

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время человечество очень зависимо от нефти, которая широко внедрилась в экономику, энергетику, практически во все отрасли народного хозяйства, да и во все наши повседневные дела. Человечество привыкло к нефти как к воздуху и уже не осознает ее широкое значение и незаменимость. От нефти зависит структура и качество функционирования всей экономики, богатство страны и качество жизни ее жителей. Существует выражение, что нефть - кровь экономики. Нефть и природный газ используются как горючее, являются существенными компонентами удобрений, от которых зависит мировое сельское хозяйство. Нефть дает нам пластмассу и химикаты, которые являются кирпичиками и цементирующим раствором фундамента сегодняшней цивилизации, которая рухнет, если нефтяные скважины всего мира внезапно высохнут.

Самый важный источник энергии - опять же нефть, которая обеспечивает 33,1% мирового энергопотребления. Она обладает высокой энергоемкостью и удобна для транспортировки, что делает ее практически незаменимым энергетическим ресурсом. Среди отраслей экономики в масштабах мира, нефтедобыча и нефтепереработка занимают первое место по денежному обороту.

Нефть очень важна для процветания нации, так как она дает энергию для развития транспортной системы и промышленности. Она также важна для выживания нации, так как в значительной степени влияет на обороноспособность страны. Многие военные машины используют нефть и продукты ее переработки в качестве топлива, поэтому ничего удивительного, что нефть оказывается в центре многих конфликтов. Нефть делает отдельных людей очень богатыми, приносит огромную прибыль компаниям и может бедные страны превратить в процветающие. Нефть может быть как благословением, так и проклятием. Все зависит от умения стран распоряжаться доставшимся им потенциалом.

Точного количества нефти, оставшегося в земных недрах, точно никто назвать не способен. Тем не менее, по самым оптимистическим прогнозным оценкам, к середине XXI века будет выкачана половина всего мирового нефтяного запаса. Весной 2013 года служба аналитической информации Международной организации кредиторов (WOC) представила результаты исследования соотношения сырьевой базы и достаточности нефтегазового сырья в мире. В своих расчетах эксперты пользовались статистикой и оценками США и ОПЕК.

По данным ОПЕК, развивающиеся страны контролируют 2/3 мировых запасов нефти, наиболее необходимого человечеству ресурса, который стремительно истощается. Самая значительная доля мировых запасов нефти находится в Саудовской Аравии и Венесуэле.

Нефтяные запасы Саудовской Аравии эксперты оценили в 262 млрд баррелей. При текущих объемах добычи нефти в стране хватит на 72 года. В запасе у Венесуэлы содержится 211 млрд баррелей, которых хватит на 234 года. На третьем месте по этому показателю Канада (175 млрд баррелей, которых хватит на 26 лет). Далее следуют Иран и Ирак, нефтяных запасов которых должно хватить на 88 и 128 лет,

соответственно. На шестом месте Кувейт, которому своего черного золота хватит только на 11 лет.

Запасы нефти в России, по оценкам WOC, находятся на уровне 82 млрд баррелей. Этой нефти РФ хватит на 21 год. Девятое место в этом списке занимает Ливия (46 млрд баррелей хватит на 77 лет), а замыкает первую десятку стран Нигерия (37 млрд баррелей хватит на 42 года).

При пересчете запасов на душу населения лидером становится Кувейт, за ним следуют Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ) и Катар. При текущих объемах доказанных запасов и объемах добычи человечеству хватит нефти примерно на 50 лет.

Согласно последним расчетам компании BP, мировых запасов нефти должно хватить на 54 года. В ежегодном «Статистическом обзоре мировой энергетики» (Statistical Review of World Energy) специалисты BP отмечают, что мировые запасы нефти по итогам 2011 года выросли на 1,9 % - до 1,65 трлн баррелей с пересмотренных 1,62 трлн баррелей в 2010 году.

Ведущим мировым регионом по объемам нефтяных запасов остается Ближний Восток - 795 млрд баррелей, или 48,1 %. Причем лидером по запасам нефти по версии BP является не Саудовская Аравия (как считают в WOC), а Венесуэла. На начало 2012 года доказанные запасы нефти в Венесуэле составили 296,5 млрд баррелей, или около 18 % общемировых запасов. Запасы нефти в Саудовской Аравии в конце прошлого года находились на отметке 265,4 млрд баррелей (16 % от общемировых запасов).

Третье место и здесь занимает Канада с 175,2 млрд «доказанных» баррелей - это 11 % от общемирового показателя. По расчетам British Petroleum, Россия на конец прошлого года располагала залежами нефти объемом 88,2 млрд баррелей (12,1 млрд тонн). Показатель вырос на 5,3 % к 2010 году. Стране хватит нефти на 23,5 года. Финансовая группа UBS в своём новом докладе по состоянию дел в нефтяной сфере планеты оценила нефтяные запасы России в 77 млрд баррелей, которых должно хватить на 21 год.

Эти факты указывают на актуальность выбранной темы данной работы.

Объектом исследования является географический обзор основных нефтегазоносных бассейнов России.

Цель работы: описание особенностей наиболее нефтеносных и перспективных бассейнов России.

Задачи работы:

1. Охарактеризовать основные наземные нефтегазоносные бассейны России.
2. Охарактеризовать нефтегазоносные месторождения шельфа.

Структура работы определяется целью и задачами. В главе 1 характеризуются наземные нефтегазоносные бассейны России: Поволжье, Западная и Восточная Сибирь, Тимано-Печора и Северный Кавказ. В главе 2 рассматриваются нефтегазоносные бассейны шельфа Российских морей. В главе 3 дается разработка тематического урока по теме: «География нефтегазоносных бассейнов России» для учащихся 9-10 классов общеобразовательных школ.

Глава 1. ОСНОВНЫЕ НАЗЕМНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ РОССИИ

Поволжье.

Первая нефть Поволжья была обнаружена благодаря работам И.М. Губкина, доказывавшего, что на пространстве между Волгой и Уралом должны существовать месторождения нефти. И действительно, в 1930-х годах месторождения нефти были обнаружены в Предуралье, на Самарской Луке и около Бугуруслана. Первые месторождения были небогатыми: нефть извлекалась тогда из малодебитных месторождений, залегающих в пермских и каменноугольных отложениях. Добыча составляла около 1 млн тонн в год.

И.М. Губкин настаивал на поисках девонской нефти, залегающей более глубоко. Богатейшие запасы девонской нефти были открыты во время войны в Туймазах (Башкирия) и почти одновременно на Самарской Луке. После этого Поволжье вышло на первое место в стране по добыче нефти.

В отличие от других районов, подавляющая часть нефтяных ресурсов Поволжья сосредоточена в крупных и крупнейших месторождениях. При этом промышленные горизонты здесь находятся на сравнительно небольшой глубине: в Татарии, например, до 2 тыс м, а в Куйбышевской области пока не свыше 3 тыс м. В Азербайджане же, как известно, вводятся в эксплуатацию скважины глубиной в 5 тыс м и более. Многие нефтяные месторождения имеют по нескольку продуктивных пластов. Разработка их особенно эффективна, так как нефть извлекается одновременно из нескольких горизонтов.

В Поволжье впервые в мире были разработаны прогрессивные методы добычи нефти, применение которых позволяет извлекать ее фонтанным способом. Непрерывное фонтанирование достигается искусственным поддержанием пластового давления при помощи воды, закачиваемой вокруг контура нефтяной залежи или внутри нее, если залежь, как, например, Ромашкинская, очень велика по площади. Эти способы называются законтурным и внутриконтурным заводнением. Они позволяют эксплуатировать нефтяные месторождения малым числом скважин. Все это, вместе взятое, значительно снижает себестоимость добычи нефти. Поэтому поволжская нефть - самая дешевая в нашей стране: ее себестоимость в два раза меньше средней и в 4-5 раз меньше, чем в старых нефтяных районах Кавказа [24].

В настоящее время Волго-Уральская нефтяная провинция является второй по значению в России. Она расположена в восточной части Европейской территории Российской Федерации, в пределах республик Татарстан, Башкортостан, Удмуртия, а также Пермской, Оренбургской, Куйбышевской, Саратовской, Волгоградской Кировской и Ульяновской областей. Нефтяные залежи находятся на глубине от 1600 до 3000 м, т.е. ближе к поверхности по сравнению с Западной Сибирью, что несколько снижает затраты на бурение. В настоящее время Волго-Уральский район дает 24 % нефтедобычи страны [19].

Подавляющую часть нефти и попутного газа (более 4/5) области дают Татария, Башкирия, Куйбышевская область. Добыча нефти ведется на месторождениях

Ромашкинское, Ново-Елховское, Чекмагушское, Арланское, Краснохолмское, Оренбургское и другие. Значительная часть нефти, добываемая на промыслах Волго-Уральской нефтегазоносной области, поступает по нефтепроводам на местные нефтеперерабатывающие заводы, расположенные главным образом в Башкирии и Куйбышевской области, а также в других областях (Пермской, Саратовской, Волгоградской, Оренбургской). Основные нефтяные компании работающие на территории Волго-Уральской провинции: ЛУКОЙЛ, Татнефть, Башнефть, ЮКОС, ТНК. По качеству нефть Поволжья очень разнообразна. Девонский тип объединяет в основном нефти терригенного комплекса среднего девона и нижнефранского подъяруса верхнего девона, а на отдельных тектонических элементах включает и нефти карбонатного комплекса среднефранско-фаменского возраста верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. Наличие в пластах турне нефтей более легких ($d_{20-4} = 0,782$ г/см³) по сравнению с таковыми из залегающих ниже отложений, практически безасфальтеновых, с низким содержанием серы, V и Ni, вероятно, является проявлением процессов вертикальной миграции и изменения состава нефтей в результате фильтрационного фракционирования [19]. Микроэлементный состав поволжской нефти приведен в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика микроэлементного состава поволжской нефти

Регион

Тектонический элемент

Содержание в нефти

V/ Ni

V, г/т

Ni, г/т

S, %

Самарская область

Бузулукская впадина,
Жигулевско-Пугачевский свод,
Мелекесская впадина

45,0
36,8
221,0

10,0
8,4
40,0

1,35
1,10
-

4,5
4,3
5,5

Саратовская область

Карамышинская впадина
Степновский вал

247,0
18,0

3,7

-

4,9
2,5

Оренбургская область

Бузулукская впадина
Восточно-Оренбургское поднятие
Южно-Татарский свод
Серноводско-Абдулинская впадина

53,0
55,0
173,0

8,0
-
34,0

1,30
-

-

6,7

-

5,1

Башкортостан

Южно-Татарский свод

Бирская седловина

Башкирский свод

16,3

65,1

83,5

10,5

33,0

32,3

-

2,80

2,40

1,6

1,6

2,5

Татарстан

Мелекесская впадина
Южно-Татарский свод

500,2
250,0

82,0
57,0

3,80
4,70

6,1
4,4

Западная Сибирь.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция расположена на Западно-Сибирской равнине. На востоке равнина ограничена рекой Енисей, на западе - Уральскими горами, на юге - границей с Казахстаном и Алтайскими горами, а на севере - Карским морем. Основная масса месторождений расположена в пределах Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Кроме того, месторождения имеются в Тюменской, Томской, Омской, Свердловской, Новосибирской областях и Красноярском крае.

По геологическому строению Западно-Сибирская провинция представляет собой эпипалеозойскую тектоническую плиту с мощным мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Она расчленена на крупные депрессии и замкнутые поднятия первого порядка (своды и мегавалы). Как впадины, так и своды осложнены поднятиями второго порядка и локальными структурами. Локальные поднятия отражают блоковую тектонику фундамента. Амплитуда поднятий уменьшается вверх по разрезу осадочного чехла. Углы наклона крыльев структур продуктивных горизонтов редко превышает 1-2 градуса.

Палеозойские отложения фундамента сильно дислоцированы и метаморфизованы. Фундамент плиты погружается в направлении от краев к центру и в северном

направлении. В северной части провинции толщина осадочного чехла превышает 4 км.

В Западно-Сибирской провинции выделяются 15 нефтегазоносных областей. Каждая из них, в свою очередь, включает несколько нефтегазоносных районов. Четыре области на севере провинции (Южно-Карская, Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Ямальская, Гыданская и Усть-Енисейская) преимущественно газоносные. Восточно-Уральская, Приуральская и Краснотенинская на западе, Фроловская, Среднеобская и Каймысовская в центре, Васюганская, Пайдугинская и Предъенисейская на востоке - нефтегазоносные, содержат, в основном, ресурсы нефти.

Нефтегазоносность отложений выявлена в широком стратиграфическом диапазоне, от пород палеозойского фундамента до апт-сеноманских отложений верхнего мела. Всего в Западной Сибири открыто более 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Крупнейшие месторождения - Уренгойское, Бованенковское, Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское и т. д.

Нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста. Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 метров. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1 %), и парафина (менее 0,5 %); содержание бензиновых фракций высокое (40-60 %); повышено количество летучих веществ.

Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70 % российской нефти. Основной ее объем извлекается насосным способом, на долю фонтанной добычи приходится не более 10 %. Из этого следует, что основные месторождения находятся на поздней стадии разработки, что заставляет задуматься над важной проблемой топливной промышленности - старением месторождений. Этот вывод подтверждается и данными по стране в целом.

В Западной Сибири находятся несколько десятков крупных месторождений. Среди них такие известные, как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Усть-Балыкское, Убинское, Толумское, Муравленковское, Суторминское, Холмогорское, Талинское, Мортмыья-Тетеревское и другие. Большая часть из них расположена в Тюменской области - своеобразном ядре района. В республиканском разделении труда она выделяется как главная база России по снабжению ее народнохозяйственного комплекса нефтью и природным газом. В Тюменской области добывается более 220 млн тонн нефти, что составляет более 90 % всей добычи Западной Сибири и более 55 % от всего объема добычи по России. Анализ данной информации показывает, что нефтедобывающей промышленности Российской Федерации свойственна чрезвычайно высокая концентрация в ведущем районе [19]. Карта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции приведена на рисунке 1.

В разрезе платформенного чехла выделяются четыре нефтегазоносных комплекса, изолированных друг от друга региональными глинистыми покрывками: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокмокий и апт-альб-сеноманский. Основные запасы нефти сконцентрированы в нижнемеловых, газа - верхнемеловых

отложениях.

В пределах провинции выделяются 11 нефтегазоносных областей, 32 нефтегазоносных района и 26 крупнейших месторождений (табл. 2).

Таблица 2. Список крупнейших месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Апрельское
Айпимское
Нижнесортымское
Конитлорское
Тевлинское
Когалымское
Холмогорское
Ватьеганское
Лянторское
Федоровское
Южно-Сургутское
Покачевское
Поточно-Урьевское

Локосовско-Покамасовское
Самотлорское
Мегионское
Советско-Соснинское
Ханты-Мансийское
Эргинское
Салымское
Правдинское
Усть-Балыкское
Мамонтовское
Верхне-Салымское
Новопокурское
Островное

В таблице 3 приведены основные сортовые качества нефтей Западной Сибири.

Таблица 3. Основные сортовые качества нефтей Западной Сибири

№

Названия месторождений и пластов

Плотность, кг/м³

Вязкость кинематическая, мм²/с

Температура застывания, °С

Химический состав нефти. Содержание, %

Сера

Смола

Асфальтены

Бензин

Керосин

Диз. топливо

Газойль

Остаток

1

Восточно-Сургутская, БС10

890

13,5

-17

1,67

14

2,5

13,0

14,3

26,8

28,4

31,6

2

Мало-Балыкская, АЧ2

855

9,7

-12

1,1

7,8

0,9

19,5

17,1

29,9

22,6

24,2

3

Приобская, БС4-5

880

10,4

-11

1,2

12,0

2,7

15,2

15,6

27,3

23,6

31,9

4

Покачевская, БВ6

864

5,9

-13

1,2

7,5

0,5

20,3

17,6

30,9

27,2

20,7

5

Варьеганская

835

2,95

-42

0,46

6,5

0,29

30,8

22,0

33,3

21,7

12,9

6

Губкинская,БПО

813

3,3

-18

0,2

4,0

0,12

34,6

22,5

30,1

32,2

32,2

7

Уренгойская

830

5,2

-7

0,11

3,5

0,21

24,7

17,8

27,3

38,5

38,5

8

Ен-Яхинская

844

9,2

-11

0,08

3,5

-

21,4

22,2

37,8

26,6

13,8

9

Русская

941

67,7

-30

0,5

17,8

0,6

0,7

12,0

32,5

36,5

36,5

10

Новопортовская НП4

860

9,2

-8

0,13

3,0

0

18,6

21,0

46,4

76,1

8,7

11

Бованенковская ТП18

829

3,36

-13

0,07

1,0

0

19,8

19,8

39,4

30,4

10,0

12

Харампурская

839

5,63

-22

0,12

5,0

0,4

25,9

24,2

38,1

21,2

14,0

13

Кальчинская

870

20,2

-16

0,88

11,0

1,46

16,8

14,8

33,1

26,8

22,3

14

Ханты-Мансийская

856

6,6

-8

0,27

5,0

5,3

18,6

20,2

31,4

24,8

24,8

15

Нефть экспортная URALS

880

10,4

-11

1,2

12,0

2,7

15,2

15,6

27,3

23,6

31,9

Мезозойско-кайнозойский платформенный чехол имеет объем свыше 8 млн км³. Максимальная мощность осадочного чехла на севере провинции оценивается в 10-15 км. В центральных, западных и восточных районах мощность чехла составляет 2-4 км.

Триасовые отложения принадлежат к платформенному чехлу, но нефти не содержат. В основании нефтегазоносной толщи залегают юрские отложения. Меловая, система слагает основную часть осадочной толщи. Относительно маломощный палеоген завершает разрез. Неоген отсутствует.

Коллекторами нефти и газа являются пески, песчаники и алевролиты, покрышками залежей служат глины. Резервуары пластового и массивного типов. Ловушки, преимущественно структурного типа, реже - структурно-литологического и литологического типов. К настоящему времени на обширной площади провинции открыто свыше 600 нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Из них более 300 являются нефтяными, свыше 100 - газовыми, 200 - газоконденсатными и нефтегазоконденсатными. Большинство месторождений относятся к многопластовым, с залежами в меловых и юрских горизонтах.

Триасовая система

Наиболее полные разрезы триаса установлены вдоль западного обрамления, частично на юге, а также на крайнем северо-востоке. В других районах триасовые породы лишь частично вскрыты отдельными скважинами. Триасовая система представлена тремя сериями.

1. Туринская серия представляет почти весь триас без рэтского яруса. Она распространена в западных, южных и частично центральных районах Западно-Сибирской плиты. Серия состоит из вулканогенно-осадочных пород мощностью 800-2700 м.

2. Тампейская серия по возрасту аналогична туринской серии и распространена в восточных, северных, северо-восточных и юго-восточных районах. Она сложена терригенными породами (от глин до конгломератов). По материалам сейсморазведки, мощность на севере достигает 6 км.

3. Челябинская серия (рэтский ярус) распространена в прогибах восточного склона Урала. Мощность - 1500-4000 м. На большей части Западно-Сибирской плиты в это время был перерыв в осадконакоплении.

Юрская система.

В интервале нижней - средней юры выделяются заводоуковская и большехетская серии. Заводоуковская серия распространена в западных, южных, центральных и отчасти северных частях плиты. Это континентальные угленосные отложения. На большей части территории эта серия представлена тюменской свитой. Это чередование сероцветных песчаников, алевролитов, аргиллитов с пластами углей, прослоями конгломератов. Мощность изменяется от 0 (в отдельных участках на западе) до 200-400 м, а на севере до 600-700 м и более.

На юго-востоке нижняя - средняя юра представлена макаровской и итатской свитами. Они сложены терригенными породами мощностью до 960 м. На северо-востоке, а возможно и на северо-западе нижняя и средняя юра представлены

большехетской серией. Терригенные породы серии накопились в морских и прибрежно-континентальных условиях. Их мощность составляет до 2500 м. Серия расчленена на ряд свит. Эта серия возможно будет обнаружена и на севере бассейна. Юрская и меловая системы.

Юрские отложения, начиная с келловейского яруса, и меловые представлены чередующимися морскими, солоноватоводными и пресноводными отложениями, которые образуют последовательный ряд серий, отличных по своему генезису.

Границы серий не совпадают с границами систем, отделов и ярусов.

В интервале келловейский ярус - валанжин (а в некоторых участках до готеривского яруса) выделяется полудинская серия - сложно построенная морская толща, состоящая преимущественно из глинистых сероцветных (на юго-востоке пестроцветных) пород с прослоями песчаников и алевролитов. На юго-востоке появляются более мелководные прибрежные отложения. Мощность серии от 400-500 м до 1200 м. В разрезе и по площади она включает различные свиты.

В интервале келловей-киммеридж на западе выделяют абалакскую преимущественно глинистую свиту мощностью 30-40 м. На сводах поднятий она замещается более грубообломочными породами - песчаниками, ракушниками, которые образуют вогулкинскую свиту мощностью 0-120 м.

Восточнее, в центральных районах в этом интервале разреза выделяются снизу вверх: васюганская песчано-глинистая свита мощностью 25-120 м и георгиевская, преимущественно глинистая свита, мощностью порядка 20 м.

На юго-востоке васюганская свита замещается песчано-глинистой, преимущественно прибрежно-континентальной по генезису наунакской свитой (келловей-оксфорд). Выше здесь выделяется марьяновская - преимущественно глинистая свита (киммеридж-волжский ярусы). Мощность этих свит 100-125 м.

В интервале разреза волжский ярус - валанжин на западе выделяют: трехозерную и мулымьинскую свиты. По составу это песчано-глинистые отложения, к сводам поднятий появляются прослой конгломератов. Мощность 120 м. Восточнее эти свиты замещаются тутлеймской (волжский ярус - готерив) глинисто-карбонатной свитой. Мощность ее 40-100 м.

В центральных районах в этом интервале разреза выделяется баженовская свита (волжский ярус - берриас). Она соответствует нижней части тутлеймской свиты) представлена битуминозными аргиллитами с прослоями известняков и радиоляритов мощностью 20 - 30 м. В аномальных разрезах баженовской свиты мощность увеличивается до 50 - 100 м за счет появления прослоев песчаников, алевролитов. Выше выделяется мегионская (сортымская) свита, которая соответствует верхней части тутлеймской свиты. Это аргиллиты с прослоями алевролитов, песчаников (возраст берриас - нижний готерив). Мощность 400 - 600 м. В нижней ее части выделяется ачимовская пачка - состоящая из линзовидных тел песчаников, алевролитов. Мощностью до 130 м.

В восточных и юго-восточных районах мегионской свите соответствуют куломзинская и тарская свиты, песчано-глинистые, мощностью 300-450 м.

На северо-востоке плиты полудинская серия (келловей-готерив) снизу вверх

включает точинскую (келловей), сиговскую (оксфорд-киммеридж), яновстановскую (киммеридж-берриас) и юрацкую (берриас-готерив) свиты. Разрез их песчано-глинистый, мощность 580-1700 м.

На северо-западе (полуостров Ямал) полудинской серии соответствует ярротинская свита - преимущественно глинистая с песчано-алевритовыми прослоями, образующими новопортовскую толщу. Мощность свиты 200-450 м. Возраст келловей - готерив.

В интервале разреза валанжин - апт выделяется саргатская серия. На западе она сложена преимущественно глинистыми сероцветными породами, в центральных районах - чередованием глин, песчаников, алевролитов. В восточном направлении возрастает роль песчаников. На юге и юго-востоке развиты пестроцветные отложения. Мощность саргатской серии 800-1000 м. Иногда нижние свиты этой серии относят к верхам полудинской серии.

На западе снизу вверх выделяют: алясовскую свиту (берриас - готерив) - аргиллиты с прослоями известников и алевролитов, мощностью 0-200 м; выше леушинскую свиту (готерив - апт) - песчаники, алевролиты, мощностью 230-350 м; кошайскую свиту (апт) - аргиллиты с прослоями известняков, алевролитов, мощностью 10-50 м. В центральных районах всаргатской серии выделяют снизу вверх ванденскую (сургутскую) (готерив - баррем) - песчано-алеврито-глинистую, мощностью 360-470 м; алымскую свиту (апт) преимущественно глинистую, мощностью 40-210 м.

На востоке выделяется вартовская свита (готерив - апт) - песчано-глинистая, мощностью до 600 м. На северо-востоке снизу вверх выделяют суходудинскую свиту (валанжин-готерив) и выше малохетскую свиту (баррем-апт). Мощность суходудинской преимущественно песчано-алевритовой - 80-350 м, малохетской - 170-460 м.

На северо-западе (полуостров Ямал) саргатской серии соответствует танопчинская свита (баррем-апт), по составу она глинисто-песчаная, мощностью до 900 м.

В интервале разреза апт - сеноман выделяется покурская серия (свита). Сложена она осадками опресненных бассейнов и континентальными образованиями. Мощность серии от 500-600 до 900-1000 м. На западе выделяют снизу вверх: викуловскую свиту (апт-альб) - алеврито-песчаную, мощностью 300 м; ханты-мансийскую (альб) - глины с песчаными породами, мощностью 300 м; уватскую свиту (сеноман) глинисто-песчаную, мощностью 300 м.

В центральных, северных и частично южных районах этим свитам соответствует покурская серия (свита) - чередование глин, песчаников, алевролитов. В центральных районах в основании серии выделяют чернореченскую пачку, мощностью 70-90 м. В северных районах иногда в этом интервале разреза выделяют уренгойскую свиту (апт-сеноман) преимущественно песчано-алевритовую. На северо-востоке покурской серии соответствуют яковлевская и долганская свиты - глинисто-песчаные, с прослоями углей и мощностью до 1000 м.

В интервале турон-маастрихт развита дербышинская серия. Она сложена преимущественно морскими отложениями и лишь на юго-востоке развиты континентальные породы. По составу это преимущественно глинистые, глинисто-

кремнистые отложения с прослоями алевролитов и песчаников, число которых возрастает в восточном направлении. Мощность серии около 700 м. Она включает ряд свит.

В нижней части выделяется кузнецовская свита (турон), которая широко развита, по составу преимущественно глинистая, на западе, в центре появляются прослои алевролитов, песчаников, на северо-западе-центре - опоковидные глины. Мощность 15-60 м, на севере 180-200 м. На северо-востоке ей соответствует дорожковская свита.

В средней части серии на западе выделяется березовская свита (верхний турон-кампан), сложена она глинами, опоками. Мощность 80-220 м. В центральных районах и на юге березовской свите соответствуют ипатовская (верхний турон - сантон) песчано-алевритовая, мощностью 100 м. и славгородская свита (сантон-кампан) - преимущественно глинистая, мощностью 30-180 м. На северо-востоке им соответствует мессояхская свита.

В верхней части серии на западе, центре и востоке выделяется ганькинская свита (маастрихт) глинисто-известково-мергелистая. Лишь на западе возрастает роль алевролитов. Мощность 70-100 м на западе и 250 м на востоке; на северо-востоке ганькинской свите соответствует танамская.

Итак, юрско-меловой разрез сложен чередующимися морскими, солоновато-водными и пресноводными континентальными отложениями, образующими ряд серий, границы которых не совпадают с границами унифицированных стратиграфических подразделений. Мощность юрских отложений составляет 1200-3000 м, меловых - 2000-3500 м.

подавляющая часть нефти Западной Сибири сформировалась в мезозойскую эру. Лишь небольшие скопления более ранней девонской нефти встречаются под платформенным чехлом Западно-Сибирской плиты в трещиноватых отложениях девона [20].

Восточная Сибирь.

Восточная Сибирь -- второй по площади (после Дальнего Востока) экономический район России. Он занимает 1/3 территории Восточной зоны и 24 % территории России (площадь 5,9 млн км²). В состав Восточно-Сибирского района входят: Иркутская и Читинская области, Красноярский край вместе с автономными округами (Агинский, Таймырский или Долгано-Ненецкий, Усть-Ордынский и Эвенкийский), республики Бурятская, Тувинская (Тыва) и Хакасская.

Географическое и экономико-географическое положение района неблагоприятно. Значительная часть его расположена за Полярным кругом, почти на всей территории распространена вечная мерзлота. Восточная Сибирь значительно удалена от других экономически развитых районов страны, что затрудняет освоение ее природных богатств. Только на юге проходят железные дороги (Транссибирская и Байкало-Амурская). Особенности географического положения и природно-климатических условий, а также слабая освоенность территории затрудняют индустриальное развитие региона. Положительное влияние на развитие экономики района оказывает его соседство с Западной Сибирью, Дальним Востоком, Монголией,

Китаем. Короткая навигация по Енисею обеспечивает связь железнодорожных магистралей с Северным морским путем.

Природные условия Восточной Сибири неблагоприятны. Климат Восточной Сибири - резко-континентальный, с большими амплитудами колебания температуры (очень холодная зима и жаркое лето). Почти четверть территории лежит за Полярным кругом. Природные зоны последовательно сменяются в широтном направлении: арктические пустыни, тундра, лесотундра, тайга (большая часть территории), на юге встречаются участки лесостепей и степей. По запасам леса Восточная Сибирь занимает первое место в стране (лесоизбыточный регион).

Природные особенности Восточной Сибири - это тысячекилометровые многоводные реки, бескрайняя тайга, горы и плоскогорья, низменные равнины и тундры. Большую часть территории занимает Восточно-Сибирское плоскогорье, которое более или менее соответствует Сибирской платформе. На юге района располагаются горные сооружения (Енисейский кряж, Саяны, Байкальская горная страна).

Особенности геологической структуры Восточной Сибири (сочетание древних и более молодых горных пород) обуславливают разнообразие полезных ископаемых. Чехол Сибирской платформы, в основном, представлен осадочными горными породами. С ними связано образование крупнейшего в Сибири каменноугольного бассейна - Тунгусского.

К осадочным породам прогибов на окраинах Сибирской платформы приурочены запасы бурого угля Канско-Ачинского и Ленского бассейнов. С докембрийскими породами фундамента Сибирской платформы связано Ангаро-Илимское и другие крупные месторождения железных руд и золота.

В числе прочих полезных ископаемых Восточной Сибири имеются огромные запасы нефти, но условия разработки нефтяных месторождений чрезвычайно трудны из-за сурового климата и многолетней мерзлоты, распространенной практически на всей территории района. Мощность мерзлых пород превышает местами 1000 м.

Запасы нефти и газа Восточной Сибири, по меньшей мере, сопоставимы с запасами Западной Сибири, поэтому Восточная Сибирь может стать новым центром нефтегазовой промышленности. К числу нефтегазовых месторождений относятся: Юрубчено-Тохомская зона на юге Эвенкийского АО и Нижнее Приангарье в Красноярском крае; Ванкорское газонефтяное месторождение в Красноярском крае; месторождение нефти в среднем течении р. Подкаменная Тунгуска; Ковыктинское газоконденсатное месторождение в Иркутской области; Талаканское месторождение в Якутии; месторождения Сахалина.

Разными авторами в пределах древней Сибирской платформы выделяется разное число нефтегазоносных и потенциальных бассейнов, при этом одни и те же бассейны порой называются по-разному. Большинство исследователей выделяется обширный Тунгусский (Восточно-Сибирский) - внутриплатформенный нефтегазоносный бассейн, Иркутский (Прибайкало-Ленский) - латерально-гетерогенный или платформенно-складчатый нефтегазоносный бассейн, Лено-Вилуйский (Предверхожно-Ленский) латерально-гетерогенный нефтегазоносный бассейн.

Некоторые исследователи выделяют Анабаро-Ленский и Алдано-Майский латерально-гетерогенные бассейны. А.М. Серегин [9, с. 147] в качестве самостоятельных бассейнов выделяет Суханский и Присаяно-Енисейский. Основные месторождения нефти и газа открыты в Иркутском, Тунгусском и Лено-Вилюйском нефтегазоносных бассейнах. Они занимают территорию Якутии, Красноярского края и Иркутской области общей площадью около 3 млн км². Тунгусский нефтегазоносный бассейн расположен в северо-западной части Сибирской платформы в пределах Курейской синеклизы, Байкитской антеклизы, Турухано-Норильской тектонической зоны. Площадь бассейна более 1,3 млн км². На рисунках 1 и 2 показаны Лено-Тунгусская и Лено-Вилюйская нефтегазоносные провинции.

Рис. 1. Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Рис. 2 - Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция

Иркутский бассейн расположен на юге Сибирской платформы в зоне ее сочленения с Байкало-Патомской складчатой системой, Восточными Саянами и Енисейским кряжем.

На северо-востоке он граничит с Лено-Вилюйским бассейном, а на севере с Тунгусским бассейном. Размеры его составляют 1100 × 750 км². Наиболее крупными тектоническими элементами в его пределах являются Непско-Ботубинская антеклиза, Предпатомский региональный прогиб, Присаяно-Енисейская синеклиза и Ангаро-Ленская ступень.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн является одним из крупных нефтегазоперспективных регионов с развитой нефтегазодобывающей отраслью на территории России.

В географическом отношении его территория относится к северо-восточной части Русской равнины. В пределах суши территория бассейна охватывает практически весь бассейн реки Печоры с ее притоками и рек, впадающих в Печорский сектор Баренцева моря (Коротаиха, Морею, Черная). Общая площадь - около 330 тыс км². В административном отношении территория бассейна находится в пределах Республики Коми, а северная ее часть охватывают всю восточную часть Ненецкого автономного округа Архангельской области с центром в городе Нарьян-Мар. Достаточно давно, еще в 1762 году на реке Ухта были отмечены первые выходы нефти, а первый сбор нефти был организован на реке Ярега, впадающей в реку Ухту. Затем предпринимателем Федором Прядуновым был организован первый кустарный нефтеперегонный заводик. Образцы нефти были доставлены в Петербург, а оттуда на исследование за рубеж. Неоднократные попытки организовать разведку и добычу нефти до революции не увенчались успехом, и лишь в 1929 году на Ухту была отправлена первая крупная экспедиция, которая занялась систематическими исследованиями на севере европейской части России всех полезных ископаемых, включая нефть. Геологической службой руководил известный геолог-нефтяник Н.Н. Тихонович. Уже в 1930 году впервые на территории России была получена нефть из девонских песчаников на реке Чибью в черте современного города Ухта. На месте

этой скважины сейчас установлен памятный знак.

Получение нефти из девонских песчаников позволило известному ученому-нефтянику Губкину предположить, что эти отложения будут присутствовать и в более южных районах России. Действительно, уже в 1929 году было открыто первое нефтяное месторождение в Перми (Чусовские городки). Затем были открыты: в 1932 году - Ишимбаевское месторождение, а вслед за ними Туймазинское в Башкирии. С этого и началась разведка так называемого «второго Баку» (Татария, Башкирия, Саратовская, Самарская, Пермская и Оренбургская области). Подобное название район получил потому что ранее нефтяные месторождения были известны только в Баку, в районе Гурьева (Казахстан) и на Кавказе (Майкоп и Грозный). Исторически, получение нефти в Ухте положило начало широкому развертыванию поисково-разведочных работ на Русской платформе.

В 1932 году в районе Ухты было открыто Ярегское месторождение с достаточно крупными запасами. Но полученная нефть оказалась настолько вязкой, что очень долго оставался открытым вопрос о возможности ее добычи. После длительных дебатов добычу нефти организовали шахтным способом. Здесь же в 1937 году впервые в Советском Союзе была заложена первая нефтяная шахта. Гораздо позднее для промышленной добычи вязкой нефти стали применять паро-тепловой метод, что позволило резко увеличить коэффициент извлечения. Коэффициент извлечения высоковязкой нефти при шахтном методе составлял 5-6 %, а при использовании паро-теплого метода - 30-40 % и даже 50-60 %.

В 1935-1951 годах были открыты Войвожское, Нибельское, Верхнеомринское, Нижнеомринское месторождения, на базе которых и развивалась в дальнейшем нефтегазовая добыча Тимано-Печорской провинции. Но это были сравнительно небольшие месторождения, с запасами на самом крупном из них (Нижнеомринском) порядка 20 млн условных тонн, в том числе примерно одна треть из них - газ.

Естественно, что добыча нефти в больших объемах не могла быть организована.

В 1959 году было открыто Западно-Тэбукское месторождение легкой нефти, первое по-настоящему крупное, с извлекаемыми запасами порядка 60 млн тонн.

В 1962 году открыто Мичаюское месторождение, получена первая тяжелая нефть из нижнепермских известняков на Усинском месторождении. Нефть оказалась такой же вязкой и тяжелой как на Ярегском месторождении.

В 1963 году были открыты Пашинское (40 млн тонн), Северо-Савиноборское и Джьерское (10 млн тонн) месторождения. В 1964 году было открытое крупнейшее на европейском севере Вуктыльское газоконденсатное месторождение.

В 1978 году на Усинском месторождении открыты высокодебитные залежи, причем дебиты нефти из скважин достигали 600-700 тонн в сутки.

В настоящее время на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции насчитывается свыше 180 месторождений, из которых - 136 нефтяных, 4 газоконденсатных, 2 нефтегазовых, 13 нефтегазоконденсатных, 12 газоконденсатных и 16 газовых.

Новые разрабатываемые месторождения расположены в северной части бассейна, где отсутствует общая и отраслевая инфраструктура, затруднено решение

транспортных проблем. Наиболее перспективно освоение таких месторождений, как Северо-Кожвинское, Южно-Лыжское, Южно-Тереховейское, Среднемакарихинское, Северо-Баганское, Южно-Юрьяхинское, Верхнегрубешорское, Пашорское. Также, в перспективе предусматривается интенсивное развитие добычи углеводородов на территории Ненецкого автономного округа и шельфовой зоны Баренцева моря.

На рисунке 3 представлена Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Рис.4. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

В настоящее время на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна осуществляется достаточно много крупных проектов. Наиболее крупные проекты на территории бассейна следующие:

1. «Север ТЭК»

Предусматривает разработку Южно-Шапкинского, Южно-Ярьяхинского, Верхнегрубешорского и Пашорского месторождений. Запасы оцениваются в 40 млн тонн. Срок реализации проекта освоения - 15 лет. Объем необходимых инвестиций - не менее 350 млн долларов.

2. «Северные территории»

Предусматривает разработку Хильчююского, Южно-Хильчююского, Яреюйского, Инзырейского месторождений. Необходимый объем инвестиций - 2 млрд долларов.

3. Timan Pechora Company

Предусматривает разработку месторождений им. Романа Требса, им. Титова, а также Варандейского и Торавейского. Запасы оцениваются в 177 млн тонн. Необходимый объем инвестиций - 50 млрд долларов. Это наиболее крупный и перспективный проект, осуществляемый в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне.

Северо-Кавказский нефтегазоносный бассейн.

Северо-Кавказский нефтегазоносный бассейн расположен в пределах Крымской и Ростовской областей, Краснодарского и Ставропольского краев Российской Федерации, бывших Калмыцкой АССР, Кабардино-Балкарской АССР, Северо-Осетинской АССР, Чечено-Ингушской АССР, Дагестанской АССР и Каракалпакской АССР, Мангышлакской области Казахской ССР. Площадь свыше 530 тыс км². Первые продуктивные нефтяные скважины в западной части Северного Кавказа пробурены в 1864 году. Первый фонтан нефти в восточной части Северного Кавказа был получен в 1893 году (Старогрозненское месторождение). В начале 1960-х годов открыто первое нефтяное месторождение на Южном Мангышлаке и газовое на Южном Устьурте.

В настоящее время в разработке находятся 216 месторождений. Наиболее известные: Октябрьское, Джанкойское, Морское, Ленинградское, Березанское, Анастасиевско-Троицкое, Майкопское, Северный-Ставропольско-Пелагиадинское, Мирненское, Величаевско-Колодезное, Малгобек-Горское, Старогрозненское, Октябрьское, Жетыбайское, Узеньское, Тенгинское, Шахпахтинское. Географически бассейн занимает частично Причерноморскую и Прикаспийскую низменности, Ставропольскую возвышенность, Кумо-Маньчскую впадину, Мангышлакское и Устьуртское плато. Западная часть бассейна находится в степной зоне, в предгорьях - леса, восточная находится в зоне полупустынь и пустынь. На рисунке 4 представлена

Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция.

Рис. 4. Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция

В тектоническом отношении Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция приурочена к Скифской плите, Южно-Мангышлакско-Устюртской системе прогибов Туранской плиты и краевым прогибам Большого Кавказа (Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский). Фундамент гетерогенный: на большей части (Скифская плита) герцинский, в краевых прогибах - байкальский, в прогибах Туранской плиты - палеозойский. Глубина залегания фундамента на сводах Скифской плиты до 3 км, во впадинах и прогибах до 6-8 км, в краевых прогибах до 12 км, в Южно-Мангышлакско-Устюртской системе прогибов до 9 км. Мощность осадочного чехла пермо-триас-неогенового возраста до 12 км (Терско-Каспийский прогиб).

Выделяют 6 нефтегазоносных комплексов: пермо-триасовый (мощностью до 3 км) продуктивен в восточном Предкавказье и южном Мангышлаке (в основном нижняя карбонатно-глинистая часть); юрский комплекс - в западном и восточном Предкавказье и в Южно-Мангышлакско-Устюртской системе прогибов (в терригенной нижней и средней юре до 7 продуктивных горизонтов с залежами нефти и газоконденсата), нижнемеловой комплекс развит на Северном Кавказе повсеместно, представлен песчано-глинистыми отложениями (мощность до 2 км) с прослоями карбонатов в неокоме; карбонатный верхнемеловой комплекс нефтеносен главным образом в Терско-Каспийском прогибе и в Прикумской зоне поднятий, мощность до 1,5 км; нижний подкомплекс (палеоцен-эоцен) палеогенового комплекса в западном и центральном Предкавказье сложен песчано-глинистыми породами, в восточном Предкавказье - карбонатами, верхний (майкопский) - повсеместно глинистый с прослоями песчаников и алевролитов; неогеновый песчано-глинистый (чокракский, караганский горизонты) нефтегазоносен главным образом в краевых прогибах Северного Кавказа. К платформенным склонам приурочены в основном залежи газа и газоконденсата, к краевым прогибам - залежи нефти, иногда с газовыми шапками и нефтяными оторочками. Большая часть залежей, приуроченных к платформенной части Северного Кавказа, пластово-сводового типа, реже с литологическим, в меньшей степени стратиграфическим и тектоническим экранированием. В краевых прогибах залежи пластово-сводовые (в основном с тектоническим экранированием), массивные и смешанного типа, многопластовые.

Нефти Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинция малосернистые, парафинистые и высокопарафинистые с большими вариациями плотности и смолистости. В кайнозойских отложениях плотность нефти до 931 кг/м³, содержание бензиновых фракций до 31%; в мезозойских отложениях 811-880 кг/м³. Состав нефтей нафтенново-метановый. Состав газов газовых и газоконденсатных месторождений: CH₄ - 72-99 %, N₂ - 0-5 %, CO₂ - до 6 %, H₂S - 0-1,8 %. Большинство месторождений находится на последней стадии разработки. Добыча ведется с поддержанием давления насосным и компрессорным способами.

Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция, имеющая 150-летнюю историю

существования, была и остается полигоном для решения проблем Российской нефтегазовой отрасли. Региональная инфраструктура этой территории все еще сохраняет достаточно крупные рентабельные ресурсы. В этом регионе в современном балансе углеводородного сырья наиболее существенна роль Предкавказских передовых прогибов.

В пределах Северного Кавказа потенциальные ресурсы углеводородного сырья в традиционном стратиграфическом диапазоне (триас, юра, мел, палеоген, неоген) характеризуются высокой степенью разведанности. По последним оценкам перспективы нефтегазоносности региона невысоки и постоянно снижаются по мере освоения наиболее изученных районов и комплексов.

В то же время, созданная за предыдущие 10-летия производственная инфраструктура позволяет быстро и экономически целесообразно осваивать месторождения глубинных зон без значительных дополнительных капиталовложений.

В качестве примера можно привести наиболее изученные в отношении нефтегазоносности передовые прогибы, в которых, наряду с перспективами юрских и пермтриасовых отложений, еще не исчерпаны возможности открытия в меловых, палеогеновых и миоцен-плиоценовых отложениях. Об этом свидетельствуют открытие в последние годы новой зоны нефтегазонакопления в миоценовых отложениях на северном борту Западно-Кубанского прогиба (Краснодарский край), а также расширение перспектив верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья на территориях, не затронутых передовой складчатостью (западная часть Терско-Каспийского прогиба, межхребтовые зоны, восточное погружение в пределах предгорного Дагестана).

Перспективы давно изученных комплексов сохраняются, а новые подходы и технологии способствуют их успешной реализации. Известно, что в любом районе вначале обнаруживаются наиболее крупные и легко картируемые объекты и лишь потом разведка доходит до мелких и сложных залежей, в том числе и неструктурного типа. В этом смысле, Северный Кавказ не исключение и эффективность геологоразведочных работ в регионе может быть значительно повышена с помощью регионального анализа геолого-геофизических материалов и применения современных методик и технических средств, а также комплексного подхода при разведке и освоении недр.

тектонический нефтегазоносный углеводород рельеф

Глава 2. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА РОССИИ

Шельф Северного Ледовитого океана.

Общая площадь всего арктического шельфа превышает 26 млн км². Площадь перспективной акватории российского сектора Арктики составляет не менее 5 млн км². Почти все пространство Арктики расположено на блоке дорифейской континентальной коры. Согласно другой точке зрения существование дорифейской платформы отрицается. Если будет доказано существование дорифейской платформы, то к России отойдет значительная часть Северного Ледовитого океана.

Таким образом, вопрос о дорифейской платформе имеет не только научную, но и экономическую значимость.

Последующие события (рифтогенез, формирование зон каледонид, мезозойский тектогенез, раскрытие океанических котловин и др.) определили формирование современной структуры этого региона. В пределах арктического шельфа выделились два крупных блока земной коры. Евразийский (Норвежско-Баренцево-Карский) блок охватывает одноименные моря, западную часть моря Лаптевых, архипелаги и острова (Шпицберген, Земля Франца-Иосифа, Северная Земля, Новая Земля и др.). Амеразийский блок включает восточную часть моря Лаптевых, Восточно-Сибирское море с Новосибирскими островами и Чукотское море с островами Врангеля и Геральда. Блоки разделены рифтовой зоной подводного хребта Гаккеля, ответвлениями этой зоны на юге, а также смежными с хребтом глубокоководными котловинами. На режим и особенности нефтегазоносности выделенных в пределах этих блоков осадочных бассейнов существенное влияние оказывал рифтогенез. В пределах арктической акватории выделяются крупные опущенные участки с повышенной мощностью отложений и поднятия, перспективные для поиска месторождений нефти и газа. На основе тектонического и литолого-стратиграфического анализов выявлены участки, которые можно рассматривать как отдельные провинции, включающие эти осадочные бассейны. Некоторые из них являются доказанными нефтегазоносными, другие рассматриваются как весьма перспективные [5].

Нефтегазоносные бассейны западного (евразийского) блока содержат значительные ресурсы нефти и газа, что доказано открытием уникального Штокмановского газового месторождения в Баренцевом море, нефтегазовых месторождений в Печорском море (Приразломное, Северо-Долгинское и другие), газовых в Карском море (Русановское и Ленинградское). В норвежском секторе Баренцева моря залежи углеводородов приурочены к нефтегазовому месторождению Сновит и нефтяному месторождению Голиас. По оценкам, проведенным ВНИИОкеангеологией, ВНИГРИ и другими организациями, российская часть западно-арктического шельфа, включая Баренцево, Печорское и Карское моря, составляет более 75 % разведанных запасов всего российского шельфа - 8,2 млрд т усл. топлива. В пределах восточного (амеразийского) сектора российской Арктики еще не пробурено ни одной скважины и не открыто ни одного месторождения нефти и газа, но перспективы имеются, судя по наличию крупных месторождений в аналогичных толщах смежных районов Аляски. В восточной части шельфа Чукотского моря американскими компаниями пробурено несколько скважин, показавших признаки нефтеносности.

Согласно принятой в России точке зрения, основная часть акватории Северного Ледовитого океана и сопредельная территория суши Арктики расположена на дорифейской коре континентального типа. Глубина подошвы земной коры (граница Мохоровичича) изменяется от 40-42 км, уменьшаясь под зонами континентального рифтогенеза до 33-35, иногда до 25 км. Граница Конрада фиксируется на глубине 20-25 км.

В геологической истории бассейнов Арктики на удаленных участках выделяется

несколько этапов рифтогенеза, часто синхронных [10]. Синхронность проявления рифтогенеза позволяет наметить региональные геологические зоны, протягивающиеся на сотни и тысячи километров и характеризующиеся сходной геологической историей. В итоге удастся составить прогноз нефтегазоносности в разобращенных, на первый взгляд, тектонических блоках.

На рисунке 5 представлена геоморфоогическая карта Северного Ледовитого океана.

Рис. 5. Геоморфоогическая карта Северного Ледовитого океана

В плане нефтегазоносности каждому осадочно-породному бассейну соответствует нефтегазоносный бассейн. В пределах западно-арктического шельфа выделяются Баренцевоморский, Тимано-Печорский, Южно-Карский, Западно-Сибирский, Северо-Карский, Енисей-Хатангский, Южно-Лаптевский нефтегазоносные бассейны, на территории восточного сектора российской Арктики - Восточно-Сибирский и Чукотский.

Баренцевоморский нефтегазоносный бассейн наиболее изучен, в его пределах выявлены только газовые и газоконденсатные месторождения (Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Северо-Кильдинское и Мурманское).

В пределах акваториальной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна выявленные месторождения приурочены к зонам продолжения авлакогенов: Варандей-Адзвинского (Варандей-море, Медыньское-море, Долгинское и Приразломное) и Печоро-Колвинского (Поморское газовое). Северо-Гуляевское нефтегазовое месторождение связано с акваториальным продолжением Хорейверской впадины, а нефтяные Песчаноозерское и Ижемко-Таркское месторождения - с акваториальным продолжением Малоземельско-Колгуевской моноклинали.