231	<u>40715</u> 40715	<u>38279</u> 38279
Юг Тюменской области	8	7	0	1	<u>15</u> 1	<u>1744</u> 13808	<u>5872</u> 21588	<u>162</u> 162	<u>340</u> 340
ВСЕГО по Тюменской области	90	48	25	17	<u>11052</u> 2065	<u>283541</u> 1177005	<u>151802</u> 1184881	<u>41549</u> 41549	<u>39201</u> 39201
Томская область	3	2	1	—	<u>0</u> 0	<u>123</u> 246	<u>154</u> 307	<u>9</u> 9	<u>11</u> 11
ИТОГО по Западной Сибири	93	50	26	17	<u>11077</u> 1478	<u>282323</u> 1165658	<u>153006</u> 1177754	<u>41158</u> 41158	<u>39212</u> 39212

Правда, при этом следует учесть, что ряд исследователей критикует традиционные методы подсчёта запасов при оценке месторождений глинистых битумонасыщенных пород Западной Сибири [117], ввиду того, что на таких залежах часто фиксируется аномально высокое пластовое давление, а в глинистых коллекторах отсутствует жёсткий скелет. Однако, такие представления разделяются далеко не всеми геологами, так как



появляющиеся данные анализа керна показывают, что глинистая компонента в скелете пород баженовской свиты не столь велика, как это представлялось ранее.



**Рис. 32. Относительные доли основных породообразующих компонентов в породах баженовской свиты Средне-Назымского месторождения [122]**

Таблица 12

Параметры битуминозных глинистых пород на территории деятельности «Юганскнефтегаз» [119]

	ЮНГ
Описание	Коллектор баженовской свиты – нефтематеринская порода сложного состава - глинисто-кремнисто-карбонатного с повышенным содержанием (до 20%) органических остатков (керогена). Представлена на большей части площади Западной Сибири мощностью от 20 до 40м
Возраст	Юра (130 млн.лет)
Литология	Битуминозные глины
Площадь(км <sup>2</sup> )	8500
Средняя выработка на скважину тыс.т.	0-280 тыс.т.
Извлекаемые запасы нефти, млн. т.	(+272,8 млн.т на территории ЛУ ЮНГ - на балансе)
Средняя глубина скважины(м)	3200
Толщина	20-40
Проницаемость	0-1 мД
Прористость(%)	до 10%
Давление	от 280 до 400атм (есть зоны с АВПД)
Температура(°С)	100
Отражающая способность витринита(%)	0,6-0,97
Содержание органического вещества(%)	15
Глины(%)	14-20%
Кремний/кальцит/карбонат(%)	72,4
Входные дебиты, м3/сут	от 0 до 500 м3/сут

Согласно данным А.А. Боксермана [28-39, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129] суммарные ресурсы нефти в баженовской свите оцениваются в размере 0.8-2.1 трлн.т, а потенциал прироста извлекаемых запасов нефти оценивается в размере не менее 30-40 млрд.т.

Таблица 13

### Основные характеристики

#### глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири [118]

Параметры и их Единицы измерения	Стратиграфические подразделения битуминозных пород				
	баженовская	гутлеймская	игримская	верхне шаимская	среднее или сумма
1. Возраст. Индекс ярусов	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1b1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1v1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1h1</sub>	K <sub>1b2</sub> -K <sub>1h1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1h1</sub>
2. Площадь развития, тыс.км <sup>2</sup>	1150	110	60	50	1370
3. Толщина, м	28,6	15,9	16,0	10,0	27,2
4. Объем, тыс.км <sup>3</sup>	32,89	1,75	0,24	0,15	35,03
5. Процент органического вещества					
1.Весовые %	15	13	13	5	14
2.Объемные %	19	16	16	7	19
6. Объем керогена, млрд. м <sup>3</sup>	6249	280	38	11	6578
7. Возможный объем керогена для перераспределения водорода; млрд.м <sup>3</sup>	5207	233	32	9	5481
8. Объем керогена в баженидах, млрд.м <sup>3</sup>	1875	84	11	3	1973
9. Геологические ресурсы нефти в баженидах, млрд.м <sup>3</sup> (30% от объема керогена)	562	25	3	1	591
10. Плотность геологических ресурсов на 1 кв. км, тыс.м <sup>3</sup>	1360	230	200	260	1230
11. Коэффициент нефтеизвлечения, %	70	50	60	30	52,5
12. Извлекаемые ресурсы нефти, в баженидах, 1*10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	393	12	18	0,3	423,3
13. В том числе в изученных породах, 1*10 <sup>9</sup> м <sup>3</sup>	118	3,6	5,4	0,1	127,1
15. Плотность извлекаемых ресурсов нефти в баженидах, тыс. м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	342	109	300	6	309

Представление о параметрах рассматриваемых пород даёт табл. 12, приведенная в работе [122] для пород, залегающих в районе деятельности «Юганскнефтегаз», а объёмно-компонентную модель таких пород - рис. 32 [122]. Ряд важнейших параметров глинистых битуминозных пород Западной Сибири приведен в табл. 13 [118].

Хотя официально принятые извлекаемые полмиллиарда тонн нефти уже составляют достаточно весомую добавку к объёмам нефти, предполагаемых к добыче традиционными методами и на традиционных

месторождениях страны, этим потенциал нетрадиционных месторождений углеводородов не исчерпывается.

**В целом, судя по имеющимся данным, отложения глинистых и глинисто-кремнистых пород Западной Сибири в любом случае представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия.**

Баженовскую свиту изучают уже 40 лет, опубликованы сотни статей, книг и диссертаций. Выдвигаются различные гипотезы о процессах её образования и преобразования, о свойствах пород, строении пластов, запасах и способах разработки.

Большинство исследователей считает, что указанные отложения представляют собой совершенно уникальный объект, не похожий на традиционные по своим физическим свойствам и технологическим параметрам. Он требует особой методики подсчёта запасов и технологии разработки [117].

Обосновывается последнее утверждение тем, что по результатам разработки ряда подобных месторождений традиционными методами отмечен низкий коэффициент извлечения нефти - от долей процента до 3% от геологических запасов [182]. Из баженовской свиты, и похожей на нее по составу пород абалакской, добывают в настоящее время около 700 тысяч тонн нефти в год [130].

На сегодняшний день рассматриваются несколько методов разработки таких отложений [122, 125, 131, 127, 128]:

- добыча нефти традиционными методами из высокопроницаемых разностей и пор матрицы пород, которая реализуется на сегодня в Западной Сибири;
- применение гидроразрыва пласта (различного дизайна) для увеличения скорости притока нефти к скважине и увеличения объёма дренируемых скважиной пород (в США - с применением

простейших методов теплового воздействия на призабойную зону - термоГРП);

- создание в пласте очага горения пластовых углеводородов с закачкой в пласт воздуха (термогазовое воздействие [28–39, 123–129, 132, 136]) и преобразование керогена в жидкие и газообразные углеводороды, которые и извлекаются в добывающих скважинах.

Первые два метода уже давно опробуются в России. Особенно популярны они в США. Последнее связано с тем, что в этой стране вообще сосредоточено [133] около 70% мировых ресурсов «tight oil», что в России переводят как «сланцевая нефть» [94]. Благодаря значительным ресурсам сланцев и плотных нефтенасыщенных пород различного типа, их разработке в США уделяется гораздо больше внимания, чем в России, в недрах которой сосредоточено только 7% ресурсов «сланцевой нефти» [133].

В последние годы американские нефтяные компании заметно увеличили инвестирование работ по добыче этого вида сырья, вложив в 2011 году 25 млрд. долл. в строительство 5 тысяч скважин для добычи «сланцевой нефти» [134]. При этом применяется технология горизонтального бурения с секционными гидроразрывами в горизонтальном стволе.

Удачным примером в этой сфере является месторождение Баккен, расположенное на площади в 65 тысяч квадратных километров в штатах Монтана, Вайоминг и Северная Дакота [135]. Несколько лет назад запасы нефти оценивались здесь в 150 млн. баррелей, но по мере уточнения, при ее разведке, эта цифра достигла, по оценкам американских специалистов, умопомрачительных размеров: 11 млрд. баррелей. Как указывают специалисты, толщина нефтесодержащих сланцев в Баккене составляет 40 метров, глубина залегания - около 3 километров.

К 2012 году доля нефти, добываемой на полях Баккена, выросла с 1% до 6% от всей американской, и она продолжает увеличиваться. Два года назад на его сланцевых полях ежедневно добывалось более 300 тысяч баррелей – только за 2011 год рост составил более чем 40%. На

месторождении при этом пробурено более 4 тысяч горизонтальных скважин, с проведением на них ГРП. Предполагается, что в ближайшие годы добыча сланцевой нефти на месторождении Баккен достигнет 700 тысяч баррелей в сутки.

Некоторые эксперты утверждают, что запасы сланцевой нефти в США в пять раз больше, чем обычной в Саудовской Аравии. По сообщениям специалистов из Johnson Rice & Company, частные компании, вдохновленные успехами добытчиков нефти на месторождении Баккен, провели пробное бурение на наличие нефти на сланцевых полях месторождения Найобрара, что на границе Дакоты и Небраски. Получены обнадеживающие результаты [135].

Однако, следует подчеркнуть, что и сланцевый газ, и сланцевая нефть – ископаемые с очень низкой плотностью запасов и величиной дренируемых запасов на одну скважину, а за счёт низкой проницаемости добыча ведётся на естественном режиме. Поэтому для их добычи приходится бурить астрономическое число скважин, дебит которых быстро падает. Вследствие этого, вклад добычи таких углеводородов в общий баланс мировой добычи на длительную перспективу – достаточно спорная величина [133].)

Следует отметить, что, несмотря на 40-летнюю историю исследования и опытно-промышленной разработки месторождений баженовской свиты, окончательно технология их разработки, даже традиционными методами, пока окончательно не создана [130, 117, 118].

Если принять оптимистичную оценку *ресурсов нефти* в глинистых битуминозных отложениях Западной Сибири, равную 127 млрд.т [118], то официально принятые **извлекаемые полмиллиарда тонн нефти увеличатся до нескольких миллиардов тонн извлекаемых запасов. В принципе, это достаточно перспективный резерв нефтедобычи. Существенного прироста добычи из таких пород Западной Сибири можно ожидать уже в среднесрочной перспективе, если будут целенаправленно приложены значительные усилия по отработке**

**современной технологии добычи и инвестированы значительные финансовые средства.**

На сегодняшний день наиболее перспективным методом для полномасштабной разработки месторождений баженовской свиты является метод термогазового воздействия (ТГВ) с созданием подвижного очага высокотемпературного горения или низкотемпературного окисления .

Перспективность этого разрабатываемого метода [28–39, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 132] основана на том, что углеводородные ресурсы глинистых битуминозных отложений содержатся в двух формах:

1. в органическом веществе – керогене, среднее содержание которого 15-24% от объёма породы [28, 30, 39, 122, 119-121];
2. в форме легкой нефти (продукт естественного преобразования керогена при погружении кероген-содержащих пород, под действием природных температур и давлений); она содержится в трещинно-поровом пространстве пород, средний объём которого 2,5-7% от объёма породы [28, 30, 122].

**Именно последняя нефть и добывается с помощью традиционных методов или с применением современных вариантов ГРП.**

КЕРОГЕН — часть рассеянного органического вещества осадочных пород (низких стадий преобразования), нерастворимая в органических растворителях.

Кероген представляет собой ассоциацию разнородных детритных и тонкодисперсных органических остатков, преобразованных большей частью в анаэробных условиях. Структуру керогена представляют в виде макромолекулы, составленной конденсированными карбоциклическими ядрами, соединёнными гетероатомными связями или алифатическими цепочками. Согласно теории появления органических нефтяных материалов остатки растений и морских организмов под воздействием высоких температур и давления преобразуется в первую очередь в кероген, затем в битум и, наконец, в нефть и газ.

При температурах 320-380 °С происходит разрыв связи углерод-углерод в алифатических цепях и узлах кольцевых структур с образованием метильных и метиленовых групп в молекулах с числом атомов углерод до 40, которые в нефтях составляют 40-60% [28, 30, 32, 38, 39, 40, 42, 49, 117, 118]. То есть, происходит преобразование (пиролиз) керогена в жидкие углеводороды, близкие к нефти.

**При иницировании в пласте подвижного очага горения или окисления путём закачки воздуха (возможно, обогащённого кислородом), температура пласта повышается и начинается преобразование (пиролиз) керогена [28, 30, 32, 39, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 132, 136]. Получаемая in-situ (в пласте) нефть может быть добыта.**

При этом учитывается, что, по мнению ряда исследователей, битуминозные породы баженовской свиты состоят из двух компонент [28, 30, 32, 39, 123-129, 132, 136]:

1. микротрещиноватого (порово-трещиноватого) коллектора – практически непроницаемой матрицы;
2. макротрещиноватого (трещинно-кавернозного) коллектора.

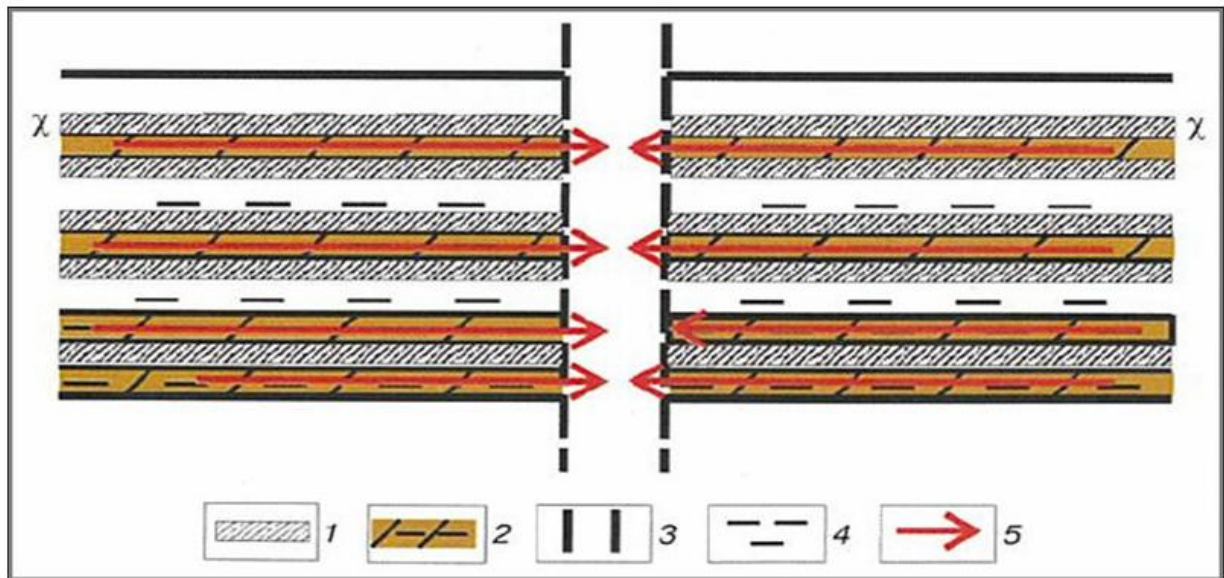
Доля литотипов пород месторождений баженовской свиты с преобладанием **макротрещиноватого** коллектора примерно кратно ниже доли литотипов с **микротрещиноватостью** [119-121, 123-128, 183, 184].

Первый отдаёт образующуюся при пиролизе лёгкую нефть в систему трещин, по которым она фильтруется к скважине (см. рис. 33 [136]).

Кероген содержится как в дренируемых, так и в недренируемых литотипах пород. В недренируемых породах доля керогена достигает 40%, в дренируемых – 4-10%, что сопоставимо с содержанием в них легкой нефти [28, 30, 32, 39, 123-129, 132].

Экспериментальные исследования свидетельствуют, что при нагреве керогена до 250-300°С и выше в результате пиролиза из него может формироваться значительная доля легкой нефти. При этом в результате

термолиза из керогена выделяются примерно в равных долях углеводородный газ и легкая нефть в объеме порядка 40-60%.



Принципиальная схема строения коллектора Баженовской свиты Средне-Назымского месторождения:  
 1 – слой  $\chi$  нефтематеринской породы;  
 2 – плотный карбонатизированный трещиноватый прослой;  
 3 – перфорированный ствол скважины;  
 4 – битуминозные глины;  
 5 – пути миграции нефти в скважину

**Рис. 33. Приближённая схема строения баженовской свиты по данным работы [136]**

Согласно данным экспериментальных исследований [28, 30, 32, 39, 123-129, 132] **кернов, отобранных из микротрещиноватых пород**, при нагреве до 250-350 °С и выше они становятся дренируемыми. Объем извлекаемой при этом нефти сопоставим, а может и существенно превышать, количество легкой нефти, извлекаемой из макротрещиноватых пород.

Наряду с созданием очага горения или окисления предлагается [28, 30, 32, 39, 132, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129] одновременно применить и иной, известный, арсенал методов увеличения нефтедобычи:

- бурение горизонтальных, горизонтально-разветвленных скважин, боковых стволов;
- проведение гидроразрыва пласта различного дизайна, в том числе направленного;
- щелевая разгрузка призабойных зон;



- инициирование «сухого горения» в призабойной зоне для увеличения её приёмистости в глинистом коллекторе до закачки в него воздуха и воды.

В принципе, количество керогена в рассматриваемых породах Западной Сибири колоссально (см. табл. 14 [117]) и составляет более 6 трлн.т. Даже если предлагаемый способ воздействия позволит извлечь в виде лёгкой нефти 0,1% от этого количества, то это **составит 6 млрд.т.**

Таблица 14

Объём керогена в глинистых битуминозных коллекторах  
Западной Сибири [118]

Параметры и их единицы измерения	Стратиграфические подразделения битуминозных пород				
	баженовская	тутлеймская	игримская	верхнее шаимская	среднее или сумма
1. Возраст. Индекс ярусов.	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1b1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1v1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1h1</sub>	K <sub>1b2</sub> -K <sub>1h1</sub>	J <sub>3t1</sub> -K <sub>1h1</sub>
2. Площадь развития, тыс.км <sup>2</sup>	1150	110	15	15	1290
3. Толщина, м.	28,6	15,9	16,0	10,0	27,2
4. Объем, тыс.км <sup>3</sup>	32,89	1,75	0,24	0,15	35,03
5. Объем органического вещества	15	13	13	5	14
5.1 Весовые %	19	16	16	7	19
5.2 объемные %					
6. Вес керогена, млрд.т	6249	280	38	11	6578

Приведенные литературные данные свидетельствуют, что **отложения баженовской свиты и аналогичных отложений Западной Сибири могут быть серьёзным резервом нефтедобычи, прежде всего, с применением термических методов. Причём потенциальное количество дополнительно добытой нефти может составить до нескольких млрд.т.**

Достаточно консервативная оценка составляет 10-15 млн.т в год в течение 20 лет, то есть 2,0-3,0 млрд.т накопленной добычи [130]. В литературе приводятся и намного более оптимистичные, даже экстремальные, оценки - 30 млрд.т [43], 35-50 млрд.т [28-39], что, на наш взгляд, публикуется, в основном, для привлечения внимания к проблеме.

Однако, безусловно, этот резерв следует учитывать при выработке стратегии обеспечения нефтяными ресурсами.

При этом следует не забывать, что объём теоретических, лабораторных и стендовых исследований, который должен предшествовать началу промышленного применения, явно уступает степени проработки многих иных, более простых, МУН, ввиду недостаточного объёма финансирования этих работ.

Мировая практика показывает, что при разработке любых новых методов увеличения нефтеотдачи от начала исследований до масштабного промышленного освоения метода проходит несколько десятилетий [76], что наглядно демонстрирует график развития во времени термического метода разработки месторождения Cold Lake в Канаде (рис. 34).

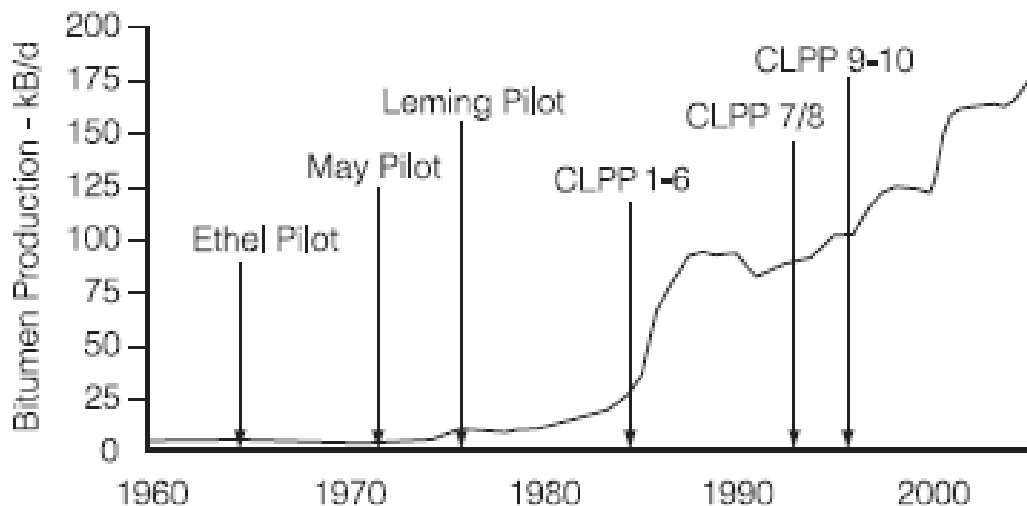


Рис. 34. Развитие во времени термического способа разработки месторождения ColdLake в Канаде [76]

**Разработку отложений баженовской свиты путём создания подвижного очага горения следует рассматривать как стратегический резерв обеспечения в России стабильной нефтедобычи.**

**Научно-техническую его проработку надо существенно расширить и финансировать уже сейчас.**

Баженовская свита является не единственным объектом, который может представлять интерес как стратегический резерв для поддержания или наращивания нефтедобычи.

Таким объектом могут являться и высокобитуминозные, достаточно глубоко залегающие, отложения Волго-Уральской провинции [137]. Эти породы известны как доманикиты или доманикоиды, содержат рассеянное ОВ (органическое вещество) сапропелевого типа ( $C_{\text{орг}} = 5-20\%$ ). Доманикиты представлены глинистыми, глинисто-карбонатными, кремнисто-глинисто-карбонатными и кремнистыми разностями пород. На территории востока Восточно-Европейской платформы доманикиты развиты в Пермской, Самарской областях, Татарстане и Башкортостане.5

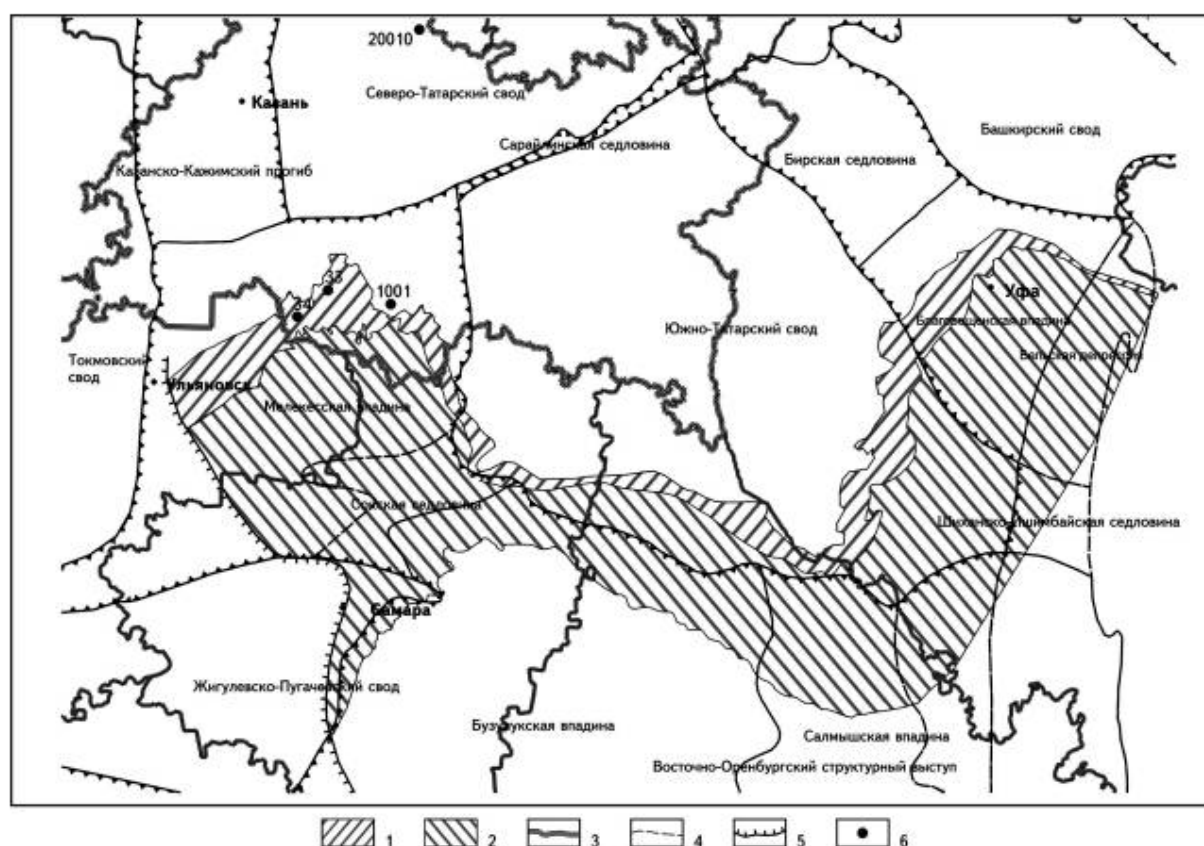
Доманикиты приурочены к отложениям от саргаевского горизонта среднефранского подъяруса верхнего девона до кизеловского горизонта турнейского яруса нижнего карбона и образуют битуминозную кремнисто-глинисто-карбонатную формацию.

Особое место в разрезе доманиковой формации занимают отложения доманикового и мендымского горизонтов верхнего девона, с которыми связывают основной генерационный потенциал в разрезе доманикитов [137].

Выполненный авторами работы [137] анализ показал, что толща пород мендым-доманикового возраста вступила в главную зону нефтеобразования в южной части Татарстана. В тектоническом отношении граница вступления данной толщи в главную зону нефтеобразования или северная граница распространения эффективной нефтематеринской толщи прослежена по центральной (осевой) части Мелекесской впадины. Здесь мощность эффективной нефтематеринской толщи составляет 73 м.

По мере погружения этой толщи в южном направлении она полностью вступает в главную зону нефтеобразования и ее мощность соответствует средней суммарной мощности отложений мендымского и доманиковского горизонтов, принятой равной 100 м.

Согласно данным расчета *прогнозных ресурсов* эффективной нефтематеринской толщи мендым-доманиковского возраста, данная толща генерировала 852,14 млрд.т УВ. Из этого количества эмигрировало 161,58 млрд.т УВ. Учитывая благоприятные структурно-геологические условия рассматриваемой территории, авторы работы [137] предположили, что в залежах аккумулировалось 32,316 млрд.т УВ.



**Рис. 35.** Карта распространения эффективной нефтематеринской толщи мендым-доманиковского возраста центральной части Волго-Уральской НГП [137]  
 1 и 2 – зоны распространения нефтематеринских толщ с мощностью 73 м и 100 м;  
 3 – административные границы областей и республик РФ;  
 4 – границы между тектоническими элементами I порядка;  
 5 – граница распространения нефтепроизводящих толщ по К.Б. Аширову;  
 6 – параметрические скважины

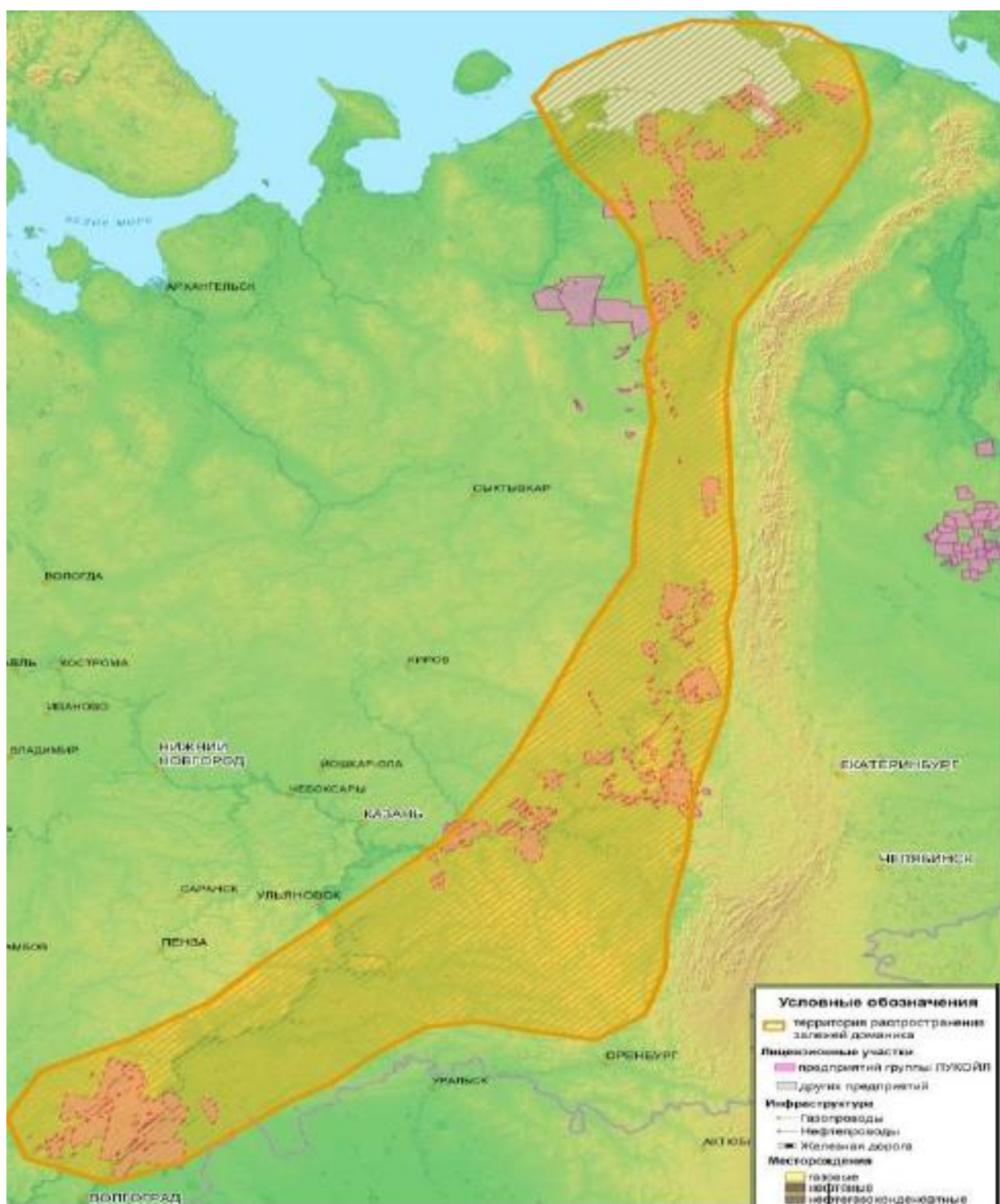
Очевидно, что это – далеко не весь объём высокобитуминозных доманикитов. Их потенциал, который только начинает изучаться, намного больше. Об этом свидетельствует и карта распространения глинистых и глинисто-кремнистых высокобитуминозных пород России [40], показанная на рис. 36.



**Рис. 36. Распространение глинистых и глинисто-кремнистых высокобитуминозных отложений («сланцев») [40]. Красный цвет – преимущественно газовое насыщение, зелёный – преимущественно нефтяное, чёрный – преимущественно нефтегазовое**

Более детально распространение перспективных отложений только доманика показано на рис. 37 [127, 40].

Следует подчеркнуть, что как отложения баженовской свиты, так и большая часть распространения доманиковых отложений расположены в обжитых районах (Татария, Башкирия, Западная Сибирь) с хорошо развитой нефтегазовой инфраструктурой, сетью коммуникаций и линий электроснабжения и квалифицированными кадрами нефтяников.



**Рис. 37** Распространение перспективных отложений доломита (выделено желтовато-зелёным цветом) [40]



## 9. Краткая характеристика тепловых методов воздействия на пласт

Как видно из приведенных выше литературных данных, **в России есть серьезные резервы для поддержания уровня нефтедобычи или даже её увеличения.**

К **оперативным резервам** подобного рода можно отнести следующие:

- применение всего арсенала контроля и регулирования заводнения на месторождениях «лёгких» нефтей,
- разработка и внедрение методов поиска и разработки остаточных запасов нефти на уже выработанных и обводнённых участках нефтяных месторождений,
- применение (при надлежащей государственной поддержке) различных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях «лёгких» нефтей,
- применение механических и газовых МУН на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами,
- применение термических методов разработки вязких нефтей.

**Стратегическим резервом** является разработка и внедрение методов внутрипластового преобразования органического вещества (керогена) глинистых и глинисто-кремнистых высокобитуминозных пород отложений баженовской и аналогичных свит Западной Сибири, а также доманиковских отложений Европейской части России.

Процесс преобразования керогена может быть реализован, по-видимому, только термическими методами [28–39, 129], в первую очередь, путём создания в пласте либо подвижного очага высокотемпературного горения углеводородов, либо низкотемпературного их окисления (термогазовый метод – ТГВ).

**Поэтому, разработка термических методов вообще, а двух последних модификаций в особенности, приобретает большое значение для отечественной нефтегазовой отрасли, поскольку именно они могут**

**обеспечить поддержание или даже рост добычи нефти на длительную перспективу.**

Рассмотрим эти методы несколько подробнее.

На промыслах мира и России разработано, испытано и применяется значительное количество технологий термического воздействия на пласт [90, 91, 108, 138, 139, 140], поскольку выбор конкретного метода определяется совокупностью различных геолого-физических характеристик разрабатываемых объектов и экономическими условиями разработки [90, 91, 108, 140, 141]. Они основаны на разных способах повышения температуры пласта и снижении вязкости нефти [28–39, 91, 116, 142, 138]:

- Непрерывная закачка пара или вытеснение паром;
- Циклическое нагнетание пара;
- Циклическое воздействие паром на пласт (CSS);
- Нагнетание горячей воды;
- Гравитационный режим закачки пара (SAGD);
- Прогрев затрубного пространства паром (HASP);
- Периодическая закачка пара в горизонтальные скважины;
- Попеременная закачка воды и пара (WASP);
- Экстракция растворителем в паровой фазе (VAPEX);
- Закачка воздуха и внутрипластовое горение (для вязких нефтей);
- Закачка воздуха и низкотемпературное окисление нефти (ТГВ или НРАИ)
- Внутрипластовое горение в присутствии воды (Wet In-Situ Combustion);
- Внутрипластовое горение при закачке воздуха в вертикальную скважину и добыче из горизонтальной (ТНАИ – Toe-to-Heel Air Injection);
- Другие технологии, в том числе экспериментальные, например микроволновый нагрев.



Тепловые методы разрабатываются и исследуются уже 100 лет [91], проведено огромное число теоретических, лабораторных и стендовых исследований, а также опытно-промышленных работ на различных участках [28–39, 91, 108, 132, 138, 139, 140]. В первую очередь, это относится к методам закачки пара и, особенно, к внутрискважинному горению.

Следует отметить, что закачка в пласт теплоносителя с поверхности требует его нагрева на поверхности и закачки по скважине на глубину залегания пласта. При этом и потери тепла велики, и расход того или иного вида энергии на нагрев теплоносителя весьма значителен [138]. А ведь для производства источника энергии на поверхности уже затрачивалась огромная работа, например, по добыче углеводородов, производстве топлива, его транспортировке к месту работ и т.д.

Поэтому одним из наиболее перспективных методов теплового воздействия является инициирование в пласте высокотемпературного горения или низкотемпературного окисления. В этом случае источник тепла находится непосредственно в пласте, и энергия генерируется из углеводородов самого пласта [28–39, 91, 108, 132, 138, 139, 140].

Перспективность инициирования процессов высокотемпературного горения или низкотемпературного окисления нефти в пласте связана ещё и с тем, что они вызывают не только снижение вязкости, но и несколько сопутствующих физических явлений, способствующих более полному извлечению нефти из пласта [2–39, 91, 108, 129, 132, 138, 139, 140]:

- повышение температуры пласта вызывает значительное уменьшение вязкости нефти;
- возникающие в результате происходящих реакций газы, в частности  $\text{CO}_2$ , растворяясь в нефти, увеличивают её объём, уменьшают вязкость, тем самым увеличивая подвижность; при этом движущиеся газы вытесняют нефть от нагнетательной к добывающей скважине [143, 116].

- согласно некоторым гипотезам [28–39, 129], возникновение больших температурных напряжений, возможно, вызывает растрескивание породы, что увеличивает её общую проницаемость.

Указывают и на изменение смачиваемости породы при воздействии температуры и образовавшихся газов [143]. На влиянии большинства из этих процессов основан и весьма перспективный метод увеличения нефтеотдачи лёгких нефтей путём изотермической закачки в нефтяной пласт  $\text{CO}_2$  при высоком давлении [116]. **При этом преимуществом рассматриваемого метода является то, что источник  $\text{CO}_2$  находится в самом пласте и вопрос о необходимости его транспортировки на месторождение от внешних источников отпадает.**

За счёт этих факторов можно добиться существенного увеличения количества добываемой нефти.

Например, согласно обзору [90], снижение капиллярного числа в 1000 раз приводит к уменьшению остаточной нефти практически вдвое. Уменьшение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов в 200 раз приводит к увеличению доли подвижной нефти в породе в 3 раза.

За исключением двух, наиболее для нас интересных, методов теплового воздействия, большинство остальных основаны на закачке в пласт того или иного теплоносителя, в том или ином временном режиме [90, 91, 108, 139, 140, 141, 144-151]:

- ❖ непрерывное продолжительное нагнетание горячей воды, водяного пара;
- ❖ создание тепловой оторочки горячей воды, водяного пара с последующим продвижением её посредством нагнетания не нагретой воды;
- ❖ комбинированное нагнетание пара с добавлением неконденсирующихся газов, углекислого газа  $\text{CO}_2$ , азота  $\text{N}_2$ , и др.;
- ❖ термополимерное воздействие;

- ❖ циклическое внутрислое полимерно-термическое воздействие;
- ❖ импульсно-дозированное термическое воздействие;
- ❖ импульсно-дозированное термическое воздействие с паузами;
- ❖ циклическая паротепловая обработка скважин;
- ❖ теплоциклическое воздействие;
- ❖ вытеснение нефти вспененным паром;
- ❖ паротепловое воздействие с раствором карбамида;
- ❖ термощелочное воздействие.

**Непрерывное продолжительное нагнетание горячей воды, водяного пара и дымогазов** (продуктов горения топлива) применяли на начальной стадии испытания и внедрения термических технологий. Такие технологии при промышленном их применении вследствие большого расхода тепловой энергии (в частности топлива) всегда сопровождаются на завершающей стадии нагнетанием ненагретой воды [139, 140].

При этом нагнетание горячей воды было признано менее эффективным, чем закачка пара [141].

**Создание тепловой оторочки с последующим её продвижением ненагретой водой** широко применяется при проектировании и разработке нефтяных залежей термическими методами [108, 144-151]. Тепловая оторочка - это нагретая зона вокруг нагнетательной скважины (или нагнетательных скважин), которая создается, как правило, путем нагнетания водяного пара. Размер оторочки определяется расчетным путем в зависимости от физико-геологических условий конкретного объекта и обычно составляет 0,2-0,3 порового объема разрабатываемого участка [139, 140].

**Нагнетание парогазового теплоносителя** призвано устранить один из недостатков насыщенного водяного пара, как теплоносителя, а именно - резкое сокращение его объема при конденсации пара по мере движения вглубь пласта. Для устранения этого недостатка к нагнетаемому пару

добавляются неконденсирующиеся газы - дымовые газы, углекислый газ, азот и другие невзрывоопасные газообразные агенты [139, 140].

Другим положительным качеством парогазового теплоносителя является возможность получения водяного пара при более низких температурах, чем «чистый» водяной пар [139].

**Термополимерное воздействие** предусматривает нагнетание в неоднородный пласт сложного строения, содержащий нефти повышенной (до 30 мПа·с) и высокой (более 30 мПа·с) вязкости, подогретого раствора полимера. Температура подогрева выбирается таким образом, чтобы она не вызывала заметной термодеструкции применяемой марки полимера.

Подогретый раствор полимера, например, полиакриламида, имея невысокую вязкость, проникает в первую очередь в наиболее проницаемые слои неоднородного пласта, вытесняя оттуда нефть к добывающим скважинам. При своем движении полимер остывает, вязкость его увеличивается и, таким образом он, как бы «закупоривает», высокопроницаемые слои пласта. Поэтому следующие порции нагретого полимера будут вынуждены поступать в менее проницаемые слои пласта.

**Циклическое внутрипластовое полимерно-термическое воздействие** является дальнейшим развитием и совершенствованием технологии термополимерного воздействия. Согласно регламенту, предусматривается поочередное циклическое нагнетание теплоносителя и ненагретого раствора полимера, в частности, полиакриламида [139, 140].

При простом термополимерном воздействии в пласт закачивается раствор полимера, нагретый на поверхности. При **циклическом полимерно-термическом воздействии** раствор полимера подогревается непосредственно в пласте. Для этого технологический процесс начинается с нагнетания теплоносителя и в призабойной зоне пласта создается прогретая зона расчетного объема.

При **импульсно-дозированном термическом воздействии** в пласт циклически попеременно закачиваются теплоноситель и холодная вода в

пропорциях, рассчитанных для создания в пласте эффективной температуры вытеснения нефти. При многократном повторе расчетных циклов «пар-холодная вода» активизируется вытеснение нефти не только из трещин, но и из поровых блоков трещиновато-пористого пласта, что обеспечивает эффективное вытеснение нефти в целом из залежи [139, 140].

Эта технология является энергосберегающей, что достигается ограничением объема вводимого в пласт теплоносителя и уровня подогрева пласта - только до эффективной температуры. В периоды нагнетания холодной воды парогенераторы переключают на подачу теплоносителя на другие участки залежи, что позволяет интенсифицировать охват пласта тепловым воздействием и рационально эксплуатировать теплогенераторную установку.

Технология успешно применяется при разработке Гремихинского нефтяного месторождения Удмуртской Республики [140].

**Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузами** является усовершенствованием предыдущей технологии. После периодов закачки теплоносителя в процессе закачки холодной воды делаются кратковременные остановки (паузы). В период этих пауз происходит снижение давления в трещинах, создаются перепады давления между системами трещин и блоков, что обеспечивает вовлечение в активную разработку низкопроницаемых зон [108, 140].

**Циклическая паротепловая обработка скважин** получила наиболее широкое распространение на практике. Применяется преимущественно для обработки добывающих скважин с целью увеличения их продуктивности, а также и для обработки нагнетательных скважин для увеличения их приемистости [139, 140].

Технологию условно можно назвать циклической, поскольку ее применение можно повторить на одной и той же скважине несколько раз.

Согласно классическому варианту эта технология предусматривает следующие операции:

- подготовка скважины,
- нагнетание пара,
- выдержка скважины при закрытой задвижке на устье,
- ввод скважины в эксплуатацию.

Пар обычно нагнетают в течение 10-14 суток, иногда и более. Количество нагнетаемого пара доходит до 1500-5000 т. и более. Скважина выдерживается в закрытом состоянии обычно 5-7 суток (до полной конденсации пара, находящегося в стволе скважины).

При удачно проведенных операциях паротепловой обработки дебит скважин по нефти увеличивается до 5-10 раз, а продолжительность работы скважин на повышенном дебите составляет 3-5 месяцев и более.

Промысловые исследования показывают, что увеличение дебита при таком воздействии происходит не только в результате снижения вязкости нефти, но и в результате очищения от парафина и других отложений фильтра скважины и поровых каналов в призабойной зоне.

По окончании эффекта увеличения дебита операцию паротепловой обработки повторяют, однако с каждым разом количество закачиваемого пара увеличивается, а количество дополнительно добытой нефти уменьшается.

Данная технология успешно применяется во многих нефтедобывающих странах: США, Венесуэле, Китае, Индонезии и др. В нашей стране эта технология успешно применялась на месторождениях Краснодарского края [140].

**Теплоциклическое воздействие** [108] предусматривает нагнетание заданного количества теплоносителя в данный объект и через нагнетательные, и через добывающие скважины. Закачка теплоносителя в нагнетательные скважины ведется в непрерывном режиме, а в добывающие скважины - циклически.

**Вытеснение нефти вспененным паром** [108] заключается в закачке в пласт предварительно подогретой жидкости, пара и паровспенивающих ПАВ,

в которых перенос ПАВ замедлен ионным обменом многовалентных катионов из породы.

После этой жидкости закачивается паровспенивающий агент, содержащий пар, паровспенивающий ПАВ и одновалентный электролит. В качестве ПАВ предлагается олефиновый сульфонат [108].

**Паротепловое воздействие с раствором карбамида [108]** заключается в закачке оторочек теплоносителя и карбамида, сочетающий в себе тепловое, щелочное и углекислотное воздействие на пласт.

**Термощелочное воздействие [108]** состоит в закачке теплоносителя, а затем раствора щёлочи. В результате происходит снижение проницаемости наиболее проводящих путей в пласте.

Основное преимущество термических методов воздействия — одновременное наложение эффектов гидродинамического и термодинамического воздействия [108, 144-151]. Тепло в системе «нефть - порода» оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные) и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в следующем:

- уменьшении вязкости нефти,
- увеличении ее подвижности,
- ослаблении структурно-механических свойств, снижении толщины граничных слоев,
- улучшении условий для капиллярной пропитки,
- переходе компонентов нефти в газообразное состояние,
- улучшении условий смачиваемости вытесняющим агентом,
- увеличении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи.

**Очевидно, что изменение вязкости с ростом температуры является наиболее значимым фактором при применении термических методов на месторождениях вязких нефтей [138].**

При разработке залежи вязкой нефти в режиме растворенного газа без теплового воздействия конечный КИН обычно не превышает 0,07 [108] и лишь редко достигает 0,15.

Самым действенным эффектом теплового воздействия является снижение вязкости нефти в пластовых условиях [108], за счёт чего КИН может увеличиться на 0,3 [108].

Однако наряду со снижением вязкости нефти, происходят и другие сложные процессы, способствующие повышению нефтеотдачи пластов.

При фильтрации теплоносителя по трещинам и другим высокопроницаемым зонам пористые блоки нагреваются, и за счёт термического расширения нефть из них поступает в трещины в неизотермических условиях, когда температура пласта непрерывно возрастает. Согласно некоторым оценкам [108] за счёт этого фактора КИН может увеличиться на 0,08.

При термическом воздействии в пласте происходят сложные процессы газообразования и конденсации, которые для краткости в справочнике [108] названы «дистилляцией». Это своеобразный процесс испарения части нефти, остающейся в порах скелета пласта после её вытеснения, в том числе, и горячим конденсатом, движущимся впереди фронта паровой зоны. Дистиллирующуюся часть пластовой нефти составляют её легкие компоненты, обладающие, по сравнению с тяжелыми остатками, более высокой упругостью паров. Легкие фракции нефти и нагнетаемый пар переносятся по пласту в менее нагретые участки и конденсируются. По мере расширения зоны горячего пара содержание легких компонентов перед фронтом паровой зоны будет увеличиваться и образуется оторочка, являющаяся хорошим растворителем. Нагнетаемый в пласт пар движется уже в виде пароконденсатной смеси; поэтому вытеснение нефти происходит как паром и горячей водой, так и образованными углеводородными растворителями. Легкие углеводороды перемешиваются с нефтью, снижают



ее вязкость и способствуют дальнейшему вытеснению пластовой нефти горячим конденсатом.

Прирост КИН в результате действия этих факторов может достигать 0,09 [108].

Снижение давления в залежи ниже давления насыщения способствует выделению из пластовой жидкости растворенного в ней газа, его расширению и вытеснению нефти по направлению к добывающим скважинам. Но коэффициент полезного действия газа при этом очень низок. По мере дальнейшего падения давления (ниже определенного критического значения) все большее количество газа вхолостую проскальзывает к скважинам в связи с вязкостной неустойчивостью. При этом после выделения некоторого количества растворенного газа существенно повышается вязкость нефти, а при достижении газонасыщенности пласта определенного значения сильно падает относительная фазовая проницаемость по нефти. Оба эти фактора снижают подвижность нефти (повышают фильтрационные сопротивления пласта для нефти), что снижает дебиты скважин по нефти и нефтеотдачу.

По данным справочника [108] влияние этого фактора может дать прирост КИН не более 0,07.

Влияние смешивающегося вытеснения и иных факторов (иногда, гравитации, например) может привести к приросту КИН на 0,1.

Суммированием всех указанных составляющих повышения КИН, в справочнике [108] получено, что в наиболее благоприятных условиях конечный КИН при термическом воздействии может достигнуть величины, равной 0,70.

Однако, очевидно, что это – некая оптимистичная и предельная величина повышения нефтеотдачи. В табл. 15 из того же справочника [108] приведены более реалистичные оценки нефтеотдачи, достигаемой за счёт применения термических и некоторых других методов.

**Разумеется, как и любой другой метод добычи нефти, тепловые методы разработки залежей вязких нефтей имеют свои недостатки и ограничения.**

При паротепловом воздействии весьма ощутимыми становятся потери тепла при движении пара по наземным трубопроводам и по стволу скважины [138]. Потери тепла по стволу скважины можно уменьшить, установив пакеры на насосно-компрессорных трубах, изолировав их от эксплуатационной колонны. Можно использовать и теплоизолированные НКТ. Однако эти мероприятия по снижению потерь тепла довольно дороги и снижают экономическую эффективность процесса [108].

Таблица 15

**Достижимый прирост нефтеотдачи  
при применении различных методов воздействия [91, 108]**

Процесс	Коэффициент вытеснения, %	Коэффициент охвата по площади, %	Коэффициент охвата по толщине, %	Коэффициент нефтеотдачи, %
Внутрипластовое горение	95	70	85	56
Паротепловое воздействие	65	70	85	39
Пароциклическая обработка	-	-	-	20
Заводнение с микроэмульсией	90	70	80	50
Заводнение с CO <sub>2</sub>	80	50	80	32
Заводнение с NaOH	35	70	80	20

Пористость является еще одной критической переменной: чем ниже пористость пласта, тем меньше пластовой нефти будет содержаться в единице пластового объема и тем больше вводимого тепла расходуется на подогрев самой породы, чем на пластовые флюиды. Согласно накопленному

опыту, пористость пласта, подверженного термическому воздействию, должна быть в пределах 10-30% [108].

Высокоэффективные работы по термическому воздействию (за исключением создания фронта низкотемпературного окисления нефти), в основном, проводились, в высокопроницаемых коллекторах. Высокие значения гидропроводности способствуют высокому темпу ввода в пласт теплоносителя и продвижению его по пласту, что значительно снижает теплотери в кровлю и подошву пласта. Пласты, содержащие разбухающие глины, не пригодны для закачки пара, так как их проницаемость значительно ухудшается в процессе нагнетания теплоносителя [108].

Коллекторы с интенсивной трещиноватостью обычно мало пригодны для непрерывного вытеснения нефти паром, так как закачиваемый пар прорывается по трещинам в добывающие скважины, значительно снижая коэффициент охвата воздействием по площади.

Толщина пласта также является важной характеристикой для эффекта паротеплового воздействия. С увеличением толщины пласта пропорционально уменьшаются теплотери в покрывающие и подстилающие породы. Поэтому большие запасы высоковязких нефтей, находящихся в пластах толщиной менее 4 м, пока не используются для добычи термическими методами. С другой стороны, гравитационное разделение чаще происходит в толстых пластах, и закачанный пар движется, в основном, по его верхней части (до начала его конденсации). Поэтому считается, что толщина пласта не должна превышать 30 м [108].

Начальная нефтенасыщенность пласта перед применением тепловых методов, является важным индикатором, влияющим на эффективность процесса. Считается, что для того, чтобы добытая нефть превысила объемы топлива, израсходованного на производство пара, и обеспечила дополнительную добычу, плотность извлекаемых запасов нефти должна быть не менее  $800 \text{ м}^3/\text{га}\cdot\text{м}$  [108].

Толщина водяного слоя (если залежь имеет подошвенную воду) существенно влияет на успешность применения паротеплового воздействия. Если отношение толщины водонасыщенного слоя к нефтенасыщенному превышает величину 0,2, то в таких пластах не рекомендуется проведение паротеплового воздействия [108].

В целом, методы теплового воздействия при разработке месторождений вязких нефтей, основанные на закачке в пласт того или иного теплоносителя, в том или ином временном режиме имеют ряд ограничений для применения. Часть из них, геолого-физическая, указана выше.

**Однако, следует отметить, что данные методы можно считать не очень энергоэффективными, то есть отношение энергии, затраченной на добычу нефти к количеству энергии, добытой на поверхность, не слишком высоко.** В самом деле:

- топливо для нагрева теплоносителя на поверхности надо ещё добыть, переработать и транспортировать на месторождение;
- часть тепла теряется при движении теплоносителя по скважине;
- по мере продвижения фронта вытеснения от нагнетательной скважины – всё больше тепла будет расходоваться на вынужденный нагрев зоны ЗА фронтом вытеснения, которую греть фактически уже не нужно. Этот недостаток меньше в циклическом способе паротепловой обработки отдельной скважины («закачка – отбор»), но только на первом цикле. При всех последующих циклах опять-таки будет прогреваться значительная часть прискважинной зоны, из которой вся нефть уже отобрана.

По первой из указанных причин закачка пара не может быть реализована в глубокозалегающих пластах, имеющих малую толщину и низкую проницаемость. Разработка супертеплоизолированных НКТ, высокотемпературных пакеров и забойных парогенераторов может увеличить глубину проведения паротеплового воздействия до 1500 м [94],

хотя в этом случае экономические показатели проекта могут стать неудовлетворительными.

**С этой точки зрения методы создания очага высокотемпературного горения или низкотемпературного окисления нефти in-situ представляются энергетически гораздо более выигрышными.**

Первый источник непроизводительных затрат энергии отсутствует, затрачивается только энергия на компрессирование воздуха.

Нет и второго источника потерь.

Третий канал потерь тепла минимален. Образующееся на фронте горения или окисления тепло производится непосредственно там, где происходит вытеснение нефти, или её образование при пиролизе керогена. Существует кондуктивный перенос тепла в направлении нагнетательной скважины, в уже истощённую зону за фронтом горения, но он гораздо меньше конвективного переноса тепла от нагнетательной скважины при движении теплоносителя, который приводит к нагреванию всей части пласта за фронтом горения.

**Таким образом, методы, связанные с иницированием в пласте реакций горения и/или окисления, гораздо более энергоэффективны, чем варианты с закачкой теплоносителя в пласт.**

## 10. Внутрипластовое высокотемпературное горение

Рассмотрим один из выделенных выше наиболее перспективных и интересных вариантов термического воздействия на нефтяные пласты – **внутрипластовое высокотемпературное горение (ВГ)**.

Метод достаточно долго, и достаточно успешно разрабатывается и опробуется в различных странах мира. С 1916 года он применяется в США [91] и с 1934-1936 гг. - в СССР [152]. Первый эксперимент по ВГ был проведен в 1934 году на Кубани, на приповерхностном Нефтяно-Ширканском месторождении

С 1950 года и до конца XX столетия в США было осуществлено 228 опытных проектов по внутрипластовому горению, в основном, на месторождениях высоковязких нефтей [91]. 37 из них были и технически, и экономически успешными, ещё 54 – успешными технически, но экономически убыточными. Остальные - более 130 проектов - оказались неудачными.

Ряд проектов ВГ подробно рассмотрен в справочнике [141].

Начиная с 70-ых годов, наблюдается значительное снижение интереса к данной технологии, число опытных участков с внутрипластовым горением резко сократилось. В 1997–1998 годах в США осуществлялось всего 8 подобных проектов, а во всех остальных странах – около 20, разбросанных по различным нефтедобывающим районам (Канада, Албания, Азербайджан, Китай, Венгрия, Румыния, Россия, Индия, Казахстан и т.п.) [91].

Суть метода состоит в создании в пласте очага частичного сгорания углеводородов с выделением большого количества тепла. Для создания такого очага осуществляют зажигание пласта в призабойной зоне нагнетательной скважины, а затем, после поджига и извлечения зажигательного оборудования, с поверхности в пласт через нагнетательную скважину закачивают окислитель [61, 90, 91, 108, 138-141, 144-151, 153]:

- воздух;

- воздух, обогащённый кислородом;
- чистый кислород;
- воздух с водой, часто попеременно;
- кислород с водой;
- воздух, кислород и вода.

Считается, что процесс горения происходит в два этапа [90, 91, 108, 138-141]. На первом происходит сравнительно низкотемпературное окисление нефти при температурах до 260 °С, сопровождающееся её нагревом и различными реакциями термического преобразования нефти (испарения, дистилляции, крекинга и пиролиза); начиная с температуры 100-150 °С некоторые фракции нефти могут воспламеняться [108].

При температуре 260 °С наступает второй этап, в результате которого образуется вода и полутвёрдый остаток, который воспламеняется в той зоне, в которой температура превышает некоторый порог, равный примерно 370 °С. Именно образовавшееся при предварительном окислении нефти топливо и является материалом для горения [31, 91, 108, 128, 129, 131, 139, 140], который обеспечивает нагрев пласта и протекание различных сложных физико-химических процессов, резко увеличивающих подвижность несгоревшей нефти и её эффективное вытеснение к добывающей скважине (скважинам). Условно это топливо называют «коксом», хотя это и не вполне точно. Но такая терминология практически устоялась в научной литературе.

Если количество образующегося кокса недостаточно для поддержания процесса горения, то иногда в нагнетательную скважину закачивают и топливо [108], хотя при таком варианте резко снижается экономическая эффективность всего процесса добычи.

По лабораторным и промысловым данным, при внутрислоевом горении сжигается до 15 % нефти от геологических запасов её в пласте. Обычно сгорают наиболее тяжелые, менее ценные компоненты нефти.

Количество выделяющейся энергии (тепла) зависит от состава пластовой нефти. При сгорании тяжелых нефтей выделяется примерно 10-11 тыс. ккал/кг [108].

По результатам многочисленных теоретических и лабораторных исследований, промысловых экспериментов выявлен ряд характерных особенностей метода внутрипластового высокотемпературного горения [61, 91, 108, 138-140, 144-151, 153, 154]:

- ✓ внутрипластовое горение может осуществляться в виде сухого внутрипластового горения (СВГ), влажного внутрипластового горения (ВВГ) и сверхвлажного внутрипластового горения (СВВГ); отличие ВВГ и СВВГ связано с величиной водовоздушного фактора (ВВФ) – отношения объема закачиваемой в пласт воды к объему закачиваемого в пласт воздуха;
- ✓ интенсивные экзотермические реакции окисления и горения нефти происходят в узкой зоне продуктивного пласта, которая образует фронт, протяжённостью от единиц сантиметров до нескольких десятков сантиметров («фронт горения»);
- ✓ при сухом и влажном процессах на фронте горения температура в среднем достигает 315-650 °С [108], а процесс сверхвлажного горения протекает при температурах на фронте в 200-300 °С;
- ✓ увеличение водовоздушного фактора (ВВФ) даёт возможность повышать скорость продвижения по пласту тепловой волны, снижать расход воздуха на «выжигание пласта» и на добычу нефти, уменьшать концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;
- ✓ на процесс внутрипластового горения значительное влияние оказывают:
  - пластовое давление,
  - тип породы и нефти,
  - величина начальной нефтенасыщенности,



- плотность нефти,
  - содержание в нефти асфальтенов и смол,
  - глубина залегания пласта,
  - толщина и проницаемость пласта,
  - наличие вертикальной трещиноватости;
- ✓ скорость перемещения фронта горения, по промысловым данным, колеблется в пределах 0,03-1,07 м/сут.;
- ✓ по выбранным объектам должен быть проведен комплекс лабораторных исследований на моделях пластов для определения параметров процесса (содержания топлива, удельного расхода воздуха на горение, оптимального отношения вода-воздух при влажном горении и др.).

Процесс внутрипластового горения имеет следующие разновидности [61, 91, 108, 138-140, 144-151, 153, 154]:

1. прямоточный процесс внутрипластового горения, когда направления движения зоны горения и окислителя совпадают;
2. противоточный процесс, когда зона горения движется навстречу потоку окислителя.

При прямоточном варианте внутрипластового горения зажигание пласта и подача окислителя производится через одну и ту же скважину. Окислитель и фронт горения при этом движутся в направлении от зажигательной (нагнетательной) скважины к добывающим скважинам. При противоточном варианте зажигание пласта и нагнетание окислителя в пласт осуществляют в разные скважины. После того как в зажигательной скважине инициировано горение, зажигательная скважина становится добывающей, а окислитель подается через нагнетательную скважину в нефтенасыщенную, не нагретую, часть продуктивного пласта - навстречу движущемуся очагу горения.

Ограничивающими факторами в противоточном горении являются [61, 91, 108, 139, 140, 144-151]:

- ❖ эффект при противоточном горении снижается, так как скорость и температура фронта горения непрерывно возрастают с увеличением расхода воздуха, скорость продвижения фронта увеличивается с ростом давления при снижении максимальной температуры (в результате за фронтом горения может остаться не вытесненная нефть);
- ❖ сгорают более лёгкие компоненты жидкой фазы нефти, обогащённые водородом, поэтому образуется значительное количество смолисто-асфальтенового топлива, что резко увеличивает расход воздуха [61];
- ❖ направление распространения процесса может измениться на обратное если скорость реакций окисления нефти достаточна для ее самовоспламенения на участках, прилегающих к нагнетательной скважине; при температуре пласта выше 40 °С для этого может потребоваться всего несколько дней или даже часов [61];
- ❖ расход воздуха при этом методе значительный и для его достижения необходимо уменьшать расстояние между скважинами, так как при значительном удалении скважин друг от друга тепловые потери обуславливают конденсацию значительной части нефти, которую затем трудно извлечь на поверхность.

**По вышеизложенным причинам метод противоточного внутрислоевого горения не получил широкого применения.**

Обобщение многочисленных экспериментов, расчётов и результатов промышленных работ позволили представить качественную картину зональности пласта при горении [61, 91, 108, 139, 140, 144–151], которая на сегодняшний день представляется следующей [91, 108, 141, 155]. При прямоточном процессе внутрислоевого горения по направлению от нагнетательной к добывающей скважине выделяются следующие зоны:

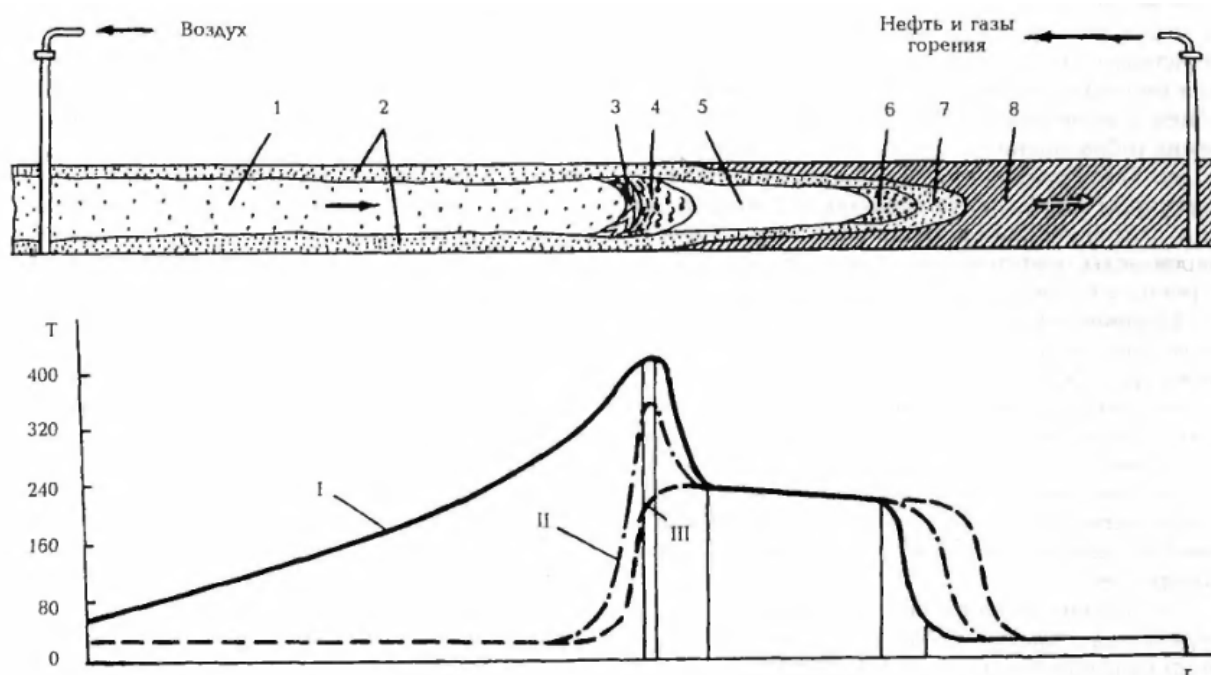
- выжженная зону, содержащая воздух;
- зона горения, содержащая кокс;
- зона коксообразования и испарения, содержащая пар, газы, воду, легкие углеводороды;
- зона конденсации или трехфазная зона, содержащая газы, нефть, воду;
- зона нефтяного вала, содержащая нефть и газ;
- зона пласта, не охваченная воздействием.

Схематично эти зоны показаны на рис. 38 [91, 108].

Разумеется, расположение фронта по центру пласта, как это показано на рис. 38, далеко не всегда будет соблюдаться. За счёт гравитационных сил, особенно в пластах толщиной более 5 м [61], закачиваемый газообразный окислитель может преимущественно распространяться в прикровельной части пласта. Однако, в тонком пласте, если окислитель распространяется в прикровельной части, происходит кондуктивный нагрев и центральной и приподошвенной части пласта, что способствует некоторому выравниванию фронта [61].

**Выжженная зона (1 и 2 на рис. 38).** Это зона пласта, через которую уже прошел фронт горения. При нормальном течении процесса в ней остается сухая порода пласта. Но у кровли и подошвы пласта в данной зоне остается не вытесненная вязкая нефть, так как горение в этих частях пласта не происходит в связи с потерями тепла в окружающие пласт непроницаемые породы и связанным с этим уменьшением температуры в этих зонах ниже температуры воспламенения нефти. Из прикровельной и приподошвенной частей пласта нефть может быть вытеснена только горячими газообразными продуктами горения.

Кроме того, в зоне остаётся обычно немного негорючей части кокса [91]. Поскольку зона находится долгое время при повышенной температуре, минеральная часть породы может быть изменена.



**Рис. 38.** Схема расположения характерных зон и температуры в прямоточном горении [108]. 1 – выжженная зона, 2 – толщина пласта, не охваченная процессом горения, 3 – зона фронта горения, 4 – зона коксообразования, 5 – зона конденсации, 6 – зона горячей воды, 7 – зона повышенной нефтенасыщенности («нефтяной вал»), 8 – неизменённая часть пласта. I – распределение температуры по длине в средней по толщине части пласта при «сухом» горении, II – то же при «влажном» горении, III – то же при «сверхвлажном» горении

Эту зону называют также «зоной регенерации тепла» (по словарю Ушакова – «регенерация» означает «нагрев газа и воздуха, поступающего в печь, отработанными продуктами горения»). В этой зоне происходит снижение температуры, связанное с потерями тепла из продуктивного пласта в окружающие породы и с частичным переносом тепла воздухом, закачиваемым в пласт.

**Зона горения (зона 3 на рис. 38).** Это сравнительно узкая по радиусу зона, окружающая нагнетательную скважину, толщиной не более нескольких десятков сантиметров и (как правило) не достигающая до кровли и подошвы пласта; в этой зоне и протекает процесс горения топлива (кокса). Кокс образуется перед фронтом горения; он не является чистым углеродом, а представляет собой органический материал с дефицитом водорода.

Отношение числа атомов водорода и углерода составляет в коксе от 0,6 до 1,6 [91]. При горении кокса генерируются тепло и газообразные продукты горения (СО и СО<sub>2</sub>, а также водяной пар). В зоне горения нефть испаряется, крекируется или карбонизируется, образуя остаточные отложения на поверхности пор породы, которые уже не являются горючим материалом. Генерируемое тепло переносится из этой зоны как за счёт кондуктивной теплопередачи, так и переносится вперед конвективно: а) парами, получающимися при испарении поровой воды и б) побочными газовыми продуктами горения. Температура на фронте горения достигает величины 650 °С и выше. Скорость продвижения фронта горения прямо пропорциональна расходу окислителя.

**Зона коксования (часть зоны 4 на рис. 38, примыкающая к фронту горения).** Эта зона непосредственно располагается перед фронтом горения в поровом пространстве породы пласта, где образуется топливо, имеющее вид твердого коксоподобного остатка за счёт реакций термического крекинга (пиролиза) [91]. Более легкие фракции нефти испаряются и уносятся горячими газами горения, поступающими из зоны 3, в глубь пласта.

**Зона коксования представляет собой часть зоны, называемой [108] «зоной испарения» (зона 4 на рис. 38).** Это зона пласта перед фронтом горения, нагрев которой осуществляется за счет кондуктивного и конвективного переноса тепла парами воды, нефти и газообразными продуктами горения. Температура в этой зоне падает от температуры горения до температуры кипения воды (при пластовом давлении) за счет теплообмена паров воды, нефти и газообразных продуктов горения с более холодной пластовой системой.

Эту зону также называют зоной перегретого пара [108], поскольку она располагается непосредственно перед фронтом горения и температура пара в ней велика.

**Зона конденсации (зона 5 на рис. 38).** Это зона, в которой конденсируются пары воды и нефти, продолжая взаимодействовать с более

холодными нефтью, породой и связанной водой, вызывая кипение пластовых флюидов. Нефть вытесняется из пласта горячим конденсатом воды и легких фракций нефти, парами воды и газообразными продуктами горения.

**Паровое плато.** Как видно из рис. 38, в зоне конденсации наблюдается сравнительно медленное падение температуры («паровое плато»). Кондуктивный и конвективный перенос тепла в данную зону несколько компенсируется потерями тепла на кипение пластовых жидкостей. Иными словами, кипение жидкостей при соответствующем давлении, которое несколько возрастает в направлении к фронту горения, обеспечивает стабилизацию температуры в зоне конденсации. Согласно экспериментальным данным и теоретическим исследованиям было установлено, что [108]:

- температура в пределах парового плато контролируется главным образом фазовым равновесием;
- температура в пределах парового плато и продвижение его границы определяется скорее отношением испарения и конденсации воды, чем испарения и конденсации углеводородов;
- уровень температуры парового плато определяется давлением воздуха и, в меньшей степени, начальной водонасыщенностью;
- тепловые потери в области парового плато могут ограничиваться его размером при установившихся условиях;
- температурный профиль вдоль передней кромки парового плато стабилизируется в результате тепловых потерь;
- при адиабатических условиях паровое плато движется с постоянной скоростью, которая вдвое повышает скорость движение фронта горения.

Эту зону также называют «зоной насыщенного пара» [108]. Протяжённость парового плато составляет от 3 до 10 метров [91].

**Зона горячей воды.** Это зона завершения конденсации водяных паров с образованием оторочки горячей воды. В области, где температурный уровень ниже температуры конденсации воды, возникает зона, характеризующаяся значением водонасыщенности, превышающим начальное значение водонасыщенности данного пласта (**водяной вал - зона 6 на рис. 38**); этот слой проталкивает перед собой **вал нефти** (зону, характеризующую повышенную относительно начального уровня нефтенасыщенностью – **зона 7 на рис. 38 [138]**).

**Вне вала нефти характеристики пласта постепенно приближаются к исходным величинам – зона 8 на рис. 38 [91, 108, 138].** Эта зона мало или практически совсем не затронута процессом горения, хотя в ней может наблюдаться повышенная концентрация газов горения ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) [91].

Сравнительно резкое снижение температуры в этой зоне связано с теплообменом между горячей жидкостью и сравнительно холодным пластом при температуре ниже температуры кипения [108].

Отметим, что механизм вытеснения нефти является комбинированным [91, 108, 138]:

1. напорное вытеснение и газом, и водой, и паром;
2. смешивающееся вытеснение;
  - 2.1. углекислым газом  $\text{CO}_2$ ;
  - 2.2. растворителем (лёгкие фракции нефти, испарившиеся в зонах горения и испарения, конденсируясь, растворяются в исходной нефти).

В последнее время все больше применяется процесс влажного внутрипластового горения (ВВГ), при котором одновременно с воздухом в продуктивный пласт подают в определенном соотношении воду. Обычно объём закачиваемой воды оценивают предварительно расчётным путём.

При добавлении воды к нагнетаемому в продуктивный пласт воздуху теплоемкость газового потока значительно увеличивается. Сухой воздух, нагнетаемый в пласт, как правило, не может отбирать тепло от нагретой

выгоревшей породы с такой скоростью, с которой фронт горения нагревает породу за счёт низкой теплоёмкости газа. При добавлении воды способность нагнетаемой газожидкостной смеси отбирать тепло в выжженной зоне увеличивается [91, 140, 138, 156].

Процесс влажного внутрипластового горения проходит одновременно с образованием большой зоны насыщенного пара перед фронтом горения (см. рис. 38), что способствует улучшению вытеснения нефти.

Закачанная в пласт вода превращается в пар в выжженной зоне, проходит через зону горения и конденсируется в более холодных частях пласта перед фронтом горения. Поэтому увеличивается протяженность парового плато, размеры водяного вала. За счёт этого, при одном и том же положении фронта при сухом и влажном горении, при влажном горении нефти вытесняется больше - за счет того, что далеко впереди фронта горения продвигается зона пара и горячей воды [91].

В этом случае снижается и концентрация топлива, за счет чего уменьшается удельное потребление воздуха [91, 139].

Схематически распределение температуры и насыщенности по пласту при нормальном влажном горении показано на рис. 39 [91].

Если скорость закачки водовоздушной смеси низка, то вода превращается в перегретый пар ещё до подхода к фронту горения. В этом случае закачанная вода не может отобрать из выжженной зоны всё содержащееся там тепло («неполное» влажное горение). При более высокой скорости закачки (нормальное влажное горение) вода уносит вперёд практически всё тепло из выжженной зоны [91]. Распределение насыщенности и температуры при таком неполном влажном горении показано на рис. 40 [91].



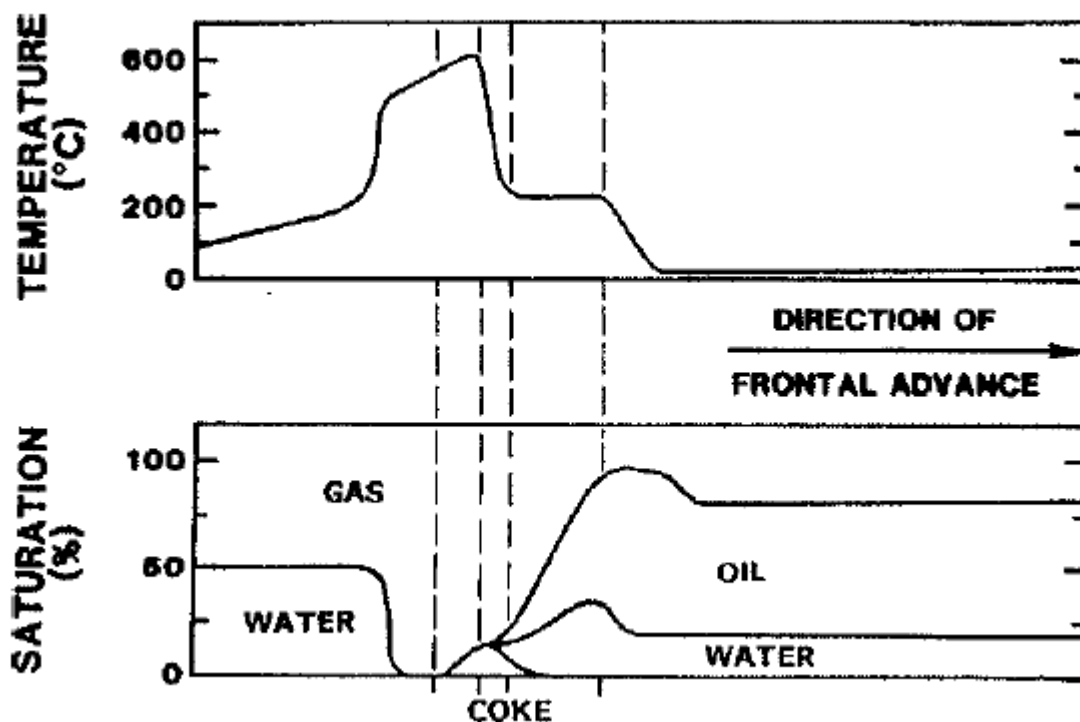


Рис. 39. Распределение температуры и насыщенности по пласту при нормальном влажном горении [91]

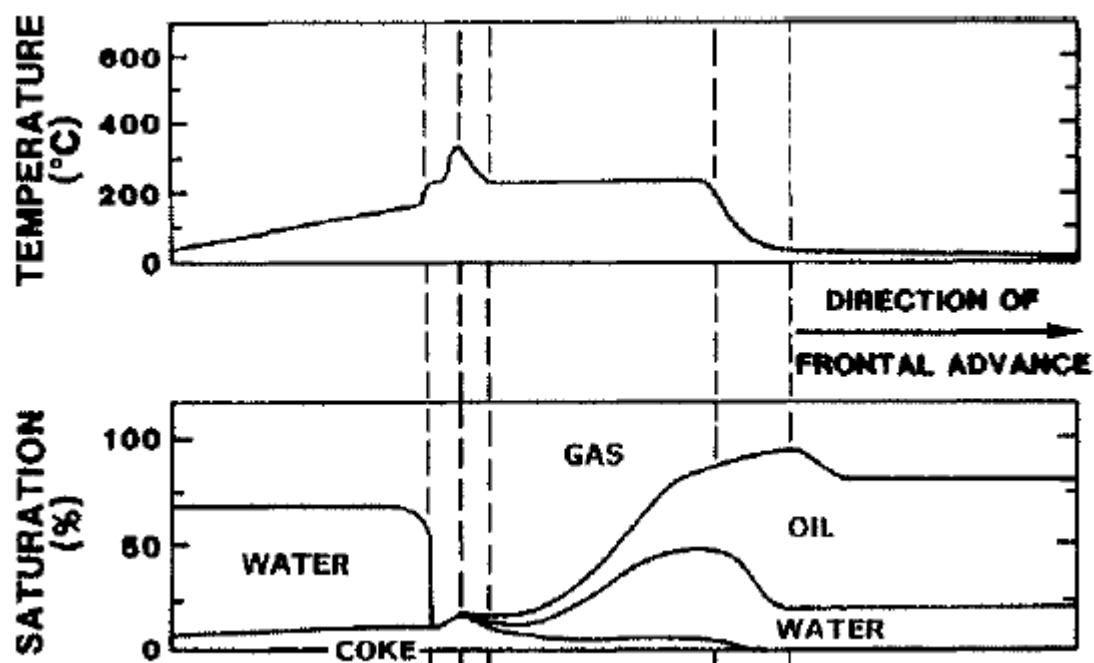


Рис. 40. Распределение температуры и насыщенности по пласту при неполном влажном горении [91]

Значение водовоздушного отношения является достаточно критичным параметром для реализации ВВГ [108, 139, 140, 156]. Повышение ВВО выше

некоторого предела приводит к снижению количества генерируемого топлива [157], прекращению окислительных процессов нефти в пласте, снижению температуры. Занижение ВВО приводит к повышению температуры в пласте, при этом возрастает расход воздуха и количество сжигаемой нефти.

Сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ) осуществляется совместно с заводнением [132], и характеризуется высокими значениями водовоздушного отношения. При СВВГ в нагнетательную скважину вместе с окислителем закачивается вода в таких количествах, когда выделяемое тепло не может всю ее превратить в пар. При этом исчезает зона перегретого пара, а в зоне реакции значительно снижается температура.

В среднем при значениях ВВО до 0,0022 идет процесс влажного горения, свыше 0,0022 начинается процесс сверхвлажного горения [139]. Реальное значение водовоздушного отношения, при котором процесс влажного внутрипластового горения может перейти в сверхвлажное, зависит от концентрации остаточного топлива [108, 132, 139, 140]. При превышении ВВО некоторой предельной величины тепловыделение может быть недостаточным для поддержания горения [132, 140]. В этом случае выделяемая теплота за счет экзотермических реакций при окислении нефти кислородом воздуха становится недостаточной для высокотемпературного горения. Поэтому процесс сверхвлажного горения идет при температуре 200-250 °С, а влажное и сухое горение - при температуре 400-600 °С [132, 140].

При сверхвлажном горении скорость перемещения зоны генерации тепла пропорциональна водовоздушному фактору и определяется темпом нагнетания воды, а не воздуха, и эта скорость возрастает в несколько раз [132, 140]. В среднем, при сухом горении скорость перемещения фронта горения 0,13-0,15 м/ч, при влажном ( $ВВО < 0,0022$ ) - 0,22 м/ч, а при сверхвлажном ( $ВВО > 0,0054$ ) - 0,36 м/ч [138].

При сверхвлажном горении достигаемый коэффициент нефтеотдачи не увеличивается, но уменьшается срок разработки участка и сокращаются затраты на компрессирование воздуха.

Следует отметить, что с увеличением ВВО снижаются расходы сгорающего топлива и воздуха.

Процесс внутрислоевого горения как метод повышения нефтеотдачи пластов является одним из наиболее творческих подходов к проблеме нефтеотдачи коллекторов тяжелой нефти [108]. Внутрислоевое горение при создании надлежащих условий обеспечивает высокий коэффициент нефтеотдачи тяжелой нефти - до 56% - и по этому показателю, в принципе, метод является наиболее эффективным для тяжёлых нефтей [91, 108]. Подобно любой передовой технологии, добыча нефти при ВГ имеет свои преимущества и недостатки. К трудностям применения метода можно отнести следующее:

1. Затраты на компрессирование и закачку воздуха могут быть достаточно высоки, однако, при толщине пласта менее 12 м они ниже, чем для закачки пара [91].
2. Коэффициент вытеснения при ВГ может быть большим, однако некоторое количество нефти сгорает в пласте.
3. Высокая температура, развивающаяся на фронте горения, часто приводит к эксплуатационным трудностям в работе добывающих скважин. При достижении фронтом горения этих скважин, за счёт воздействия тепла и коррозии, может происходить повреждение оборудования.
4. Не вполне эффективно и распределение тепла при ВГ, так как сравнительно большая нагретая зона образуется позади фронта горения, как и в методах с закачкой теплоносителя. Для полезного использования теплоты этой зоны производят закачку воды (одновременно с воздухом или периодически – чередуют влажное и сверхвлажное горение).

5. В пласте (особенно при большой толщине) может происходить проскальзывание воздуха в прикровельной части или по высокопроницаемым прослоям и преждевременные прорывы его в добывающие скважины, а при большом расстоянии между скважинами - скопление газа в кровельной части мощного пласта в связи с гравитационной сегрегацией. Такой же эффект может иметь место, если в прикровельной части пласта изначально имеется повышенное газосодержание [61].
6. При осуществлении процесса ВГ появляется проблема охраны окружающей среды от вредных продуктов сгорания нефти.
7. Экономические показатели процесса ВГ сильно зависят от свойств пласта и насыщающей его нефти. Для определения необходимого для ВГ количества воздуха надо знать способность нефти образовывать остаточное топливо. От характеристик пласта зависят необходимые скорость закачки воздуха и перемещения фронта горения.
8. Показателем, характеризующим экономическую эффективность процесса ВГ, является соотношение между объемами закачанного воздуха и добытой нефти. При успешных проектах ВГ это соотношение не превышало  $3600 \text{ м}^3/\text{м}^3$  [108].
9. Первоочередной при реализации процесса ВГ считается проблема обеспечения безопасности работ, как на стадии инициирования, так и на стадии осуществления процесса. Основная трудность - это возможность взрыва гремучей смеси, которая способна образоваться при недостаточной активности системы порода - нефть, невысокой начальной температуре в пласте и неполном потреблении кислорода.

10. Проведение процесса усложняется при содержании в нефти повышенного количества серы, из-за коррозии оборудования и вопросов охраны окружающей среды.
11. Осложняющими факторами являются также сильная неоднородность и трещиноватость пласта. При увеличении толщины пласта эффективность процесса возрастает; при толщине пласта менее 3 м применять метод горения не рекомендуется [138]; однако, и при толщине более 20 м следует ожидать снижения его показателей, в частности, за счёт гравитационной сегрегации газообразной фазы.
12. **Проектирование и реализация внутрислоевого горения должны предваряться большим объёмом лабораторных экспериментов [91].**
13. Как правило, масштабному применению внутрислоевого горения на крупном месторождении должно предшествовать его опробование на пилотных участках [91].
14. **Серьёзные трудности возникают при отсутствии надёжного контроля за распространением фронта горения и методов управления этим процессом [108].**

Несмотря на возникающие проблемы, крупномасштабные опытно-промышленные работы [61, 91, 108, 138, 140-151, 158] показали потенциальную удовлетворительную технико-экономическую эффективность процесса ВГ, в том числе и в глубоко залегающих, низкопроницаемых карбонатных пластах [91, 158]. Успешно было опробовано в Канаде и сочетание внутрислоевого горения с бурением горизонтальных скважин [91].

Большинство исследователей сходятся на том, что этот метод даёт наибольший процент нефтеотдачи на залежах тяжелых нефтей по сравнению с любыми другими известными термическими (и не только термическими) методом [91, 108].

Например, достаточно высокие значения нефтеотдачи (в процентах от балансовых запасов) при применении внутрипластового горения (вплоть до 68%) были получены в некоторых проектах в США [141]:

1. Brea-Olinda, CA (Union)	25.1,
2. Midway Sunset, CA (Mobil)	20.0,
3. Midway Sunset, CA (CWOD)	52.8,
4. South Belridge, CA (GeneralPetroleum)	56.7,
5. South Belridge, CA (Mobil)	14.5,
6. Robinson, IL (Marathon)	31.9,
7. Bellevue, LA (Cities)	41.5,
8. Bellevue, LA (Getty)	44.6,
9. May Libby, LA (Sun)	68.0,
10. Heidelberg, MS (Gulf)	22.4,
11. Sloss, NE (Amoco)	14.3,
12. Glen Hummel, TX (Sun)	31.0,
13. Gloriana, TX (Sun)	29.7,
14. North Tisdale, WY (Continental)	23.0,
15. Suplacu de Barcau, Romania (IFP/ICPPG)	47.5,
16. Miga, Venezuela (Gulf)	11.6.

Естественно, любой метод добычи нефти имеет свою область геолого-технологических условий, при которых он наиболее эффективен. Существует несколько различных подобных рекомендаций в отношении внутрипластового горения [108, 141], например, в [141] утверждается, что применение влажного внутрипластового горения наиболее эффективно в пластах со следующими характеристиками:

1. Глубина, м	от 60 до 1500
2. Эффективная нефтенасыщ. толщина, м	от 1,2 до 45
3. Угол падения пласта, град	от 0 до 45
4. Пористость, %	от 16 до 39

5. Проницаемость, мД	от 40 до 10000
6. Плотность нефти, °API	от 0,5 до 40
7. Вязкость нефти при начальной температуре, мПа·с	от 0,8 до 10 <sup>6</sup>
8. Начальная нефтенасыщенность, %	от 30 до 94
9. Объёмная концентрация запасов, баррель/акр·фут	от 430 до 2550

**Характерной особенностью процесса закачки воздуха и последующего преобразования нефти является то, что его успешное применение не ограничивается лишь пластами с высоковязкой нефтью; он может осуществляться и в коллекторах, содержащих нефть с невысокими плотностью и вязкостью [91], причём в США число пилотных проектов на месторождениях лёгкой нефти было большим, нежели на месторождениях вязких нефтей [91].**

## 11. Краткая характеристика термогазового воздействия

Одним из наиболее перспективных вариантов теплового воздействия является **термогазовое воздействие (ТГВ)** [28–39, 123, 124, 126–129, 132], или, по американской терминологии – НРАИ [61, 89, 90, 91, 141, 143, 158, 161, 164, 165, 185, 186]. Метод ТГВ был независимо предложен в СССР в 1971 году [34], и начал более-менее интенсивно разрабатываться и опробоваться в США в 80-х годах XX столетия [91, 143, 158], хотя первый проект подобного рода был осуществлён в 1963 году на месторождении Sloss [143].

Формально, схема реализации этого метода совпадает со схемой внутрипластового горения (ВГ): точно так же в пласт закачивается газообразный окислитель (в основном, воздух), в пласте начинаются экзотермические химические реакции пластовой нефти с закачанным окислителем, возникает движущийся источник тепла в пласте. Нефть вытесняется к добывающим скважинам за счёт тех же физических факторов, что и при внутрипластовом горении – парами воды; газами, возникающими при реакции нефти с окислителем; при смешивающемся вытеснении нефти и растворяющейся в ней двуокиси углерода; конденсированной горячей водой; валом нагретой нефти.

Поэтому сходна и пространственная зональность разрабатываемого пласта [28–39, 123, 124, 126–129, 132] – см. рис. 41.

Совершенно такое же представление о зональности при ТГВ (НРАИ) принято и в зарубежной литературе [143, 159] – см. рис. 42.

Оба рисунка совершенно аналогичны качественной картине зональности и при высокотемпературном горении – см. рис. 38.

**Однако при внешнем сходстве эти два метода имеют значительные физические и химические различия.**

Высокотемпературное горение основано на образовании топлива, получающегося при окислении тяжёлых фракций нефти или их термоллизе. Соответственно, содержание этих фракций в объёме породы должно быть



достаточным для поддержания инициированной реакции горения, то есть концентрация таких фракций в нефти и пористость породы не должны быть слишком низкими.

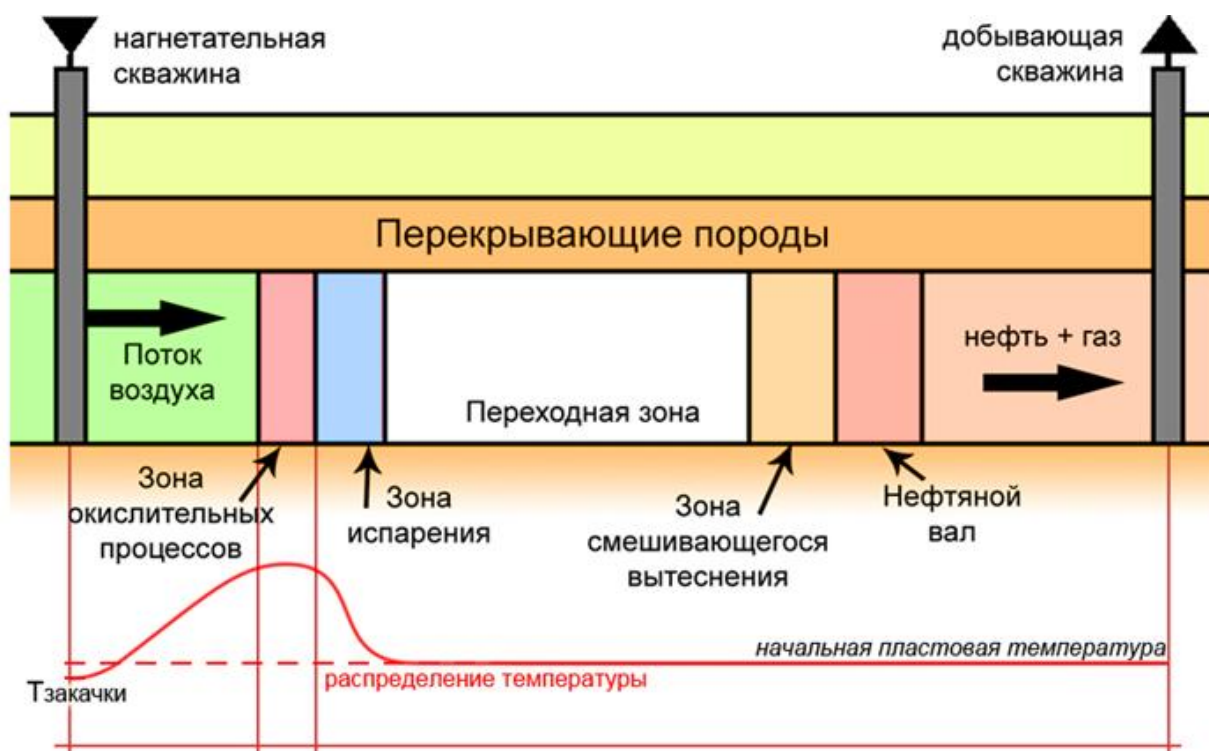


Рис. 41. Распределение различных зон по длине пласта при ТГВ

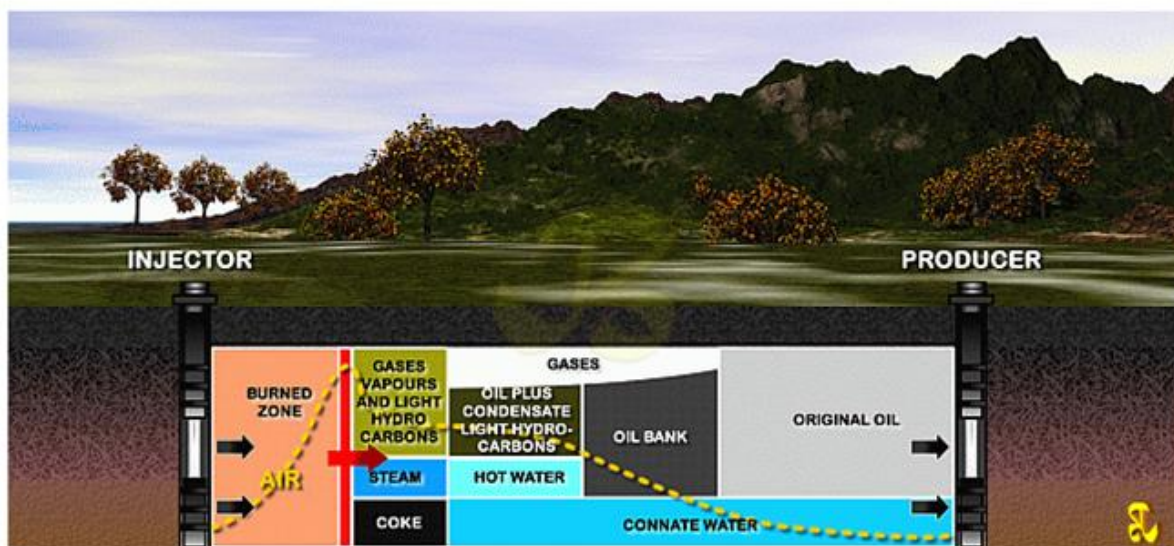


Рис. 42. Распределение различных зон по длине пласта при ТГВ по данным компании «Belgrave»

Если воздух закачивается в залежь лёгкой нефти, в особенности в низкопористом пласте, то образующегося топлива может быть слишком мало и последующего горения не произойдёт. Однако, нагрев пласта может

**происходить и без классического горения - при низкотемпературном окислении нефти также идут экзотермические реакции, сопровождающиеся выделением тепла и газообразных продуктов - CO, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> [158, 160-163].**

При закачке воздуха в нефти происходят реакции: а) с разрывом химических связей и б) с присоединением кислорода [138, 143, 160]. Именно первые играют важнейшую роль при высокотемпературном горении. Но начинаются они обычно при температурах выше 250–270 °С [138, 160].

При более низких температурах протекают реакции присоединения, с образованием кислородсодержащих углеводородных соединений. Последние соединения обладают способностью вступать в различные реакции, в том числе, полимеризоваться с образованием более тяжёлых и вязких нефтяных фракций, что затрудняет извлечение нефти из пласта.

К счастью, во многих «лёгких нефтях», обладающих повышенной плотностью, при закачке воздуха преобладают именно реакции с разрывом химических связей, являющиеся экзотермическими [160]. Кроме того, некоторые фракции нефти вообще горят уже при 100–150 °С [28–39, 123, 124, 126, 127, 128, 132]. Наличие в конкретной нефти реакций окисления с разрывом связей является одним из важных критериев успешности ТГВ на таком месторождении [143].

Таким образом, даже при низкотемпературном окислении нефти пласт нагревается и все процессы вытеснения пластовой нефти, описанные выше при высокотемпературном горении, также имеют место. Следует отметить, что нагрев при низкотемпературном окислении нефти трактуется как «тление», аналогичное тлению табака в сигарете [160].

При внешнем сходстве, при низкотемпературном окислении по сравнению с высокотемпературным горением доля и значимость различных физико-химических процессов изменяется.

При иницировании горения в пластах вязкой нефти основную роль в увеличении нефтеотдачи играет рост температуры, вызывающий резкое

изменение вязкости нефти. При закачке воздуха в пласт с лёгкой нефтью рост температуры играет подчинённую роль, а главным фактором, увеличивающим нефтеотдачу, становится вытеснение нефти газами горения [28–39, 91, 123, 124, 126–129, 132, 143, 158, 161].

Термические эффекты при ТГВ становятся важными лишь на поздних стадиях процесса – после прокачки воздуха в объёме, равном поровому пространству разрабатываемой части пласта, то есть, по сути, при довытеснении остаточной нефти [161, 143]. Они также существенны в незатронутой окислением (горением) части пласта, в которой снижение вязкости может произойти за счёт кондуктивного нагрева от фронта окисления (горения) [164].

По преобладающему механизму вытеснения и интенсивности окисления методы добычи нефти с закачкой воздуха и воды иногда подразделяют на 4 подвида [158]:

- несмешивающееся вытеснение с интенсивным окислением,
- несмешивающееся вытеснение без интенсивного окисления,
- смешивающееся вытеснение с интенсивным окислением,
- смешивающееся вытеснение без интенсивного окисления.

Именно последние два подвида относят к НРАІ по американской терминологии (ТГВ – по российской). Первый подвид, при наличии горения, считается истинным внутрипластовым горением – ВГ.

Фактически, при ТГВ основным источником получения дополнительной нефти является увеличение коэффициентов вытеснения и охвата [158].

Реакции окисления, происходящие в обоих случаях – ВГ и ТГВ – одинаковы, но меняется их относительная доля.

**Таким образом, если при ВГ для повышения нефтеизвлечения используются высокотемпературные реакции нефти с кислородом воздуха, то при ТГВ – низкотемпературные и высокотемпературные, но**

последние менее интенсивны, чем при ВГ [28–39, 123, 124, 126–129, 132, 158].

Преимуществами ТГВ по сравнению с ВГ является более широкое поле его возможного применения (при различных технологических режимах):

- ❖ как на месторождениях лёгких, так и тяжёлых нефтей,
- ❖ как в достаточно проницаемых породах, так и в породах с проницаемостью порядка 10 мД,
- ❖ как в песчаниках, так и в карбонатах,
- ❖ как в чисто гранулярных коллекторах, так и в породах с естественной трещиноватостью.

**Фактически – ТГВ является наиболее универсальным методом теплового воздействия на пласт при добыче нефти.**

Важным преимуществом возможности применения ТГВ на месторождении с лёгкой нефтью является сравнительно высокая подвижность нефти в неизменённой зоне пласта, примыкающей к добывающей скважине (зона 8 на рис. 38). В случае тяжёлой высоковязкой нефти гидродинамическое сопротивление этой зоны может быть столь велико, что действие всех факторов, увеличивающих подвижность нефти непосредственно перед фронтом горения, будет недостаточным для «проталкивания» холодной нефти из неизменённой зоны пласта в добывающую скважину. При применении закачки воздуха на месторождении лёгкой нефти отрицательное влияние этого фактора значительно снижается.

В зависимости от технологических режимов закачки и состава закачиваемых агентов выделяют несколько вариантов ТГВ (как и ВГ) [161]:

- Сухое окисление (горение) - закачивается только воздух, или смесь воздуха и кислорода.
- Влажное окисление (горение) – одновременно с воздухом закачивается вода, чтобы образовывать пар и увеличить коэффициент вытеснения нефти, перенести вперёд тепло из зоны за фронтом окисления.

- Совместная закачка воздуха и пара с поверхности.
- Циклическая закачка воздуха и пара.
- Комбинация проточного окисления (горения) и заводнения.
- Циклический подъём и сброс давления при закачке.
- ТНАИ – закачка воздуха в нагнетательную скважину, отбор из горизонтальной скважины, расположенной в стороне от нагнетательной (см. рис. 43 и 44).
- Каталитическая версия ТНАИ, с добавлением катализаторов, облегчающих и интенсифицирующих процесс окисления нефти.
- COSH, когда горизонтальная добывающая скважина расположена в одной вертикальной плоскости с вертикальной нагнетательной скважиной, но ниже её (см. рис. 45).
- EnCAID – см. рис. 46.

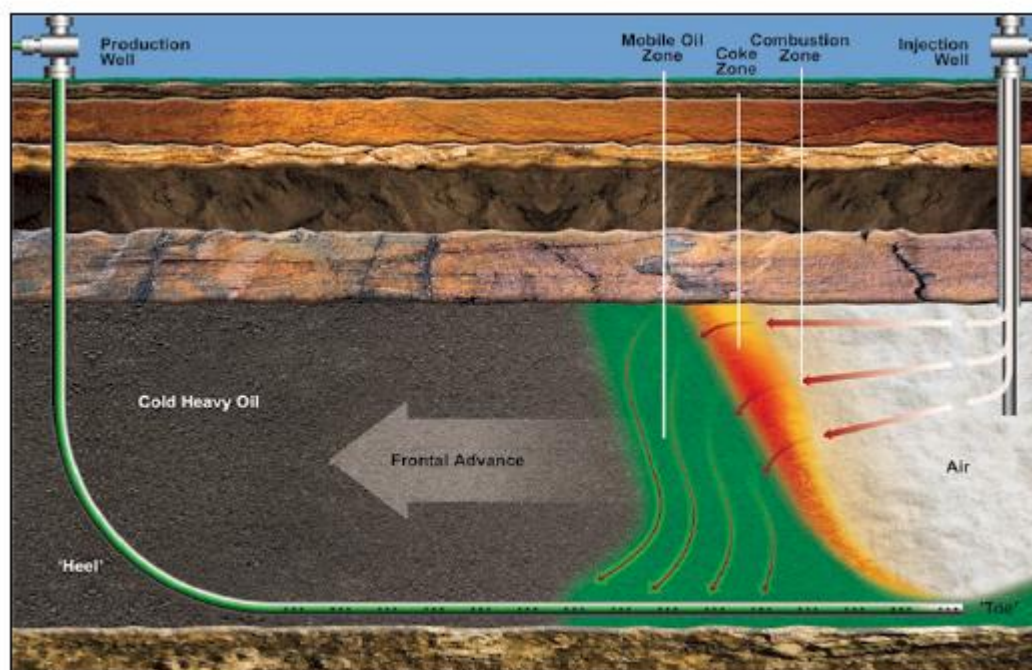
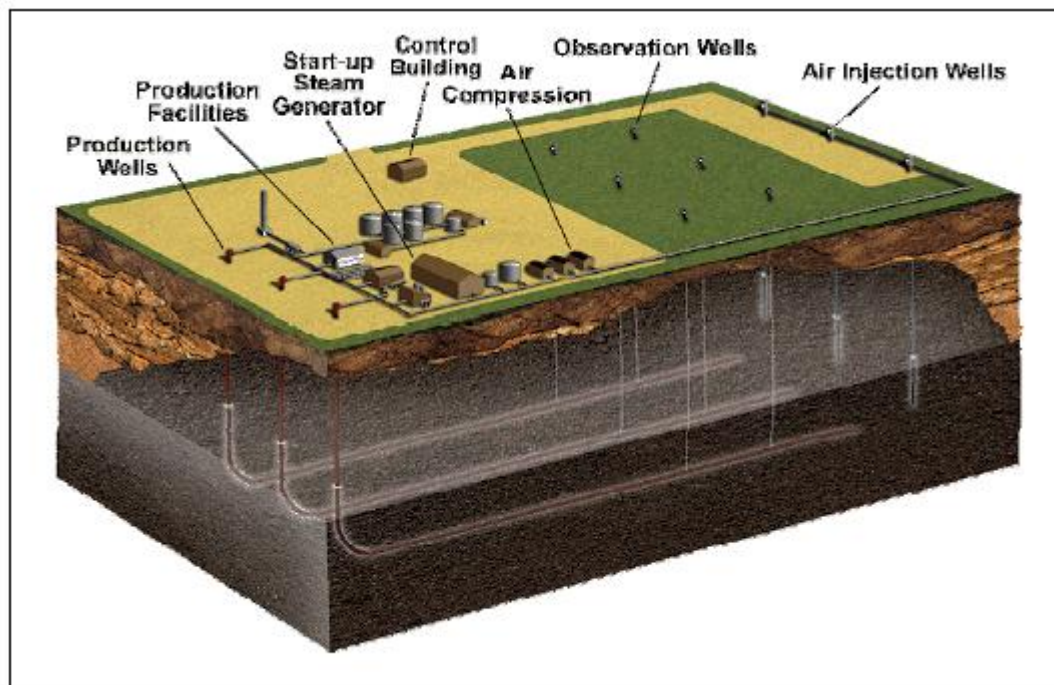


Рис. 43. Схема варианта окисления (горения) ТНАИ [7, 161]

При ТГВ одним из важнейших параметров, определяющих успех метода, является уровень пластовой температуры [28–39, 123, 124, 126–129, 132, 158]. При низкой температуре пласта, того тепла, которое будет выделено при окислении лёгкой нефти, может не хватить для инициирования последующего горения и выделения газов в количестве, достаточном для



вытеснения нефти. Иными словами, самопроизвольного начала процесса может и не произойти. При высокой температуре пласта процесс окисления при закачке воздуха может начаться самопроизвольно и далее протекать непрерывно, со скоростью, определяемой объёмом закачиваемого воздуха.



**Рис. 44. Схема обустройства участка залежи, разрабатываемого по варианту ТНАИ [161]**

Поэтому считается, что наиболее подходящими для применения ТГВ являются месторождения лёгкой нефти с высокой начальной температурой [28–39, 91, 129, 143, 158, 161]. В частности, считается, что при начальной температуре пласта  $50\text{--}60\text{ }^{\circ}\text{C}$  самовоспламенение нефти начинается через 10–20 дней, а при пластовых температурах выше  $70\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$  на него могут потребоваться всего лишь часы [160].

Обобщённые данные по российским нефтям свидетельствуют о том, что при температуре  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  самовоспламенение начинается через 30 суток, а при  $110\text{ }^{\circ}\text{C}$  - через 10 суток [129]. Наиболее выигрышными для применения ТГВ считаются пласты с начальной пластовой температурой  $85\text{--}120\text{ }^{\circ}\text{C}$  [143, 158], однако, серьёзного обоснования такой рекомендации дано не было [143].

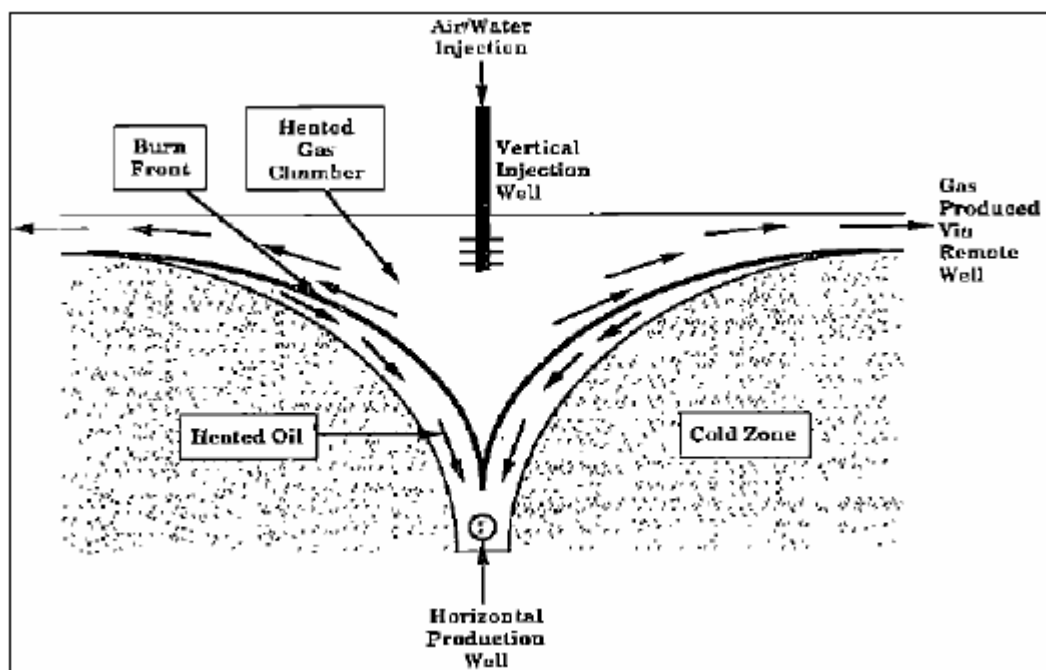


Рис. 45. Схема окисления (горения) по варианту COSH [7, 161]

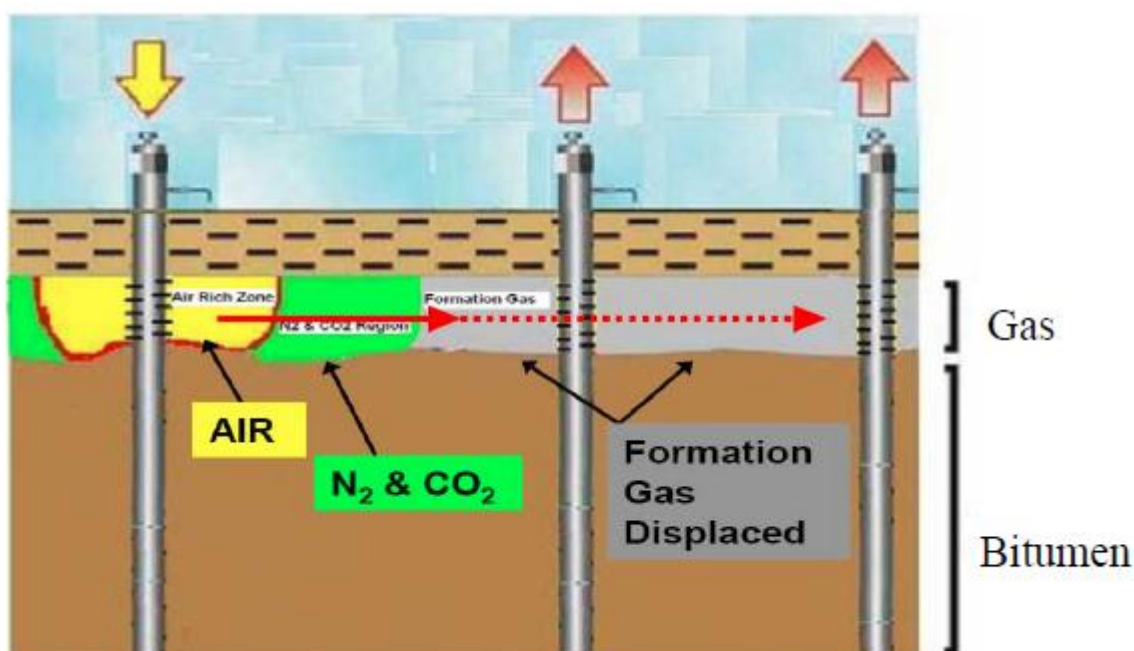


Рис. 46. Схема окисления (горения) по варианту EnCAID [7, 161]

В принципе, самопроизвольное инициирование горения может начаться и при пластовой температуре в  $30^{\circ}\text{C}$ , но на это может уйти 100–150 дней [158], что становится практически неприемлемым, особенно если учесть, что при низкотемпературном окислении вязкость нефти возрастает.

Кроме того, полагают, что для применения ТГВ желательно, чтобы нефть по своему составу всё-таки обладала способностью к горению при температурах выше  $300^{\circ}\text{C}$  [158].

Хотя метод ТГВ считается ещё не вполне готовым для широкого промышленного применения (см. рис. 28), он опробован в значительном числе опытно-промышленных (пилотных) экспериментов. Например, в табл. 16 показаны результаты некоторых промышленных испытаний, проведенных советскими и американскими специалистами по проекту «Интернефтеотдача» [29, 31-39].

Таблица 16

Основные результаты промысловых испытаний ТГВ  
на месторождениях лёгкой нефти в рамках соглашения «Интернефтеотдача»

Название месторождения, терригенный (т), карбонатный (к) тип коллектора	Глубина залегания, м.	Пластовая температура, °С	Проницаемость, мД	Пористость, %	Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Основные технологические результаты			
							Достигнутая нефтеотдача, %, полная (п), от остаточных запасов (о)	Накопленное воздухомнефтяное отношение, нм <sup>3</sup> /т	Утилизация кислорода, полная (п), неполная (н)	Другие показатели
Гнединцы (СССР, Украина), (т)	1750-1800	48	190	20	1,6	784	68 (п)	690	п	Увеличение добычи нефти в 2-4 раза дополнительная добыча легких фракций нефти в газовой фазе – 25%
МПХ (Medicine Pole Hills, США), (к)	3150	110	15	17	0,5	830	58 (п)	2100	п	Увеличение добычи нефти в 2-4 раза дополнительная добыча легких фракций нефти в газовой фазе – 15%
Сходница (СССР, Украина), (т)	340-470	18	100	20	3	820	-	-	н	Увеличение добычи нефти в 3 раза
Кала (СССР, Азербайджан), (т)	820-900	36	130	25	10	790	-	-	н	Увеличение добычи нефти в 1,3 раза
Слосс (США), (т)	1900	93	190	20	0,8	830	43 (о)	3000	п	Дополнительная добыча легких фракций в газовой фазе – 30%
Дели (США), (т)	1037	57	1100	31	3	825	73 (о)	3000	п	Увеличение добычи нефти в 4 раза

В табл. 17 из работ [29, 31–39, 158] приведены результаты некоторых пилотных проектов по опробованию ТГВ в США. При этом, на месторождениях South Buffalo и Medicine Pole Hills ТГВ (НРАИ) применялся в качестве вторичного метода добычи, без заводнения [158]. На другом участке South Buffalo ТГВ применён в качестве третичного метода добычи, после заводнения [158].



Некоторые результаты опробования ТГВ  
на нескольких месторождениях США

Месторождение	Начало разработки	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глубина, м	Вязкость нефти, сПз	Пластовая температура, °С	КИН, %	Год. доб. всего/ Добб. за счёт ТГВ, тыс.т	Рентабельность
Medicine Pole Hills	1985	17	15	2900	2	110	42	20/20	+
West Medicine Pole Unit	2001	17	10	2900	2	102	34	49/49	+
South Medicine Pole Unit	2003	17	10	2800	2	106	40	20/20	+
Cedar Hills North Unit	2002	18	10	2740	2	102	53	637/637	+
West Cedar Hills Unit	2003	17	10	2740	2	102	53	29/29	+
Buffalo	1979	20	10	2580	2	102	64	23/23	+
West Buffalo	1987	20	10	2580	2	102	64	18/18	+
South Buffalo	1983	20	10	2580	2	102	64	40/40	+
Pennel Phase 1	2002	17	10	2680	1.44	93	48	21/8	+
Pennel Phase 2	2002	17	10	2680	1.44	93	46	78/5	-
Little Beaver	2002	17	10	2530	1.44	93	28	83/38	-

Такие же работы проведены в США на месторождениях Horse Creek и West Heidelberg [161], на месторождении Sloss (ТГВ начато с 1963 года, глубокозалегающий, тонкий, заводнённый пласт лёгкой нефти, применена комбинация прямоточного окисления (горения) и заводнения, полученная нефтеотдача составила 43% [143]) и WestHackberry [143], причём на последнем опробован вариант COSH.

Лабораторные и подготовительные работы по опытно-промышленному опробованию ТГВ к 2009 году проводились в разных странах [89, 158, 161]: в Норвегии (месторождение Ekofisk), Великобритании (месторождение

Maureen), Аргентине (месторождение Barrancas), Индонезии (месторождение Handil, блок Ну 12 [89]), Ливии (месторождение Haram).

В США в 2003 году ТГВ применялось на шести объектах, в 2005 и 2009 годах уже на 11 [127], в 2009 году в США ТГВ реализовывалось на более чем 20 пилотных участков, в том числе, и в терригенных отложениях, и в карбонатных пластах [89].

В США с применением ТГВ добыто: в 2003 г. - 148 тыс.т нефти, в 2005 г. – 645 тыс.т, в 2006 г. – 774 тыс.т, в 2008 г. – 971 тыс.т, в 2010 г. – 964 тыс.т [127].

Некоторые результаты применения ТГВ на нескольких месторождениях США приведены в табл. 17.

В 2008 году прорабатывался пилотный проект ТГВ на одном из месторождений Бразилии, а также в Японии [89].

В 2009 году ряд подготовительных лабораторных работ по ТГВ был выполнен на нефтях нескольких австралийских месторождений [89, 143].

В 2004 году было сочтено перспективным опробование ТГВ на ряде месторождений Мексики, сложенных карбонатными трещиноватыми породами [165], причём предполагалось, что нефтеотдача будет не ниже, чем при закачке азота.

В последние несколько лет начата эксплуатация с применением ТГВ на нескольких пилотных участках в Китае [89, 166].

Параметры некоторых из месторождений, на которых прорабатываются планы применения ТГВ, приведены ниже, в табл. 18.

Несколько проектов прорабатываются и в России. В частности [127]:

- в ОАО «Сургутнефтегаз» подготовлены проекты промысловых испытаний ТГВ на Ай-Пимском и Маслиховском месторождениях баженовской свиты, а также на ачимовской залежи Маслиховского месторождения;
- «Газпромнефть» проектирует промысловые испытания ТГВ на Приобском месторождении, характеризующимся

низкопроницаемыми коллекторами, легкими нефтями и пластовыми температурами выше 90 °С;

- ОАО «РИТЭК» проводит работы по подготовке промышленных испытаний ТГВ на Галяновском и Средне-Назымском месторождениях баженовской свиты, на последнем на опытном участке осуществляются испытания оборудования закачки воздуха в пласт и исследуется внутрипластовое окисление;
- ОАО «Зарубежнефть» предполагает применить ТГВ и на залежах с карбонатными коллекторами в Ненецком автономном округе.

Таблица 18

Параметры некоторых из месторождений, на которых прорабатываются планы применения ТГВ

Месторождение (Страна)	Пластовая температура, °С	Давление, МПа	Пористость, %	Глубина, м	Вязкость нефти, мПа·с
Большой Экофиск (Норвегия)	60	32	25-40	2800	3
Барранкас (Аргентина)	85	20	17	2300	4,6
Кенморе (Австралия)	92	11,4	14	1400	0,75

В целом, обобщение результатов опытно-промышленного опробования ТГВ показывает следующее [28–39, 143, 158, 161]:

- ТГВ является наиболее эффективным из всех термических методов; в большинстве случаев его опробование оказалось технически осуществимым и экономически прибыльным [155].
- Закачиваемый агент (воздух) доступен и дешев.
- При ТГВ обеспечивается высокий коэффициент вытеснения.
- ТГВ может быть применено при геолого-технологических условиях, в которых заводнение или закачка пара неэффективны.
- ТГВ применимо в случае низкопроницаемых пород.

- Увеличение нефтеотдачи может быть достигнуто и в случае применения ТГВ с начала разработки, и после окончания естественного режима истощения, и после заводнения.
- Закачка воздуха (ТГВ) на карбонатных месторождениях лёгкой нефти технически осуществима и экономически выгодна.
- Рост КИН составляет порядка 0,15–0,17.
- Прибыльность проектов во многом обусловлена добычей газоконденсата, образовавшегося in-situ при реакциях окисления пластовой нефти [158].
- Закачка воздуха позволяет поддерживать пластовое давление, причём стоимость воздуха при этом много ниже, чем азота или двуокиси углерода; кроме того, этому же способствует появление в пласте газов горения.

Разумеется, как и любой метод нефтедобычи, ТГВ не свободен от ряда недостатков в основном, связанных с тем, что ТГВ является физически и технически весьма сложным методом, одним из самых сложных методов увеличения нефтеотдачи [29, 31–39, 91, 143, 158, 161].

При ТГВ в пласте происходит одновременно несколько сложных физико-химических процессов [29, 31–39, 91, 143, 158, 161]:

- многофазное многокомпонентное течение флюидов,
- химические реакции,
- фазовые переходы,
- изменение свойств флюидов во времени и пространстве под влиянием температуры и вариаций состава фаз,
- генерация и перенос тепла, как кондуктивный, так и конвективный,
- изменение параметров скелета под воздействием температуры и температурных градиентов.

Сложность внутрипластовых процессов при ТГВ, их слабая изученность приводят к тому, что практически не удаётся установить достаточно чётких и обоснованных прогнозных критериев успешности

метода: часто эксперименты в сходных геолого-физических условиях были как успешными, так и неуспешными; и, наоборот, опытные работы в совершенно различных условиях оказались удачными [143].

По тем же причинам крайне трудно выбрать оптимальный режим закачки воздуха и состав закачиваемой в пласт газовой смеси (воздух, воздух с парами воды, воздух, обогащённый кислородом).

Существует несколько технических трудностей [91, 108]:

- ✓ проблема сжатия до высокого давления и закачки в глубокозалегающий пласт больших объёмов воздуха, что приводит к значительным капитальным и операционным затратам (расход на энергию для компрессоров),
- ✓ сложность безопасного обслуживания мощных компрессоров, сжимающих достаточно агрессивный газ. Опыт работ на месторождении Буффало показывает [167], что серьёзных аварийных ситуаций с компрессорами полностью избежать очень трудно,
- ✓ компрессирование воздуха, особенно до больших давлений, может быть достаточно дорогой операцией,
- ✓ возможность прорыва воздуха в добывающую скважину при неполном его использовании в процессе окисления,
- ✓ необходимость утилизации газов горения, добываемых совместно с нефтью,
- ✓ необходимость (в той или иной степени) выделения конденсата (ШФЛУ), образовавшегося в пласте и добываемого совместно с газами и нефтью.

**Эти особенности ТГВ предъявляют повышенные требования к подготовке соответствующих проектов, даже на стадии опытно-промышленных работ [91, 108, 143, 161].**

**Во-первых, на этой стадии требуется проведение ряда сложных, дорогостоящих и нетрадиционных для нефтяников лабораторных исследований [91, 108, 143, 161].**

Прежде всего, необходим цикл экспериментов по изучению кинетики химических реакций, происходящих при окислении нефти. Они должны дать ответы на естественно возникающие вопросы:

- Какое количество нефти преобразуется при низкотемпературном окислении? Какие продукты её преобразования при этом возникают? Как они преобразуются при последующем окислении в зависимости от температуры и (или) скорости её повышения?
- Какая часть нефти подвергается пиролизу перед фронтом тления в зависимости от температуры и (или) скорости её возрастания? Какие продукты преобразования нефти при этом возникают? Как они преобразуются при последующем окислении в зависимости от температуры и (или) скорости её повышения?
- Какова температура начала экзотермических реакций окисления нефти, продуктов низкотемпературного окисления, продуктов пиролиза?
- Какое количество тепла выделяется при экзотермических реакциях окисления и пиролиза нефти, продуктов её превращений при низких температурах - в зависимости от температуры и (или) скорости её возрастания? Достаточно ли оно велико для возникновения самоподдерживающегося процесса окисления?
- Как эти параметры зависят от режима закачки воздушной смеси и её состава?
- Как грубо, укрупнено, можно описать кинетику этих реакций для последующего численного моделирования процессов в **макромасштабе?**

К сожалению, какого-либо теоретического ответа на перечисленные выше вопросы получить невозможно. Нефть представляет собой

сложнейшую смесь различных соединений: предельных, непредельных, ароматических, циклических углеводородов; нефтяных смол; асфальтенов; металлоорганических, сераорганических, хлорорганических примесей и т.д. и т.п. При этом окисление различных фракций нефти (ароматических углеводородов, предельных углеводородов, асфальтенов и т.п.) происходит в различных температурных интервалах, и по-разному [143]. Поэтому предварительные сведения о процессах окисления сырой нефти можно получить только экспериментальным путём, изучая образцы нефти и пород рассматриваемого месторождения.

При этом, в большинстве случаев, нельзя воспользоваться и данными экспериментов, выполненных на нефтях других месторождений или иных нефтеносных горизонтов одного и того же месторождения. Последнее связано с тем, что состав нефти сильно зависит от всей геологической истории конкретного нефтеносного объекта, начиная от первичного образования осадков и до нынешнего геологического времени. Поэтому нефти залежей, даже географически очень близко расположенных друг к другу, часто даже одного геологического возраста, могут сильно различаться по составу, в зависимости, например, от различия в палеотектонической истории этих залежей.

**Следовательно, первый этап всех подготовительных работ состоит в изучении процесса окисления сырой нефти данного месторождения при различных температурных режимах и при различных составах и скоростях прокачки воздушной смеси [91, 108, 143, 161].**

**Кроме того, в обязательном порядке, необходимо многовариантное численное моделирование всего процесса, прежде всего, для выбора оптимального варианта ТГВ, как по расположению скважин, так и по режиму закачки агентов в пласт [91, 108, 160].**

При этом отмечается, что натурные эксперименты на трубных моделях, при всей их большой значимости, никак не могут заменить численное моделирование [91, 108], поскольку натурное моделирование – процесс очень

длительный и дорогостоящий. Кроме того, всегда остаётся несоответствие масштабов эксперимента и реальных пластовых условий. К тому же, эксперимент на трубах – одномерный, тогда как оценка охвата воздействием безусловно, требует двумерного или трёхмерного моделирования, которое может быть проведено только численно.

Соответственно необходим сбалансированный план сочетания лабораторных работ и численных экспериментов: проводить минимально необходимое количество лабораторных экспериментов различного пространственного масштаба, с целью получения опорной и контрольной информации, проверки алгоритма численного моделирования или получения исходных данных для него; дальнейший анализ применения ТГВ при проектировании или регулировании разработки следует проводить с использованием данных многовариантного численного моделирования.

В этом отношении весьма показательными являются подготовительные работы по организации ТГВ на месторождении Ekofisk [161], при которых до начала реализации проекта был выполнен большой объём исследовательских работ:

- *Тщательный выбор участка для пилотного проекта,*
- *Лабораторные эксперименты:*
  - Эксперименты по моделированию ТГВ на трубных моделях,
  - Исследование кинетики возникающих реакций на калориметре при различной скорости нагрева,
  - Эксперименты по диффузии газов между пористой матрицей и трещинами,
  - Исследование сжимаемости пород, их поведения при механической нагрузке,
- *Численное моделирование закачки воздуха в трещиноватый пласт и возникающих в нём процессов:*
  - Расчёт различных вариантов закачки агентов и отбора продукции,
  - Расчёт и анализ процесса окисления нефти и течения флюидов.



**На этапе эксплуатации участка (или месторождения) методом ТГВ совершенно необходим контроль и регулирование внутрипластовых процессов, в первую очередь, перемещения фронта окисления и возможности прорыва воздуха к добывающим скважинам [91, 108, 189, 190].**

Такой контроль должен включать в себя [108]:

- периодические гидродинамические исследования пластов и скважин методом восстановления давления для выявления ориентировочных положений границ зон с различной плотностью пластового флюида,
- измерения забойных температур и давлений стационарными датчиками, установленными на забое нагнетательных скважин и под насосами в добывающих скважинах,
- периодические измерения геофизическими методами в контрольных скважинах (тепловыми, стационарными нейтронными, гамма-плотномерами, импульсным нейтронным и т.д., и т.п.); для этого на разрабатываемом участке должна быть предусмотрена сетка наблюдательных скважин (см. рис. 44),
- периодические промыслово-геофизические исследования в добывающих и нагнетательных скважинах для определения расхода и состава флюидов, поступающих в добывающую скважину или закачиваемых в нагнетательную скважину, в различных интервалах перфорации, оценки охвата пласта воздействием по толщине и пр.
- непрерывные измерения:
  - дебитов нефти, газа и воды на устье добывающих скважин;
  - давлений на устье скважин;
  - температуры добываемых флюидов на устье скважин,
  - систематические наблюдения по скважинам за концентрацией в добываемом с нефтью газе таких компонентов, как кислород ( $O_2$ ), углекислый газ ( $CO_2$ ), окись углерода (CO), азот ( $N_2$ ), а в некоторых случаях и других ( $H_2S$ ,  $SO_2$ ,  $SO_3$  и др.);

- гидропрослушивания скважин на наиболее важных и интересных участках разрабатываемого пласта для изучения связи между скважинами,
- исследования индикаторным методом для изучения связи между скважинами.

**Главной же составной частью процедур контроля и регулирования ТГВ является численное гидродинамическое моделирование пластовых процессов, по результатам которого и должны приниматься решения по изменению тех или иных технологических параметров.**

**Фактически речь идёт об уже упоминавшейся выше технологии «Цифрового месторождения» [80-87], которая необходима для любых способов повышения нефтеотдачи и разработки нетрадиционных ресурсов углеводородов, в том числе и для ТГВ.**

**Центральным элементом «цифрового месторождения» является подсистема моделирования течения флюидов в пласте.**

## **12. Необходимость создания нового термогидросимулятора для численного моделирования термогазового воздействия**

Однако, несмотря на современные достижения в математическом моделировании процессов подземной гидродинамики и росте быстродействия современных вычислительных систем, построение подобных численных моделей и многовариантные расчёты по ним представляют собой достаточно трудную задачу, требующую больших затрат календарного и машинного времени.

*Это справедливо, в особенности, для залежей со сложными углеводородными системами (газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых), сложного строения (с высокой расчленённостью и прерывистостью пластов, значительной латеральной изменчивостью фильтрационных свойств, сложенных трещинными или трещинно-поровыми породами и т.п.), а также для нетрадиционных залежей, типа бажендовской свиты, которые должны разрабатываться с помощью сложных методов добычи, таких, как ТГВ.*

Кроме того, оптимизация разработки всего месторождения или его существенной части, в общем случае, должна осуществляться в пространстве огромного числа параметров, что **на порядки** увеличивает число расчётных вариантов по сложной гидродинамической модели с большим числом расчётных блоков.

*Поэтому одной из важнейших задач становится использование эффективных методов и подходов, сокращающих объём и время вычислений на полномасштабной гидродинамической модели месторождения.*

*Первый возможный подход [86] состоит в том, что создание подсистемы моделирования должно строиться иерархически: большая гидродинамическая модель используется для создания и проверки более простых - суррогатных (или эквивалентных) упрощённых моделей.*

Суррогатные модели позволяют сравнительно легко осуществлять предварительные расчёты при выборе необходимого управленческого решения, но с обязательной последующей проверкой и корректировкой результата по расчётам на большой модели, но уже при небольшом числе вариантов.

*Под суррогатными моделями понимаются такие, которые, за счёт потери в точности и детальности описания процесса, содержат намного меньшее число оптимизируемых параметров, наиболее существенных для достижения поставленной цели оптимизации.*

**Эта иерархичность, по-видимому, носит пространственный характер: скважина - зона (блок) - месторождение.**

При моделировании работы скважины в качестве суррогатных моделей могут быть использованы различные приближённые формулы для кривых «давление-дебит», «дебит-время» и т.д., и т.п., широко применяемые в геолого-промысловом анализе работы месторождений углеводородов.

При моделировании различных зон или блоков объекта для предварительных расчётов могут быть использованы простые модели типа «ВНИИ-1», «ВНИИ-2» или им подобные.

Эта пространственная иерархичность тесно связана и с временной иерархичностью принятия решений.

- **На скважине**, при ликвидации или предотвращении аварийных ситуаций, рекомендации по управленческим решениям должны выдаваться в течение нескольких минут.
- При регулировании потоков флюидов в скважине, например, снижению добычи воды, - в течение часов или, в крайнем случае, дней.
- **При рассмотрении зоны (блока)** управляющие решения сводятся, в основном, к проведению различных геолого-технических мероприятий, бурению дополнительных скважин, переводу добывающих скважин в нагнетательные или наблюдательные и т.д.

Такие решения для своей реализации требуют месяцев и даже 1-2 лет. Поэтому они должны подтверждаться *прогнозами* в течение некоторого времени, и лишь затем выдаваться менеджерам более высокого уровня для принятия окончательного решения.

- **При рассмотрении всего месторождения в целом** управленческие решения могут состоять, например, в уплотнении сетки скважин, переходе от естественного режима к закачке воды, началу масштабного применения МУН со сменой вытесняющего агента, применении массивированных ГРП на всём месторождении и т.д. Такие решения для своей реализации требуют нескольких лет, и они должны подтверждаться в течение значительного времени *прогнозами* по результатам мониторинга и моделирования, и лишь затем выдаваться менеджерам более высокого уровня для принятия окончательного решения.

**Второй подход** состоит в использовании существующих приёмов сокращения вычислений, в частности, распараллеливания вычислений, что может позволить существенно сократить время счёта [22, 82, 83].

**Третий путь** - создание специализированных высокопроизводительных вычислительных систем, имеющих небольшие габариты и энергопотребление, а также разработка программного обеспечения к таким системам.

**Четвёртое направление** - использование современных достижений в теории и программном обеспечении методов оптимального управления технологическими процессами.

За последние десятилетия в нефтегазовой отрасли были разработаны и используются различные виды больших пакетов программ для задач гидродинамического моделирования разработки [58, 77, 79, 88, 89], принципы которых создавались ещё в 60-х – 70-х годах прошлого века (см., например, [1, 84]).

Во всем мире, в том числе в России, для анализа, проектирования, мониторинга разработки и управления разработкой нефтяных месторождений используются комплексы программ, называемые «гидродинамические симуляторы разработки нефтяных залежей» (ГДС).

Наиболее широкое применение в России получили следующие ГДС: MORE (ROXAR) [88]; ECLIPSE (Schlumberger) [58]; IMEX, GEM, STARS (Computer Modeling Group Ltd); VIP (Landmark Graphics Corporation); LAURA (ВНИИнефть); 3DSL (Streamsim Technologies); tNavigator (Rock Flow Dynamics) [79]; MKT (TimeZYX) [89]; ТЕХСХЕМА (СургутНИПИнефть).

Из перечисленных выше симуляторов блоками неизотермических расчетов с химическими реакциями оснащены только ECLIPSE (Schlumberger), STARS (CMG) и tNavigator (RFD). Эти, наиболее многофункциональные, программные комплексы можно назвать «термогидродинамическими симуляторами (ТГДС)».

Система уравнений и замыкающих соотношений, позволяющая сформулировать вычислительный алгоритм для моделирования многофазной, многокомпонентной, неизотермической фильтрации с учётом адсорбции, фазовых превращений и нескольких химических реакций приведена в работе [22], однако до настоящего времени коммерческой программной реализации для такого моделирования не разработано.

В состав пакета **ECLIPSE (Schlumberger)** входят следующие симуляторы:

- **Black-Oil** (нелетучая нефть);
- **Compositional** (композиционная модель);
- **Thermal** (термическая модель);
- **FrontSim** (симулятор с построением трубок тока).

**EclipseThermal (E500)** – как раз и предназначен для моделирования методов теплового воздействия на пласт. В принципе, он позволяет моделировать многие явления и процессы, происходящие при тепловых методах воздействия на пласты, насыщенные углеводородами:

- сложные физико-химические эффекты, с учётом их зависимости от температуры, давления и концентрации компонентов;
- взаимодействие различных химических реагентов;
- теплообмена в системе флюид-порода;
- выпадение твёрдой фазы;
- эффект парогазового воздействия;
- внутрислоевого горения;
- различные виды воздействий на пласт через добывающие и нагнетательные скважины.

ECLIPSE Thermal позволяет моделировать фильтрацию газа, водяного пара, горячей и холодной воды, горение и другие химические реакции, включая вспенивание нефти [58].

**STARS (компания CMG).** В состав пакетов симуляторов компании CMG входят следующие блоки:

- **IMEX** (нелетучая нефть);
- **GEM** (композиционная модель);
- **STARS** (термическая модель).

**STARS** - симулятор процессов с участием пара, тепла и химических реакций.

STARS является наиболее сложным симулятором CMG и предназначен для моделирования фильтрационных процессов с участием трехфазных многокомпонентных систем. Он позволяет моделировать фильтрацию флюидов с дисперсными частицами или без них в коллекторах со сложным геологическим строением, в том числе пересекаемых естественными или искусственными трещинами.

STARS – это численный симулятор обширного спектра применения. Он может применяться для моделирования композиционных, тепловых, геомеханических (трещинообразование, уплотнение, обрушение породы) процессов в присутствии дисперсных компонентов (полимеров, гелей, частиц

породы, эмульсий, пен) или без них, а также процесса внутрислового горения.

STARS также включает уникальный алгоритм «дискретизации» ствола скважины, позволяющий более точно моделировать горизонтальные стволы скважин при исследовании эффективности процессов добычи SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage – гравитационный режим разработки с обработкой пласта паром) или Single Well SAGD (гравитационный режим разработки с обработкой пласта паром и отбором продукции в одной и той же скважине).

STARS позволит эффективно моделировать:

- образование в пласте и течение эмульсий и пен (в том числе вспенивающихся нефтей);
- образование в пласте асфальтенов и парафинов;
- процессы обработки призабойной зоны пласта химическими реагентами;
- применение методов повышения нефтеотдачи (МУН).

Особенности симулятора STARS:

- Уточненная модель ствола скважины;
- Широкий спектр критериев управления скважиной;
- Модель естественно трещиноватого коллектора;
- Особые возможности работы с сетками;
- Модель диспергированных компонентов;
- Всестороннее описание взаимодействия породы и флюидов;
- Состав компонентов, задаваемый пользователем;
- Упрощенное или всеобъемлющее задание свойств компонентов;
- Кинетика реакции, задаваемая пользователем;
- Адаптивная неявная схема решения;
- Особый метод решения матричных уравнений (AIMSOL);
- Модели полимеров, пен и гелей;
- Геомеханическая модель;



- Определение размеров модели при запуске;
- Кроссплатформенность.

Химические вещества и процессы, которые можно моделировать с помощью STARS:

- Полимеры;
- Асфальтены;
- Гели;
- Эмульсии;
- Поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- Пены;
- Соли;
- Выпадение парафинов вследствие химических реакций;
- Процесс циклического водогазового воздействия.

Процессы извлечения тяжелых нефтей, которые можно моделировать с помощью STARS:

- Гравитационный режим разработки с обработкой пласта паром (SAGD);
- Гравитационный режим разработки с обработкой пласта паром и отбором продукции в одной и той же скважине (Single Well SAGD);
- Закачка горячей воды;
- Циклическое паротепловое воздействие;
- Внутрипластовое горение;
- Вспененные нефти;
- Закачка пара;
- Добыча с закачкой в пласт пара растворителя (VAPEX).

**tNavigator (RFD).** Пакет программ tNavigator предназначен для моделирования фильтрационных течений многокомпонентных трехфазных изотермических и неизотермических систем, реализована модель black-oil и композиционная модель. В симуляторе используется аппроксимация систем дифференциальных уравнений в частных производных методом конечных

объемов. В качестве метода решения рассматриваемых нелинейных уравнений используется полностью неявный метод (Fully Implicit).

Основные возможности симулятора tNavigator:

- Построение одно-, двух- и трехфазных моделей;
- Построение композиционных моделей;
- Построение термических моделей;
- Моделирование различных механизмов извлечения нефти;
- Параллельные расчеты - расчет больших моделей, использование высокопроизводительных вычислительных серверов, кластерные расчеты;
- Развитая система технических и экономических ограничений на работу скважины;
- Пользовательские графики и аргументы - возможность рассчитывать показатели работы модели по собственным формулам и методикам, а также использовать их при задании целевых параметров и ограничений работы скважин (дебитов по фазам и давлений);
- Различные модели водоносных пластов;
- Задание свойств по регионам;
- Возможность моделирования сложных физико-химических эффектов в зависимости от температуры, давления и концентрации компонентов;
- Моделирование выпадения твёрдой фазы;
- Моделирование парогазового воздействия;
- Моделирование внутрислоевого горения;
- Моделирование взаимодействия различных химических реагентов.

В ПК tNavigator в качестве термодинамических уравнений состояния используются уравнения

- Редлиха-Квонга,
- Пенга-Робинсона,

○ Соавье-Редлиха-Квонга.

В композиционной термохимической модели симулятора tNavigator учитываются следующие фазы и компоненты:

- Водная фаза (вода) – не смешивается с углеводородными фазами, состоит из одной компоненты – воды;
- Жидкая углеводородная фаза (нефть) – состоит из смеси углеводородных компонентов, находящихся при данном давлении, температуре и концентрации других компонентов в жидком состоянии;
- Газообразная углеводородная фаза (газ) – состоит из смеси углеводородных компонентов, компонента-кислорода, компонента-воды, находящихся при данном давлении, температуре и концентрациях других компонентов в газообразном состоянии;
- Твердая фаза (кокс) – состоит из одного компонента – кокса.

Возможен учёт следующих видов фазовых переходов и химических реакций [85]:

- ✓ вода  $\Rightarrow$  газ – парообразование,
- ✓ газ  $\Rightarrow$  вода – конденсация,
- ✓ газ  $\Rightarrow$  нефть – растворение,
- ✓ нефть  $\Rightarrow$  газ – испарение,
- ✓ нефть  $\Rightarrow$  кокс – коксование,
- ✓ нефть, газ  $\Rightarrow$  газ, вода – горение,
- ✓ кокс, газ  $\Rightarrow$  газ, вода – горение.

Для задания начальных условий используется как явное задание распределений давления, насыщенности и температуры, так и вычисление начального распределения из условий гидростатического и термодинамического равновесия.

В ПК tNavigator кроме стандартной модели скважины реализована измененная модель, позволяющая удобнее и нагляднее описывать заколонные перетоки; трещины, возникающие в результате применения

гидроразрыва пласта [85], загрязнение околоскважинной зоны пласта и обработки призабойной зоны пласта.

Однако, в симуляторе tNavigator (RFD) блок неизотермической фильтрации пока доступен только в тестовом режиме и компания RFD не гарантирует сходимость решений, полученных с его помощью, с решениями, полученными с помощью симуляторов ECLIPSE и STARS.

Поэтому в любом случае, пока использовать его для проектирования или регулирования ТГВ не представляется возможным.

*Несмотря на значительные усилия, затраченные на разработку существующих вариантов ТГДС, имеющиеся симуляторы обладают значительным количеством недостатков и упрощений, которые не позволяют их эффективно использовать для проектирования и регулирования ТГВ в разнообразных геолого-технологических условиях, особенно в случае широкомасштабного применения этого метода как на месторождениях лёгкой нефти, так и в глинисто-кремнистых высоко битуминозных отложениях.*

**Это связано с рядом упрощений, заложенных в программные продукты; в качестве основных из них можно указать следующие:**

1. Модель скважины, используемая в современных коммерческих симуляторах, справедлива для отдельно стоящей скважины, то есть получена в предположении, что другие скважины и границы пласта достаточно удалены и не влияют на характер фильтрации вблизи данной скважины. При практических расчётах это приводит к требованию, чтобы между соседними скважинами было не менее 10 ячеек, а между скважиной и ближайшей границей моделируемой области - не менее 5 ячеек.
2. Если для моделирования скважин сложного профиля (горизонтальных, наклонно-направленных и пр.) на сетках, отличающихся большой разницей в размерах сеточных блоков в направлениях  $Z$  и  $X$ ,  $Y$  (порядка 100 раз), используются стандартные

зависимости, то картина притока жидкости к стволу скважины существенно искажается. Формулы стандартной модели скважины (полученные на основе формулы Писмана) предполагают, что фильтрационные потоки почти равномерно распределены вокруг сеточного блока, содержащего скважину. Большие различия в размерах сеточных блоков в направлениях, перпендикулярных оси скважины, (например  $Z$  и  $X$  для горизонтальной скважины, параллельной оси  $Y$ ) приводят к неравномерности распределения потока, что стандартный подход не учитывает.

3. Подвижность фазы зависит от давления и насыщенности в ячейке, в которой расположена скважина. Если размер ячейки невелик, то соответствующие значения в ячейке и вблизи скважины различаются несущественно. На практике сеточные блоки достаточно крупные, поэтому вычисление подвижности вблизи скважины с использованием средней насыщенности и среднего давления в блоке может приводить к большим ошибкам.
4. При моделировании необходимо учитывать локальные эффекты, которые могут быть связаны, например, с конусообразованием или с выделением газа при снижении забойного давления ниже давления насыщения. Основными средствами учета этих эффектов является локальное измельчение сетки или введение специальных модифицированных фазовых проницаемостей для скважин. Использование локального измельчения сетки приводит к значительному увеличению времени счета, а использование модифицированных фазовых проницаемостей является чисто формальным приёмом, не имеющим физического обоснования, и может привести к непредсказуемым результатам вычислений.
5. Современные коммерческие симуляторы не предусматривают моделирование гистерезиса PVT-свойств флюидов, что приводит к некорректным результатам расчетов при моделировании процесса,

когда при снижении пластового давления ниже давления насыщения из нефти выделяется попутный нефтяной газ, который впоследствии, при повышении пластового давления, снова растворяется.

6. Современные коммерческие симуляторы при использовании композиционных неизотермических моделей фильтрации не позволяют проводить расчеты с использованием термодинамических уравнений состояния, вместо этого используются эмпирические зависимости констант термодинамического равновесия от давления и температуры для каждого из компонентов. При существенном изменении пластового давления и температуры такой метод дает большие ошибки при расчете термодинамического равновесия.
7. Указанные выше коммерческие симуляторы не позволяют эффективно рассчитывать процессы фильтрации с учетом неравновесных фазовых превращений.
8. Современные коммерческие симуляторы не позволяют эффективно рассчитывать процессы фильтрации с учетом неравновесных химических реакций.
9. Используемые на сегодня коммерческие симуляторы не предоставляют пользователям возможности моделировать появление и рост проницаемости, возникающей в результате термомеханических воздействий на пласт, в первую очередь, в породах, обладающих анизотропией деформационных, прочностных и фильтрационных свойств. Иными словами, в некоторых используемых пакетах могут учитываться изменения проницаемости уже существующих каналов и пор, но нет способов эффективно описать появление новых пустот и каналов в объеме пласта.

10. В используемых пакетах пользователю не предоставляется возможность оценивать прочность покрышек нефтяных пластов, с целью оценки безопасности реализуемых технологий разработки, что особенно важно при расчетах процесса ВГ и ТГВ.
11. Ни один из существующих симуляторов не позволяет эффективно вести расчеты при использовании мелкоячеистой адаптивной сетки с размерами локального измельчения в сантиметры, что необходимо для описания быстрых термохимических процессов, протекающих при ВГ и ТГВ на узком фронте горения или окисления нефти в пласте.
12. В разработанных на сегодняшний день пакетах не предусмотрена возможность адекватного моделирования сложной, неньютоновской, реологии пластовых флюидов: наличия начального градиента давления, вязкопластичных и вязкоупругих свойств жидкости, течения жидкостей Шульмана, Ферри, Рабиновича и т.д., что важно для расчетов по применению ТГВ, поскольку высоковязкие нефти, битумы, продукты пиролиза керогена обладают, как правило, сложными реологическими характеристиками.
13. Существующие симуляторы не учитывают вязкостную неустойчивость при вытеснении высоковязкой нефти газами (газы горения, пар, азот и пр.).
14. Имеющиеся пакеты не позволяют учесть отсутствие термодинамического равновесия между флюидами и породой в расчетной ячейке, что может иметь место при внутрислоевом горении.
15. Не все блоки коммерческих симуляторов можно использовать одновременно, например, нельзя одновременно использовать термический симулятор и симулятор, предназначенный для

полимерного заводнения, то есть нельзя исследовать термополимерное воздействие и т.п.

16. Коммерческие термогидродинамические симуляторы не позволяют учитывать процессы термического разложения породы карбонатных пластов при воздействии высоких температур (которое имеет место при ВГ и ТГВ), не могут учитывать происходящие при этом изменения пористости (может достигать 10 и более раз) и проницаемости (может достигать 100 и более раз).
17. Также ни один из современных коммерческих ТГД-симуляторов не имеет возможности подключения собственных модулей пользователя, расширяющих возможности моделирования физических процессов.
18. Современные ТГД-симуляторы не адаптированы для распараллеливания на суперЭВМ. Большинство ориентировано на использование обычных персональных компьютеров с одним процессором. В этом случае, расчёт всего одного варианта: а) при моделировании внутрипластового горения на сравнительно небольшой сетке, или б) расчет простой изотермической двухфазной фильтрации, но на большом месторождении (порядка 1000 скважин) на сетке с ячейками 25 м., на ПК **занимает месяцы**, а на кластерных системах – **недели**. При проектировании или управлении разработкой, число расчётных вариантов исчисляется десятками.

Если параллельные вычисления и используются в указанных выше пакетах программ (как правило, с применением кластеров), то при использовании более 8-12 процессоров эффективность счета, как правило, катастрофически падает вплоть до того, что время расчета задачи в последовательном (однопроцессорном) режиме становится меньше, чем время счета той же задачи в параллельном режиме.



Указанные упрощения должны быть устранены, что фактически требует создания совершенно нового симулятора.

Кроме того, применение зарубежных термогидросимуляторов несёт риск невозможности их использования, или совершенствования, или адаптации к иным условиям или задачам - в случае изменения геополитической обстановки и усложнения контактов с правительствами стран-разработчиков. Для освоения стратегических резервов углеводородного сырья страны – такое положение неприемлемо.

Таким образом, создание усовершенствованного, отечественного термогидросимулятора, предназначенного для отечественных суперкомпьютеров, с возможностью воспользоваться различными приёмами ускорения счёта является одним из важнейших элементов в освоении стратегических резервов углеводородного сырья нашей страны.

### **13. Оценка необходимой вычислительной производительности компьютерных систем для моделирования термогазового воздействия**

**Возникает естественный вопрос: вычислительные системы какой производительности необходимы для моделирования ТГВ при его проектировании и регулировании?**

Такие оценки были выполнены коллективом работников НИИСИ РАН при следующих допущениях:

- **исходя** из принятой в России классификации месторождений по величине запасов;
- **учитывая** опыт работы отечественной нефтегазовой промышленности, процедуры принятия решений по корректировке методики разработки;
- **предполагая** использование для гидродинамического моделирования отечественных суперЭВМ (на основе разрабатываемой уникальной структуры обмена данными между процессорами и использовании специальных вычислительных блоков) с зарубежными процессорами;
- **опираясь** на опыт сотрудников НИИСИ РАН в расчетах задач подземной нефтегазовой гидродинамики на таких процессорах;
- **предполагая** линейную зависимость между числом процессоров и ускорением счета за счет использования вышеупомянутых уникальных отечественных суперЭВМ;
- **принимая**, что расчетное время, затрачиваемое на обновление геологической модели на порядок меньше, чем время для адаптации и расчета гидродинамической модели.

В результате [86] была получена **примерная** таблица оценок необходимой производительности вычислительных комплексов для реализации технологии «Цифрового месторождения», в том числе и при ТГВ (см. табл. 19).

Примерная производительность вычислительных комплексов  
для проектирования и регулирования ТГВ [86]

Классификация месторождений по размеру	Извлекаемые запасы, млн. т.	Количество скважин, шт.	Количество ячеек, млн.шт.	Время счета, час	Минимальная требуемая производительность суперкомпьютера (изотермическая трехфазная фильтрация), Тфлопс	Максимальная требуемая производительность суперкомпьютера (неизотермическая многокомпонентная фильтрация), Тфлопс
Уникальные	>300	>1000	1-2·10 <sup>3</sup>	10	550	550000
Крупные	30 - 300	300 - 500	200 - 300	4	110	110000
Средние	3 - 30	десятки или первые сотни	20 - 40	2	33	33000
Мелкие	1 - 3	несколько десятков	1 - 4	0.5	1.1	1100

Как видно, для корректного моделирования ТГВ с приемлемой для промышленности длительностью расчётов, необходимы отечественные суперкомпьютеры очень высокой производительности – не менее, чем в **несколько десятков Петафлопс. Разработка таких, отечественных, вычислительных систем также является необходимым этапом в освоении нетрадиционных углеводородов в нашей стране.** Разумеется, применение таких систем, когда они будут созданы, одной только этой задачей не ограничивается.

Создание таких, практически ЭКЗАФЛОПСных, вычислительных систем вовсе не является чем-то фантастическим, они уже находятся на начальной стадии разработки [82, 87]. Более того, по прогнозам энергетического консалтингового агентства CERA (США) [83], в ближайшие годы **использование суперкомпьютеров обеспечит:**

- ✓ рост коэффициента извлечения нефти на 0,02 – 0,07;
- ✓ сокращение расходов на нефтедобычу на 10–25%;
- ✓ повышение нормы выработки на 2–4%.

**Согласно этим оценкам, для корректного моделирования ТГВ с приемлемой для промышленности длительностью расчётов, необходимо семейство отечественных суперкомпьютеров высокой производительности – от 1 до 500 Петафлопс.**

**Разработка таких, отечественных, вычислительных систем также является необходимым этапом в освоении нетрадиционных углеводородов в нашей стране.**

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный обзор литературных данных и простейшие оценки, основанные на многолетнем опыте работы авторов в нефтяной отрасли, позволяют сформулировать следующие заключительные положения:

1. Производство и потребление энергии в мире в ближайшие 2–3 десятилетия будет расти.

Доля нетрадиционных и возобновляемых источников энергии будет возрастать. Тем не менее, их вклад в общее производство и потребление энергии всё же останется не преобладающим и будет составлять только около 30%.

Потребление традиционного моторного топлива (нефтяного) в ближайшие десятилетия не снизится, и доля иных двигателей (электрических, газовых и т.д.) останется незначительной.

Через несколько десятилетий доля углеводородного сырья (уголь, нефть, газ) в потреблении энергии может снизиться, но незначительно.

**В целом, на ближайшие несколько десятилетий роль ископаемых (не возобновляемых) углеводородных источников энергии - нефти, газа, угля - будет оставаться определяющей в снабжении человечества энергией, в том числе и России. При этом основная доля (около 60% от общего потребления первичной энергии) приходится на нефть и газ.**

2. Разведанные *запасы* нефти в мире позволяют обеспечить человечество нефтью (при сохранении нынешнего уровня добычи) примерно на 40-50 лет. Известные *ресурсы* нефти позволяют добывать нефть даже в конце столетия в объёмах, лишь на 30-40% ниже, чем нынешний уровень.
3. На территории России, составляющей 12,8% территории Земли, сосредоточено 12-13% *прогнозных ресурсов* и около 12% *разведанных запасов* нефти.

Однако, **доказанные запасы** нефти в России не велики, и при сохранении нынешних темпов её добычи их хватит менее, чем на 25 лет. В России сложилось весьма тревожное положение с обеспечением запасами, то есть с соотношением между разведанными запасами и уровнем годовой добычи, ввиду чего многие специалисты прогнозируют возможное значительное падение нефтедобычи в России в недалёком будущем.

Помимо этого, наблюдается и ухудшение качества *остаточных доказанных запасов*. Велика доля так называемых *трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ)*, на долю которых приходится не менее 55-58% *разведанных запасов* России.

Доля *благоприятных для извлечения запасов* составляет менее половины российских *разведанных запасов* нефти. Однако и *благоприятные запасы* характеризуются в России высокой степенью выработанности, которая на эксплуатируемых месторождениях превысила 50%, и высокой обводненностью пластов - в среднем на 70%.

**Ситуация с запасами нефти в России требует принятия срочных мер для поддержания нефтедобычи на приемлемом уровне в текущем столетии.**

4. Для поддержания добычи нефти и газа в стране необходимо резкое увеличение масштаба геологоразведочных работ, однако, **результатом разведки на нефть, весьма вероятно, будет открытие значительного числа мелких, малорентабельных или неэкономичных месторождений.**
5. Очень велики и ресурсы углеводородов в российской части арктического шельфа. При этом значительная часть Арктики пока мало разведана.

Однако, большинство месторождений нефтегазоконденсатные или газоконденсатные, а среди нефтяных значительна доля вязких нефтей.

**Разведка российского шельфа Арктики, в принципе, может резко повысить обеспеченность нефтегазовой отрасли разведанными запасами. Однако при этом есть ряд серьёзных осложняющих факторов, препятствующих масштабной разработке месторождений нефти арктического шельфа России.**

**Разведка углеводородных ресурсов арктического шельфа России имеет, прежде всего, геополитическое значение для страны. И, кроме того, в гораздо большей степени Арктические месторождения могут позволить поддержать или нарастить добычу газа, так как ресурсы газа в Арктике намного выше ресурсов жидких углеводородов.**

- 6. Это означает, что для обеспечения нефтью, помимо увеличения масштабов работ по геологоразведке, совершенно необходимы значительные усилия по повышению эффективности эксплуатации разведанных залежей нефти.**
- 7. Колоссальный резерв повышения уровня добычи нефти в стране при минимальных затратах представляет собой повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) при традиционном способе разработки – заводнением – с помощью регулирования процесса.**

Подобное регулирование основано на результатах детального контроля процесса разработки. Методика подобного контроля также разрабатывается и совершенствуется в течение последних 60 лет.

Последовательное применение известных методов контроля разработки и мероприятий по её регулированию существенно повысит величину КИН при заводнении, который при этом может возрасти до 0,5 с существующего в России значения порядка 0,35.

**Выполнение хорошо известных и апробированных методов контроля и регулирования разработки даже на месторождениях «лёгких» нефтей является наиболее оперативным средством поддержания нефтедобычи в России. Тем более, что речь идёт о**

**месторождениях с уже существующей инфраструктурой, укомплектованных квалифицированными кадрами.**

8. Огромен и объём остаточной нефти на месторождениях России, выработанных и вырабатываемых на естественном режиме и заводнении, составляющий порядка 20 млрд.т.

**Если предположить, что удастся извлечь 15% от этого количества - то мы получаем дополнительную добычу в 3 млрд.т.**

Для выбора или разработки метода извлечения дополнительной нефти на месторождении или его участках, давно находящихся в эксплуатации, и последующей «доработки» месторождения или его части, необходимо восстановить трёхмерное распределение целиков нефти на полностью или частично выработанных нефтеносных объектах, а на этой основе определить оптимальную стратегию и способы их разработки в конкретных ситуациях.

При этом, ввиду неполноты имеющейся информации на старых месторождениях, резко возрастает необходимость расчёта большого числа вариантов строения пласта и методов доработки.

**Подобная задача может быть решена только с помощью нового программного обеспечения и использования суперкомпьютерных технологий.**

9. На месторождениях, благоприятных для разработки, в течение последних 60 лет разрабатывались и опробовались физико-химические методы извлечения нефти из пласта. К настоящему времени насчитывается более сотни различных технологий, однако, в нефтедобыче применяются они не слишком широко. Последнее связано с рядом объективных обстоятельств.

Первое – достаточно высокая себестоимость МУН.

Второе – недостаточная степень технической проработанности многих вариантов МУН и их неготовность к масштабному промышленному использованию.



Третье - жёсткие требования к нефти, поставляемой в трубопроводную систему ОАО «Транснефть».

**Условиям технической проработанности, высокой эффективности и разумной стоимости на сегодняшний день удовлетворяют в наибольшей степени только два варианта МУН: тепловые методы (в первую очередь, закачка пара в различных вариантах) и закачка CO<sub>2</sub> (снижающего вязкость нефти). По указанным выше причинам, применение остальных физико-химических МУН на месторождениях с благоприятными условиями разработки может иметь лишь ограниченную область применения.**

- 10. Для месторождений же с неблагоприятными условиями разработки, в первую очередь, в низкопроницаемых коллекторах, получить разумный коэффициент извлечения без привлечения МУН вообще весьма проблематично.**

Увеличение КИН в низкопроницаемых коллекторах может быть достигнуто применением современных газовых и механических методов повышения нефтеотдачи. Но число газовых проектов ограничено из-за отсутствия соответствующих количеств газа, выбранного для закачки в пласт.

- 11. В целом, применение МУН на месторождениях как с благоприятными условиями разработки, так и с ТИЗ, может стать оперативным резервом для поддержания уровня нефтедобычи в России, но только при серьёзной экономической поддержке государства.**

- 12. Одним из потенциальных источников нефтедобычи являются вязкие нефти. Прогнозная величина запасов вязких нефтей России составляет от 6 до 10 млрд.т (с учётом различий применяемых классификаций нефтей и запасов). При этом запасы вязких нефтей будут возрастать по мере разведки, в частности, в Арктическом регионе.**

**Технологии тепловых методов разработки месторождений вязких нефтей в мире достаточно апробированы и они представляют собой реальный оперативный резерв добычи нефти России в ближайшие 10 - 20 лет.**

13. Достаточно велики в России и общие *ресурсы* битумов - порядка 33 млрд.т. Но при значительной величине *ресурсов* этого сырья, величина разведанных промышленных *запасов* крайне невелика. Открыто крупное Оленекское месторождение битумов, но оно расположено в крайне удалённом и необжитом районе Восточной Сибири.

Способы переработки российского битума в моторное топливо пока не вышли из стадии опытно-промышленного опробования, их экономическая целесообразность и рентабельность пока детально не определены.

**В течение ближайших десятилетий рассчитывать на природные битумы, как на резерв для поддержания нефтедобычи всей страны не приходится. Их широкое использование в России является делом отдалённого будущего.**

14. Значительным резервом поддержания (или увеличения) нефтедобычи могут являться совершенно нетрадиционные коллекторы: кремнисто-глинистые и карбонатно-кремнисто-глинистые битумонасыщенные породы, в первую очередь, баженовской свиты Западной Сибири, доманиковских отложений Волго-Уральской провинции, хадумской свиты Предкавказья.

Согласно некоторым оценкам, суммарные *ресурсы* нефти только в баженовской свите оцениваются в размере 0,8–2,1 трлн.т, а *потенциал прироста извлекаемых запасов нефти* оценивается в размере 30–40 млрд.т.

**Наиболее перспективным методом для полномасштабной разработки таких месторождений является метод с закачкой воздуха**

**и созданием подвижного очага низкотемпературного окисления – термогазовое воздействие (ТГВ).**

Отличительной особенностью применения ТГВ в указанных отложениях является то, что при иницировании в пласте подвижного очага окисления путём закачки воздуха температура пласта повышается и возможно начало преобразования (пиролиза) керогена. Получаемая in-situ дополнительная нефть может быть добыта.

Количество же керогена в рассматриваемых породах только Западной Сибири колоссально и составляет более 6 трлн.т. **В целом, судя по имеющимся данным, отложения кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых битумонасыщенных пород Западной Сибири, Предуралья и Предкавказья представляют собой колоссальный стратегический резерв для поддержания уровня нефтедобычи в России на многие десятилетия.**

**Причём потенциальное количество дополнительно добытой нефти может составить несколько млрд.т. Достаточно консервативная оценка составляет 10-15 млн.т в год в течение 20 лет, то есть 2-3 млрд.т накопленной добычи. В литературе приводятся и намного более оптимистичные, даже экстремальные, оценки - 30 млрд.т, 35-50 млрд.т.**

**Разработку отложений Баженовской свиты путём создания подвижного очага окисления следует рассматривать как стратегический резерв обеспечения в России стабильной нефтедобычи.**

**Научно-техническую его проработку надо существенно расширить и финансировать уже сейчас.**

15. Разработка термических методов вообще, а, в особенности, наиболее перспективных модификаций – внутрислового высокотемпературного горения и низкотемпературного окисления (ТГВ), приобретает большое значение для отечественной нефтегазовой отрасли, поскольку именно они

**могут обеспечить поддержание или даже рост добычи нефти как в краткосрочном плане, так и на длительную перспективу.**

**16.** Наиболее перспективным вариантом теплового воздействия является **термогазовое воздействие (ТГВ).**

**Фактически – ТГВ является наиболее универсальным методом теплового воздействия на пласт при добыче нефти. Он применим:**

- ❖ как на месторождениях лёгких, так и тяжёлых нефтей,
- ❖ как в достаточно проницаемых породах, так и в породах с проницаемостью порядка 10 мД,
- ❖ как в песчаниках, так и в карбонатах,
- ❖ как в чисто гранулярных коллекторах, так и в породах с естественной трещиноватостью.

Обобщение результатов опытно-промышленного опробования ТГВ показывает следующее:

- ТГВ является наиболее эффективным из всех термических методов; в большинстве случаев его опробование оказалось технически осуществимым и экономически прибыльным;
- Закачиваемый агент (воздух) доступен и дешев;
- При ТГВ обеспечивается высокий коэффициент вытеснения;
- ТГВ может быть применено при геолого-технологических условиях, в которых заводнение или закачка пара неэффективны;
- ТГВ применимо в случае низкопроницаемых пород;
- Увеличение нефтеотдачи может быть достигнуто и в случае применения ТГВ с начала разработки, и после окончания естественного режима истощения, и после заводнения;
- Закачка воздуха (ТГВ) на карбонатных месторождениях лёгкой нефти технически осуществима и экономически выгодна;
- Рост КИН составляет порядка 0,15–0,17;

- Прибыльность проектов во многом обусловлена добычей газоконденсата, образовавшегося in-situ при реакциях окисления пластовой нефти;
- Закачка воздуха позволяет поддерживать пластовое давление, стоимость воздуха при этом намного ниже, чем азота или двуокиси углерода; кроме того, этому же способствует появление в пласте газов горения.

**17. Особенности ТГВ предъявляют повышенные требования к подготовке соответствующих проектов, даже на стадии опытно-промышленных работ.**

Во-первых, на этой стадии требуется проведение ряда сложных, дорогостоящих и нетрадиционных для нефтяников лабораторных исследований.

**Во-вторых, в обязательном порядке, необходимо многовариантное численное моделирование всего процесса, прежде всего, для выбора оптимального варианта ТГВ - как по расположению скважин, так и по режиму закачки агентов в пласт.**

**18. На этапе эксплуатации участка (или месторождения) методом ТГВ совершенно необходим контроль и регулирование внутрипластовых процессов, в первую очередь, перемещения фронта окисления и возможности прорыва воздуха к добывающим скважинам.**

Такой контроль должен включать в себя периодические измерения различных технологических параметров, их сбор, передачу в аналитический центр, оперативный анализ и дальнейшую выработку решений по разработке объекта.

**Главной же составной частью процедур контроля и регулирования ТГВ является численное гидродинамическое моделирование пластовых процессов, по результатам которого и**

**должны приниматься решения по изменению тех или иных технологических параметров.**

19. Несмотря на современные достижения в математическом моделировании процессов подземной гидродинамики и рост быстродействия современных вычислительных систем, построение подобных численных моделей и многовариантные расчёты по ним для ТГВ представляют собой достаточно трудную задачу, требующую больших затрат календарного и машинного времени.

**Поэтому одной из важнейших задач становится использование эффективных методов и подходов, сокращающих объём и время вычислений по полномасштабной гидродинамической модели месторождения.**

20. За последние десятилетия в нефтегазовой отрасли были разработаны и используются различные виды больших пакетов программ для различных задач гидродинамического моделирования разработки, основы для которых были заложены ещё в 60-х – 70-х годах прошлого века.

Несмотря на значительные усилия, затраченные на разработку существующих вариантов термогидродинамических симуляторов, имеющиеся симуляторы обладают значительным количеством недостатков и упрощений, которые не позволяют их эффективно использовать для проектирования и регулирования ТГВ в разнообразных геолого-технологических условиях, особенно в случае широкомасштабного применения этого метода, как на месторождениях лёгкой нефти, так и в высокобитуминозных отложениях.

21. **Кроме того, применение зарубежных термогидросимуляторов несёт риск невозможности их использования, или совершенствования, или адаптации к иным условиям или задачам в случае изменения геополитической обстановки и усложнения контактов с правительствами стран-разработчиков. Для освоения**

**стратегических резервов углеводородного сырья страны такое положение неприемлемо.**

**Таким образом, создание усовершенствованного, отечественного термогидросимулятора, предназначенного для отечественных суперкомпьютеров является одним из важнейших элементов в освоении стратегических резервов углеводородного сырья нашей страны.**

- 22. Возникает естественный вопрос: вычислительные системы какой производительности необходимы для моделирования ТГВ при его проектировании и регулировании?**

Такие оценки, при ряде существенных допущений, были выполнены коллективом работников НИИСИ РАН.

**Согласно этим оценкам, для корректного моделирования ТГВ с приемлемой для промышленности длительностью расчётов, необходимо семейство отечественных суперкомпьютеров высокой производительности – от 1 до 500 Петафлопс.**

**Разработка таких, отечественных, вычислительных систем также является необходимым этапом в освоении нетрадиционных углеводородов в нашей стране.**

Разумеется, применение таких систем, когда они будут созданы, одной только рассмотренной задачей не ограничивается.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Основы современной энергетики // Энергоконсультант.  
<http://www.energocon.com/pages/id938.html>
2. Конторович А.Э, Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Роль России в стабилизации мировых рынков нефти и газа с учетом международных тенденций в сфере энергообеспечения // Минеральные ресурсы России, 2007, №2.  
<http://www.vipstd.ru/gim/content/view/388/1/>
3. Современное развитие угольной, нефтяной и газовой промышленности мира  
<http://geoinfoed.ru/geo3/107-sovremennoe-razvitie-ugolnoj-neftyanoj-i-gazovoj.html>
4. Нефтяная промышленность. Экономика.  
<http://www.scribu.com/6/31347471937.php>
5. Природные богатства. Рождение нефтяной промышленности.  
<http://www.oilngases.ru/rojdienie-neftyanoie-promishlennosti.html>
6. Экономическая география России / под ред. Т.Г. Морозовой. М.: Юнити-Дана, 2012 г. - с. 479.
7. Опубликованы итоги года по добыче нефти и газа в России // Lenta.ru. 13.04.2012. <http://lenta.ru/news/2012/01/02/gasoil/>
8. FLOPS. Материал из Википедии - свободной энциклопедии.  
<http://ru.wikipedia.org/wiki/FLOPS>
9. BP Energy Outlook 2035. January 2014.  
[http://www.slideshare.net/BP\\_plc/bp-energy-outlook-2035-2014-booklet](http://www.slideshare.net/BP_plc/bp-energy-outlook-2035-2014-booklet)
10. Stephen A. Hoiditch, Russel R. Chianelli. Factors that will influence oil and gas supply and demand in the 21st century // MRS Bulletin, v.33, April 2008.  
[www.mrs.org/bulletin](http://www.mrs.org/bulletin)
11. Шкрадюк И.Э., Чупров В.А. Технологическая картина мировой энергетики до 2050 года.  
<http://www.rgo.ru/wp-content/uploads/2011/02/Kartina-mira.pdf>



12. Enhanced oil recovery (EOR) methods in Russia: time is of essence. Ernst and Yang, 2013.  
[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY\\_-\\_Enhanced\\_oil\\_recovery\\_\(EOR\)\\_methods\\_in\\_Russia:\\_time\\_is\\_of\\_the\\_essence/\\$FILE/EY-Enhanced-Oil-Recovery.pdf1](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_-_Enhanced_oil_recovery_(EOR)_methods_in_Russia:_time_is_of_the_essence/$FILE/EY-Enhanced-Oil-Recovery.pdf1)
13. BP Statistical Energy Outlook 2030. January 2012.  
[http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP\\_World\\_Energy\\_Outlook\\_booklet\\_2012.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2012.pdf)
14. Paul Chefurka. World Energy and Population, 2007.  
<http://www.wprrr.ru/mirovaya-energiya-i-naselenie-perspektivy-s-2007-po-2100-gg>
15. Золотухин А.Б. Разговоры о возможности добычи ресурсов в высоких широтах Арктики слишком преждевременны // World Policy and Resources Research (www.wprrr.ru) - аналитические материалы, 2011.  
<http://www.wprrr.ru/?cat=23&paged=3>
16. Шевелев Ю.А. Возобновляемые источники энергии // «Уголь Кузбасса», 2010, № 5. <http://www.uk42.ru/index.php?id=310>
17. Лавёров Н.П. Топливо-энергетические ресурсы: состояние, динамика освоения, обеспеченность // World Policy and Resources Research (www.wprrr.ru) - аналитические материалы, 2011.  
<http://www.wprrr.ru/?p=2275#more-2275>
18. BP Statistical Energy Outlook 2030. January 2013.  
[http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP\\_World\\_Energy\\_Outlook\\_booklet\\_2013.pdf](http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/BP_World_Energy_Outlook_booklet_2013.pdf)
19. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков: состояние, проблемы и пути решения. Том 1. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
20. Нефтяная жила Земли полностью пересохнет через 100-150 лет // Экология Севера, 26.09.2011. <http://www.ecosever.ru/article/15459.html>

21. Баливаров А. Добыча нефти в мире с каждым годом будет снижаться. [http://ia.press.kz/news/dobycha\\_nefti\\_v\\_mire\\_s\\_kazhdym\\_godom\\_budet\\_sniz\\_hatsja/2012-01-11-7886](http://ia.press.kz/news/dobycha_nefti_v_mire_s_kazhdym_godom_budet_sniz_hatsja/2012-01-11-7886)
22. Научно-образовательный центр Поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов МГУ имени М.В.Ломоносова, <http://www.oilgas.msu.ru/topicality>
23. Campbell C.J. The status of oil and gas depletion in Russia // Energy Bulletin, 13.12.2004. <http://www.energybulletin.net/node/3600>
24. Dave Cohen. Uncertainties about Russian reserves and future production. The Oil Drum, 16.02.2006. <http://www.theoil Drum.com/story/2006/2/9/211031/3684>
25. Запасы углеводородов РФ в 2011 году возросли на 600 млн. тонн // Агентство нефтегазовой информации <http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2783809>  
<http://www.inosmi.ru/russia/20120103/182068049.html>
26. Мазнева Е. Плата за лидерство // «Ведомости», 19.10.2010, 197 (2715).
27. Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Состояние сырьевой базы и прогноз возможных уровней добычи нефти в России до 2030 г. // Минеральные ресурсы России, 2006, №5. <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/88/279>
28. Плынин В.В. Термогазовый метод и баженовская свита. <http://www.energyland.info/analitic-show-50375>
29. Боксерман А.А. Нужны методы увеличения нефтеотдачи <http://www.energyland.info/analitic-show-49848>
30. Соломатин А.Г. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири. <http://www.energyland.info/analitic-show-52541>
31. Боксерман А.А. Востребованность современных МУН — обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство, №10, 2004.

32. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России // Технологии ТЭК, №4 (29), 2006 - с. 30.
33. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал, №7 (114), 2008.
34. Боксерман А.А. Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт // Тепловые методы воздействия на пласт (Материалы отраслевого семинара, 5-8 октября 1971 г., г. Ухта). М.: ВНИИОЭНГ, 1971 - с. 10-16.
35. Боксерман А.А., Бернштейн А.М и др. Внутрипластовые окислительные процессы и их применение на месторождениях маловязких нефтей с повышенными пластовыми температурами // Практические аспекты комплексного освоения нефтегазовых ресурсов. Сб. тр. ГАНГ, XIII Губкинские чтения. М.: 1996, с. 187-200.
36. Боксерман А.А., Бернштейн А.М., Хисметов Т.В. и др. Метод закачки и внутрипластовой трансформации воздуха на месторождениях легкой нефти // Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы совещания (г. Альметьевск, сентябрь 1995 г.). – М.: 1995, 120.
37. Боксерман А.А., Конышев Б.И, Айзикович О.М., Мазка С.А., Колочаи П. Промысловые испытания технологии внутрипластового горения на залежи маловязкой нефти Гнединцевского месторождения // Петролгеохим ВНР, 1988, доклады по геологическим и химико-физическим вопросам разведки и добычи нефти и газа. Том III. Разработка и эксплуатация, с. 125-132.
38. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Термогазовый метод повышения нефтеотдачи месторождений легкой нефти // Сб. научн. тр. ВНИИнефть, вып. 129. Теория и практика разработки нефтяных месторождений. М.: 2003 г., с. 14-21.

39. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Метод закачки и внутрислоевого трансформации нефти на месторождениях легкой нефти // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». (Казань, 8-10 сентября 2003 года). Казань, 2003, - с. 326-332.
40. Панов Р.С. Создание системы федеральных полигонов по нетрадиционным и трудноизвлекаемым ресурсам  
[http://rosgeoportal.ru/association/materials/SitePages/downloads/t%D0%BEmsk05032014\\_08.pdf](http://rosgeoportal.ru/association/materials/SitePages/downloads/t%D0%BEmsk05032014_08.pdf)
41. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007 (2).  
[www.ngtp.ru](http://www.ngtp.ru)
42. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. «Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009(4).  
<http://www.ngtp.ru/9/11-2009/pdf>
43. Спиридонов Ю.Л. Роль государства в воспроизводстве сырьевой базы за счет увеличения степени извлечения нефти из недр // Российско-Канадский учебный центр нефтегазовых технологий.  
<http://www.rcotc.com/book-konf-pnp1.htm>.
44. Бушуев В., Крюков В., Саенко В., Томин С. Развитие нефтяной промышленности России // Нефтегазовая вертикаль, 2010, № 4.  
[http://www.ngv.ru/i/editor\\_upload/files/n13-14\\_expert1\\_es-2030\\_nn\\_is.pdf](http://www.ngv.ru/i/editor_upload/files/n13-14_expert1_es-2030_nn_is.pdf)
45. Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение & нефть, №2, 2011. <http://burneft.ru/archive/issues/2011-02/6>
46. Маликов А. Запасы нефти в России - все хуже, месторождения - все мельче // Информационное агентство Татар-информ  
<http://www.tatar-inform.ru/news/2011/04/29/268298/>

47. Геология. Уроки великой войны // Финансовая аналитика  
<http://www.finanal.ru/005/%D0%B3%D0%B5%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%8F-%D1%83%D1%80%D0%BE%D0%BA%D0%B8-%D0%B2%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%B9-%D0%B2%D0%BE%D0%B9%D0%BD%D1%8B?page=0>,
48. Карнаух Л.А. История геологии.  
<http://iznedr.ru/news/item/f00/s01/n0000106/index.shtml>
49. 300 лет горно-геологической службе России // Экология и жизнь  
<http://www.ecolife.ru/jornal/econ/2000-4-1.shtml>
50. Russia may face oil and gas output slump amid exploration cuts // Sputniknews, 08.09.2009. <http://en.rian.ru/russia/20090908/156059745.html>
51. Запасы углеводородов РФ в 2011 году возросли на 600 млн. тонн // Агентство нефтегазовой информации.  
<http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2783809>
52. USGS WPA 2000 part 1 - A look at expected oil discoveries. Posted by Rembrandt on November 30, 2006 . The Oil Drum: Europe.  
<http://europe.theoil drum.com/story/2006/11/25/22361/503>
53. Золотухин А.Б. Арктические ресурсы России // SPE Moscow, январь 2011.  
[http://www.spe-moscow.org/upload\\_data/86\\_SPE\\_2011\\_01\\_Arctic\\_Resources.pdf](http://www.spe-moscow.org/upload_data/86_SPE_2011_01_Arctic_Resources.pdf)
54. Weimer P. The petroleum industry in the next decade: an overview to the science, technology, and AAPG. <http://ifolder.ru/28811878>
55. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики // Бурение и нефть, июль-август 2011. <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/7>
56. Природные ресурсы Арктики // РИА Новости, 15.04.2010.  
[http://ria.ru/arctic\\_spravka/20100415/220120223.html](http://ria.ru/arctic_spravka/20100415/220120223.html)

57. Бондаренко Л.А., Аполонский А.О., Цуневский А.Я. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения. М.: ИАЦ «Энергия», 2009.
58. Крюков Д. Нефтегазовые месторождения России в Арктике // РИА Новости, Инфографика. [http://ria.ru/arctic\\_mm/20110922/441701113.html](http://ria.ru/arctic_mm/20110922/441701113.html)
59. Кутузова М. Нефть берет вес // Приложение к газете "Коммерсантъ", №80 (3897), 14.05.2008.  
<http://www.kommersant.ru/doc/889574>.
60. Газпром планирует ежегодно добывать в РФ более 200 млрд. кубов газа // ИНТЕРЭНЕРГО, 04.03.2011.  
<http://ieport.ru/25297-gazprom-planiruet-ezhegodno-dobyvat-v-rf-bolee.html>
61. Thomas C. Voberg. Thermal methods of oil recovery. An Exxon monograph, 1988.
62. Кошляк В.А., Султанов Т.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 1986.
63. Лебединец Н.П., Соколовский Э.В., Никаноров А.М. и др. Методы контроля и регулирования разработки нефтяных залежей в мощных трещиноватых коллекторах // Реф. науч.-техн. сб. ВНИИОЭНГ, сер. нефтегаз. геол. и геофиз., 1973.
64. Методика определения коллекторских свойств горных пород по результатам анализа керна и гидродинамических данных. М.: Недра, 1975.
65. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра, 1978.
66. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. М.: Недра, 1977.
67. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. М.: Недра, 1989
68. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

69. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений.
70. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. Москва – 2002.
71. Хисамов, Р.С., Габдуллин, Т.Г., Фархуллин, Р.Г. Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Казань: Идел-Пресс, 2009.
72. Коноплев Ю.В. Контроль за разработкой нефтяных месторождений геофизическими методами в условиях многофазной фильтрации. Дисс. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук, Краснодар, 1995 г.
73. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995г.,
74. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1991.
75. Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи и методах увеличения нефтеотдачи // Секция «Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений», 1-ый Российский нефтяной конгресс, 14-16 марта 2011, Москва. <http://www.gosbook.ru/node/33186>
76. Kokal S., Al-Kaabi A. Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. World Petroleum Council: Official Publication 2010. [http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69\\_Kokal-Al\\_Kaabi.pdf](http://www.world-petroleum.org/docs/docs/publications/2010yearbook/P64-69_Kokal-Al_Kaabi.pdf)
77. Меликов А. Запасы нефти в России - все хуже, месторождения - все мельче // Информационное агентство Татар-информ <http://www.tatar-inform.ru/news/2011/04/29/268298/>
78. Saggah M.M. A Version for Future Upstream Technologies // Journal of Petroleum Technology, March, 2008. <http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/jpt/2008/03/14DAS.pdf>

79. Регтиен Д.М. Распространение концепции интеллектуальных методов освоения месторождений в области методов повышения нефтеотдачи // SPE. Shell International Exploration and Production
80. Бетелин В.Б. «Цифровое месторождение» — путь к трудноизвлекаемым запасам углеводородов // Тезисы доклада. Санкт-Петербургский научный форум «Наука и общество. Новые технологий для новой экономики России. СПб., 2013.
81. Kuchuk F.J., Ma S.M., Shahri Ali M. et al. Joint Saudi Aramco-Schlumberger Fluid Movement Monitoring Research Project for Determining In-Situ Two-Phase Flow Properties and Recovery Efficiency, May 27, 2008, Paris.  
<http://gep-france.com/citeph/files/16-2008-05-27%20-Schlumberger%20-%20FK.pdf>
82. Emerick A.A., Portella R.C.M, Production Optimization With Intelligent Wells // SPE 107261, 2007
83. Al-Mutairu F.H. Intelligent Fields: A New Era of Oil and Gas Field Development, 2008. <http://www.slideshare.net/fhmutairi/Intelligent-Fields-print-version>
84. Roar Fjellheim. A Knowledge System for Decision Support in the Digital Oil Field  
<http://www.aaai.org/Papers/Symposia/Spring/2005/SS-05-02/SS05-02-007.pdf>
85. Barghouty M.F., Al-Dubaib T.A. et al., 2010. Intelligent Field Centers: Integrating People, Process and Technologies in Optimally Manage Giant Fields // Paper SPE 128469 presented at the Intelligent Energy Conference, Utrecht, The Netherlands, 23-25 May.
86. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина, Интеллектуальный промысел, Виртуальная компания. М.: Недра, 2008.
87. Бетелин В.Б., Боксерман А.А., Костюков В.Е., Савельев В.А. Проблемы управления процессами повышения нефтеотдачи на основе



моделирования на супер-ЭВМ // «НефтеГазоПромысловый Инжиниринг», 3 кв., 2010.

88. Manrique E., Gurfinkel M., Muci V. Enhanced Oil Recovery Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States // 25<sup>th</sup> Annual Workshop and Symposium, Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery, Stavanger, 2004.  
<http://media.farsnews.com/media/Uploaded/Files/Documents/1392/01/20/13920120000646.pdf>
89. Manrique E, Alvarado V. Enhanced Oil Recovery: An Update Review // Energies, Vol.3, pp. 1529 – 1575, 2010
90. Thomas S. Enhanced Oil Recovery – An Overview // Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 63 (2008), #1, pp. 9 – 19.
91. Partha S. Sarathi In-situ combustion handbook - principles and practices. Final Report, November 1998. Performed Under Contract No. DE-AC22-94PC91008 (Original Report Number NIPER/BDM-0374). BDM Petroleum Technologies, BDM-Oklahoma, Inc. Bartlesville, Oklahoma, National Petroleum Technology Office U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, Tulsa, Oklahoma,  
[http://repository.icse.utah.edu/dspace/bitstream/123456789/5336/2/DOE-PC-91008-0374-OSTI\\_ID-3175-.pdf](http://repository.icse.utah.edu/dspace/bitstream/123456789/5336/2/DOE-PC-91008-0374-OSTI_ID-3175-.pdf)
92. Tunio S.Q., Tunio A.H., et al. Comparison of Different Enhanced Oil Recovery Techniques for Better Oil Productivity // International Journal of Applied Science and Technology, Vol.1, #5, September 2011.
93. Геолого-геофизические методы поисков и разведки нефти и газа. Состояние нефтяной и газовой отрасли мира и России  
<http://www.myshared.ru/slide/332810/#>
94. Сланцевая нефть. Обзор ForexAW, 2013.  
[http://forexaw.com/TERMs/Raw\\_materials/Energy/11272\\_%D0%A1%D0%B%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%B0%D1%8F\\_%D](http://forexaw.com/TERMs/Raw_materials/Energy/11272_%D0%A1%D0%B%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B5%D0%B2%D0%B0%D1%8F_%D)

0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D1%8C\_Shale\_oil\_%D1%8D%D1%82%D0%BE

95. Крянев Д.Ю. Эффективность разработки нефтяных месторождений // Аналитика – Нефть и Газ <http://www.energyland.info/analitic-show-52660>
96. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
97. Дмитриев Д.Е. Термические превращения смол и асфальтенов тяжёлых нефтей. Дисс. на соиск. уч. степени канд. хим. наук. Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск, 2010.
98. Малофеев Г.Е., Мирсаатов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.-Ижевск: ИКИ; НИЦ «Регулярная хаотическая динамика». 2008. – 224 с.
99. Потенциал освоения ресурсов природных битумов и высоковязких нефтей в РФ // Маркетинговое агентство НАВИГАТОР, Череповец, 2010. [http://megaresearch.ru/files/demo\\_file/6051.pdf](http://megaresearch.ru/files/demo_file/6051.pdf)
100. Арефьев М. Физические свойства нефти // Neftrus.com <http://www.neftrus.com/uslovija-zaleganiya-nefti-i-gaza/26-sostav-i-svoistva-nefti-i-gaza/628-fizicheskie-svoistva-nefti.html>
101. Пояснительные записки к отчетным балансам запасов по форме № 6-гр (нефть, газ, компоненты). Минприроды РФ, 2011. [http://www.ineft.ru/doku.php/%D1%80%D0%B4/%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0\\_6-%D0%B3%D1%80/%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B4%D0%B5%D0%BB\\_5](http://www.ineft.ru/doku.php/%D1%80%D0%B4/%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0_6-%D0%B3%D1%80/%D1%80%D0%B0%D0%B7%D0%B4%D0%B5%D0%BB_5)
102. Ященко И.Г. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источнике углеводородов в будущем на основе информационно-измерительной системы по нефтехимической геологии музея нефтей ИХН СО РАН. <http://oilmuseum.ipc.tsc.ru/article/st15-2011.pdf>
103. Хисамов Р.С. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань, Изд. ФЭН, 2007 г.

104. Ильин В. Судьба нефтяной Яреги // Ухтинский еженедельник НЭП плюс  
С. [http://www.nepsite.com/NEP\\_2004/N21/dr.html](http://www.nepsite.com/NEP_2004/N21/dr.html)
105. Николин И.В. Методы разработки тяжёлых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России, 2007 г., №2.  
[http://www.ksu.ru/sdms/files1/S&DMS\\_NI\\_I\\_54-68.pdf](http://www.ksu.ru/sdms/files1/S&DMS_NI_I_54-68.pdf)
106. Тимакова Н. Вне зоны доступа // Приложение к газете "Коммерсант", Business Gide, №80 (3897), 14.05.2008
107. Борисов В.Е. и др. Композиционная неизотермическая одежда фильтрации в пористой среде с учетом химических реакций и активной твердой фазы // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2013. № 91.  
<http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2013-91>  
[http://www.keldysh.ru/papers/2013/prep2013\\_91.pdf](http://www.keldysh.ru/papers/2013/prep2013_91.pdf)
108. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов Б.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: «Советская Кубань», 2000 г.
109. Smith F.W., Perkins T.K. Experimental and Numerical Simulation Studies of the Wet Combustion Recovery Process // Journ. of Con. Petrol. Technol., 1973, №3 p.105-109.
110. Методы увеличения нефтеотдачи // OIL LOOT RU  
<http://oilloom.ru/component/content/article/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/465-metody-uvvelicheniya-nefteotdachi>
111. Бао Я., Тянь Ю., Сиднев А.В. Глинистые низкопроницаемые коллекторы в нефтегазоносных бассейнах Китая и технологии добычи нефти // Современные наукоемкие технологии. – 2008. – № 2  
[http://www.rae.ru/snt/?section=content&op=show\\_article&article\\_id=2948](http://www.rae.ru/snt/?section=content&op=show_article&article_id=2948)
112. Разработка технологии переработки природного битума и нефтяных остатков с получением неокисленных битумных вяжущих (ЗАО «Битумэкс»). [http://www.ivfrit.ru/projects/venture\\_proj/start\\_up/page362/](http://www.ivfrit.ru/projects/venture_proj/start_up/page362/)

113. Жук Е. «РИТЭК» создает парогазогенератор на монотопливе для добычи высоковязких нефтей и битумов // Нефть и газ Евразии, №5, 2007.  
<http://www.oilandgaseurasia.ru/articles/p/35/article/287/>
114. Зарипов А.Т. Совершенствование разработки месторождений тяжелых нефтей тепловыми методами с использованием горизонтальных технологий на примере Ашальчинского месторождения. Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. Бугульма, 2006.
115. Поляков А.А., Блинова В.Н., Каширцев В.А., Смирнова М.Е. Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, [www.ngtp.ru](http://www.ngtp.ru)
116. Амелин И.Д. Внутрипластовое горение. М.: Недра, 1980. – 230 с.
117. Брехунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозно-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского: «Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти баженовской свиты». 28 сентября 2010 года.
118. Нестеров И.И. Битуминозные глинистые породы – новый глобальный резерв топливно-энергетического сырья, 2011.  
<http://www.myshared.ru/slide/332810/#>
119. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Кошелева А.А. О возможном пути интенсификации нефтеизвлечения из отложений баженовской свиты // В сб. докладов междунар. конференции «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей». Краснодар. 1999.
120. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметило В.Г. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, № 9, 2001.
121. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Оценка перспектив применения метода гидротермовоздействия в

пласте Ю<sub>0</sub> месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал. 2002. 1(36). С.17-36.

122. Афанасьев И.С. Текущее состояние и планы освоения баженовской свиты по месторождениям ОАО «НК «Роснефть» // Научно-практическая конференция им. Н.Н. Лисовского: «Инновационные технологии оценки, моделирования и разработки залежей нефти баженовской свиты». 28 сентября 2010 года.
123. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи // Интервал. 2008. 7. сс.6-33.
124. Грайфер В.И., Боксерман А.А., Николаев Н.М., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Интеграция тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи – основа технико-технологического комплекса разработки месторождений нетрадиционных ресурсов и трудноизвлекаемых запасов нефти. // Докл. на Международном форуме по нанотехнологиям «Rusnanotech». Москва, 2010.
125. Кокорев В.И. Основы управления термогазовым воздействием на породы баженовской свиты применительно к геологическим условиям Средне-Назымского и Галяновского месторождений // Нефтепромысловое дело, №6. 2010. с. 29-32.
126. Боксерман А.А., Савельев В.А., Джафаров И.С., Соломатин А.Г., Миронов Д.Т. Термогазовое воздействие – инновационная технология разработки месторождений Сибири // Докл. на Международной конференции Энеркон-2010. Москва, 2010.
127. Боксерман А.А., Власов В.Н., Ушакова А.С., Кокорев В.И., Чубанов О.В. Промысловые исследования внутрипластовых окислительных процессов при термогазовом воздействии на породы баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, №4, 2011 - с. 2-6; №5, 2011 - с. 78-82.
128. Боксерман А.А., Власов В.Н., Плынин В.В., Ушакова А.С., Фомкин А.В. Первичная оценка влияния водовоздушного отношения на эффективность

разработки баженовской свиты термогазовым методом // Нефтепромысловое дело, №2. 2011.

129. Ямбаев М.Ф. Основные особенности термогазового метода увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов (на основе численного моделирования). Дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук; ОАО «ВНИИнефть им. ак. А.П. Крылова». – М., 2006. – 153 с.
130. Шпильман А. Ввод в разработку таких месторождений, как Имилорское, Им. В.И. Шпильмана и Гавриковское, может стабилизировать добычу нефти в Югре // Агентство НефтеГазовой информации  
<http://www.angi.ru/news.shtml?oid=2782534>
131. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. Дис. на соиск. уч. степ. докт. техн. наук. М. 2010.
132. Боксерман А.А. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1974. – 168 с.
133. Новиков Е. Мифы о «сланцевой нефти».  
<http://www.warandpeace.ru/ru/commentaries/view/53222/>
134. Тимохов В.М., Жизнин М.С. От газа осадочных пород к нефти.  
[http://www.ng.ru/energy/2011-11-08/12\\_revolution.html](http://www.ng.ru/energy/2011-11-08/12_revolution.html)
135. Ярошинская А. Сланцевая нефть – угроза России? // Росбалт, 24/01/2011.  
<http://www.rosbalt.ru/business/2011/01/24/811884.html>
136. Пергамент А.Х. и др. Моделирование процесса гидротермогазового воздействия на пласты баженовской свиты // Вестник ЦКР Роснедра, №6, 2010
137. Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/459/>

138. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов, М., Недра, 1988.
139. Афанаскин И.В. Повышение технологической эффективности метода направленной закачки воздуха в нефтяные пласты на основе численного моделирования и результатов гидродинамических исследований скважин. Дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук, М.: ВНИИнефть, 2013 г.
140. Малофеев Г.Е., Мирсаатов О.М., Чоловская И.Д. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.-Ижевск: ИКИ; НИЦ «Регулярная хаотическая динамика». 2008. – 224 с.
141. Petroleum Engineering Handbook, Chapter 46, Thermal Recovery by Chieh Chu. <http://ru.scribd.com/doc/221532349/46-Thermal-Recovery>
142. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. М., Недра, 2005.
143. Shyamol Chandra Das. A study of oxidation reaction kinetics during an air injection process // Australian School of Petroleum Faculty of Engineering, Computer and Mathematical Science, The University of Adelaide, Adelaide, Australia, 2009.  
<http://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/bitstream/2440/60192/1/02whole.pdf>
144. РД 39-0147213-221-86. Методическое руководство по регулированию внутрислоевого горения применением колебательных режимов закачки рабочих агентов / АзНИПИнефть, ВНИИ; А.О. Богопольский, А.А. Боксерман, В.В. Полковников [и др.]. – Введ. с 01.01.1987. – Баку: АзНИПИнефть. – 1987. – 71 с.
145. РД 39-0147585-017-86. Инструкция по технологии выработки заводненных залежей нефти нижнего карбона тепловой оторочкой при внутрислоевом горении / ТатНИПИнефть; М.М. Мусин, З.А.

- Янгурова. – Введ. с 01.05.1986. – Бугульма: ТатНИПИнефть. – 1986. – 13 с.
146. РД 39-23-1318-85. Регламент на технологический процесс «Влажное внутрислоевоe горение с использованием напора законтурных вод на полностью обводненном месторождении маловязкой нефти» / УкрГИПРОНИИнефть, ВНИИ, НПО «Союзтермнефть»; А.А. Боксерман, С.А. Мазга, В.А. Иванов [и др.]. – Введ. с 20.01.1986. – М.: ВНИИ. – 1986. – 10 с.
147. РД 39-4833207-241-89. Методическое руководство по проектированию применения влажного внутрислоевогo горения при разработке нефтяных месторождений / МНТК «Нефтеотдача»; О.М. Айзикович, Л.Д. Америка, Т.Б. Баишев [и др.]. – Введ. с 01.06.1989. – М.: ВНИИ. – 1989. – 218 с.
148. РД 39-9-191-79. Дополнение. Инструкция по инициированию внутрислоевогo процесса горения для различных геолого-физических условий / ВНИИ, ВНИИТБ; А.И. Сергеев, О.М. Айзикович, Б.П. Атаджанян [и др.]. – Введ. с 19.06.1984. – М.: ВНИИ. – 1984. – 60 с.
149. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрислоевогo горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, А.А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. - 172 с.
150. РД 39-9-489-80. Руководство по комплексу термогидродинамических исследований при внутрислоевоm горении / ВНИИ, НПО «Союзтермнефть»; И.Д. Умрихин, Н.И. Днепровская, Ю.М. Смирнов [и др.]. – Введ. с 31.12.80. – М.: ВНИИ. – 1980. – 135 с.
151. РД 39-9-68-78. Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ, КраснодарНИПИнефть; Г.Г. Вахитов, М.Л. Сургучев, М. А., и др. – Введ. с 01.06.1978. - М.: ВНИИ. – 1978. – 265 с.



152. Шейнман А.Б., Лубровой К.К. Термический способ добычи нефти и подземная газификация нефтяных месторождений. М.: ОНТИ, НКТП СССР, 1936. - 95 с.
153. Боксерман А.А., Желтов Ю.П. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений // Труды ВНИИнефть, вып. 58, М: Наука, 1974.
154. Marchant L.C., Westhoff J.D. In-Situ Recovery of Oil from Utah Tar Sand: a Summary of Tar Sand Research at the Laramie Energy Technology Center // US Department of Energy, October 1985.
155. Akkutlu I.Y., Yortsos Y.S. The Dynamics of In-situ Combustion Fronts in Porous Media // Combustion and Flame, 134 (2003), 229 – 247.
156. Заковский В.Ф. Создание методов расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений внутрипластовым горением в сочетании с заводнением. Дис. канд. техн. наук, ВНИИ. – 1986. – 169 с.
157. Глумов И.Ф. и др. Исследование воздействия на битуминозные песчаники внутрипластового движущегося фронта горения // Сб. науч. Трудов ВНИИ. – 1973. – Вып. 45. - С. 148-156.
158. Tunio A.H. To Investigate the Use of Air Injection to Improve Oil Recovery from Light Oil Reservoirs. PhD. Thesis, 2008.  
<http://prc.hec.gov.pk/Thesis/602S.pdf>
159. Belgrave Resources Ltd. Investor Presentation. Air Injection For Improved Oil Recovery.  
<http://www.belgraveres.com/downloads/investorkits/Belgrave%20Resources%20Ltd%20Investor%20Presentation.pdf>  
<http://www.belgravecorp.com/airinjection>
160. Karimi Gh., Samimi A.Kh. In-Situ Combustion Process, One of IOR Methods Livening the Reservoirs // Petroleum and Coal, 52(2), pp139 – 147, 2010.
161. Surguchev L.M. Air Injection to Improve Oil Recovery from Mature Light Oil Field // International Research Institute of Stavanger

<http://www.ccop.or.th/eppm/projects/16/docs/Surguchev2%20Air%20Injection%20ENG%202009%20pub.pdf>

162. Плынин В.В., Фомкин А.В., Уразов С.С. Построение модели химических превращений при гидродинамическом моделировании внутрипластового горения (окисления) // Нефтяное хозяйство, №12, 2011.
163. Ушакова А.С. Построение модели реакций окисления нефти для внутрипластового горения по результатам исследований методом дифференциальной сканирующей калориметрии // Нефтяное хозяйство, №1, 2014.
164. Hu Jia et al. Numerical Analysis on the Influence of Thermal Effects on Oil Flow Characteristics in HPAI Process // Journal of Applied Mathematics, Vol. 2012, Article ID 736125.
165. Rodrigues F., Christofer Ch.A. Overview of Air Injection Potential for PEMEX // AAPG International Conference, Mexico, 2004.  
[http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/abstracts/2004intl\\_cancun/extended/A89612.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/abstracts/2004intl_cancun/extended/A89612.pdf.html)
166. Chen Z., Wang L., et al. Low Temperature Oxidation Experiments and Kinetic Model of Heavy Oil // Advances in Petroleum Exploration and Development, Vol.4, №2, 2012, pp. 58 – 62/
167. Gutierrez D., Miller R.J., Taylor A.R., Thies B.P. Buffalo Field High-Pressure-Air-Injection Projects: Technical performance and Operational Challenges // Paper SPE 113254, SPE/DOE Symposium on improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 20- 23 April 2008.
168. Материалы IV Московского Суперкомпьютерного Форума, октябрь 2013, МГУ.
169. Борисов В.Е. и др. Композиционная неизотермическая модель фильтрации в пористой среде с учетом химических реакций и активной твердой фазы // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2013. № 91.  
<http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2013-91>  
[http://www.keldysh.ru/papers/2013/2013\\_prep2013\\_91.pdf](http://www.keldysh.ru/papers/2013/2013_prep2013_91.pdf)

170. Кудряшов И.Ю., Максимов Д.Ю. Моделирование задач многофазной многокомпонентной фильтрации на многопроцессорных вычислительных комплексах // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2009. № 68. <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2009-68>
171. Nolen J.S. Numerical Simulation of Compositional Phenomena in Petroleum Reservoirs // SPE paper 00004274-MS, 1973.
172. CMG STARS 2010 UsersGuide
173. Богачев К.Ю. Эффективное решение задачи фильтрации вязкой сжимаемой многофазной многокомпонентной смеси на параллельных ЭВМ. Дисс. на соиск. уч. степ. докт. физ.-мат. наук, МГУ, Москва, 2012.
174. Вольпин С.Г., Юдин В.А., Кац Р.М., Афанаскин И.В., Галкин В.А. Применение суперкомпьютерных технологий – ключ к решению проблем повышения нефтеотдачи на месторождениях России // Тезисы доклада, С.-Петербургский научный форум «Наука и общество: Новые технологии для новой экономики России», С.Пб., 30.09 – 04.10.2014.
175. Бетелин В.Б. Экзафлопные вычисления и энергетическая безопасность США в период 2010–2020–2030 гг. // Энергия, № 3, 2011.
176. ECLIPSE 2011.2 Technical Description.
177. <http://www.roxar.ru/solutions/tempest/>
178. <http://www.timezyx.ru/mkt.php>
179. tNavigator 3.0 Техническое руководство, 2010.
180. Данилова Е. Тяжёлые нефти России // Все о нефти, 2008. <http://vseonefti.ru/neft/tyazhelye-nefti-Rossii.html>
181. Маннанов И.И. Методы построения геотепловых моделей пластов для регулирования разработки месторождений. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Альметьевск, 2007.
182. Синцов И.А. Особенности и перспективы разработки баженовской свиты. <http://www.tpu.ru/files/nu/ignd/sec8-09.pdf>

183. Сонич В.П. Перспективы разработки отложений баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». М., 2002.
184. Вольф А.А., Петров А.А. Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. - с. 56-58.
185. Gargar N.Kh., Mailybaev A.A, et al. Numerical Simulation of Recovery of Light Oil by Medium Temperature Oxidation in Porous Media // Proceedings of 2012 COMSOL Conference in Milan.  
[http://www.comsol.de/paper/download/151705/gargar\\_paper.pdf](http://www.comsol.de/paper/download/151705/gargar_paper.pdf)
186. Tevari D.C. Enhanced oil recovery techniques // December 2009, Sivasagar.  
[http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/17-20mar10/Enhanced\\_oil\\_recovery.pdf](http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/17-20mar10/Enhanced_oil_recovery.pdf)
187. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982.
188. Вольпин С.Г., Кац Р.М., Афанаскин И.В. Использование численного термогидродинамического моделирования для обоснования повышения технологической эффективности метода направленной закачки воздуха // Труды НИИСИ РАН, том 4, № 1, 2014. – с. 71-79.
189. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Свалов А.В. и др. Методика контроля за распространением фронта вытеснения высоковязкой нефти рабочим агентом при закачке пара и внутрипластовом горении с применением методов гидродинамических исследований скважин // Технологии разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2012. Сборник научных трудов. Выпуск 146. – с. 83-103.
190. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Свалов А.В. и др. Методика контроля за распространением фронта вытеснения высоковязкой нефти рабочим агентом при заводнении и закачке газа с применением методов гидродинамических исследований скважин // Технологии разработки

- трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: ОАО «Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-т», 2012. Сборник научных трудов. Выпуск 146.– с. 63-82.
191. Тер-Саркисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. М.: Недра, 2005 год.
192. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Попов В.В., Рожин И.И. О математическом моделировании разработки Мессояхского месторождения // Нефтегазовое дело, 2008  
[http://www.ogbus.ru/authors/Argunova/Argunova\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Argunova/Argunova_1.pdf)
193. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительство РФ № 1715-р от 13 ноября 2009 года.
194. Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А., Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Морская база углеводородного сырья России и перспективы её освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007 (2).
195. Аналитическая служба журнала «Нефтегазовая вертикаль». Сайклинг-процесс: адресная льгота // «Нефтегазовая вертикаль», №15–16, 2011.
196. Состояние и использование минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации // Информационно-аналитический центр «Минерал».  
[http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3\\_01\\_oil.pdf](http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/536/3_01_oil.pdf)
197. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка природных и нефтяных газов. М.: «Химия», 1981.
198. Аналитическая служба журнала «Нефтегазовая вертикаль». КИНа не будет? // Нефтегазовая вертикаль, 2012, №2.
199. U.S. Energy Information administration. Glossary.  
<http://www.eia.gov/tools/glossary/index.cfm?id=I>
200. U.S. Office of Fossil Energy. Enhanced Oil Recovery.  
<http://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery>
201. Зубарев В.В. Совершенствование методов проектирования разработки мелких газоконденсатных месторождений при применении газовых

методов поддержания пластового давления // Дисс. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. Бугульма, 2010.

202. Кашин В.И. Стратегия развития геологической отрасли нуждается в корректировке // Недропользование XXI век, 2014, №4. - с. 46-51.
203. Пак В.А. Геологическая отрасль: вчера, сегодня, завтра // Недропользование XXI век, 2014, №4. - с. 52–57.
204. Шпуров И.В. Состояние воспроизводства запасов УВС в РФ и задачи новой классификации запасов // Недропользование XXI век, 2014, №4. - с. 58–67.

Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В.,  
Вольпин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В.

СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО  
ТЕРМОГИДРОСИМУЛЯТОРА – НЕОБХОДИМЫЙ  
ЭТАП ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Подписано в печать 18.03.2015. Тираж 100 экз. Заказ № 2163  
формат 60x84/16. печ. л 13.

Отпечатано в ООО “А3 плюс”  
129075, г. Москва, ул. Аргуновская, д.3, стр.1