

УДК 553.98.04(571.6+265.51/.54)

Маргулис Л.С., Андиева Т.А., Пылина Л.М., Боровиков И.С., Ведров И.А.Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ И УГЛЕВОДОРОДНЫЕ РЕСУРСЫ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА РОССИИ

Приведены результаты оценки ресурсов углеводородов Дальневосточного региона. Подавляющая часть ресурсов прогнозируется в бассейнах Тихоокеанской островодужной окраины, где выделяются Япономорская, Охотская и Притихоокеанская нефтегазоносные провинции. Наиболее богатой углеводородами является Охотская нефтегазоносная провинция, где основные ресурсы сосредоточены в Северо-Сахалинской и Западно-Камчатской нефтегазоносных областях. Охарактеризованы структура и степень разведанности ресурсов, их распределение по разрезу и фазовый состав, обозначены основные риски нефтегазопоисков.

Ключевые слова: ресурсы, запасы, оценка, добыча, Дальний Восток, Северо-Сахалинская нефтегазоносная область.

Статья основана на результатах работ ФГУП «ВНИГРИ», также были использованы исследования по оценке ресурсов коллективов геологов других организаций и, прежде всего, сотрудников ООО «РН-СахалинНИПИморнефть» бывшего СО ВНИГРИ под руководством У.Г. Коблова [Коблов, 1997, 1998] и ОАО «Дальморнефтегеофизика».

Оценка начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородов (УВ) Дальнего Востока выполнена по состоянию изученности на 2009 г., но были учтены и данные геологоразведочных работ по состоянию на 01.01.2011 г. Оценкой охвачены территория и акватории до глубин моря 500 м, общая площадь нефтегазоперспективных земель которых составляет 1114,1 тыс. км²: 411,3 тыс. км² – территория и 702,8 тыс. км² (63%) – акватория. Если на суше нефтегазоперспективные земли развиты спорадически, то в акваториях развит практически сплошной осадочный чехол мощностью до 12 км.

Основное внимание уделено рассмотрению следующих вопросов:

- нефтегазогеологическое районирование;
- результаты геологоразведочных работ последнего десятилетия;
- методы оценки ресурсов;
- углеводородная база;
- геологические проблемы и основные риски нефтегазопоисков.

Нефтегазогеологическое районирование

В основу нефтегазогеологического районирования положены геоструктурная общность условий генерации и аккумуляции УВ, сходство строения и положения перспективно нефтегазоносных комплексов.

Рассматриваемый регион принадлежит двум глобальным геоструктурам: Евразийскому континенту и Азиатско-Тихоокеанской переходной зоне, названной Л.И. Красным транзиталью [Красный, 1977]. Дальневосточная транзиталь представляет собой типичную островодужную окраину, ограниченную от Евразийского континента Восточно-Азиатским вулканическим поясом, от океана – глубоководным желобом.

Нефтегазогеологические особенности материка и транзитали различны. На материке перспективы нефтегазоносности связаны с мелкими межгорными впадинами, в транзитали – с разнообразными осадочными бассейнами кайнозоя. Характеристика существующих здесь типов бассейнов была отмечена ранее [Прищепа и др., 2009; Маргулис, 2010]. Отметим только, что наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляют бассейны тыловой (внутренней) части транзитали: краевые прогибы кайнозойских складчатых систем (Хоккайдо-Сахалинской и Корякско-Камчатской), отмеченные на карте желтым цветом (рис. 1), и цепочка приматериковых бассейнов Северного Приохотья.

В материковой части региона межгорные впадины выделены в рамках самостоятельных районов, а обширная транзиталь включает 3 нефтегазоносные провинции: Япономорскую, Охотскую и Притихоокеанскую и 3 самостоятельных области.

Нефтегазоносные провинции объединяют 17 областей. Количественная оценка нефтегазоносности выполнена для 13 областей, расположенных на суше и акватории с глубинами моря менее 500 м.

На материке открыто одно (Адниканское) месторождение (Верхнебуреинская впадина), остальные 14 впадин отнесены к перспективно нефтегазоносным районам. В транзитале из 13 областей месторождения открыты в пяти, остальные 8 областей являются перспективно нефтегазоносными. Всего в транзитале открыто 87 месторождений УВ: 73 – на суше и 14 – на акватории.

Подавляющее большинство (85%) месторождений (60 - на суше и 13 - на шельфе) сосредоточено в Северо-Сахалинской нефтегазоносной области.

Нефтегазогеологическое районирование

Притихоокеанская НГП

1. Хатырская НГО
2. Олюторская ПНГО
3. Восточно-Камчатская ПНГО
4. Алеутская ПНГО
5. Командорская НГО
6. Срединнокурильский СПНГР

Охотская НГП

7. Гижигинский СПНГР
8. Западно-Камчатская НГО
9. Тинровская ПНГО
10. Северо-Охотская ПНГО
11. Шантарско-Лисянская ПНГО
12. Северо-Сахалинская НГО
13. Южно-Сахалинская НГО
14. Дерюгинская ПНГО
15. Центрально-Охотская ПНГО
16. Южно-Охотская ПНГО

Япономорская НГП

17. Западно-Сахалинская НГО
18. Южно-Татарская ПНГО

Области вне провинций

19. Наваринская СПНО
20. Анадырская СНГО
21. Пенжинская СПНГО

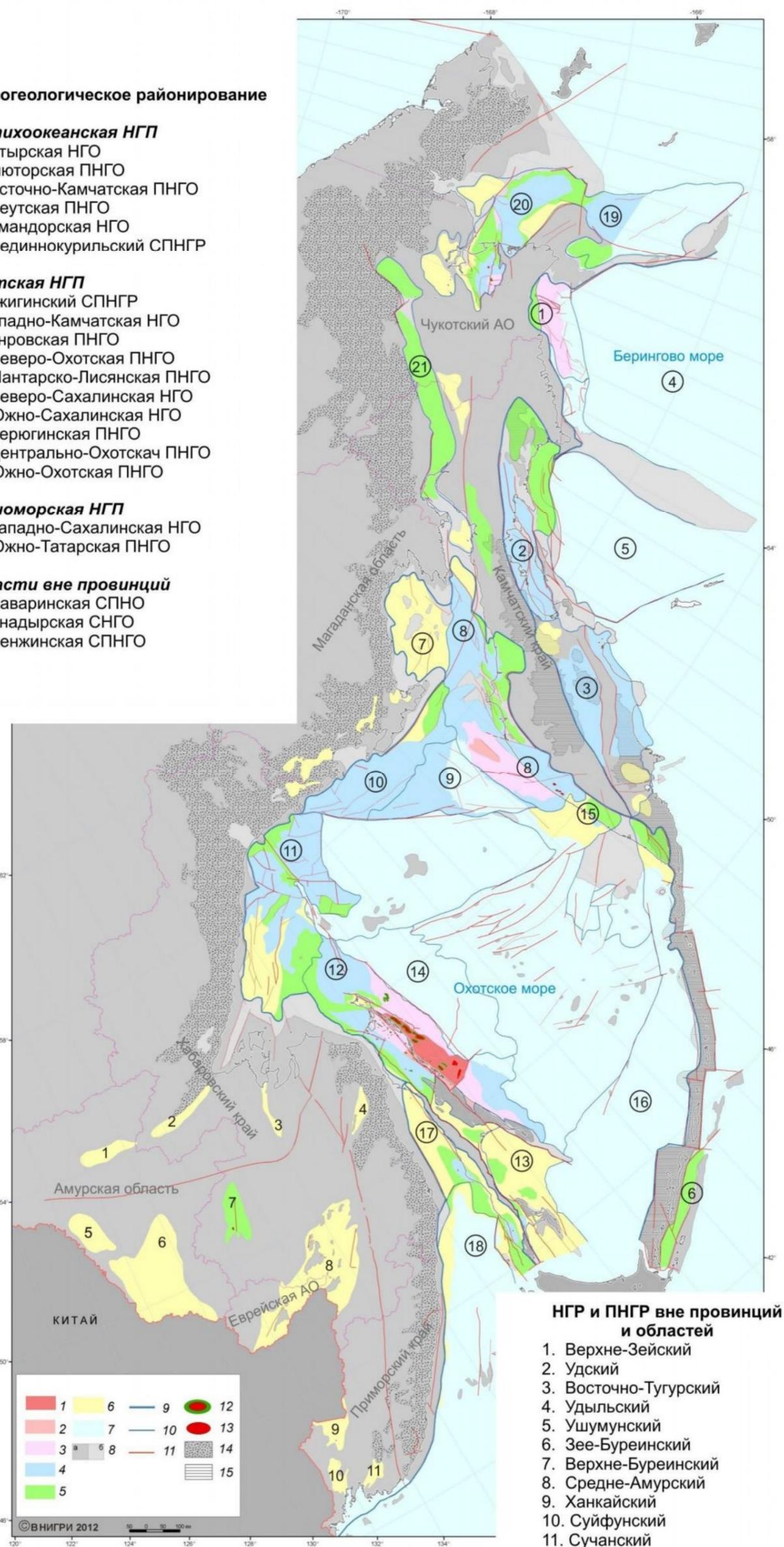


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности Дальнего Востока России

Плотность геологических НСР УВ (тыс. т/км²): 1 - >100, 2 - 50-100, 3 - 30-50, 4 - 10-30, 5 - 5-10, 6 - <5, 7 – количественно не оцененные глубоководные акватории, 8 - бесперспективные земли: а) выходы комплекса основания на дневную поверхность и морское дно; б) с мало мощным осадочным чехлом. Нефтегазогеологическое районирование: 9 - границы нефтегазоносных провинций, 10 - границы нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных областей (цифры в кружках); 11 – разломы. Месторождения УВ: 12 - нефтегазоконденсатные, 13 - газовые и газоконденсатные; 14 - Охотско-Чукотский меловой вулканический пояс; 15 - неоген-современный Курило-Камчатский вулканический пояс.

Результаты геологоразведочных работ последнего десятилетия

В период 2002-2011 гг. на суше Дальнего Востока было отработано 6408 км сейсморазведки 2Д, пробурено 15 скважин (40375 м), на акватории - 104378 км сейсморазведки 2Д, пробурено 20 скважин (63960 м), в том числе 17 скважин на шельфе Северного Сахалина.

К основным достижениям работ относятся:

- Открытие одного (Георгиевского) нефтяного месторождения на суше (Западно-Сахалинская нефтегазоносная область), 4 небольших (Кайгано-Васюканское, Северо- и Ново-Венинские, Лебединское) и двух, вероятно, крупных (Южно-Киринского, Мынгинского) месторождений на шельфе Северо-Сахалинской нефтегазоносной области.
- Выявление нескольких десятков новых локальных объектов.
- Повышение информативности сейсморазведки на суше Сахалина и Западной Камчатки.

Вместе с тем, следует отметить в целом малую геологическую эффективность геологоразведочных работ. Большинство пробуренных скважин на суше оказались «сухими». На море 8 из 11 скважин, пробуренных в 2002-2008 гг., также не вскрыли месторождений, а в дальнейшем, помимо Южно-Киринского и Мынгинского месторождений, открывались лишь мелкие залежи.

До сих пор остаётся малоинформативной сейсморазведка в сложных сейсмогеологических условиях некоторых районов Сахалина и Камчатки.

Продолжается падение добычи нефти на суше Сахалина, в 2010 г. она составила 0,817 млн. т. Добыча УВ на акватории ограничена шельфом Северного Сахалина. В 2010 г. здесь было добыто 11,699 млн. т нефти и 21,760 млрд. м³ газа.

Прирост запасов УВ за 2002-2011 гг. на новых месторождениях составил 218,4 млн. т н.э., эффективность работ достигнута, главным образом, за счёт открытий на шельфе Северного Сахалина Южно-Киринского и Мынгинского месторождений.

Неудачи нефтегазопроисковых работ и их в целом малая геологическая эффективность заставляет, к сожалению, изменять оценку УВ ресурсов региона в сторону снижения.

Методы, примененные при количественной оценке начальных суммарных ресурсов углеводородов Дальнего Востока

- геологических аналогий;
- историко-статистический (для Сахалина);
- интервально-вероятностный (для районов с месторождениями);
- объёмно-статистический и КОЛГА (проверочные для слабо изученных областей).

Основным эталоном и в то же время предельно высоким показателем концентрации ресурсов для бассейнов дальневосточной транзитали является Северо-Сахалинская нефтегазоносная область. Она хорошо изучена, что позволяет провести проверку её ресурсов историко-статистическим и интервально-вероятностным методами.

Историко-статистический метод

Известно, что наибольшая эффективность геологоразведочных работ достигается при разведанности ресурсов нефтегазоносной области на уровне 15-30%.

Максимальная эффективность геологоразведочных работ на суше Северного Сахалина (170 т н.э./м) была достигнута в 1964 г. Начальные разведанные запасы в 1964 г. составляли 130,2 млн. т; извлекаемые НСР УВ можно оценить в пределах 434-868 млн. т н.э., в среднем (при возможной разведанности 22,5%) – около 600 млн. т. Принятая на сегодня оценка извлекаемых НСР УВ суши Северного Сахалина – 562 млн. т н.э.

На шельфе Северо-Сахалинской нефтегазоносной области наибольшая эффективность геологоразведочных работ была достигнута в период 1977-2000 гг., когда были открыты все крупнейшие месторождения. Прирост извлекаемых разведанных запасов составил 881,4 млн. т н.э., а эффективность геологоразведочных работ – 5,4 тыс. т/м. Извлекаемые НСР УВ шельфа Северо-Сахалинской нефтегазоносной области по этим данным можно оценить в пределах 2,7 (30% разведанности) – 5,5 (15%) млрд. т н.э., в среднем (22,5%) – около 3,6 млрд. т н.э.

Интервально-вероятностный метод основан на вероятности ресурсных показателей районов и областей, содержащих месторождения УВ. Приняты следующие вероятности показателей:

- накопленная добыча – 1;
- запасы ABC_1 – 0,9 (нормальное распределение);
- запасы C_2 – 0,5 (нормальное распределение);
- ресурсы C_3 – 0,3 (треугольное распределение);
- ресурсы $D_{1лок}$ – 0,3 (треугольное распределение);
- недоразведанность районов – 5-20%.

На суше Северного Сахалина по этому методу ресурсы оценены по 9 районам. Сумма ресурсов всех районов НСР УВ суши Северо-Сахалинской нефтегазоносной области, рассчитанных по методу Монте-Карло, определены в 1228 млн. т н.э. (мода) или 1232 млн. т н.э. (среднее значение). Это практически не отличается от предыдущей оценки (2003 г.) – 1232,9 млн. т н.э. (рис. 2).

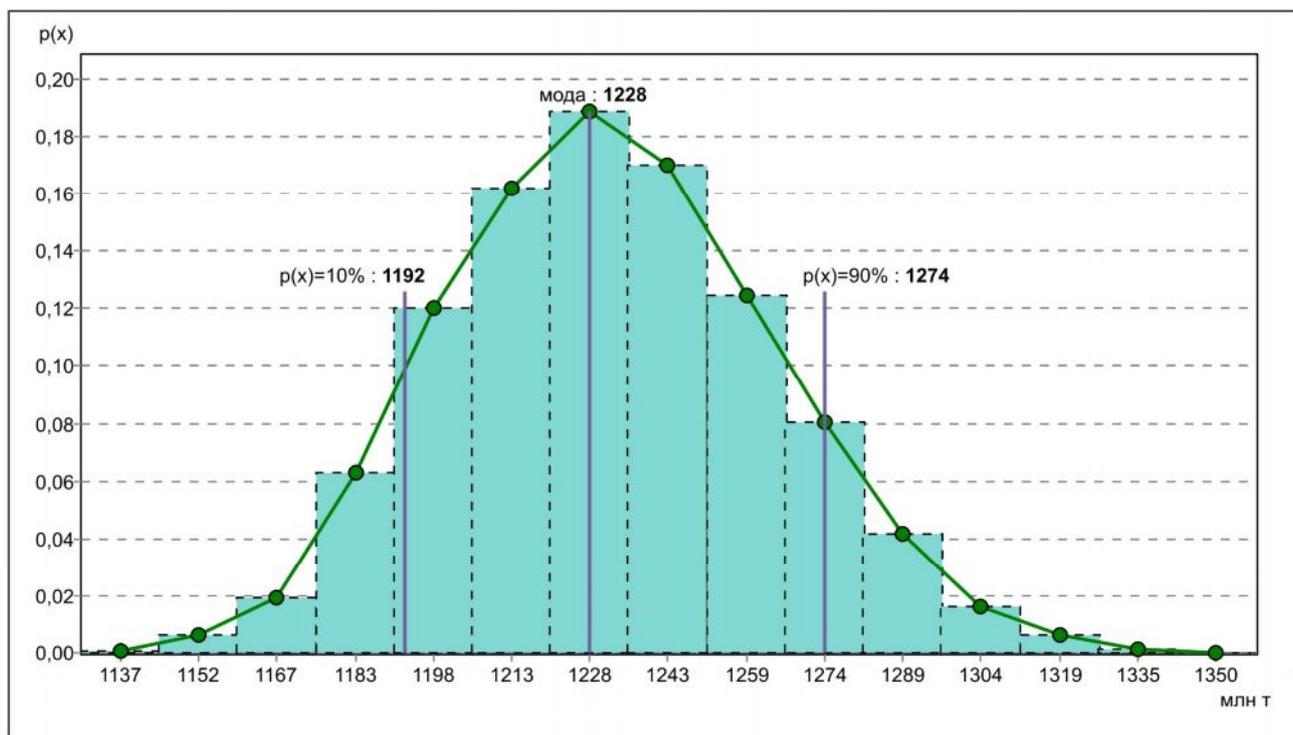


Рис. 2. Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов Северо-Сахалинской нефтегазоносной области интервально-вероятностным методом

Для шельфа Сахалина этим методом были подсчитаны НСР УВ наиболее изученных Одоптинского и Дагинского районов. Они составили (мода) соответственно 2869 и 1646 млн. т н.э. Плотность УВ ресурсов этих районов соответственно 384,6 и 214,3 тыс. т/км².

Интервально-вероятностным методом были уточнены ресурсы следующих районов суши: Пограничного (Сахалин), Колпаковского (Камчатка) и Хатырской НГО (Чукотка).

Углеводородная ресурсная база

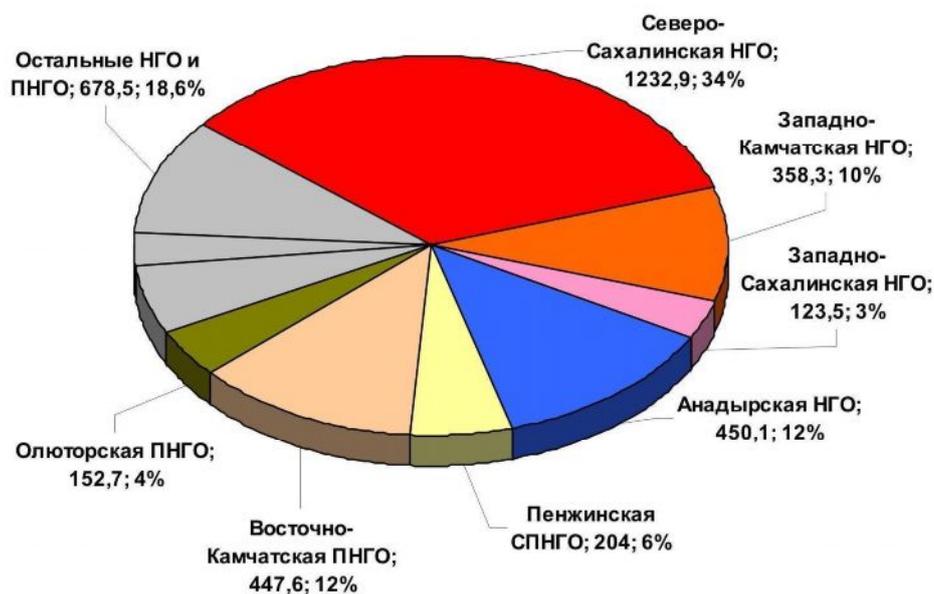
НСР УВ Дальнего Востока России оценивается в 20/12,7 млрд. т н.э., на территории – 3,7/2,2 млрд. т, на акватории – 16,3/10,5 (82%).

Межгорные впадины материка оцениваются невысоко (0,4/0,3 млрд. т н.э.), пока здесь обнаружено лишь одно мелкое месторождение (Адниканское).

Главные перспективы нефтегазоносности (97,2% ресурсов) связывают с Тихоокеанской окраиной. Все крупные кайнозойские бассейны располагаются на море, лишь краевыми частями проникая на сушу. Шельфы региона содержат 81,8% всех ресурсов Дальневосточного региона.

Самой богатой углеводородами является Охотская нефтегазоносная провинция, где сосредоточено 77% всех ресурсов Дальнего Востока (рис. 3). НСР УВ Северо-Сахалинской нефтегазоносной области оцениваются в 7,7/4,4 (геол./извл.) млрд. т н.э., в том числе на акватории – 6,5/3,9 млрд. т н.э. (84%).

Территории



Акватории

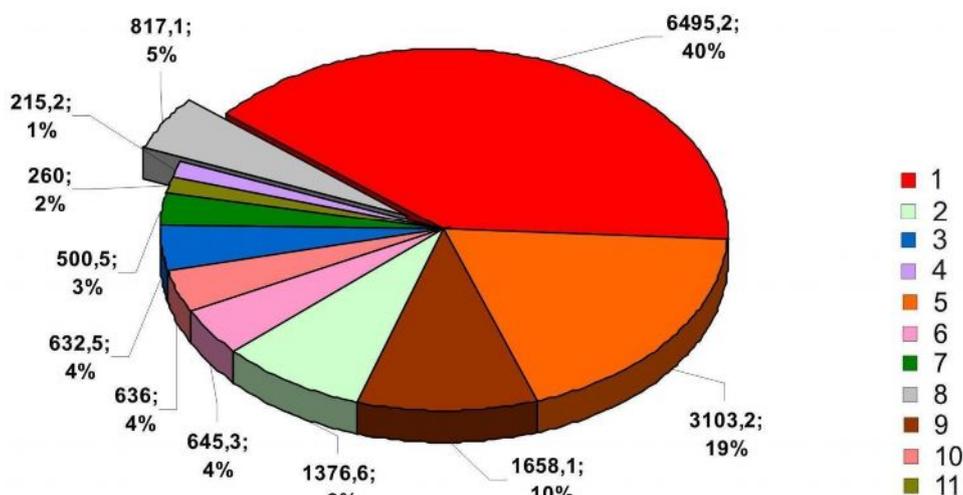


Рис. 3. Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов Дальнего Востока, млн. т н.э.

1 - Северо-Сахалинская нефтегазоносная область (НГО); 2 - Северо-Охотская перспективно нефтегазоносная область (ПНГО); 3 - Анадырская НГО; 4 - Южно-Татарская ПНГО; 5 - Западно-Камчатская НГО; 6 - Западно-Сахалинская НГО; 7 - Хатырская НГО; 8 - Остальные НГО и ПНГО; 9 - Шантарско-Лисянская ПНГО; 10 - ПНГО Тинро; 11 - Олюторская ПНГО; 12 - Олюторская ПНГО.

Шельфы Западно-Камчатской нефтегазоносной области и Северо-Охотской перспективно нефтегазоносной области по суммарному объёму ресурсов уступают Северо-Сахалинской.

Средняя плотность НСР УВ северо-сахалинского шельфа также значительно выше (67,6 тыс. т/км²), чем в других областях (Западно-Камчатская нефтегазоносная область – 38,0 тыс. т/км², Северо-Охотская перспективно нефтегазоносная область – 25,0 тыс. т/км²). НСР УВ шельфа Западно-Камчатской нефтегазоносной области составляют 3,1/2,1 млрд. т н.э. Здесь выявлено 45 структур, локализованные ресурсы которых оцениваются в 1,1 млрд. т н.э. (с учетом коэффициента успешности). Крупнейшие структуры (Крутогоровские, Калаваямские) могут содержать крупные скопления УВ.

В составе ресурсов материковых впадин преобладает газ, в недрах транзитали прогнозируется примерно равное соотношение нефтяной и газовой составляющих.

Для Северо-Сахалинской нефтегазоносной области фазовый состав ресурсов уточнён по фазовому составу начальных запасов. Здесь, как на суше, так и на акватории, в начальных запасах месторождений преобладает нефть. На суше доля нефти с растворенным газом составляет 83%, на море – 55,4%. Примерно такое же соотношение принято для всего шельфа Северного Сахалина. В целом для Охотской нефтегазоносной провинции фазовое соотношение немного сдвинуто в сторону газовой (вместе с конденсатом) составляющей (51%).

Структура и разведанность ресурсов (рис. 4). В целом в регионе преобладают (46,9%) проблематичные ресурсы (категория Д₂), ресурсы категории Д₁ составляют 31,6%, С₃ – 2,2%, суммарные запасы УВ (АВС₁+С₂) – 3584,8/1915,4 млн. т н.э.; суммарная добыча составила 1636 млн. т нефти и конденсата и 65,8 м³ газа. Почти вся добыча связана с сушей и шельфом Северо-Сахалинской нефтегазоносной области (99%). Разведанность углеводородных ресурсов Дальнего Востока в целом незначительна и составляет 18% по нефти и 13% по газу. Основная разведанность ресурсов достигается за счет добычи и запасов УВ Северо-Сахалинской нефтегазоносной области, где на суше разведанность и освоенность нефтяных ресурсов уже достигли соответственно 60% и 64%, а по газу 37% и 40%. Разведанность и освоенность шельфа Северо-Сахалинского НГО по нефти составили соответственно около 40% и 47%, а по газу 42% и 59%. Около половины объема ресурсов шельфа Северного Сахалина связана с месторождениями (запасы АВС₁+С₂), поэтому актуальной становится активизация нефтегазописков на других дальневосточных акваториях.

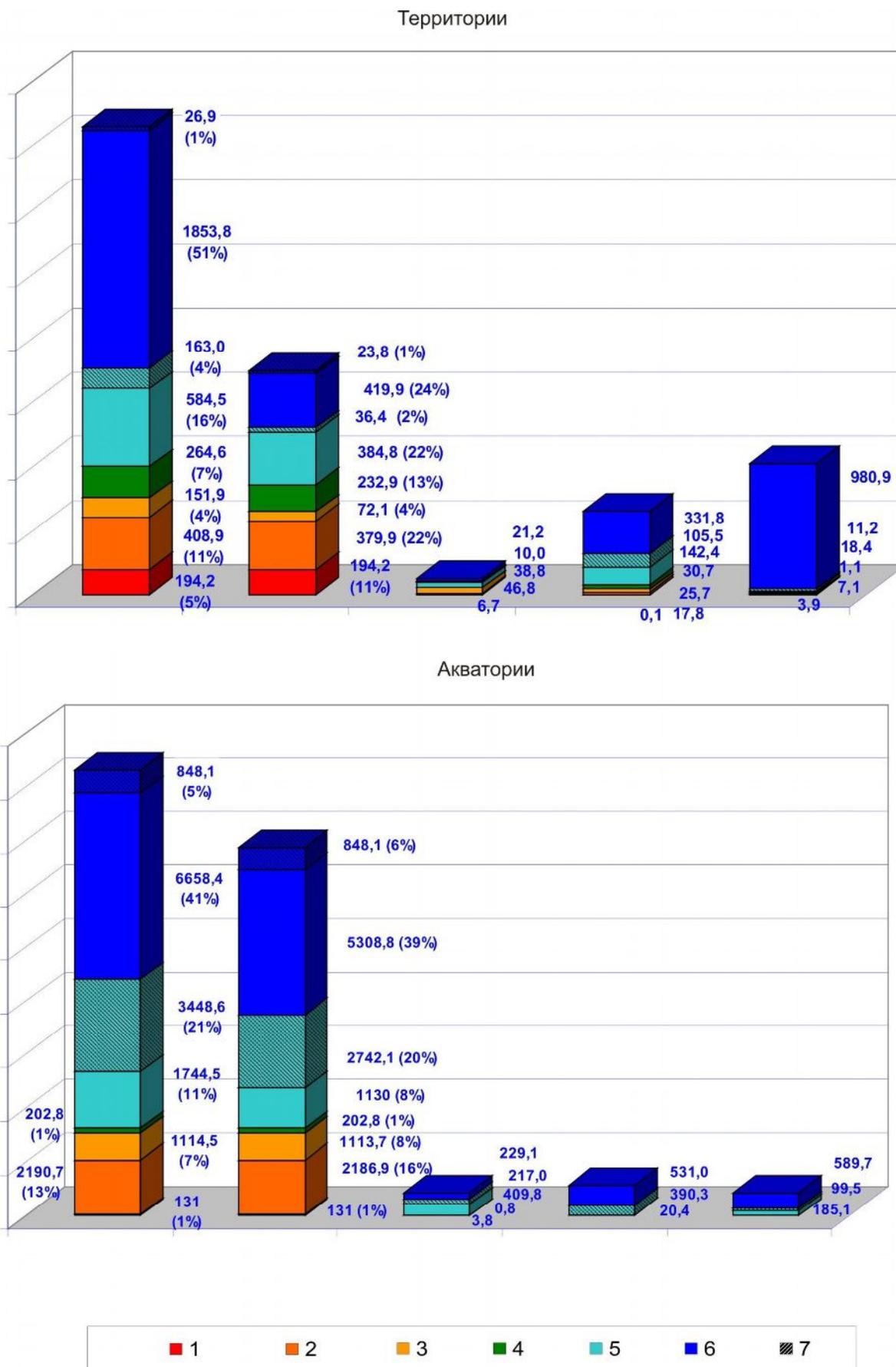


Рис. 4. Структура начальных суммарных ресурсов углеводородов Дальнего Востока, млн. т н.э. 1 - накопленная добыча; 2 - ABC1; 3 - C2; 4 - C3; 5 - Д1; 6 - Д2; 7 - локализованные (лок).

В результате многолетних геологоразведочных работ в регионе было выявлено значительное количество локальных структур. В настоящее время в результате ревизии и пересмотра материала на суше в качестве перспективных объектов оставлено 45 структур, из которых 27 оцениваются по категории С₃ (106 млн. т), 21 структура по категории Д₁лок (125,5 млн. т) и 7 структур по категории Д₂лок (12,7 млн. т).

На акватории известно 262 перспективные структуры, в том числе только 9 учтены по категории С₃. Суммарные ресурсы 218 структур оцениваются разными авторами в 18-20 млрд. т н.э., что превосходит НСР УВ всех дальневосточных акваторий, поэтому ресурсы С₃ (203,8 млн. т н.э.) и Д₁лок (2079 млн. т н.э.) определены с коэффициентом 0,25; ресурсы Д₂лок (800 млн. т н.э.) – с коэффициентом 0,2.

Подавляющая часть ресурсов Дальнего Востока связана с кайнозойскими отложениями транзитали. Здесь выделяются два мегакомплекса: нижнекайнозойский рифтовый (доверхнеолигоценовый) и верхнекайнозойский собственно бассейновый (верхнеолигоцен-неогеновый).

Нижнекайнозойский рифтовый комплекс мощностью до 6-7 км характеризуется многочисленными нефтегазопроявлениями, но открыто лишь одно небольшое нефтяное (Георгиевское) месторождение (эоцен Западно-Сахалинской нефтегазоносной области). В большинстве изученных разрезов наблюдается отсутствие качественных коллекторов. В нижнекайнозойском мегакомплексе акваторий, где он наиболее широко развит, прогнозируется около 22% ресурсов. Практически все эти ресурсы проблематичны (Д₂).

Верхнекайнозойский (верхнеолигоцен-неогеновый) мегакомплекс по всем нефтегеологическим показателям резко отличается от подстилающих отложений. За исключением двух (Аднининского и Георгиевского) остальные месторождения приурочены к этому мегакомплексу. В этих отложениях появляются выдержанные породы-коллекторы и выделяются нефтегазоносные комплексы (НГК), разделенные флюидоупорами. Преимущественный тип коллекторов – терригенный поровый, но встречены трещинно-поровые резервуары в силицитах. Преобладающий тип ловушек – структурный, тип залежей пластовый сводовый, реже сводовый массивный. Структурные ловушки группируются обычно в зоны нефтегазонакопления. В верхнекайнозойском комплексе прогнозируется подавляющая часть ресурсов (70%).

Сравнение начальных суммарных ресурсов углеводородов по оценкам 2003 г. и 2009 г.

Оценка ресурсов УВ по состоянию на 2009 г. по сравнению с предыдущей оценкой изменилась незначительно. По суше она уменьшилась на 255,7 млн. т н.э., (6,6 %) по морю -

на 1081,1 млн. т (6,2%).

Основные изменения произошли на Северо-Сахалинском шельфе. Дело в том, что ресурсы Дерюгинской перспективно нефтегазоносной области, выделенные Э.Г. Кобловым в объеме 1004,5 млн. т н.э., не были учтены Экспертной комиссией, но все же вошли в НСР УВ Охотской нефтегазоносной провинции. Ресурсы остальной части шельфа Охотского моря в сумме практически не претерпели изменение. Произошло лишь перераспределение ресурсов – значительно увеличены ресурсы Западно-Камчатской нефтегазоносной области (956,6 млн. т, до 43,8%) и уменьшены (-953 млн. т, до 21,4%) ресурсы всех других областей Северного Приохотья.

Геологические проблемы освоения ресурсов и главные риски нефтегазопоисков

Главными проблемами освоения ресурсов Дальневосточного региона являются:

- неопределенность присутствия качественных коллекторов в нижнекайнозойском (рифтовом) мегакомплексе;
- трудность прогноза резервуаров в глубоководных турбидитовых песчаниках и силицитах в верхнекайнозойском мегакомплексе внешних (более мористых) частей бассейнов.

Решение этих проблем актуально для воспроизводства сырьевой базы УВ. Ресурсы нижнекайнозойского комплекса являются основными для областей Северного Приохотья и очень важными для поисков залежей УВ в Западно-Камчатской и Западно-Сахалинской нефтегазоносных областях.

Что же касается второй проблемы, связанной с освоением верхнекайнозойского мегакомплекса, то как на сахалинском, так и на камчатском шельфах мегакомплекс представляет собой асимметричную седиментационную систему с резким литолого-фациальным замещением терригенных дельтовых и мелководно-морских пород-коллекторов в приорогенной части бассейна на глубоководные турбидитовые толщи по направлению к смежным глубоководным впадинам. Более половины перспективных структур шельфа Сахалина расположены во второй (глубоководной) литофациальной зоне. Аналогичная изменчивость верхнекайнозойского мегакомплекса предполагается для Западно-Камчатской и других акваториальных областей Дальнего Востока.

Решение указанных проблем и минимизация рисков нефтегазопоисков связаны, прежде всего, с совершенствованием технологии сейсморазведки и комплексирования ее с другими методами, а также с интерпретацией геофизических данных, направленных на прогноз положения кайнозойских транспортных седиментационных систем.

Литература

Коблов Э.Г. Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области // Геология и разработка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. - М.: Научный мир. – 1997. – С. 3-25.

Коблов Э.Г., Харахинов В.В., Харахинов А.В. Количественный прогноз нефтегазоносности акваторий, на основе нефтегазогеологического моделирования осадочных бассейнов // Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов шельфа морей Северо-Востока и Дальнего Востока России. - Доклады научно-практической конференции. – СПб. – 1998. – С. 130-132.

Красный Л.И. Проблемы тектонической систематики. – М.: Недра. – 1977. – 175 с.

Маргулис Л.С. Нефтегазовый потенциал российского Дальнего Востока и перспективы его освоения // Геология нефти и газа. – 2010. – № 2. – С. 11-18.

Нефтегазоносность Северо-Западного и Восточных регионов России. / Под ред. Ю.Н. Григоренко, О.М. Прищепы. – СПб.: Недра. – 2009. – 271 с.

Margulis L.S., Andieva T.A., Pylina L.M., Borovikov I.S., Vedrov I.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

GEOLOGICAL ZONATION OF OIL FIELDS AND HYDROCARBON RESOURCES OF RUSSIAN FAR EAST REGION

The results of evaluation of hydrocarbon resources of the Far East region are presented. The vast majority of resources are expected in the basins of Pacific island-arc margin, where oil and gas province of Japan Sea, Okhotsk province and Pre-Pacific oil and gas province are located. Most hydrocarbon-rich petroleum province is Okhotsk province, where the main resources are concentrated in the North Sakhalin and West Kamchatka petroleum areas. The structure and exploration degree of resources, their distribution in the sequence and phase composition are characterized. The basic risks of oil and gas prospecting are analyzed.

Key words: resources, reserves, estimation, production, Far East, North Sakhalin oil and gas area.

References

Koblov E.G. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya mestorozhdeniy nefi i gaza Sakhalinskoy neftegazonosnoy oblasti* [Distribution patterns and formation conditions of oil and gas fields of Sakhalin oil and gas area]. *Geologiya i razrabotka mestorozhdeniy nefi i gaza Sakhalina i shel'fa*. Moscow: Nauchnyy mir, 1997, p. 3-25.

Koblov E.G., Kharakhinov V.V., Kharakhinov A.V. *Kolichestvennyy prognos neftegazonosnosti akvatoriy, na osnove neftegazogeologicheskogo modelirovaniya osadochnykh basseynov* [Quantitative forecast of oil and gas potential of offshore areas based on oil and gas geological modeling of sedimentary basins]. *Perspektivy razvitiya i osvoeniya toplivno-energeticheskoy bazy Dal'nevostochnogo ekonomicheskogo rayona, uglevodorodnykh resursov shel'fa morey Severo-Vostoka i Dal'nego Vostoka Rossii* (papers of scientific conference). Saint Petersburg, 1998, p. 130-132.

Krasnyy L.I. *Problemy tektonicheskoy sistematiki* [Issues of tectonic systematics]. Moscow: Nedra, 1977, 175 p.

Margulis L.S. *Neftegazovyy potentsial rossiyskogo Dal'nego Vostoka i perspektivy ego osvoeniya* [Oil and gas potential of the Russian Far East and the prospects for its development]. *Geologiya nefi i gaza*, 2010, no. 2, p. 11-18.

Neftegazonosnost' Severo-Zapadnogo i Vostochnykh regionov Rossii [Petroleum potential of the North-Western and Eastern regions of Russia]. Editors Yu.N. Grigorenko, O.M. Prishchepa. Saint Petersburg: Nedra, 2009, 271 p.