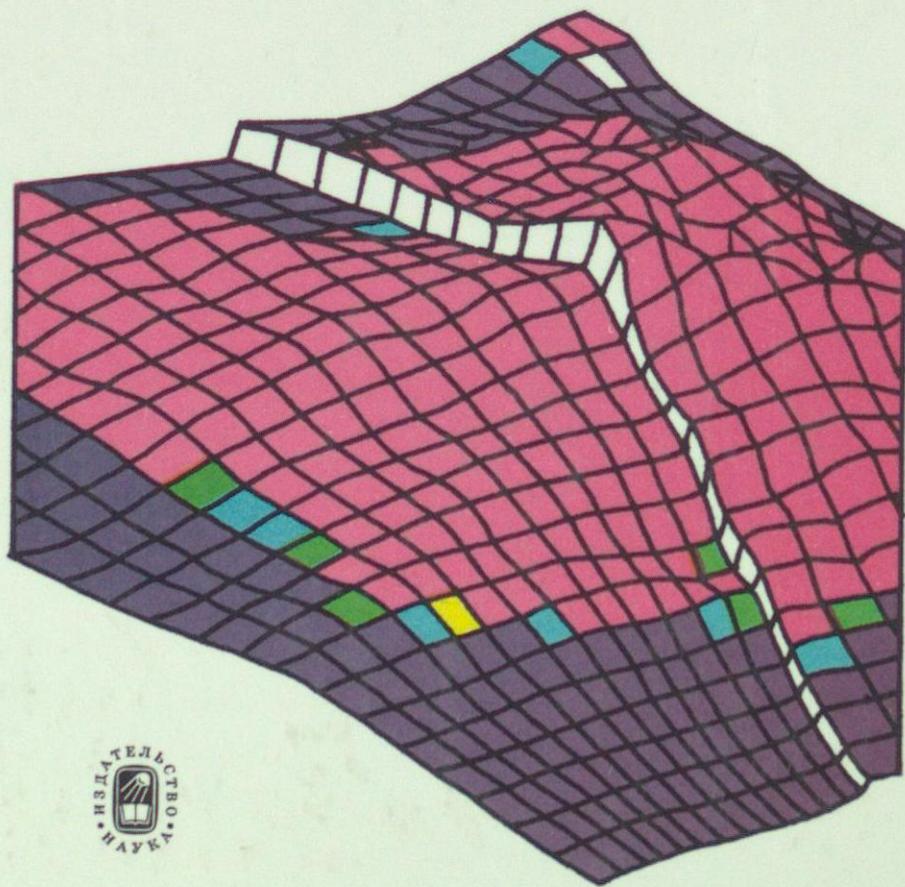


УДК 622.276+622.2797

91:94

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС

НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



УДК [622.276+622.279]

Ф-94

РОССИЙСКАЯ
АКАДЕМИЯ НАУК

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА



ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС

НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СБОРНИК СТАТЕЙ

Ответственный редактор
академик А.Н.ДМИТРИЕВСКИЙ



МОСКВА «НАУКА» 2000

УДК 553+33.36

ББК 65.304.13

Ф 94

Редакционная коллегия

*А.Н. Дмитриевский (отв. редактор), И.А. Володин, В.М. Максимов,
М.Б. Панфилов, Св.А. Сидоренко, К.И. Якубсон*

Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – М.: Наука, 2000. – 399 с.

ISBN 5-02-002344-2

В сборнике собраны работы, представленные на юбилейной сессии, посвященной 10-летию Института проблем нефти и газа. Материалы сборника отражают современный уровень знаний по фундаментальным исследованиям в нефтегазовой геологии, геофизике, геохимии и геодинамике, включая проблемы геологического и гидродинамического моделирования, разработки и подземного хранения газа, экологии природно-техногенных систем, минерально-сырьевых ресурсов России и перспектив их освоения в XXI в.

Для широкого круга специалистов, занимающихся проблемами геологии нефтяных и газовых месторождений, разработкой новых технологий углеводородозвлечения, специалистов в области экологии и техногенных катастроф.

ТП 99-II-179

Basis research for new technologies in oil and gas industry. – М.: Nauka, 2000. – 399 p.

ISBN 5-02-002344-2

The paper of the collected articles were presented on the conference dedicated to the 10-th anniversary of the Oil and Gas Research Institute. The articles reflect the modern level of a knowledge of fundamental and applied research in oil and gas geology, geophysics and geochemistry, exploration of oil and gas reservoirs, including simulation of the processes of exploration and underground storage of gas, the problems of natural-technogenic systems, impact of gas industry upon the pollution of the environment and risk analysis for the projects of oil and gas complex. The book represents also the papers on resources of mineral raw materials in Russia and their explorations in XXI century.

The book is intended for a wide section of experts engaged in geology of oil and gas deposits, in elaboration of new technologies of hydrocarbons productions as well as for experts in ecology and technogenic disasters.

ISBN 5-02-002344-2

© Издательство "Наука", 2000

ВОПРОСЫ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ

*В.А. Григорьева, Н.А. Еремин, В.В. Сурина,
Л.Н. Назарова**

Проблема карбонатных отложений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) приобрела актуальное значение в связи с важнейшими открытиями последних лет (Возейское, Усинское, Вуктыльское, Лаявожское и другие месторождения на суше; Приразломное, Поморское, Северо-Гуляевское, Варандей-море, Медьинское-море на акватории Печорского моря).

Тимано-Печорская провинция приурочена к эпибайкальской Печорской плите Русской платформы, ограниченной на суше Тиманским и Уральским кряжами, в акватории граница проходит по субширотному глубинному разлому в 50–60 км севернее о. Колгуев.

На территории ТПП с карбонатными отложениями связываются основные перспективы нефтегазоносности верхнеордовикско-силурийско-нижнедевонского и верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносных комплексов. Палеогеографические условия формирования этих комплексов были различны. Они обусловили определенные закономерности в размещении литофациальных зон, типов коллекторов и основных зон нефтегазонакопления [1, 2].

* Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина.

Верхнеордовикско-силурийско-нижнедевонский комплекс знаменует стабильную стадию развития первого цикла осадконакопления в условиях трансгрессивовавшего с востока моря. Основная суша, служившая областью сноса терригенного материала, располагалась на западе (Балто-Сарматский материк) и возможно на севере, в районе Южно-Баренцевской впадины. Это предопределило преимущественно терригенный разрез в западных районах ТПП, сложенный переслаиванием алевролитов, аргиллитов с прослоями мергелей и доломитов суммарной мощностью до 1 км, а в прогибах до 2,5 км. Аналогичный разрез предполагается на участке шельфа, прилегающем к о. Колгуев. Глубина залегания этого комплекса составляет 5–7 км. Локальными источниками сноса служили Большеземельский, Лайский, Адзвинский и др. своды, в районе которых в нижней части формировались ожелезненные песчаники, аргиллиты с прослоями доломитов и известняков, а в верхней – карбонатные и хемогенные породы, суммарной мощностью 0,5–1,5 км. В акватории к этой зоне относится район поднятия Русского, с глубинами залегания по отражающему горизонту III (D_1) 4500–5000 км.

Варандей-Адзвинская структурная зона и расположенные восточнее от нее Кортаихинский и Косью-Роговский прогибы характеризуются максимальной полнотой разреза, повышенными мощностями комплекса – до 4,5 км, и карбонатным составом пород. Глубина залегания этого комплекса (по горизонту III) изменяется от 4–4,5 км в прибрежных районах до 8,5 км в северо-восточных частях Печорского моря и до 12 км в Кортаихинском прогибе. В районах, обрамляющих с востока ТПП, широко развиты рифогенные и биогермные постройки, изученные в естественных разрезах Вайгача, Новой Земли и Пай-Хоя [3].

Коллекторами трещинно-кавернозного, трещинно-порового и порового типов являются известняки и доломиты, открытая пористость которых изменяется от 0,5 до 20%, составлена в среднем 8%, проницаемость от 0 до 100 мД, чаще первые единицы мД.

В этом нефтегазоносном комплексе выявлены залежи газа в Косью-Роговской впадине на площадях Кочмесской (верхний ордовик) и Падимейской (средний силур); залежи нефти в юго-восточной части Хорейверской впадины на Средне-Макарихинской площади (силур); в южной части Колвинского мегавала на Возейской и Усинской площадях (нижний девон) и Варандей-Адзвинской зоне на Сарембойской, Северо-Сарембойской и Леккейягинско-Енганехойской площадях (нижний девон). Интенсивные нефтегазопроявления из отложений силура отмечались на Варандейской (скв. 2), Седьягинской и Нядейюской площадях.

В Печорском море с этими отложениями связываются перспективы на структурах Медынского и Сорокинского валов (Варандейская, Медынская, Полярная, Приразломная, возможно группа Гуляевских структур), а также поднятие Русское.

Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс формировался в условиях дальнейшего интенсивно-дифференцированного погружения Печорской плиты с сохранением некомпенсированной впадины на месте Кортаихинского прогиба, преобладания процесса карбонатного осадконакопления в восточных районах ТПП и терригенного – в западных (рис. 1).

Восточный Предуральский прогиб представляет собой глубоководный бассейн, заполненный кремнисто-карбонатными отложениями "доманикового" типа, на бортах которого формировались барьерные рифы [3, 4]. Зарифовый шельф представлен вблизи впадины карбонатными породами, далее к западу сменяемыми обломочными и пирокласто-осадочными образованиями с маломощными прослоями известняков и доломитов. Источниками пирокластического материала служили вулканы в районе Шапкино-Юрьяхинского вала и на о. Новой Земли. На юго-западе вблизи источников сноса этот комплекс представлен прибрежно-морскими и субконтинентальными красноцветными и пестроцветными аргиллитами, алевролитами, в верхней части с прослоями известняков и мергелей. Мощность комплекса

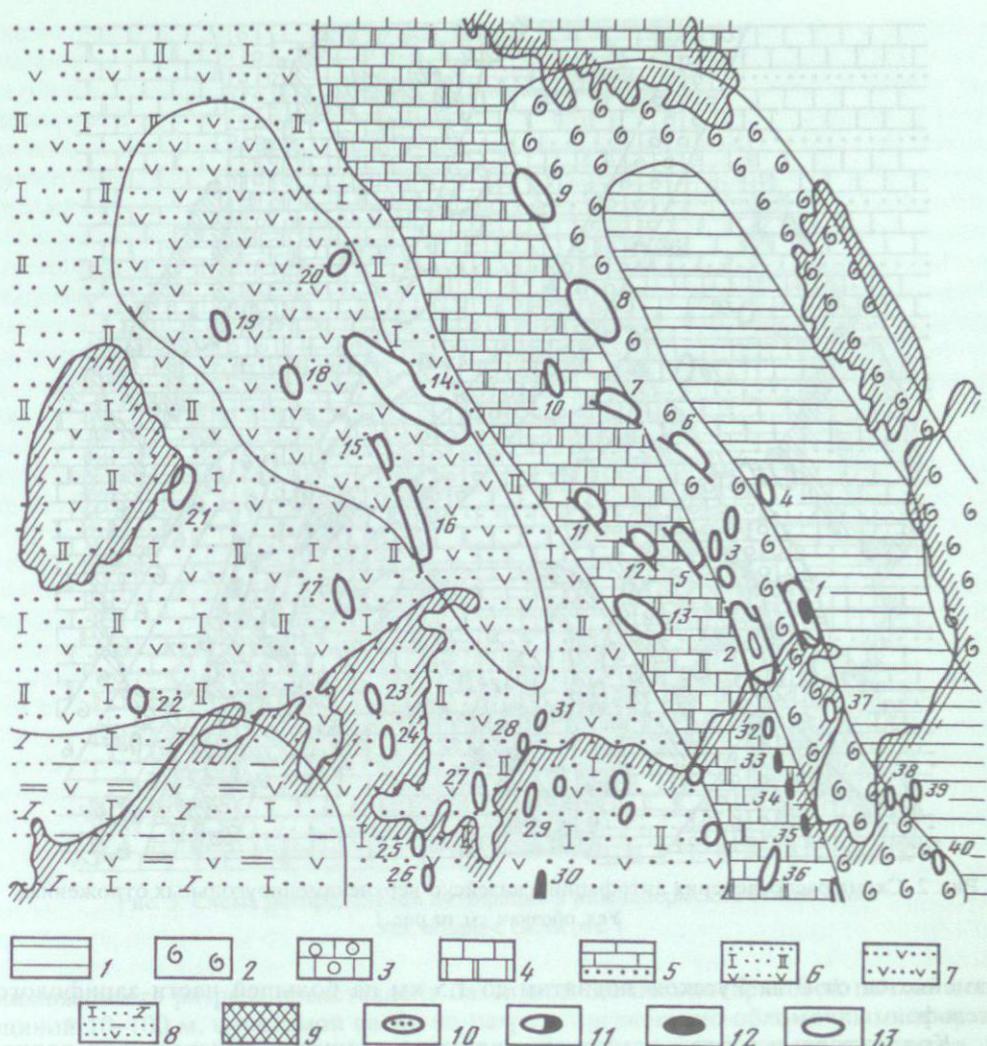


Рис. 1. Схема распределения литофаций в верхнедевонско-турнейских отложениях

1-8 - зоны литофаций: 1 - глубоководные кремнисто-карбонатные отложения (известняки, доломиты, аргиллиты); 2 - шельфовые рифогенные известняки и доломиты ($K_p = 20 - > 30\%$); 3 - шельфовые биогермные известняки ($K_p = 7 - > 30\%$); 4 - шельфовые известняки с прослоями доломитов ($K_p = 11-18\%$); 5 - шельфовые известняки ($K_p = 10-34\%$) и песчаники ($K_p = 22-30\%$); 6 - шельфовые и прибрежно-морские пирокласто-осадочные и карбонатные отложения ($K_{пср} < 7\%$); 7 - прибрежно-морские пирокласто-осадочные отложения ($K_{пср} < 7\%$); 8 - прибрежно-морские и субконтинентальные аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели и известняки ($K_p = 7-15\%$); 9 - зоны отсутствия отложений. Месторождения: 10 - газоконденсатные; 11 - нефтегазоконденсатные; 12 - нефтяные. 13 - Локальные структуры. Цифрами обозначены локальные структуры и месторождения нефти и газа: 1 - Медынское-море; 2 - Варандейская; 3 - Алексеевская; 4 - Западно-Матвеевская; 5 - Приразломная; 6 - Южно-Долгинская; 7 - Северо-Долгинская; 8 - Рахмановская; 9 - Саханинская; 10 - Большегуляевская; 11 - Северо-Гуляевская; 12 - Восточно-Гуляевская; 13 - Паханчская; 14 - Русская; 15 - Северо-Поморская; 16 - Поморская; 17 - Колоколморская; 18 - Разломная; 19 - Печороморская; 20 - Восточно-Колгуевская; 21 - Песчаноозерская; 22 - Сенгейская; 23 - Северо-Коровинское; 24 - Коровинское; 25 - Кумжинское; 26 - Василковское; 27 - Носовая; 28 - Дресвянская; 29 - Хильчужское; 30 - Ярейское; 31 - Константиновская; 32 - Торавейское; 33 - Южно-Торавейское; 34 - Наульское; 35 - Лабоганское; 36 - Седьягинское; 37 - Тобойская; 38 - Усть-Толотинская; 39 - Енганехойская; 40 - Леккейгинская

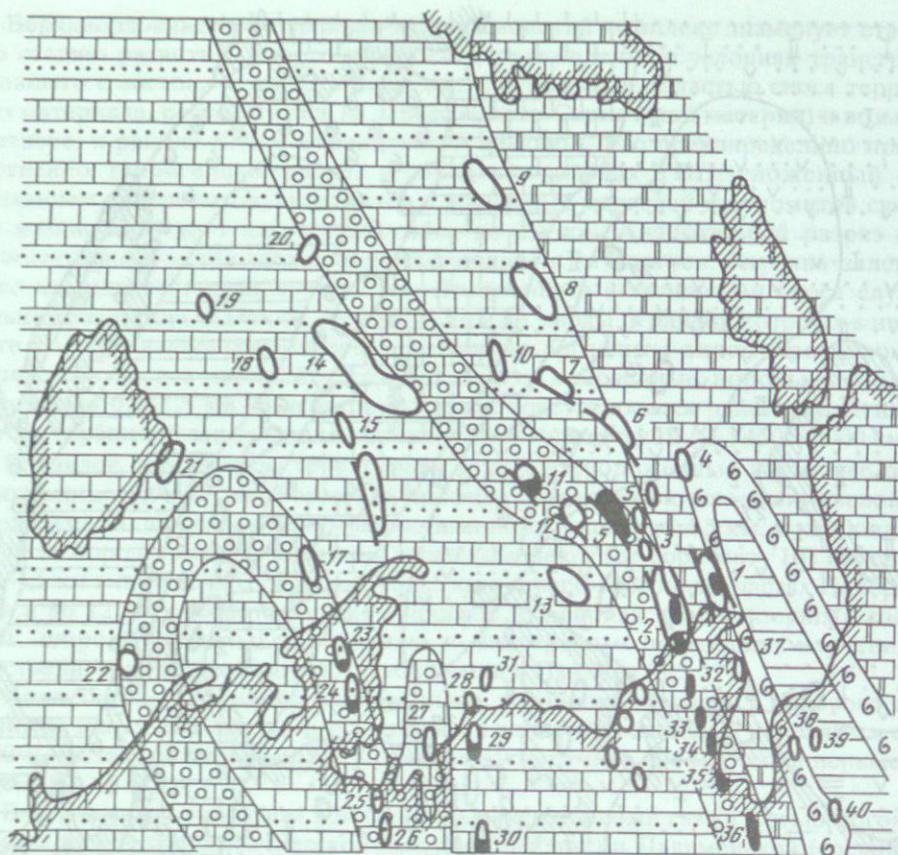


Рис. 2. Схема распределения литофаций в визейско-верхнекаменноугольных отложениях
Усл. обознач. см. на рис. 1

изменяется от 0 на Русском поднятии до 1,5 км на большей части зарифового шельфа.

Коллекторами в этом комплексе являются доломиты и известняки пористостью 11–20%, проницаемостью до 15 мД. Последняя резко возрастает в трещиноватых зонах. В пределах рифогенных построек пористость увеличивается до 30 и более %. Залежи нефти и газа выявлены в Ижма-Печорской впадине (Западный и Южный Тэбук, Пашнинское, Лузское, Джьерское), на Колвинском мегавале (Возейское, Усинское, Ярейюское), на вале Сорокина (Южно-Торавейское, Наульское, Лабоганское) [4].

В Печорском море с этим комплексом могут быть связаны залежи нефти и газа на вале Сорокина (Варандейская, Приразломная, Алексеевская, группа Долгинских структур); структуры Гуляевского и Медынского валов. Возможна перспективность группы Поморских структур Колвинского мегавала.

Верхневизейско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс является основным на территории ТПП. Он формировался в условиях дальнейшего постепенного погружения Печорской плиты, образования инверсионно развивавшихся валов. Для него характерен процесс преимущественного карбонатного осадконакопления, широкого развития биогермных и рифогенных тел, тяготеющих к вершинам палеоподнятий и склонам палеовпадин (рис. 2, 3). Лишь на юго-востоке территории сохраняется процесс глубоководного осадконакопления. На большей части ТПП

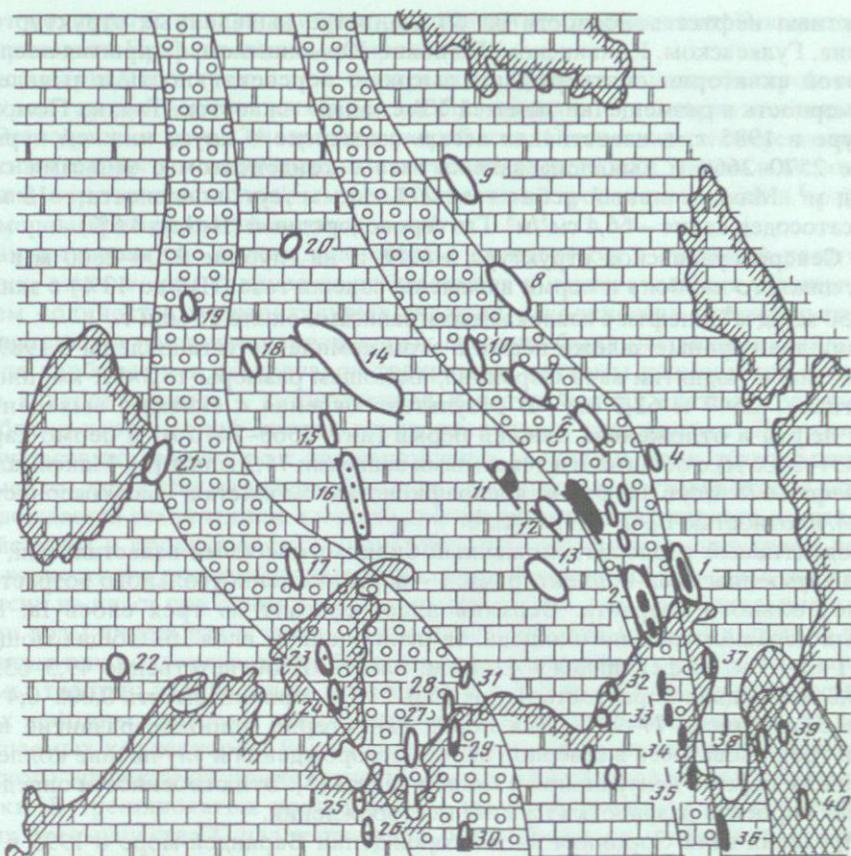


Рис. 3. Схема распределения литофаций в нижнепермских отложениях

Усл. обознач. см. на рис. 1

нижняя часть разреза представлена базальной песчано-алевритовой пачкой толщиной 10–100 м, сменяемой вверх по разрезу органогенно-обломочными и органогенными известняками с включениями ангидридов и прослоями доломитов. В восточных районах базальная часть представлена пачкой аргиллитов. Суммарная мощность их 0,5–1,5 км.

Коллекторами служат песчаники базальной пачки пористостью 22–30%, из которой были получены промышленные притоки нефти на Югидском, Печоро-Кожвинском и Наульском месторождениях, промышленные притоки нефти и газа на Южно-Шапкинском, Усинском и других месторождениях.

Основными коллекторами являются органогенные известняки и доломиты пористостью 10–34%, проницаемостью до 15 Д. Установлена четкая зональность в распределении промышленных скоплений УВ в этом комплексе. В западных районах на Шапкино-Юрьяхинском вале выявлены газоконденсатные залежи (Коровинское, Кумжинское, Василковское); далее к востоку на Колвинском мегавале газоконденсатно-нефтяные (Хыльчужское, Ярейюское); на вале Сорокина нефтяные (Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское, Наульское, Лабоганское, Седьягинское).

К карбонатным породам этого комплекса на суше приурочено около 90% всех разведанных запасов нефти. С ним связано около 33% начальных потенциальных ресурсов УВ. В Печорском море с этим комплексом будут также связаны основные

перспективы нефтегазоносности на большинстве выявленных структур валов Сорокина, Гуляевском, Колвинском, Шапкино-Юрьяхинском. Открытия последних лет в этой акватории подтверждают высокую перспективность и выявленную закономерность в размещении залежей УВ с запада на восток. Так, на Поморской структуре в 1985 г. в известняках ассель-сакмарского яруса нижней перми на глубине 2570–2660 м выявлена залежь газа с конденсатом с запасами свыше 20 млрд м³. Максимальный дебит газа 271 тыс. м³/сут, конденсата – 18 м³/сут, конденсатосодержание – 66,4 см³/м³. Газ сероводородный (H₂S до 8,5%).

На Северо-Гуляевской структуре в 1986 г. на глубине 2200–2800 м в отложениях нижнего карбона и перми выявлены залежи газа (H₂S до 13%) с запасами свыше 50 млрд м³ и нефти с извлекаемыми запасами около 13 млн т.

Наиболее крупные залежи нефти в этом комплексе установлены в 1989 г. на Приразломном поднятии вала Сорокина, имеющем размеры 18,3×5,1 км, площадь по изогипсе –2547 м 62,3 км². В результате бурения 4 скважин выявлены две залежи нефти в отложениях нижней перми (инт. 2363–2410 м) и пермо-карбона (инт. 2431–2486 м) с общими извлекаемыми запасами 75,3 млн т [5]. Максимальный дебит нефти 678 т/сут. Нефть малопарафинистая, смолистая, высокосернистая (S до 2,3%), плотностью 0,908–0,914 г/см³.

Продуктивный горизонт, сложенный биокластическими известняками, представлен двумя пластами-коллекторами: I – пермо-каменноугольного возраста, II – каменноугольного возраста. Верхний пласт состоит из трех слоев Ia, Ib, Ic, развитых неравномерно по площади, за исключением слоя Ib. Общая мощность пласта I 43–85 м, эффективная – 42–85 м; пласта II соответственно 49,5–63,0 м и 11,1–26,2 м. Средняя пористость пород 15,6–21,7%, проницаемость 0,005–0,4 мкм², нефтенасыщенность 77–90%. Для пород характерно широкое развитие вертикальной трещиноватости в северной части месторождения и улучшение коллекторских свойств пород в центральной и южной частях [5]. Эти особенности определили специфику проекта разработки на этом месторождении.

В пределах вала Сорокина на месторождении Варандей-море в 1995 г. в отложениях нижней перми-среднего карбона (инт. 1680–1790 м) по результатам бурения 2 скважин выявлена залежь нефти массивно-пластового типа с запасами до 80 млн т. Размеры залежи 2–4×19 км, высота около 110 м. При перфорации инт. 1714–1738 м дебит нефти составил 110 т/сут. Нефть тяжелая (уд. вес 0,903 г/см³), сернистая (2,02%), смолистая (14,3%), с вязкостью в пластовых условиях 9,66–11,8 сСт.

К востоку от него на месторождении Медыньское-море в 1997 г. по результатам бурения одной скважины установлена промышленная нефтеносность отложений франского яруса верхнего девона (инт. перфорации 2364–2394 м), из которого без солянокислотной обработки (СКО) получен приток нефти уд. веса 0,839 г/см³, дебитом 1,9 м³/сут., а также нижнепермско-каменноугольных отложений (инт. испытания 1185–1300 м), из которых после СКО на штуцере 8 мм получен приток тяжелой нефти уд. веса 0,939 г/см³, дебитом 39,4 м³/сут. [6].

Специфические географические и климатические условия месторождений Печорского моря определяют особенности проектирования разработки таких месторождений.

Проектирование разработки месторождений предусматривает рассмотрение ряда вариантов разработки, отличающихся типом, количеством и системой установки скважин, методами воздействия на пласт, способами эксплуатации скважин и т.д. Эти параметры вариантов характерны, как правило, для всех месторождений. Однако при проектировании разработки морских месторождений основное условие, которое во многом определяет рекомендуемый вариант разработки – это количество и возможности морских платформ. Именно они опре-

деляют количество скважин и срок разработки месторождения. В качестве примера приведено Приразломное месторождение.

Рассматривались трехрядная, однорядная, площадная и комбинированная системы расстановки вертикальных, вертикально-наклонных и горизонтальных скважин. Всего рассмотрены 34 варианта разработки. Столь значительное количество расчетных вариантов, отличающихся системой расстановки, типом и количеством скважин, определялось сложным геологическим строением залежи и крайне неравномерным распределением запасов нефти.

Данные варианты отличались общим количеством и системой расстановки скважин, отношением количества добывающих и нагнетательных скважин, отношением количества горизонтальных скважин к количеству вертикальных. Для вертикальных и наклонно-направленных скважин были рассмотрены традиционные для карбонатных резервуаров трехрядные системы размещения скважин, а также альтернативные – семиточечная и пятиточечная системы размещения. Разработка карбонатной залежи горизонтальными скважинами (ГС) имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными вертикальными технологиями как для высоко-, так и для малорентабельных месторождений. Разработка залежей ГС сопровождается увеличением площади дренирования, коэффициента охвата пласта воздействием и продуктивности (приемистости) скважин; уменьшением возможности вязкостного языкообразования и конусообразования для воды; понижением депрессии на пласт при одних и тех же темпах отбора, что приводит к уменьшению добычи воды и газа; извлечением наибольшего объема нефти в короткие сроки в трещиноватых коллекторах при бурении перпендикулярно к основной ориентации системы трещин; увеличением нефтеотдачи в 2–3 раза в низкопроницаемых и в тонких нефтяных пластах; повышением отбора извлекаемых запасов из высокопроницаемых коллекторов. Решающее значение для получения высокого экономического эффекта от применения ГС имеет правильный выбор объектов разработки. В трещиноватых коллекторах с высокой проводимостью трещин очевидных преимуществ ГС над вертикальными скважинами ожидать не приходится. Горизонтальные скважины обеспечивают высокую нефтеотдачу при реализации рядных систем расстановки скважин (СРС), а также в случае приконтурного заводнения. Вместе с тем следует отметить, что количество проектов разработки нефтяных месторождений (РНМ) заводнением с ГС невелико. ГС эффективны не только благодаря многократному увеличению продуктивности и повышению нефтеотдачи, а также благодаря сокращению общего количества скважин до 30%, стоимости поверхностных сооружений – до 20–25% и расходов на транспортировку нефти, воды и газа. Горизонтальные скважины с длинным "хвостовиком" (до нескольких километров) в основном используют для дренирования запасов углеводородов, расположенных на границах залежи и удаленных от платформы. В последние годы появились новые технологии вскрытия скважин, так называемые многолатеральные скважины. Многолатеральной скважиной называется сложная разновидность горизонтальных скважин с одной и более боковыми латеральными (ветвями), расположенными в пределах резервуара. Латерали могут располагаться под различными углами друг к другу. В целом для многолатеральных скважин характерна тенденция к снижению продуктивности скважин с ростом числа латералей, которая в основном справедлива для однородных залежей. С ростом неоднородности фильтрационно-емкостных свойств резервуара рост числа латералей приводит к некоторому возрастанию продуктивности, так как многочисленные латерали вовлекают слабоохваченные части залежи. Кроме того, для протяженных горизонтальных скважин характерны высокие технологические и экономические риски вскрытия частей резервуара с разломами, надвигами, сбросами и т.д. Такие разломы могут служить проводниками подошвенной воды и способствовать резкому обводнению скважин. Тогда как многолатеральные скважины с такой же

Технологические показатели основных вариантов разработки

№ варианта	Система расстановки скважин	Общее количество скважин	Отношение количества добывающих скважин к количеству нагнетательных скважин	Отношение количества горизонтальных скважин к количеству вертикальных скважин	Нефтеотдача, д.е.
1	Обращенная 7-точечная	65	2,09	0	0,34
2	Одна МЛСП*	65	1,7	0	0,34
3	Комбинированная	55	1,39	0,375	0,342
4	Комбинированная	44	1,21	1,44	0,339

* МЛСП – морская ледостойкая стационарная платформа.

длиной перфорированной части ствола позволяют снизить эти риски за счет расположения на больших расстояниях от разлома.

Анализ расчетных вариантов позволил выделить 4 варианта разработки в качестве основных вариантов. Ниже приводится краткая характеристика данных вариантов.

Вариант 1. Схема расположения скважин обращенная семиточечная. Общее количество вертикальных и вертикально-наклонных скважин 65 шт.

Вариант 2. Схема расположения скважин трехрядная. Общее количество вертикальных и вертикально-наклонных скважин 65 шт.

Вариант 3. Схема расположения скважин комбинированная. Общее количество скважин 55 шт. Используются горизонтальные и вертикальные скважины. Отношение количества горизонтальных скважин к количеству вертикальных скважин составляет 0,375.

Вариант 4. Схема расположения скважин комбинированная. Общее количество скважин 44 шт. Используются горизонтальные и вертикальные скважины. Отношение количества горизонтальных скважин к количеству вертикальных скважин составляет 1,44.

Варианты 1 и 2 предполагают использование равномерных сеток скважин как в зонах с низкой концентрацией запасов, так и с высокой концентрацией. Варианты 4 и 3 предполагают осуществлять разработку зон с низкой концентрацией запасов, в основном, горизонтальными скважинами. Вертикальные скважины используются как нагнетательные.

Зоны с высокой концентрацией запасов, зоны разломов предполагается разрабатывать вертикальными скважинами. В таблице приведены технологические показатели основных вариантов разработки. С целью сокращения области исследования были проведены предварительные расчеты по определению влияния количества и типа скважин на величину конечной нефтеотдачи (на 21-й год разработ-

Добыча нефти на 1 добывающую скважину, млн м ³	Нефтеотдача по пластам, д.е.	Распределение добычи по зонам отбора, млн м ³	Продолжительность максимального-возможного уровня добычи нефти, год	Накопленная добыча нефти за 20 лет разработки, млн м ³
1,6	1 - 0,3213		1,5	70,59
	2 - 0,374	< 3 км - 54,586		
	3 - 0,324	> 3 км - 16,0		
	4 - 0,26			
1,71	1 - 0,32		1,9	70,39
	2 - 0,363	< 3 км - 55,99		
	3 - 0,339	> 3 км - 14,4		
	4 - 0,27			
2,306	1 - 0,31		2,6	71,99
	2 - 0,352	> 3 км - 55,56		
	3 - 0,454	> 3 км - 16,43		
	4 - 0,216			
3,1	1 - 0,245		3,2	71,3
	2 - 0,325	< 3 км - 9,382		
	3 - 0,533	> 3 км - 21,918		
	4 - 0,213			

ки). Проведенные расчеты позволили определить следующее: количество скважин, обеспечивающее максимальную для данных условий нефтеотдачу по месторождению, составляет 42–55 штук, при этом отношение количества горизонтальных скважин к количеству вертикальных составляет 1–1,33, отношение количества добывающих скважин к количеству нагнетательных скважин составляет 1,21–2,09. Все последующие расчеты проводились в пределах этих соотношений. Ввиду сложного строения залежи, крайне неравномерного распределения запасов в пределах площади нефтеносности представлялось целесообразным определение степени вовлечения пластов Ia, Ib1, Ib2 и Ic в процесс разработки и определения нефтеотдачи по каждому из пластов. Наибольшая нефтеотдача отмечается по пласту Ib2, а наименьшая по пласту Ic. В целом, в соответствии со всеми вариантами разработки наблюдается довольно широкий разброс коэффициента нефтеотдачи: от 0,213 до 0,533.

Было рассмотрено распределение уровня добычи нефти по мере удаления от местоположения платформ: в радиусе менее 3 и более 3 км. Наибольшем уровне добычи характеризуется зона в радиусе менее 3 км, причем использование горизонтальных скважин позволяет значительно увеличить этот показатель (см. таблицу). Сравнение накопленных показателей добычи нефти и жидкости, конечной нефтеотдачи, динамики обводненности продукции показывает незначительное различие данных вариантов разработки. Диапазон изменения нефтеотдачи составляет 0,335–0,34, обводненности – 86,1–89,2%. Однако удельные показатели добычи нефти на одну добывающую скважину показывают значительное различие анализируемых вариантов. Так, в вариантах 1 и 2 с использованием равномерных сеток вертикальных скважин добыча нефти на одну добывающую скважину за весь срок разработки составляет 1,6–1,71 млн м³, а в вариантах 3 и 4 – 2,3–3,1 млн м³ соответственно. В целом, по анализируемым вариантам не наблюдается значительной разницы в динамике годовых отборов как нефти, так и жидкости. Довольно значительно разнятся дебиты нефти и жидкости. Наиболее реальные значения

дебитов нефти и жидкости, хорошо согласующиеся с результатами гидродинамических исследований, характерны для варианта 3. Приемистость нагнетательных скважин также наиболее реальна в соответствии с вариантом 3.

Анализ приведенных данных позволил выделить из четырех приведенных вариантов варианты 3 и 4. Однако в пользу варианта 3 говорят такие показатели, как дебит нефти и жидкости, приемистость нагнетательных скважин. Анализ степени выработки запасов по зонам также говорит в пользу варианта 3. Так, в соответствии с данным вариантом добыча нефти из зон в радиусе менее 3 км удаления от платформ составляет 55,56 млн м³, а в радиусе более 3 км – 16,43 млн м³. По варианту 4 распределение аналогичных показателей иное: 49,382 млн м³ и 21,918 млн м³ соответственно. По варианту 3 наиболее равномерная выработка запасов по пластам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маргулис Е.А. Строение и состав осадочного чехла северной части Печорской синеклизы // Результаты морских геолого-геофизических исследований на нефть и газ. Рига, 1983. С. 25–31.
2. Матвеевская Н.Д. Нефтегазоносность верхнедевонского карбонатного комплекса Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 1981. № 3. С. 6–13.
3. Патрунов Д.К. Палеогеографические типы среднепалеозойских рифовых образований на северо-восточной периферии древней Русской платформы // Литология и палеогеография биогермных массивов (ископаемых и современных). М.: Недра, 1975. С. 73–85.
4. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции // Обз. инф. ВНИИОЭНГ. Сер. "Нефтегазовая геология и геофизика". Вып. 20. М.: 1982. С. 3–36.
5. Никитин Б.А., Хведчук И.И. Нефтяное месторождение Приразломное на Арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. № 2. 1997. С. 26–29.
6. Захаров Е.В., Тимонин А.Н. Перспективы освоения нового нефтеносного района в юго-восточной части Печороморского шельфа // Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России. М., 1998. С. 18–28.

II. ГИДРОМЕХАНИКА И ФИЗИКА ПОРИСТЫХ СРЕД И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

<i>В.П. Воронов, В.М. Булейко.</i> Экспериментальное исследование поведения теплоемкости в конечных системах в окрестности критической точки смешения	149
<i>Е.Е. Городецкий, В.Д. Куликов, Л.В. Федюнина, М.А. Анисимов.</i> Изоморфное описание двухфазной области околокритических бинарных растворов	159
<i>В.М. Максимов.</i> Новые подходы в теории разработки нефтегазовых месторождений	165
<i>Д.Н. Михайлов, В.Н. Николаевский.</i> Динамические проницаемости в двухфазном потоке (учет образования микроэмульсии)	172
<i>С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, Т.И. Юльметьев.</i> Совершенствование разработки водо-нефтяных зон	177
✓ <i>Ю.П. Желтов, О.Н. Сарданашили.</i> О научных основах индикаторного метода исследования нефтяных и газовых пластов	186
<i>А.И. Ибрагимов, М.Н. Баганова.</i> Исследование задачи о притоке к одиночной горизонтальной скважине при нестационарных режимах фильтрации	192
✓ <i>Р.М. Тер-Саркисов.</i> Газовые методы воздействия на нефтегазоконденсатные пласты	198
<i>Н.Н. Михайлов, А.В. Джемесюк, Т.Н. Кольчицкая.</i> Состояние и распределение остаточной нефти в заводненных пластах	204
✓ <i>В.А. Григорьева, Н.А. Еремин, В.В. Сурина, Л.Н. Назарова.</i> Вопросы перспектив нефтегазоносности и разработки месторождения нефти и газа в карбонатных отложениях Печорского моря	213
<i>В.Д. Лысенко.</i> Адаптивная математическая модель разработки нефтяного месторождения	222
<i>А.И. Ермолаев.</i> Оптимизация и выбор физико-химических методов увеличения нефтеотдачи по группе залежей	229
<i>С.Н. Бузинов.</i> Оптимизация управления подземными хранилищами газа	233
✓ <i>А.И. Брусиловский, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, Ю.Я. Чернов, Б.В. Никулин.</i> Оценка доказанных запасов углеводородов	237
<i>С.А. Дмитриевский, П.А. Юфин, И.Ю. Зайцев, Д.Н. Болотник, Е.С. Макарова, Л.Я. Непомнящий, А.В. Рыбников, Г.Г. Саркисов.</i> Постоянно действующие геолого-математические модели месторождений природных углеводородов	245
<i>Н.Г. Вафина, О.Ю. Баталин.</i> Моделирование фазового равновесия систем сложного компонентного состава при разработке новых методов повышения нефтеотдачи пласта	253
<i>Е.А. Сидорчук.</i> Прогноз нефтеизвлечения и обводнения продуктивных пластов с учетом неоднородности коллекторов по данным геофизического исследования скважин	259
<i>О.Ю. Баталин.</i> Методы представления тяжелых фракций нефти в задаче расчета отложения парафинов в скважинах и трубопроводах	262
<i>И.А. Пономарева, А.В. Линдин, Ю.Г. Богаткина.</i> Научно-методические принципы экономической оценки и налогообложения в инвестиционных проектах разработки нефтяных месторождений	268

Научное издание

**ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ
БАЗИС
НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
СБОРНИК СТАТЕЙ

*Утверждено к печати Ученым советом
Института проблем нефти и газа РАН
и Министерства образования РФ*

Зав. редакцией *А.А. Фролова*

Редактор *М.В. Грачева*

Художник *Ю.С. Шлепер*

Художественный редактор *Г.М. Коровина*

Технический редактор *В.В. Лебедева*

Корректоры

Э.Д. Алексеева, А.Б. Васильев, В.М. Ракитина

Набор и верстка выполнены в издательстве
на компьютерной технике

ЛР № 020297 от 23.06.1997

Подписано к печати 03.04.2000

Формат 70×100 1/16. Гарнитура Таймс

Печать офсетная

Усл.печ.л. 32,5. Усл.кр.-отт. 33,2. Уч.-изд.л. 35,6

Тип. зак. 3306

Издательство "Наука"

117864 ГСП-7, Москва В-485, Профсоюзная ул., 90

Санкт-Петербургская типография "Наука"

199034, Санкт-Петербург В-34, 9-я линия, 12