

УДК 553.981/982::551.462.32(571.6)

Ресурсы углеводородов дальневосточного шельфа и результаты их освоения

А.Д. Дзюбло^{1,2}, А.Е. Сторожева^{1*}, М.С. Зонн¹, И.Г. Агаджанянц³

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

² Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

³ ВНИГНИ, Российская Федерация, 105118, г. Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36

* E-mail: stor_anna@mail.ru

Тезисы. Статья подготовлена в целях исследования геолого-геофизической изученности дальневосточного шельфа РФ и анализа результатов морских нефтегазопроисловых работ в связи с оценкой ресурсов углеводородов (УВ). Рассмотрены структура начальных суммарных ресурсов Охотского моря и результаты глубокого бурения. Наибольшее внимание уделено оценке перспектив нефтегазоносности западнокамчатского шельфа. Для этой территории обоснованы зоны размещения коллекторов различных типов в отложениях среднего и позднего эоцена. На базе результатов бассейнового моделирования выделены очаги генерации УВ в основных сейсмокомплексах разреза. Дана характеристика нефтегазоматеринских толщ, и оценены геологические ресурсы УВ-бассейна. Оценка освоения нефтегазовых ресурсов представлена для сахалинского шельфа в акватории Охотского моря. Намечены основные направления дальнейших комплексных геолого-геофизических и исследовательских работ на дальневосточном шельфе РФ.

Ключевые слова: акватории дальневосточных морей РФ, изученность сейсмозаведкой и глубоком бурением, начальные суммарные ресурсы, коллектор, очаг нефтегазообразования, бассейновое моделирование акватории западнокамчатского шельфа, освоение нефтегазовых ресурсов сахалинского шельфа.

Геолого-геофизическая изученность недр дальневосточного шельфа в акваториях Охотского, Берингова и Японского морей в настоящее время неравнозначна (табл. 1, рис. 1). Основные результаты морских нефтегазопроисловых работ достигнуты в Охотском море, где состоялись открытия крупных нефтегазоконденсатных месторождений как в советский период, так и в последние годы. Поисково-разведочными работами доказана промышленная нефтегазоносность средне-верхнемиоценового, нижне-среднемиоценового и верхнеолигоценного комплексов.

Охотское море

Охотское море представляет собой глобальный природный объект, включающий девять бассейнов, обладающих огромным нефтегазовым потенциалом в осадочном чехле. На северо-восточном шельфе Сахалина открыты крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения. Бурение поисковых скважин на магаданском и западнокамчатском шельфах до настоящего времени не принесло открытий месторождений. Масштабные геологоразведочные работы в Охотском море дали обширную информацию о строении региона, в том числе мезозойского дислоцированного фундамента.

Изучение глубинного строения Охотского моря и прилегающих районов началось в 1957 г. Институтом физики Земли АН СССР, затем было продолжено Сахалинским

Таблица 1

Изученность акваторий дальневосточных морей РФ (по состоянию на 01.01.2015)

Море	Площадь акватории, тыс. км ² , общая	Сейсмозаведка 2D		Бурение, кол-во скважин
		объем, тыс. пог. км	плотность, пог. км/км ²	
Берингово (+ притихоокеанский сектор)	777,6	91,23	0,12	5
Охотское	1603	390,66	0,24	102
Японское	240	52,71	0,22	12

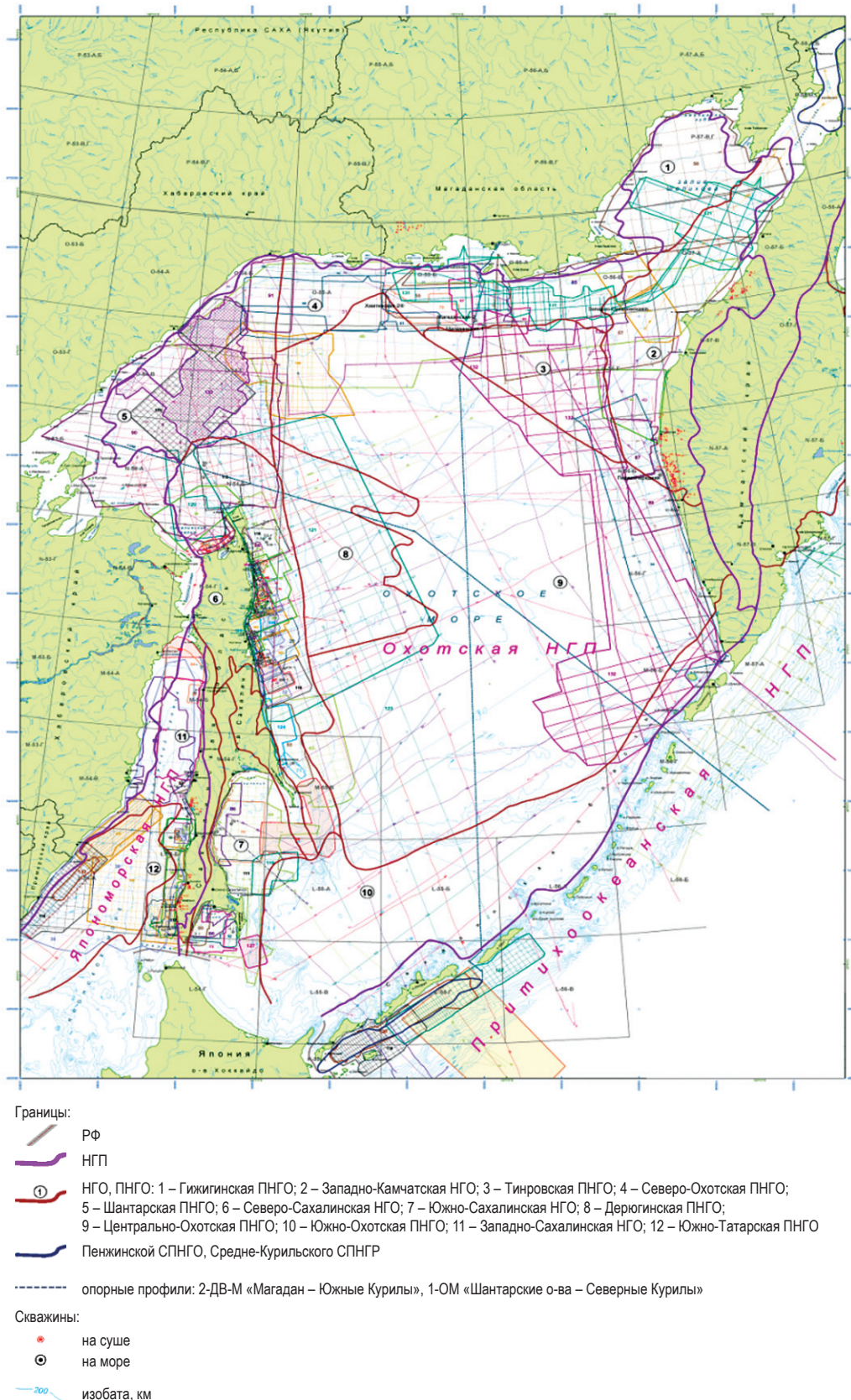


Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность дальневосточных морей:

НГП – нефтегазоносная провинция; НГО – нефтегазоносная область; ПНГО – перспективная нефтегазоносная область; СПНГО – самостоятельная перспективная нефтегазоносная область; СПНГР – самостоятельный перспективный нефтегазоносный район

КНИИ СО АН и многими другими организациями. Первоначально выполнялось глубинное сейсмическое зондирование по сети региональных профилей, охватывающих всю акваторию Охотского моря. Начиная с 1976 г. и до настоящего времени трестом (ныне – ОАО) «Дальморнефтегеофизика» на акватории Охотского моря выполняются региональные и детальные сейсмические исследования методами отраженных волн, а также магнитные и гравиметрические съемки. На многих лицензионных участках Охотского моря нефтегазовыми компаниями выполнены значительные объемы 3D- и 4D-сейсморазведочных работ [1].

Начальные суммарные ресурсы (НСР) дальневосточных акваторий (Охотское, Берингово, Японское моря и Тихий океан) в пределах континентального шельфа РФ, по последним оценкам, составляют 10800 млн т условного топлива (у.т.), в том числе, млн т у.т.: НСР Охотского моря – примерно 9300 (табл. 2), Берингова моря – 900, Японского моря – 500, Тихого океана – 100. Накопленная добыча нефти в Охотском море по состоянию на 01.01.2018 составила 155 млн т, газа – 256 млрд м³, конденсата – 20,5 млн т.

Магаданский шельф

На магаданском шельфе в середине восьмидесятых годов пробурена параметрическая скв. Магаданская-1 глубиной 3175 м, затем – поисковая скв. Магаданская-2 глубиной 2220 м, позже – скв. Хмитевская-2. В связи

с тем что в нижней части разреза (глубже 2500 м) скв. Магаданская-1 прошла по зоне разлома, а скв. Магаданская-2 и Хмитевская-2 остановлены в миоценовых отложениях, достоверных характеристик разреза палеогеновых отложений в настоящее время не существует. Низкие фильтрационно-емкостные свойства палеогенового разреза по скв. Магаданская-1, по мнению многих исследователей [2], отражают не первичные свойства горных пород, а свойства динамометаморфизованных пород, находящихся в зоне разлома.

В настоящее время на лицензионных участках Магадан-1, -2, -3 и Лисянском поисковые работы совместно ведут ПАО «НК «Роснефть» и норвежская компания «Статойл». На участке Магадан-1 в 2016 г. пробурена поисково-оценочная скв. Дукчинская-1 (2610 м). Во вскрытом разрезе залежи нефти и газа не выявлены, и неизвестен фазовый состав углеводородов. Скважина закончена строительством и ликвидирована. Оценка перспективных ресурсов участка неоднозначна, как и фазовый состав (либо нефть, либо газ с вероятностями 40 и 60 % соответственно).

На Лисянском лицензионном участке в 2016 г. пробурена поисково-оценочная скв. Ульбериканская-1 (1947 м) (рис. 2). В изученном разрезе коллектор представлен аркозовым песчаником. Залежи нефти и газа отсутствуют. Скважина закончена строительством и ликвидирована.

Таблица 2

Структура НСР акваторий нефтегазогеологических элементов Охотского моря по состоянию на 01.01.2009

Нефтегазогеологический элемент	Перспективная площадь, тыс. км ²	Ресурсы геолог. (извлек.)					Плотность НСР геолог. (извлек.), тыс. т н.э./км ²	Плотность ресурсов кат. Д ₁ +Д ₂ геолог. (извлек.), тыс. т н.э./км ²
		нефть, млн т	свободный газ, млрд м ³	конденсат, млн т	растворенный газ, млрд м ³	НСР, млн т у.т.		
Северо-Сахалинская НГО	96,0	3343,8 (962,5)	2967,3	277,1 (188,1)	262,6 (123,1)	6850,8 (4241,0)	71,4 (44,2)	37,1 (24,1)
Западно-Камчатская НГО	81,7	1427,5 (428,2)	1523,4	31,0 (20,2)	124,1 (81,9)	3106,0 (2053,7)	38,0 (25,1)	38,0 (25,1)
Южно-Сахалинская НГО	47,4	113,8 (34,1)	74,4	7,6 (5,4)	11,4 (3,7)	207,2 (117,6)	4,4 (2,5)	4,4 (2,5)
Северо-Охотская ПНГО	55,0	762,6 (228,8)	541,0	15,1 (10,5)	57,8 (28,5)	1376,5 (808,8)	25,0 (14,7)	25,0 (14,7)

Примечание: н.э. – нефтяной эквивалент.

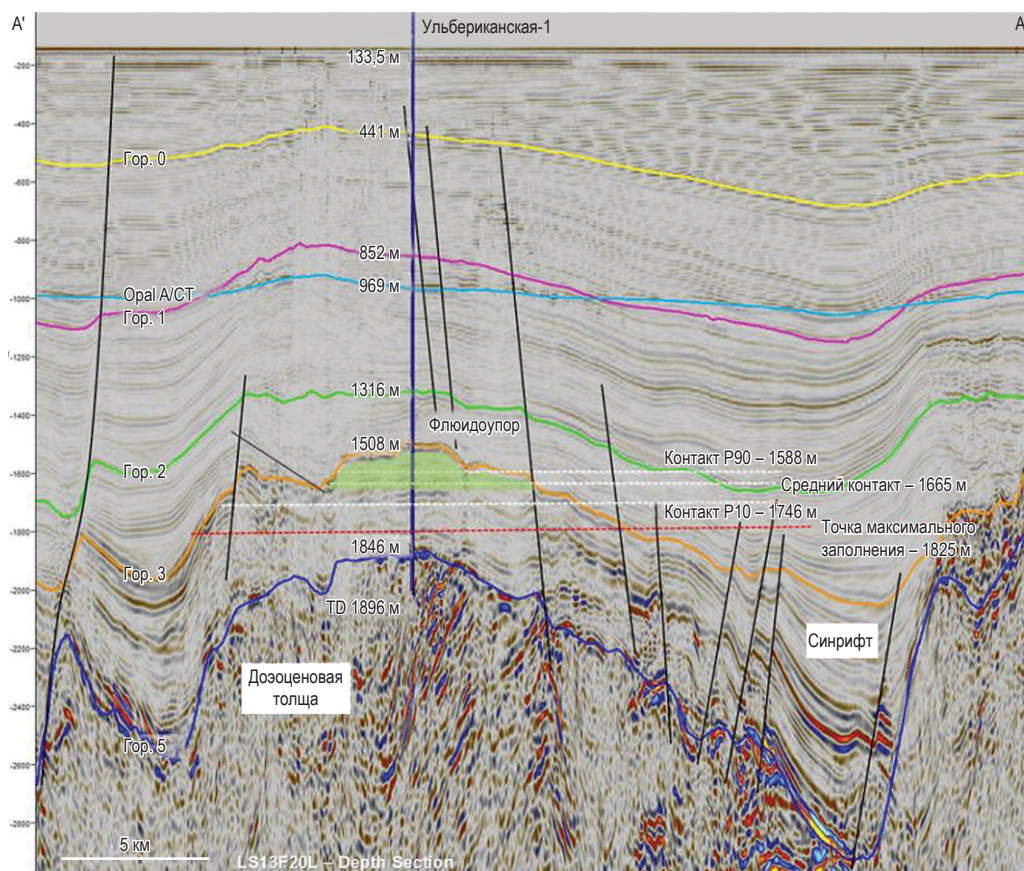


Рис. 2. Сейсмостратиграфический разрез скв. Ульбериканской-1

Шельф Западной Камчатки

Изучаемый район относится к Охотоморскому геоблоку, который находится в зоне перехода Азиатского континента к Тихому океану (в зоне транзитали, по Л.И. Красному). Главными структурными элементами Охотоморского геоблока в пределах шельфа Западной Камчатки являются кайнозойские системы прогибов (Шелиховская и Западно-Камчатская), впадина ТИНРО и разделяющие их поднятия различной природы.

В разрезе района выделяются два структурных этажа: нижний мезозойский и верхний кайнозойский (эоцен-четвертичный). Они разделены между собой, главным образом на поднятиях, поверхностью углового несогласия. В строении нижнего структурного этажа (фундамента) участвуют интенсивно дислоцированные меловые кристаллические породы. Верхний структурный этаж представлен осадочным чехлом покровного строения, сложенным эоцен(олигоцен)-четвертичными образованиями. Дислоцированность (пликативная и дизъюнктивная) пород последнего значительно слабее, чем нижнего этажа. Пликативные складки

наблюдаются в зонах влияния главных разрывных нарушений, нередко имеющих долгоживущий характер и докайнозойское заложение.

На п-ове Камчатка в результате поисково-разведочных работ в пределах Колпаковского прогиба открыты четыре газоконденсатных месторождения: в 1983 г. – Кшукское (мелкое); в 1985 г. – Нижне-Квакчикское (среднее); в 1987 г. – Средне-Кунжикское (мелкое); в 1988 г. – Северо-Колпаковское (мелкое) (рис. 3).

На Западно-Камчатском лицензионном участке поисково-разведочные работы ведет ПАО «Газпром». К наиболее крупным структурам Западно-Камчатского шельфа относятся Колпаковский, Воямпольский и Ичинский прогибы, Моршечно-Утхолокское поднятие. К положительным структурам II порядка в пределах акваторий Ичинского прогиба относятся: Сухановская, Моршечная, Крутогоровская, Северо-Тундровая, Тхуклукская и Лиманская антиклинальные зоны.

В 2008 г. в своде Западно-Сухановской антиклинали ОАО «Роснефть» (ныне – ПАО «НК «Роснефть») пробурена параметрическая скв. Западно-Сухановская-1 (3025 м).

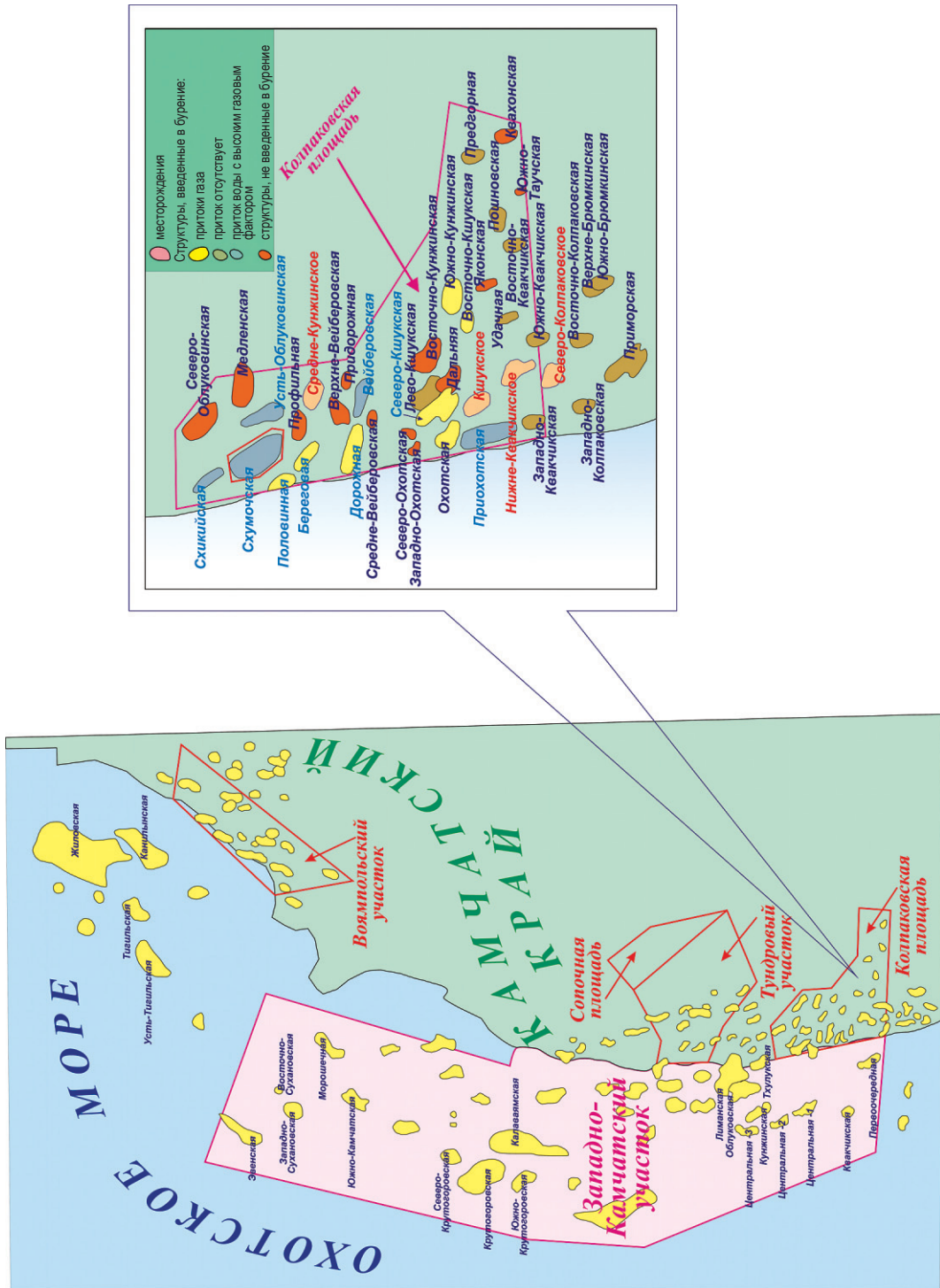


Рис. 3. Обзорная схема Западно-Камчатского лицензионного участка и близкорасположенных месторождений суши

По данным геофизических исследований скважин (ГИС), нефтегазонасыщенные коллекторы в разрезе скважины не выделяются, но ниже 2620 м предположительно могут присутствовать углеводородонасыщенные (данные газового каротажа и ГИС) породы турбидитового типа (очень тонкое переслаивание более чистых песчаных и глинистых пропластков толщиной в несколько сантиметров) [3].

На Тхуклукском участке в 2011 г. ООО «Газфлот» (ныне – ООО «Газпром флот») пробурена скв. Первоочередная-1, которая по достижении глубины 3000 м была законсервирована. В скважине по ГИС выделены пласты с углеводородным насыщением в отложениях снатольской и неразделенных вивентекской и утхолокской свит (вивентекско-утхолокская свита).

По материалам сейсморазведки, данным бурения скважин на суше и в акватории в РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина выполнена оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Западной Камчатки с бассейновым моделированием, установлены зоны развития коллекторов и выделены очаги генерации углеводородов в отдельных стратиграфических комплексах региона. Обоснование зон размещения коллекторов различных типов проведено в интервалах среднего-позднего (снатольская + ковачинская свиты) и позднего (эрмановская и эталонская свиты) эоцена. Методически исследование опиралось на комплексный анализ результатов:

- изучения структурного положения кровли отложений комплексов;
- прогнозирования литологии разреза по данным геологического моделирования с использованием программного пакета Temis-Suite;
- палеогеографического анализа обстановок осадконакопления;
- минералогического и катагенетического зонирования осадочных пород;
- моделирования изменения петрофизических свойств пород в зависимости от глубины максимального прогрева.

Результаты прогноза отображены на картах размещения зон коллекторов снатольской и ковачинской свит западнокамчатского шельфа (рис. 4). Наиболее перспективная зона распространения преимущественно поровых коллекторов в снатольской и ковачинской свитах приурочена к юго-восточной части Ичинского

прогиба, где породы, залегающие на глубинах до 3100 м, находятся на стадии катагенеза МК₁₋₂. Здесь могут преобладать поровые коллекторы открытой пористостью 20...30 % с подчиненным распространением трещинно-поровых и кавернозно-поровых.

В основу геохимических исследований и выделения очагов нефтегазообразования на акваторию западнокамчатского шельфа положены структурные карты по кровле основных отражающих сейсмокомплексов E, D, C (ООО «Дальморнефтегеофизика») и данные интерпретации региональных профилей 2D TP1001, TP1002, TP1004, выполненных в 2010–2011 гг. ООО «Газфлот». В результате исследований под руководством Т.А. Кирюхиной построены карты очагов нефтегазообразования по поверхности отдельных сейсмокомплексов в акватории западнокамчатского шельфа (рис. 5).

Сейсмокомплекс Е. Очаг нефтегазообразования занимает почти всю исследованную акваторию западнокамчатского шельфа. Он захватывает большую часть Колпаковского прогиба, расположенного на юге Западно-Камчатской системы прогибов в зоне перехода между Соболевским поднятием платформенного типа и складчатыми структурами Ичинского прогиба. Очаг состоит из трех субпараллельно расположенных синклиналильных зон: Приморской, Кшукской и Половинной. Эти зоны можно рассматривать в качестве самостоятельных локальных очагов нефтеобразования.

Сейсмокомплекс D. В отложениях фиксируется только зона нефтеобразования, которая занимает значительно меньшую площадь по сравнению с нижележащим комплексом. Несмотря на это, депоцентр прогибания остается прежним и тяготеет к центральной, наиболее вогнутой части Колпаковского прогиба и его северного продолжения – Ичинского прогиба. В южной части Западной Камчатки ГЗН уходит на сушу. С этой территорией и связана основная нефтегазоносность сухопутной части Камчатки. Наиболее погруженная часть очага, так же как и в нижележащем комплексе, связана с впадиной ТИНРО.

Сейсмокомплекс С. Очаг нефтеобразования занимает крайнюю юго-западную часть исследуемого участка акватории Охотского моря. Очаг значительно сокращен по площади по сравнению с нижележащим очагом, и его

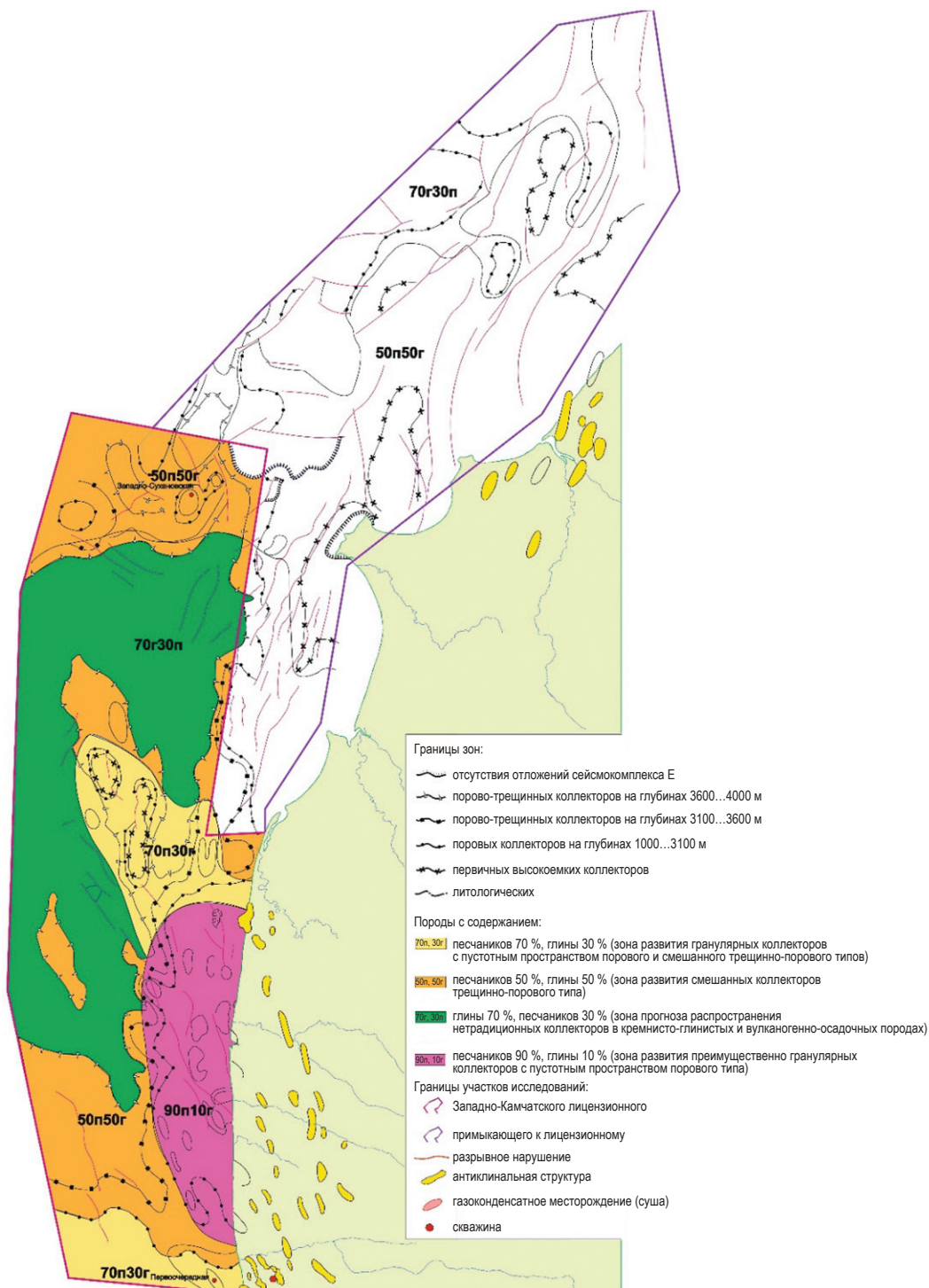


Рис. 4. Карта зон коллекторов снатольской и ковачинской свит западнокамчатского шельфа

границы не захватывают территории суши. Депоцентр прогибания смещен к юго-западу по сравнению с рассмотренными ранее сейсмокомплексами E и D.

Оценка потенциальных ресурсов Западно-Камчатского бассейна выполнена на основе характеристик нефтематеринских толщ (НГМТ) (табл. 3, 4).

Таким образом, суммарные геологические ресурсы Западно-Камчатского бассейна равны 4,73 млрд т у.т.

Локальные структуры выделены сейсмо-разведочными работами; это позволило, рассчитав площади локальных объектов для каждого сейсмо-стратиграфического комплекса в программном пакете ArcGis, произвести

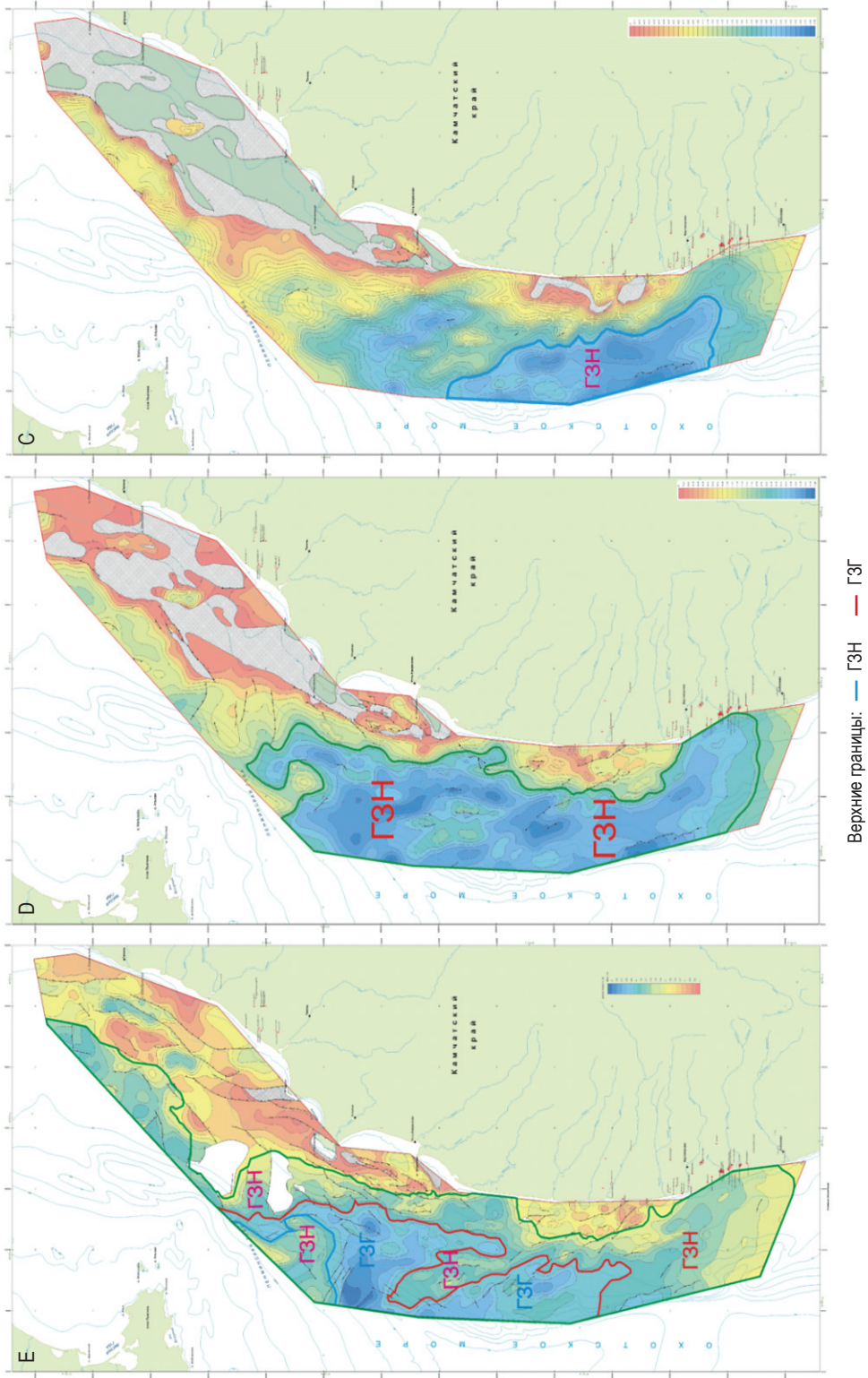


Рис. 5. Карты очагов нефтегазообразования по поверхности сейсмокомплексов Е, D, С:
 ГЗН — главная зона нефтеобразования; ГЗГ — главная зона газообразования

Таблица 3

Характеристика НГМТ Западно-Камчатского бассейна (усредненные данные):
ОВ – органическое вещество

НГМТ (комплекс)	Суммарная мощность, м	Плотность породы, т/м ³	Водородный индекс, мг/г (углеводороды/ОВ)	Содержание ОВ, %	Тип ОВ	Коэффициент битуминизации, %	Коэффициент эмиграции	Коэффициент аккумуляции
В+А+А'	100	2,57	200	5	II	5,1	0,2	0,05
С	100	2,60	250	1	II–III	4,7	0,3	0,05
D (верхняя часть)	100	2,63	270	1	II–III	14	0,4	0,05
D (нижняя часть)	100	2,65	350	0,6	II–III	12	0,45	0,05
Е	200	2,70	300	2	III	15	0,5	0,05

Таблица 4

Площадь очага нефтегазообразования по НГМТ
и геологические ресурсы Западно-Камчатского бассейна

Очаг нефтегазообразования НГМТ	Площадь очага, тыс. км ²	Ресурсы, млн т у. т., геол.
В+А+А'	10	70
С	20	40
D (верхняя часть комплекса)	50	450
D (нижняя часть комплекса)	50	250
Е	80	3920

оценку прогнозных ресурсов углеводородов. Прогнозные локализованные ресурсы по структурам составляют, млн т у. т.: Крутогоровская антиклинальная зона (Северо-Крутогоровская, Крутогоровская, Калаваямская, Южно-Крутогоровская структуры) – 488,5; Центральная антиклинальная зона (Центральная-3, Кунжикская, Центральная-2, Центральная-1 структуры) – 97; Колпаковский прогиб (структура Первоочередная) – 23,2.

По оценке Л.С. Маргулиса [4], прогнозные ресурсы западнокамчатского шельфа составляют 3,6 млрд т н. э. Суммарные геологические ресурсы этого региона, по оценке ОАО «Дальморнефтегеофизика», составляют 3,3...4,5 млрд т н. э., причем семь наиболее крупных структур содержат 60 % всех ресурсов.

Берингово море и Тихий океан

В Беринговом море на анадырском шельфе пробурена единственная в регионе глубоководная скв. Центральная-1. Всего в российской части Берингова моря и Тихого океана пробурены 5 скважин (рис. 6). Глубоководные исследовательские скв. 189, 190, 191, 192 пробурены в российском секторе Берингова моря и Тихого океана в 1971 г. научно-исследовательским

судном «Гломар Челленджер» в рамках международного проекта глубоководного бурения в океане. В результате бурения скважинами вскрыт акустический фундамент и изучен разрез от четвертичных до среднемиоценовых отложений. Исследовательская скв. 188 пробурена в американском секторе.

В 2003 и 2012 гг. по государственным контрактам ОАО «Дальморнефтегеофизика» выполнило сейсморазведку МОВ ОГТ¹ общим объемом 7244 км, аэрогравимагнитометрию и гравимагнитометрию в Ильпинском, Олюторском и частично Командорском осадочных бассейнах, средняя плотность сети сейсмопрофилей составила 0,14 км/км². В 2013 г. несколькими профилями изучены берингоморский шельф и склон Восточной Камчатки. Данные исследования позволили оценить ресурсный потенциал Ильпинского и Олюторского осадочных бассейнов.

Первоочередной нефтепоисковый интерес в Командорском осадочном бассейне представляют зоны сочленения склоново-глубоководных прогибов с межбассейновыми поднятиями. На склонах Олюторско-Командорского

¹ МОВ ОГТ – метод отраженных волн, реализованный способом общей глубинной точки (см. ГОСТ 16821-91).



Рис. 6. Схема расположения осадочных бассейнов в Беринговом море и Тихом океане (по А.В. Савицкому, Е.В. Грецкой и др. [5])

и Карагинско-Командорского прогибов и одноименных поднятиях закартированы локальные антиклинальные структуры [5, 6].

Японское море

На акватории Татарского пролива Японского моря пробурены 12 скважин и открыто только одно мелкое с точки зрения величины извлекаемых балансовых запасов по промышленным категориям C_1 и C_2 (11,5 млрд m^3) газовое месторождение Изильметьевское в верхнемиоцен-плиоценовых отложениях.

Центрально-Татарский лицензионный участок, где ведет работы ПАО «НК «Роснефть», располагается в северной части континентального шельфа в Японском море. Глубина моря в пределах участка изменяется от 50

до 700 м. Расстояние от берега до перспективных структур составляет от 4 до 50 км. Перспективными отложениями являются нижнемарьямские (поздний миоцен), углероские (ранний-средний миоцен) и сергеевские (олигоцен). Глубина залегания 1000...4000 м. Коллекторы поровые, порово-трещинные. Нефтегазоносность участка отличается наиболее широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоперспективных комплексов: от верхнего мела до плиоцена.

Изученность сейсморазведкой невысокая: средняя плотность сейсмических исследований (см. табл. 1) составляет 0,22 пог. км/км². Ведется подготовка к проведению сейсморазведочных работ в транзитной зоне.

Результаты освоения нефтегазовых ресурсов

В настоящее время добыча углеводородного сырья ведется только на сахалинском шельфе Охотского моря, где успешно эксплуатируются по проектам «Сахалин-1, -2, -3» Одоптинское, Чайвинское, Аркутун-Даги, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское месторождения. Основные недропользователи в регионе: российские – ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть»; зарубежные – ExxonMobil, Shell, Mitsui и Mitsubishi [7].

Резервуарные комплексы Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна представлены в основном толщами переслаивания песчано-алевритовых и глинистых пластов. Эти комплексы распространены на всех стратиграфических уровнях промышленно нефтегазоносного и перспективного разреза от верхнего мела до плейстоцена включительно (рис. 7). Промышленные залежи нефти, пока в ограниченном количестве, открыты и в трещиноватых кремнистых толщах [8].

В последнее десятилетие ресурсная база шельфа Сахалина наращивается за счет открытия новых месторождений углеводородов

на Кириновском (месторождения Кириновское, Южно-Кириновское, Мынгинское, Южно-Лунское), Аяшском (месторождения Нептун, Тритон), Северо-Вениновском (Северо-Вениновское месторождение) лицензионных участках. Успешная эксплуатация открытых месторождений на шельфе Сахалина поддерживается за счет новых технологий (бурения протяженных горизонтальных скважин; сейсмической 4D-съемки на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях; конструкций скважин, обеспечивающих сверхвысокие дебиты газа; подводной добычи на Кириновском месторождении).

Для освоения месторождений Чайво и Одопту были задействованы береговые буровые установки «Ястреб» и «Кречет», а для разработки юго-западной части месторождения Чайво – также морская платформа «Орлан». Установка платформы «Орлан» завершена в июле 2005 г., а буровые работы начаты в декабре 2005 г. Специально для проекта «Сахалин-1» спроектированы наземные буровые установки, предназначенные для бурения с берега скважин с большим отходом забоя от вертикали.

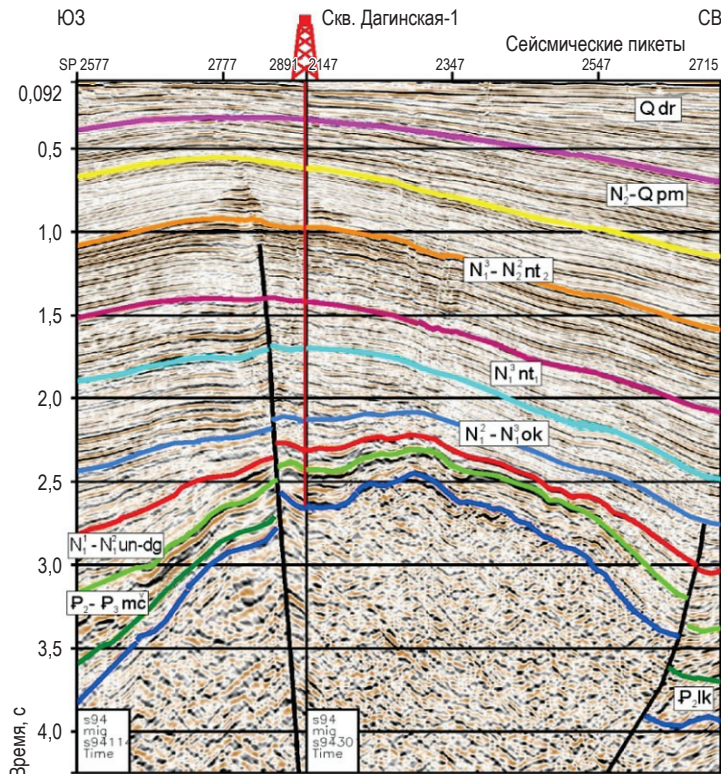


Рис. 7. Временной сейсмогеологический разрез северо-восточного участка шельфа о. Сахалин

В 2017 г. успешно завершено бурение с платформы «Орлан» на месторождении Чайво самой протяженной в мире скважины с горизонтальным окончанием длиной 15000 м, что на сегодняшний день является мировым рекордом. Скважина относится к категории сверхсложных, отход от вертикали составляет 14129 м. К настоящему моменту консорциумом «Сахалин-1» пробурены 9 из 10 самых протяженных в мире скважин.

Плановая добыча газа Лунского месторождения обеспечивается за счет эксплуатации высокодебитных скважин (1,5...8 млн м³/сут). Максимальный диаметр эксплуатационной колонны составляет 244,5 мм [9]. Длительное время отдельные скважины работают в диапазоне дебитов 3,5...4 млн м³/сут. За время эксплуатации скважин не было случаев пескопроявления, за исключением незначительного выноса песка при изменении технологического режима.

По проекту «Сахалин-2» построены и введены в эксплуатацию: подводные трубопроводы длиной 300 км, соединяющие с берегом три добывающие платформы; наземные нефте- и газопроводы длиной 800 км; объединенный береговой технологический комплекс; терминал отгрузки нефти; первый в России завод по производству сжиженного природного газа (СПГ). В 2019 г. исполняется 10 лет со дня ввода в эксплуатацию завода по производству СПГ и выхода российского СПГ на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и северного побережья Америки.

Проектные решения по разработке и обустройству месторождений Киринского блока лицензионного участка «Сахалин-3» обусловлены тремя основными факторами: наличием сезонного ледового режима, глубиной воды и расстоянием до объектов береговой инфраструктуры. С учетом относительно небольшого количества скважин и близости береговых сооружений разработка и обустройство Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ) осуществляется с использованием подводных технологий добычи, что позволило сократить сроки ввода месторождения и обеспечить транспортировку углеводородов до береговых сооружений в многофазном состоянии. Промысел оснащен скважинами с подводным заканчиванием, которые соединяются промысловыми трубопроводами со сборным манифольдом, откуда сборный

подводный трубопровод обеспечивает доставку продукции скважин на береговую установку комплексной подготовки газа. Первоочередной объект – Киринское ГКМ – введен в эксплуатацию в 2013 г.

Впервые в России сейсмическая 4D-съемка проведена на Пильтун-Астохском и Лунском месторождениях проекта «Сахалин-2». Результаты интерпретации данных Астохского участка позволили уточнить положение фронтов заводнения, выявить пространства, не охваченные разработкой, и тем самым определить цели для последующего уплотняющего бурения, а также оптимизировать заводнение. По Пильтунскому участку обеспечен первый обзор последствий закачки и добычи по всему участку, что помогло обосновать текущую динамическую модель, определить барьеры (структурные или литологические) и зоны с потенциально худшими коллекторскими свойствами.

В результате проведенной сейсмической 4D-съемки на Лунском месторождении зарегистрированы связанные с добычей газа изменения, влияющие на планирование скважин с большим отходом, оценен подъем газоводяного контакта, подтверждена гидродинамическая связь между отдельными блоками месторождения. Выявлены признаки дифференциального истощения через разные по проницаемости пласты в газовой залежи.

Таким образом, недра континентального шельфа в акваториях дальневосточных морей – Охотского, Берингова, Японского – обладают значительными ресурсами углеводородного сырья. В последние годы состоялись открытия нефтяных и газовых месторождений. В результате общий прирост запасов углеводородного сырья составил более 1,5 млрд т у.т.

Применяя новейшие технологии, ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть» совместно с зарубежными партнерами ведут освоение группы крупных месторождений по проектам «Сахалин-1, -2, -3» с годовой добычей нефти на уровне 16,5 млн т, газа – 30 млрд м³. В перспективе к 2030 г. уровень добычи газа должен возрасти до 40...45 млрд м³, а нефти – до 20...25 млн т. В российской части Берингова моря и Тихого океана, япономорского шельфа необходимо продолжать комплексные геофизические исследования

для обоснования ресурсов углеводородного сырья и выявления крупных антиклинальных и неструктурных ловушек.

Дальнейшие перспективы нефтегазоносности Охотского моря связаны с новыми объектами поиска на участках «Магадан-1, -2, -3», Лисянском, Западно-Камчатском. Здесь проводятся геофизические работы и бурение

глубоких поисковых скважин, однако по-прежнему сохраняется проблема поиска коллекторов. Для создания единой геологической модели разреза осадочного чехла Охотского моря необходимо выполнить региональные геофизические исследования и увязать полученные новые данные с геологическим строением и нефтегазоносностью отдельных бассейнов.

Список литературы

1. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: учеб. пособие / А.Д. Дзюбло. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 235 с.
2. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2006. – 774 с.
3. Жаров А.Е. Строение, возраст и перспективы нефтегазоносности Западно-Камчатского бассейна по материалам Западно-Сухановской скважины и его сопоставление с другими осадочными бассейнами Северной Охотии / А.Е. Жаров, Л.И. Митрофанова, В.Ф. Тузов // Материалы конференции «Нефть и газ Сахалина». – Южно-Сахалинск, 2011.
4. Маргулис Л.С. Перспективы и реальные пути освоения нефтегазового потенциала дальневосточных акваторий России / Л.С. Маргулис // Труды 9-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/ CIS Offshore 2009). – Санкт-Петербург, 2009. – Т. 1. – С. 216–220.
5. Савицкий А.В. Перспективы геологоразведочных работ в глубоководных осадочных бассейнах Берингова моря и Тихого океана / А.В. Савицкий, Е.В. Грецакая, Ю.В. Рыбак-Франко и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 56–64.
6. Рыбак-Франко Ю.В. Новые данные о геологическом строении подводной окраины Восточной Камчатки / Ю.В. Рыбак-Франко, Е.В. Грецакая // Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях: сб. докладов конференции, посвященной 85-летию ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2014.
7. Петренко В.Е. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / В.Е. Петренко, С.Е. Чигай, Б.А. Никитин и др. // Газовая промышленность. – 2014. – № 716. – С. 16–21.
8. Дзюбло А.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Кириного блока шельфа о. Сахалин / А.Д. Дзюбло, О.А. Шнип, К.Э. Халимов // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3. – С. 26–32.
9. Никитин Б.А. Анализ гидродинамических исследований скважин и оценка добычной возможности газовых залежей месторождений Кириного блока / Б.А. Никитин, А.Д. Дзюбло, А.Б. Золотухин и др. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 2. – С. 20–25.

Offshore hydrocarbon resources in the seas at the Far East and results of their development

A.D. Dzyublo¹, A.Ye. Storozheva^{1*}, M.S. Zonn¹, I.G. Agadzhanyants²

¹ National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Bld. 1, Est. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

² All-Russian Research Geological Oil Institute, Bld. 36, shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

* E-mail: stor_anna@mail.ru

Abstract. The article studies geological-geophysical maturity of knowledge about the Far-Eastern continental shelf of Russia, and analyzes results of the offshore oil-gas prospecting in relation to assessment of hydrocarbon resources. A structure of total initial resources of Okhotsk Sea and the results of deep-hole drilling are discussed.

Especial attention is paid to outlooks for oil and gas presence in the Western-Kamchatka waters. Location of the different-type reservoirs in the Middle and Upper Eocene is substantiated for the named territory. The epicenters of hydrocarbon generation within the main seismic complexes of the sequence are singled out using results of basin modelling. There are characteristics of the oil-gas source strata, and estimation of geological resources in this hydrocarbon basin. Development of the offshore hydrocarbon resources of Sakhalin in the Okhotsk waters is also described. The main directions for further geological-geophysical explorations in the Far-Eastern waters of Russia are recommended.

Keywords: Far-Eastern waters of Russia, maturity of seismic prospecting and deep-hole drilling knowledge, total initial resources, reservoir, epicenter of oil and gas generation, basin modelling of Western-Kamchatka offshore area, development of Sakhalin offshore oil-gas resources.

References

1. DZYUBLO, A.D. *Oil-gas-bearing capacity and geological-geophysical models of Russian Arctic and Far-Eastern continental shelf* [Neftegazonosnost i geologo-geofizicheskiye modeli shelfa Rossiyskoy Arktiki i Dalnego Vostoka]: learning aid. Moscow: Gubkin University, 2018. (Russ.).
2. SHEIN, V.S. *Geology and oil-gas presence in Russia* [Geologiya i neftegazonosnost Rossii]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2006. (Russ.).
3. ZHAROV, A.Ye., L.I. MITROFANOVA, V.F. TUZOV. Structure, age and prospects of oil-gas presence in the Western-Kamchatka basin according to the records of the Western-Sukhanovskaya well, and comparison of this basin with other sedimentary basins in the north of Okhotsk region [Stroyeniye, vozrast i perspektivy neftegazonosnosti Zapadno-Kamchatskogo basseyna po materialam Zapadno-Sukhanovskoy skvaziny i yego sopostavleniye s drugimi osadochnymi basseynami Severnoy Okhotii]. In: *Proc of the conference "Oil and gas of Sakhalin"*. Yuzhno-Sakhalinsk, 2011. (Russ.).
4. MARGULIS, L.S. Outlooks and real ways for development of the oil-gas potential of the Far-Eastern waters of Russia [Perspektivy i realnyye puti osvoyeniya neftegazovogo potentsiala dalnevostochnykh akvatoriy Rossii]. In: *Proc. of the 9th International conference RAO/ CIS Offshore*. St. Petersburg, 2009, vol. 1, pp. 216–220. (Russ.).
5. SAVITSKIY, A.V., Ye.V. GRETSKAYA, Yu.V. RYBAK-FRANKO et al. Outlooks for geological prospecting in the abyssal sedimentary basins of Bering sea and Pacific ocean [Perspektivy geologorazvedochnykh rabot v glubokovodnykh osadochnykh basseynakh Beringova morya i Tikhogo okeana]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2016, no. 5, pp. 56–64. ISSN 0016-7894. (Russ.).
6. RYBAK-FRANKO, Yu.V., Ye.V. GRETSKAYA. New data on geological structure of the submarine margin of Eastern Kamchatka [Novyye dannyye o geologicheskom stroyenii podvodnoy okrainy Vostochnoy Kamchatki]. In: *Challenges of reproduction of oil and gas reserves in contemporary environment* [Problemy vosproizvodstva zapasov nefti i gaza v sovremennykh usloviyakh]: *collected papers of the conference dedicated to the 85th anniversary of the All-Russian Research Geological Oil Institute*. St. Petersburg, VNIGRI, 2014. (Russ.).
7. PETRENKO, V.Ye., S.Ye. CHIGAY, B.A. NIKITIN et al. Offshore hydrocarbon resources of Okhotsk sea and the results of their development by the Gazprom OJSC [Resursy uglevodorodov shelfa Okhotskogo morya i rezultaty ikh osvoyeniya OAO "Gazprom"]. *Gazovaya Promyshlennost*. 2014, no. 716, pp. 16–21. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. DZYUBLO, A.D., O.A. SHNIP, K.E. KHALIMOV. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of the Kirinskiy block offshore the Sakhalin Island [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost Kirinskogo bloka shelfa o. Sakhalin]. *Neft, Gaz i Biznes*. 2013, no. 3, pp. 26–32. ISSN 2218-4929. (Russ.).
9. NIKITIN, B.A., A.D. DZYUBLO, A.B. ZOLOTUKHIN et al. Analysis of the hydrodynamic well tests and estimation of production capacity of the gas deposits at the fields of Kirinskiy block [Analiz gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin i otsenka dobychnoy vozmozhnosti gazovykh zalezhey mestorozhdeniy Kirinskogo bloka]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*. 2015, no. 2, pp. 20–25. ISSN 2073-9877. (Russ.).