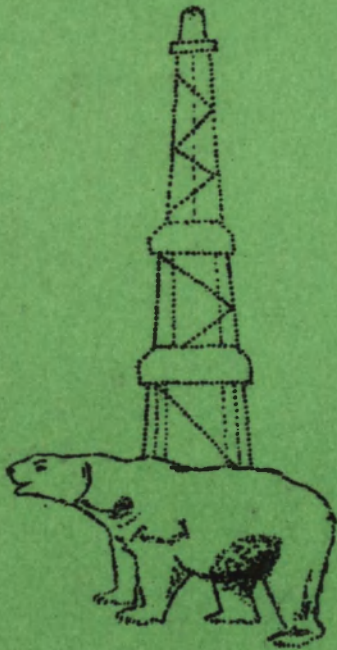


Для служебного пользования

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ОСТРОВОВ



Ленинград 1990

Министерство геологии СССР
Всесоюзный ордена Трудового Красного Знамени
нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт
(ВНИГРИ)

Для служебного пользования
Учетный № 7 Экз. №

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ОСТРОВОВ

(Сборник научных трудов)

Ленинград 1990

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ОСТРОВОВ.
Л.: ВНИГРИ, 1990.

Рассматриваются результаты бурения на островах и шельфе Баренцева и Карского морей. Приводятся данные по геологическому строению, литологии и условиям образования нефтегазоносных комплексов, рассматриваются перспективы поисков углеводородов. Освещаются вопросы оценки и прогнозирования пластовых давлений в условиях Арктики.

Сборник рассчитан на геологов-нефтяников, занимающихся поисками нефти и газа на континентальных окраинах, а также вопросами прогнозирования углеводородных скоплений в условиях АВПД и сложных коллекторов.

Редакционная коллегия: Н.С.Окнова (отв. редактор), В.И.Славин,
В.М.Десятков

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
АНДРЕЕВА Н.А., ДЕСЯТКОВ В.М., СУПРУНЕНКО О.И., ДНОВ А.Д. Возможный масштаб нефтегазоносности преско-меловых отло- жений Баренцева моря	8-15
ЧИРВА С.А., МОРАХОВСКАЯ Е.Д., КУЛИКОВА Н.К., ФЕДОРОВА В.А., ЯКОВЛЕВА С.П. Стратиграфия триасовых и преских отложений Баренцева моря	15-30
ПАРПАРОВА Г.М., БОРИСОВ А.В. Вещественно-петрографический состав и степень катагенеза РОВ мезозойских отложений Ба- ренцево-Нарского шельфа (в связи с нефтегазоносностью) ...	31-38
ТКАЧЕВА И.Д. Расчленение каменноугольных и южнопермских отложений Песчаноозерской площади	39-48
ГМИД Л.П., БУЛАЧ М.Х., БЕЛОНОВСКАЯ Л.Г. Условия формирова- ния и коллекторские свойства карбонатных пород палеозоя Песчаноозерского месторождения	49-57
СОВОЛЕВ В.С., ВАСИЛЬКОВА В.Ф., СТАРОСТИНА С.Б., ЧУРСИНА Т.Н. Оценка перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов Печороморской тектонической ступени по геохимическим дан- ным	57-61
МОРАХОВСКАЯ Е.Д., КУЛИКОВА Н.К., ОРЛОВ А.Н. Новые данные по строению триасового разреза юго-востока о.Колгуев	62-75
ОКНОВА Н.С. Изучение вещественного состава пермо-триасово- го нефтегазоносного комплекса острова Колгуев с целью кор- реляции отложений и реконструкции условий их образования ...	76-86
БРЫНОВА Т.И. Литолого-геофизическая модель озерных отло- жений при разведке новых источников углеводородов в Аркти- ческих бассейнах	86-91
ОКНОВА Н.С., ДЕСЯТКОВ В.М., КОЩЕВА Э.И., ГЕРАЩЕНКО И.Л. Модель формирования Песчаноозерского месторождения на ос- нове комплексных литолого-геофизических исследований	91-98
ГУСАРОВА Л.В., КОЦ В.Г., КУЛИКОВ Г.Н. Дизъюнктивная текто- ника Песчаноозерского поднятия по данным комплексной интер- претации геолого-геофизических данных	98-102
БЛОМ Э.А., ЛОСПЕР В.А., КУЛИКОВ Г.Н. Перспективы нефтегазо- носности триасовых отложений о.Колгуев по данным крупно- масштабной аэромагнитной съемки	102-105

Н.А.Андреева, В.М.Десятков, О.И.Супруненко, А.Д.Дюнов
ВОЗМОЖНЫЙ МАСШТАБ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

До недавнего времени главным объектом нефтегазопромысловых работ на Баренцевом море являлись триасовые отложения. Однако в связи с необходимостью выявления преимущественно нефтяных месторождений, приуроченных к тому же к умеренным глубинам осадочного чехла (это диктуется экономическими требованиями), исследователи региона стали обращать внимание на юрско-меловые отложения, к которым на акваториях Мирового океана приурочено более 60% их общих извлекаемых запасов нефти.

В Норвежской части Баренцева моря в настоящее время установлено два горизонта материнских пород с наиболее значительным потенциалом [7]. Это верхнеюрская (кимериджско-волжская) глубоководно-морская глинистая формация хеккинген и ниже-среднетриасовые глины клаппмисс и коббе. Оба этих горизонта обладают превосходным генетическим потенциалом и содержат кероген преимущественно смешанного типа. Однако, если площадь триасовых отложений в фациях, обладающих генетическим потенциалом, ограничена, то верхнеюрские развиты широко, исключая те площади, где проявилась эрозия. Однако ЮВ формации хеккинген оказывается зрелым в значительной степени только в бассейнах Хаммерфест, Бьерни и Мауд. Отмечается локальный характер нефтематеринского потенциала в нижнемеловой формации колье; широко развиты в регионе породы, обладающие газопроизводящими свойствами.

По мнению многих исследователей [4], центральные и восточные зоны Норвежского сектора Баренцева моря, где сейсмическими работами подготовлен ряд крупных структур, представляют собой в настоящее время наиболее перспективные районы мира. Некоторые из структур по размерам сопоставимы с крупнейшими нефтеносными структурами Ближнего и Среднего Востока. Оптимизма упомянутых исследователей не поколебали разочаровывающие результаты бурения здесь первых скважин.

В последнее время высказывается мнение [6], что на перспективах региона отрицательно сказался подъем и эрозия осадочного разреза порядка 500-2000 м в течение третичного времени. Общее

региональное направление его увеличения – северное. Масштаб влияния зависит от амплитуды подъема и величины эрозии. Отрицательное влияние, по мнению О.Скарпнеса [6], может выразиться в образовании трещин в породах покровов при снижении напряжения после подъема и эрозии, в изменении свойств порового пространства коллекторов, в возможности разрушения залежей нефти благодаря вытеснению ее из ловушек при расширении газовой шапки и азотом, выделившимся из раствора в результате снижения давления, рассеивании выделившегося из раствора газа. Понижение температуры в результате подъема становится причиной остановки генерации УВ в материнских породах, и для ее возобновления необходимо погружение на глубину, превосходящую первоначальную максимальную глубину погружения.

В Норвежской части Баренцева моря, по мнению О.Скарпнеса [6], имеют место и обстановки, где влияние третичного подъема казалось в наименьшей степени:

- площади, где были генерированы недонасыщенные нефти;
- площади, где погружение после подъема и эрозии было более значительным, чем сам подъем;
- площади, с большим объемом эффективных (нефтенасыщенных) пор, чем объем генерированных и мигрировавших УВ;
- глубокие горизонты.

Подтверждением этого является обнаружение нефти на глубине 2200 м в третичных отложениях в скважине на блоке Лоппа-Риген севернее Финнмарка. В связи с этим высказывается мнение, что Норвежский нефтяной директорат должен создать совершенно новую модель поисков углеводородов в Баренцевом море [4].

Перспективы юрско-меловых отложений советского сектора Баренцева моря в целом оцениваются советскими исследователями довольно сдержанно и относятся, в основном, к системе впадин Баренцево-Карского моря – Южно-Баренцевской, Северо-Баренцевой и Северо-Новоземельской. При этом с ними связываются основные надежды на выявление месторождений нефти. В то же время в последнее время их изучению уделялось недостаточное внимание, особенно меловым отложениям. Среди последних наиболее изученными являются неокотские, для которых имеется наиболее представительный сейсмический материал. Существование же верхнемеловых отложений на Баренцевском шельфе до последнего времени считалось сомнительным, т.к. они здесь на значительных пло-

щадях денудированы в палеоценовую фазу активизации и в процесс оледенений. Однако в последнее время эти отложения установлены в скважинах на Северо-Мурманской и Арктической площадях в Южно-Баренцевской впадине. По-видимому, они сохранились в наиболее глубоких депрессионных частях впадин и прогибов.

Южно-Баренцевская впадина с позиций освоения запасов У представляет наибольший интерес. В связи с этим в ней был сосредоточен основной объем проведенных к настоящему времени геологоразведочных работ и имеется больше всего данных о юрско-меловом комплексе в сравнении с другими частями советского сектора Баренцева моря.

Юрско-меловой комплекс в Южно-Баренцевской впадине имеет терригенный состав, мощность его увеличивается от 600-700 м периферийных участках до более 3000 м в центре. Строение его региональном плане характеризуется моноклинальным согласным погрузением слоев к центральной части впадины. В его разрезе обращают на себя внимание мощная, от первых сотен до около 100 метров, ниже-среднеюрская в значительной степени песчанистая толща, имеющая региональное распространение, и перекрывающий ее региональный флюидупор позднеюрско-неокомского возраста. Сейчас уже можно сказать, что эта часть разреза комплекса по своему генезису сходна с разновозрастными отложениями центральной части Западно-Сибирской плиты. Судя по сейсмическим данным, ниже-среднеюрские отложения в Южно-Баренцевской впадине представлены грубозернистыми, в значительной части дельтовыми, озерно-болотными и прибрежно-морскими фациями. Они трудно расчленимы из-за отсутствия надежных сейсмических реперов и слабой изученности бурением. Сложены они преимущественно песчаниками, чередующимися с тонкослоистыми песчаниково-алевролитово-аргиллитовыми пачками. В основании песчаниковых пачек наблюдаются песчаные конгломераты. Песчанистость ниже-среднеюрской толщи в бортовых частях впадины превышает 60% и незначительно снижается к центру при этом песчанистость нижеюрской части разреза толщи обычно несколько выше. Мощность песчаных пластов достигает 40-60 м. Верхней части разреза нижеюрской и среднеюрской толщ в юго-западной бортовой зоне впадины приурочены пласты песчаников с самыми высокими коллекторскими свойствами - с пористостью до 24, и проницаемостью 2140,8-2225,2 мД. В северо-западной части впадины на Штокмановской структуре установлена продуктивность

реднеюрских песчаников, из которых получен промышленный приток этанового газа с конденсатом.

Верхнеюрско-неокомские (включая келловейские) глинистые отложения мощностью до 500-600 м служат в восточном секторе аренцева моря региональным флюидопором, не имеющим себе аналогов в ниже- и вышележащих частях стратиграфического разреза.

Южно-Баренцевской впадине этот флюидопор распространен по-семестно, судя по сейсмическим данным, сокращаясь в мощности частично или полностью выклиниваясь по бортам бассейна в 50-20 км от побережья на Кольско-Канинском шельфе и в 30-180 км от побережья Новой Земли. На отдельных локальных поднятиях в западной прибортовой части впадины этот флюидопор размыт в верхней части, осложнен нарушениями и, судя по материалам МОВ, очевидно, опесчанен, как это подтверждено бурением на Северо-Кильдинской и предполагается для Ферсмановской структур. Отмечается появление мощных песчаных пластов (более 40 м в Арктической скважине - I и до 70 м - в Штокмановской скв. I) в оксфордских отложениях соответственно в центральной и северо-западной частях впадины. На Штокмановском месторождении к нему приурочен продуктивный горизонт. По сейсморазведочным данным в региональном плане в северном направлении происходит ухудшение крапивообразующих свойств этого флюидопора. В пределах Северо-Баренцевской впадины он интенсивно нарушен дизъюнктивной послерифтовой тектоникой со значительной амплитудой вертикальных смещений. Многочисленные нарушения достигают поверхности дна. Кроме того, в направлении к Земле Франца-Иосифа можно предполагать появление в юрском разрезе магматических тел.

Так же как в Северном, Норвежском морях и в Норвежской асти Баренцева моря, в разрезе верхнеюрских отложений Южно-аренцевской впадины присутствуют черные битуминозные глинистые кремнисто-глинистые породы, обогащенные ОВ сапропелевого типа содержанием $C_{орг}$ до 10-16,6%. Они вскрыты бурением в разных частях впадины, что позволяет говорить об их широком площадном распространении. По данным Л.А.Павлова, Н.В.Устинова и других (1988 г.), стратиграфический диапазон их расширяется в северном направлении от волжского до кимериджского, а возможно и оксфордского ярусов. Мощность достигает первых десятков метров. По существенно-петрографическому составу, содержанию и типу ОВ их можно считать аналогом баженовской свиты Западной Сибири. Сте-

пень катагенеза ОВ в них изменяется от $М_3$ в бортовых зонах впадины до $М_1$ в центральной ее части (Арктическая структура).

По аналогии с формацией клэй Североморского бассейна и с баженовской свитой Западной Сибири, нефтегазогенерационный потенциал которой по экспериментальным и расчетным данным оценивается С.Г.Неручевым и др. [1] весьма высоко, верхнеюрские битуминозные породы Южно-Баренцевской впадины можно рассматривать как наиболее благоприятные материнские породы в разрезе.

Однако условия реализации их нефтегенерационного потенциала в Южно-Баренцевской впадине, на наш взгляд, менее благоприятны, чем в упомянутых регионах. Как установлено исследованиями С.Г.Неручева и др. [3], этап ГЧН, связанный с максимальным проявлением процессов генерации и эмиграции жидких УВ, проходит в разновозрастных отложениях доманикового типа на грациях катагенеза $М_1$ - $М_2$ при температурах 120-130°C. В частности, в баженовской свите Западной Сибири ГЧН проявляется в интервале глубин погружения 2-3 км с двумя импульсами - максимальным на глубине 2,2-2,4 км (конец $М_1$) и менее интенсивным в интервале глубин 2,8-3,0 км (конец $М_2$).

Южно-Баренцевская впадина характеризуется меньшей прогрессивностью разреза, в связи с чем не исключено, что верхнеюрские битуминозные горизонты здесь не достигали условий максимального проявления генерации и эмиграции жидких УВ. Современные температуры в этих отложениях в наиболее погруженной части впадины составляют 70-80°C. Это позволяет считать, что, несмотря на наличие здесь в верхнеюрских породах миграционных битумоидов и выделений капельно-жидкой нефти в керне, интенсивного новообразования жидких УВ здесь не происходит. По этой же причине, по-видимому, невелики здесь перспективы выявления залежей нефти промышленного значения, подобных залежам в бажениках Западной Сибири. По мнению Т.В.Дорофеевой [2], именно температурные аномалии играют определяющую роль в формировании коллектора баженовской свиты, способствуя созданию его эффективной емкости. При этом скачкообразное увеличение значений открытой пористости наблюдается при пластовых температурах выше 120°C.

Более низким, в сравнении с Западной Сибирью, представляется и генерационный потенциал ниже-среднеюрских отложений Южно-Баренцевской впадины. Они характеризуются здесь, по единичным данным, ОВ преимущественно гумусового типа, в отличие от

сапропелево-гумусового в Западной Сибири, гораздо меньшим содержанием $S_{орг}$ и довольно высокой песчаностью разреза.

К сказанному следует добавить, что значительно более низким, чем в других упомянутых выше регионах, представляется аккумуляционный потенциал впадины. К настоящему времени здесь установлено относительно небольшое, особенно по меловым отложениям, количество локальных поднятий, расположенных преимущественно в центральной части впадины и на ее южной периферии. К тому же на некоторых из них региональный флюидупор может быть ухудшенного качества, и шансы обнаружения крупных залежей УВ на них, соответственно, будут невелики. Трудно ожидать и выявления новых крупных локальных поднятий. По-видимому, все достаточно крупные структурные ловушки к настоящему времени уже выявлены.

В этой связи актуальным для этого региона является прогнозирование зон неструктурных ловушек. Предпосылки для их развития имеются в бортовых зонах впадины. Однако, как уже указывалось, именно в бортовых зонах впадины происходит либо ухудшение экранизирующих свойств регионального флюидупора, либо сокращение его мощности до полного выклинивания.

Дальнейшее нефтегазогеологическое районирование Южно-Баренцевской впадины и уточнение перспектив ее нефтегазоносности возможно на основе литолого-палеогеографических исследований с выделением и прослеживанием зональных и локальных проницаемых горизонтов и покровов.

В пределах же Северо-Баренцевской впадины, учитывая интенсивную нарушенность регионального флюидупора, удаленность от суши, глубины моря и ледовую обстановку, ожидать обнаружения экономически оправданного прироста запасов УВ маловероятно.

Итак, подытоживая изложенное и опираясь, в первую очередь, на материалы опорно-параметрического и поисково-разведочного бурения на островах и акватории Баренцева моря, мы приходим к следующим выводам.

1. Общая оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений региона является умеренной*.

* Один из авторов статьи В.М.Десятков и его редактор Н.С.Орнова подходят к оценке перспектив юрского комплекса более оптимистично и считают их высокими.

2. Локальные структурные формы в этих отложениях весьма немногочисленны, рассчитывать на выявление новых крупных структур нет оснований. Поэтому уточнение перспектив их нефтегазонасности должно выполняться преимущественно на литолого-палеогеографической основе.

3. В качестве региональной покрывки в Ожно-Баренцевской впадине может рассматриваться лишь существенно глинистая толща позднерско-неокомского возраста. Поэтому для большей части впадины, где развита эта покрывка, согласно существующим представлениям о включении в нефтегазонасный комплекс коллекторских толщ и регионального флидоупора, должен выделяться единый верхнерско-неокомский нефтегазонасный комплекс.

4. Судя по распределению в разрезе Ожно-Баренцевской впадины и ее периферии выявленных залежей и проявлений нефтегазонасности, помимо региональной, в триасовых, юрских и, возможно, меловых отложениях присутствуют также зональные и локальные флидоупоры.

5. При прогнозе локальных скоплений УВ важную роль играет восстановление истории формирования залежей нефти и газа. По нашим представлениям, по этому показателю достаточно высокими перспективами по юрским отложениям характеризуются Арктическая и Ледовая структуры, особенно первая. Поэтому как минимум необходим анализ результатов испытаний скв. Арктическая № 1. Необходимо целенаправленное изучение нефтяных флидов Баренцевоморского региона с целью выявления их источников, преемственности состава в скоплениях на различных уровнях стратиграфического разреза и др.

Литература

1. Геохимические особенности преобразования рассеянного органического вещества и количественная оценка масштабов нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири / С.Г.Неручев, И.А.Зелichenko, Е.А.Рогозина и др. // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. Л.: ВНИГРИ, 1984. С.132-144.

2. Дорофеева Т.В. Коллекторы баженовской свиты Западной Сибири // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. Л.: ВНИГРИ, 1984. С.93-100.

3. Сравнительный анализ процессов нефтегазообразования в разновозрастных отложениях домяникового типа / С.Г.Неручев, И.А.Зелichenko, Г.М.Парпарова и др. // Эволюция нефтегазообразования в истории Земли. М.: Наука, 1986. С.75-85.

4. Norway government: Operators press search in Barents sea front JFR. - Oil and Gas J., 1987, v.85, N 38. P.21-24.

5. Reader M.L., Scotchman J.C. Hydrocarbon generation - central and northern North Sea.- Oil and Gas J., 1985, v.83, N 12, p.p.137-140, 142, 144.

6. Scarpsnes O. Tertiary uplift and erosion-effects on prospectivity. - Матер.советско-норвежского симпозиума по сейсмо-стратиграфии. Препринт. Мурманск, 1989. С.9.

7. Skjervy A. Source rocks and maturation modelling burial, uplift and thermal history Norwegian Barents shelf. - Там же. Препринт. С.5.

УДК 551.761/.762(268.45)

С.А.Чирва, Е.Д.Мораховская, Н.К.Куликова,
В.А.Федорова, С.П.Яковлева

СТРАТИГРАФИЯ ТРИАСОВЫХ И КРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

До недавнего времени стратиграфические исследования мезозойских отложений Баренцева моря были связаны с окружающими островами, в пределах которых по естественным выходам изучались строение, состав и комплексы ископаемых организмов различных интервалов разреза [4,5,7,12,13,14,15,17,18].

Поисково-разведочные работы на нефть и газ, развернувшиеся в последнее десятилетие непосредственно в акватории, дали большой