



ГЕОЛОГИЯ

НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ● 3 2000



SCIENTIFIC TECHNICAL MAGAZINE

OIL AND GAS

GEOLOGY





ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ШЕЛЬФА ПЕЧОРСКОГО МОРЯ

В.А.Григорьева, Н.А.Еремин, В.В.Сурина (ИПНГ РАН),

А.Н.Назарова (РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

В связи с важнейшими открытиями месторождений УВ последних лет (Возейское, Усинское, Вуктыльское, Лаявожское и др. на суше; Приразломное, Поморское, Северо-Гуляевское, Варандей-море, Медынское-море на акватории Печорского моря) проблема выявления карбонатных отложений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции приобрела актуальное значение.

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

На территории провинции с карбонатными отложениями связываются основные перспективы нефтегазоносности верхнеордовик-силур-нижнедевонского и верхневизей-нижнепермского нефтегазоносных комплексов. Различные палеогеографические условия формирования этих комплексов предопределили ряд закономерностей размещения литофациальных зон, типов коллекторов и основных зон нефтегазоаккумуляции [2, 3].

Верхнеордовик-силур-нижнедевонский комплекс знаменует стабильную стадию развития первого цикла осадконакопления в условиях трансгрессировавшего с восто-

ка моря. Основная суша, служившая областью сноса терригенного материала, находилась на западе (Балто-Сарматский материк) и, возможно, на севере, в районе Южно-Баренцевской впадины. Это предопределило преимущественно терригенный разрез в западных районах Тимано-Печорской провинции, представленный переслаивающимися алевритами, аргиллитами 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-ву Колгуев. Глубина залегания этого комплекса составляет 5-7 км. Локальными источниками сноса служили Большеземельский, Лайский, Адзвинский и другие своды, в нижней части которых 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 Русское с глубиной залегания по отражающему горизонту III (D₁) 4500-5000 км.

Варандей-Адзвинская структурная зона и расположенные восточнее от нее Коротаихинский и Косью-Роговский прогибы характеризуются максимальной полнотой разреза, повышенными мощностями комплекса до 4,5 км и карбонат-

ным составом пород. Глубина залегания этого комплекса (по горизонту III) изменяется от 4,0-4,5 км в прибрежных районах до 8,5 км в северо-восточных частях Печорского моря и до 12,0 км в Коротаихинском прогибе. В районах, обрамляющих с востока Тимано-Печорскую провинцию, широко развиты рифогенные и биогермные постройки, изученные в естественных разрезах Вайгача, Новой Земли и Пай-Хоя [5].

Коллекторами трещинно-кавернозного, трещинно-порового и порового типов являются известняки и доломиты, открытая пористость которых изменяется от 0,5 до 20,0 %, составляя в среднем 8 %, проницаемость от 0 до 10⁻¹ мкм².

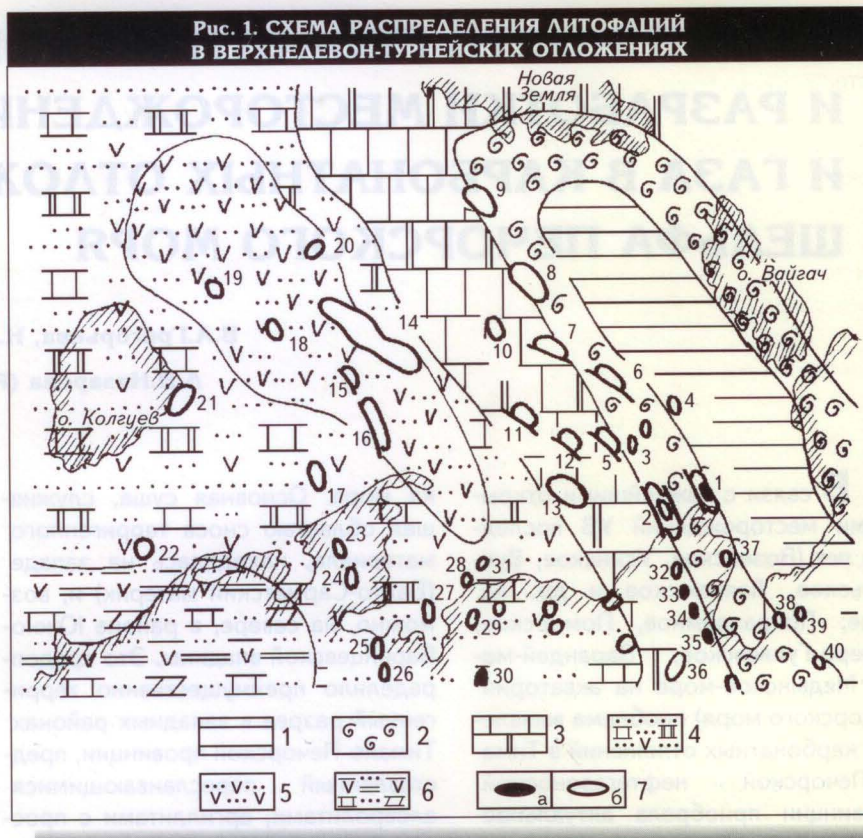
В этом нефтегазоносном комплексе выявлены залежи газа в Косью-Роговской впадине на площадях Кочмесской (верхний ордовик) и Падимейской (средний силур); залежи нефти в юго-восточной части Хорейверской впадины на Средне-Макарихинской площади (силур); в южной части Колвинского мегавала на Возейской и Усинской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

Верхнедевон-турнейский нефтегазоносный комплекс формировался в условиях дальнейшего интенсивно-дифференцированного погружения Печорской плиты с сохранением некомпенсированной впадины на месте Коротаихинского прогиба, преобладания процесса карбонатного осадконакопления в восточных районах Тимано-Печорской провинции 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]. Зарифовый шельф вблизи впадины представлен карбонатами, далее к западу сменяемыми обломочными и пирокластоосадочными образованиями с маломощными прослоями известняков и доломитов. Источниками пирокластического материала служили вулканы в районе Шапкино-Юрьяхинского вала и на о-ве Новая Земля. На юго-западе вблизи источников сноса этот комплекс сложен прибрежно-морскими и субконтинентальными красноцветными и пестроцветными аргиллитами, алевролитами, в верхней части с прослоями известняков и мергелей. Мощность комплекса изменяется от 0 на поднятии Русское до 1,5 км на большей части зарифового шельфа.

Коллекторами в этом комплексе являются доломиты и известняки пористостью 11-20 %, проницаемостью до $15 \cdot 10^{-3}$ мкм², которая резко возрастает в трещиноватых зонах. В пределах рифогенных построек пористость увеличивается до 30 %



1 — глубоководные кремнисто-карбонатные отложения (известняки, доломиты, аргиллиты); 2 — шельфовые рифогенные известняки и доломиты ($K_n = 20-30\%$); 3 — шельфовые известняки с прослоями доломитов ($K_n = 11-18\%$); 4 — шельфовые и прибрежно-морские пирокластоосадочные и карбонатные отложения ($K_{n,ср} \leq 7\%$); 5 — прибрежно-морские пирокластоосадочные отложения ($K_{n,ср} \leq 7\%$); 6 — прибрежно-морские и субконтинентальные аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели и известняки ($K_n = 7-15\%$); 7 — нефтяные месторождения (а) и локальные структуры (б): 1 — Медынское-море, 2 — Варандей-море, 3 — Алексеевская, 4 — Западно-Матвеевская, 5 — Приразломное, 6 — Южно-Долгинская, 7 — Северо-Долгинская, 8 — Рахмановская, 9 — Саханинская, 10 — Большегуляевская, 11 — Северо-Гуляевское, 12 — Восточно-Гуляевская, 13 — Паханчская, 14 — Русская, 15 — Северо-Поморская, 16 — Поморское, 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 — Хыльчужское, 30 — Ярейское, 31 — Константиновская, 32 — Торавейское, 33 — Южно-Торавейское, 34 — Наульское, 35 — Лабоганское, 36 — Седьягинское, 37 — Тобойская, 38 — Усть-Толопинская, 39 — Енганехойская, 40 — Леккейгинская

и более. Залежи нефти и газа выявлены в Ижма-Печорской впадине (Западный и Южный Тэбук, Пашнинское, Лузское, Джьерское), на Колвинском мегавале (Возейское, Усинское, Ярейское), вале Сорокина (Южно-Торавейское, Наульское, Лабоганское).

В Печорском море с этим комплексом могут быть связаны залежи

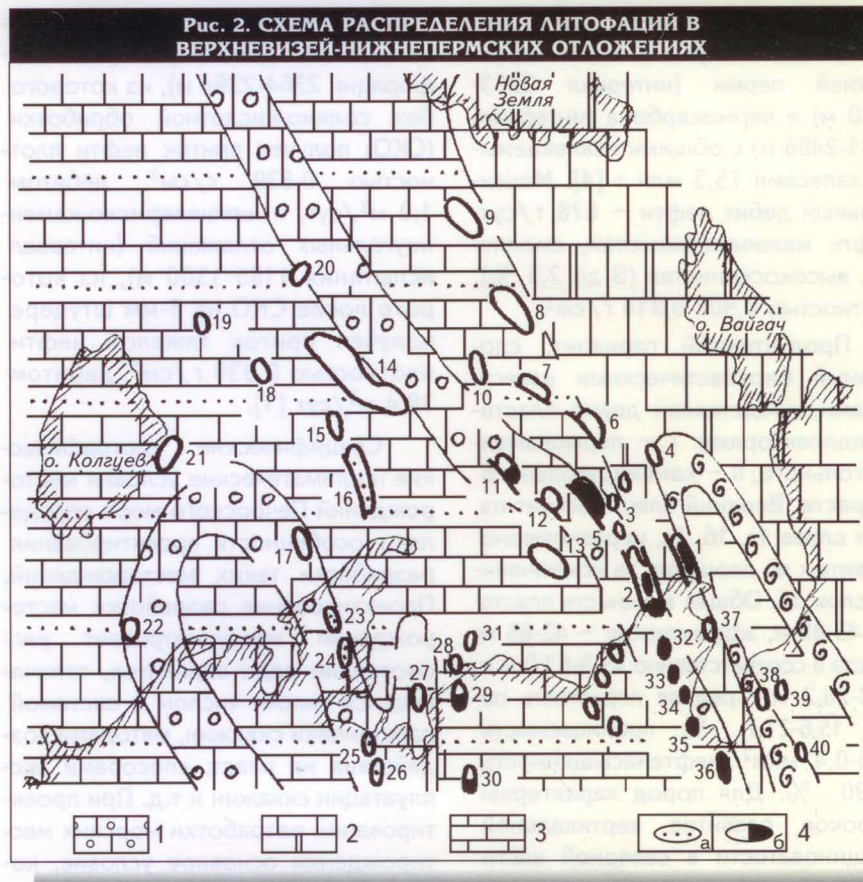
нефти и газа на структурах вала Сорокина (Варандейская, Приразломная, Алексеевская, группа Долгинских структур); на структурах Гуляевского и Медынского валов. Возможна перспективность группы Поморских структур Колвинского мегавала.

Верхневизей-нижнепермский нефтегазоносный комплекс является основным на территории Тима-

но-Печорской провинции. Он формировался в условиях дальнейшего постепенного погружения Печорской плиты, образования инверсионно-развивавшихся валов. Для него характерны преимущественное карбонатное осадконакопление, широкое развитие биогермных и рифогенных тел, тяготеющих к вершинам палеоподнятий и склонам палеовпадин (рис. 2). Лишь на юго-востоке территории отмечается глубоко-водное осадконакопление. На большей части провинции 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 толщи 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 мкм². Установлена четкая зональность распределения промышленных скоплений УВ в этом комплексе. В западных районах на Шапкино-Юрьяхинском валу выявлены газоконденсатные залежи (Коровинское, Кумжинское, Василковское месторождения); далее к востоку на Колвинском мегавалу газоконденсатно-нефтяные (Хильчуйское, Ярейское месторождения); на валу Сорокина нефтяные (Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское, Наульское, Лабоганское, Седьягинское месторождения).



1 — шельфовые биогермные известняки ($K_n = 7-30\%$); 2 — шельфовые известняки с прослоями доломитов ($K_n = 7-18\%$); 3 — шельфовые известняки ($K_n = 10-34\%$) и песчаники ($K_n = 22-30\%$); 4 — месторождения газоконденсатные (а) и нефтегазоконденсатные (б). Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

К карбонатам этого комплекса на суше приурочено около 90 % всех разведанных запасов нефти. На него приходится около 33 % начальных потенциальных ресурсов УВ. В Печорском море с этим комплексом будут также связаны основные перспективы нефтегазоносности на большинстве выявленных структур валов Сорокина, Гуляевского, Колвинского, Шапкино-Юрьяхинского. Открытия последних лет в этой акватории подтверждают выявленную закономерность размещения 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 за-

лежь 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 18,3х5,1 км, площадь по изогипсу -2547 м — 62,3 км². В результате бу-

рения четырех скважин выявлены две залежи нефти в отложениях нижней перми (интервал 2363-2410 м) и пермокарбона (интервал 2431-2486 м) с общими извлекаемыми запасами 75,3 млн т [4]. 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 — пермокаменноугольного, II — каменноугольного возраста. Верхний пласт состоит из трех слоев 1а, 1б, 1с, неравномерно развитых по площади, за исключением слоя 1б. 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 0,05-0,4 мкм², нефтенасыщенность 77-90 %. Для пород характерны широкое развитие вертикальной трещиноватости в северной части месторождения и улучшение коллекторских свойств в центральной и южной частях [4]. Эти особенности определили специфику проекта разработки этого месторождения.

В пределах вала Сорокина на месторождении Варандей-море в 1995 г. в отложениях нижней перми — среднего карбона (интервал 1680-1790 м) по результатам бурения двух скважин выявлена залежь нефти массивно-пластового типа с запасами до 80 млн т. Размеры залежи (2-4)х19 км, высота около 110 м. При перфорации интервала 1714-1738 м дебит нефти составил 110 т/сут. Нефть тяжелая (плотность 0,903 г/см³), сернистая (2,02 %), смолистая (14,3 %), вязкость в пластовых условиях (9,66-11,80) · 10⁻⁴ м²/с.

К востоку от месторождения Варандей-море на месторождении Медыньское-море в 1997 г. по результатам бурения одной скважины установлена промышленная нефте-

носность отложений франского яруса верхнего девона (интервал перфорации 2364-2394 м), из которого без соляно-кислотной обработки (СКО) получен приток нефти плотностью 0,839 г/см³, дебитом 1,9 м³/сут, и нижнепермско-каменноугольных отложений (интервал испытания 1185-1300 м), из которого после СКО на 8-мм штуцере получен приток тяжелой нефти плотностью 0,939 г/см³, дебитом 39,4 м³/сут [1].

Специфические географические и климатические условия месторождений Печорского моря определяют особенности проектирования разработки таких месторождений. Проектирование разработки месторождений предусматривает рассмотрение ряда вариантов, отличающихся типом, числом и системой расстановки скважин, методами воздействия на пласт, способами эксплуатации скважин и т.д. При проектировании разработки морских месторождений основное условие, которое во многом определяет рекомендуемый вариант разработки, — это число и технологические возможности морских платформ. Именно они определяют число скважин и срок разработки месторождения. В качестве примера приведено Приразломное месторождение.

Всего было рассмотрено 34 варианта разработки, что определялось сложным геологическим строением залежи и крайне неравномерным распределением запасов нефти. Рассматривались трех-, однорядная, площадная и комбинированная системы расстановки вертикальных, вертикально-наклонных и горизонтальных скважин. Варианты отличались общим числом и системой расстановки скважин, отношением числа добывающих и нагнетательных скважин, числа горизонтальных скважин к вертикальным. Для вертикальных и наклонно направленных скважин были рассмотрены традиционные для карбонатных ре-

зервуаров трехрядные системы размещения скважин, а также альтернативные — семи- и пятиточечная системы размещения.

Разработка карбонатной залежи горизонтальными скважинами имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными вертикальными технологиями как для высоко-, так и для малорентабельных месторождений. Разработка залежей горизонтальными скважинами сопровождается увеличением площади дренирования, коэффициента охвата воздействия на пласт и продуктивности (приемистости) скважин; уменьшением возможности вязкостного языко- и конусообразования; 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, перпендикулярном к основной ориентации системы трещин; увеличением нефтеотдачи в 2-3 раза в низкопроницаемых и тонких нефтяных пластах; повышением отбора извлекаемых запасов из высокопроницаемых коллекторов.

Решающее значение для получения высокого экономического эффекта от применения горизонтальных скважин имеет правильный выбор объектов разработки. В трещиноватых коллекторах с высокой проводимостью трещин очевидных преимуществ горизонтальных скважин над вертикальными ожидать не приходится. Горизонтальные скважины обеспечивают высокую нефтеотдачу при реализации рядных систем расстановки скважин, а также в случае приконтурного заводнения. Вместе с тем следует отметить, что число проектов разработки нефтяных месторождений заводнением с бурением горизонтальных скважин невелико. Горизонтальные скважины эффективны благодаря не только многократному увеличению продуктивности и повышению нефтеотдачи, но и сокращению общего числа скважин до 30 %, стоимости поверхностных сооружений — до 20-

Технологические показатели основных вариантов разработки

Номер варианта	Система расстановки скважин	Число скважин	Отношение числа добывающих скважин к числу нагнетательных	Отношение числа горизонтальных скважин к числу вертикальных	Нефтеотдача, доля ед.	Добыча нефти на 1 добывающую скважину, млн м ³	Нефтеотдача по пластам, доля ед.	Распределение добычи нефти по зонам отбора в зависимости от удаления платформы, млн м ³	Продолжительность максимального возможного уровня добычи нефти, лет	Накопленная добыча нефти за 20 лет разработки, млн м ³
1	Обращенная сеимиточечная	65	2,09	0	0,34	1,6	1 — 0,3213 2 — 0,3740 3 — 0,3240 4 — 0,2600	< 3 км — 54,586 > 3 км — 16,0	1,5	70,59
2	Трехрядная	65	1,70	0	0,34	1,71	1 — 0,320 2 — 0,363 3 — 0,339 4 — 0,270	< 3 км — 55,99 > 3 км — 14,4	1,9	70,39
3	Комбинированная	55	1,39	0,375	0,342	2,306	1 — 0,310 2 — 0,352 3 — 0,454 4 — 0,216	< 3 км — 55,56 > 3 км — 16,43	2,6	71,99
4	Комбинированная	44	1,21	1,44	0,339	3,1	1 — 0,245 2 — 0,325 3 — 0,533 4 — 0,213	< 3 км — 49,382 > 3 км — 21,918	3,2	71,3

25 % и расходов на транспортировку нефти, воды и газа. Горизонтальные скважины с длинным хвостовиком (до нескольких километров) в основном используют для дренирования запасов УВ, расположенных на границах залежи и удаленных от платформ.

В последние годы появились новые технологии вскрытия скважин, так называемые многолатеральные скважины — сложная разновидность горизонтальных скважин с одной и более боковыми латеральными (ветвями), расположенными в пределах резервуара 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 увеличением неоднородности фильтрационно-емкостных свойств резервуара рост числа латералей приводит к некоторому повышению 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 длиной перфорированной части ствола позволяют снизить эти риски за счет расположения на больших расстояниях от разлома.

Анализ расчетных вариантов позволил выделить четыре основных варианта разработки (таблица).

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

Зоны с высокой концентрацией запасов и зоны разломов можно разрабатывать вертикальными скважинами. В таблице приведены технологические показатели основных вариантов разработки и оценка добычи по зонам отбора (до 3 км от платформы и > 3 км). С целью сокращения области исследования были проведены предварительные расчеты по определению влияния числа и типа скважин на величину конечной нефтеотдачи (на 21-й год разработки). Проведенные расчеты позволили определить следующее: число скважин, обеспечивающее для данных условий максимальную нефтеотдачу по месторождению, — 42-55, при этом отношение числа горизонтальных скважин к вертикальным составляет 1,00-1,33, отношение числа добывающих скважин к нагнетательным — 1,21-2,09. Все последующие расчеты проводились в пределах этих отношений. Ввиду сложного строения залежи, крайне неравномерного распределения запасов в пределах площади нефтеносности представлялось целесообразным определение степени вовлечения пластов 1а, 1б₁, 1б₂ и 1с в процесс разработки и нефтеотдачи по каждому из пластов. Наибольшая нефтеотдача отмечается по пласту 1б₂, а наименьшая по пласту 1с. 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 платформы: в радиусе < 3 и > 3 км. Наибольшим уровнем добычи харак-

теризуется зона в радиусе < 3 км, причем использование горизонтальных скважин позволяет значительно увеличить этот показатель (см. таблицу). Сравнение показателей добычи нефти и жидкости, конечной нефтеотдачи, динамики обводненности продукции показывает незначительное различие данных вариантов разработки. Диапазон изменения нефтеотдачи составляет 0,335-0,340, обводненности — 86,1-89,2 %. Однако удельные показатели добычи нефти на одну добывающую скважину свидетельствуют о значительном различии 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 1,60-1,71 млн м³, а в вариантах 3 и 4 — 2,3-3,1 млн м³. В целом по анализируемым вариантам не наблюдается значительной разницы в динамике годовых отборов как нефти, так и жидкости. Довольно существенно 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 данных позволил выделить из четырех приведенных вариантов варианты 3 и 4. В пользу варианта 3 говорят такие показатели, как дебит нефти и жидкости, приемистость нагнетательных скважин. Анализ степени выработки запасов по зонам также свидетельствует в пользу варианта 3. Так, в соответ-

вии с данным вариантом добыча нефти из зон в радиусе < 3 км удаления от платформ составляет 55,56 млн м³, а в радиусе > 3 км — 16,43 млн м³. По варианту 4 распределение аналогичных показателей иное: 49,382 и 21,918 млн м³ соответственно. По варианту 3 наблюдается наиболее равномерная выработка запасов по пластам.

Литература

1. 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.: РАО "Газпром" и ВНИИГаз, 1998.
2. Маргулис Е.А. Строение и состав осадочного чехла северной части Печорской синеклизы // Тр. ВНИИморгео: Результаты морских геолого-геофизических исследований на нефть и газ. — Рига, 1983. — С. 25-31.
3. Матвиевская Н.Д. Нефтегазосность верхнедевонского карбонатного комплекса Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. — 1981. — № 3. — С. 6-13.
4. Никитин Б.А., Хведчук И.И. Нефтяное месторождение Приразломное на Арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. — 1997. — № 2. — С. 26-29.
5. Патрунов Д.К. Палеогеографические типы среднепалеозойских рифовых образований на северо-восточной периферии древней Русской платформы // Литология и палеогеография биогермных массивов (ископаемых и современных). — М., 1975. — С. 73-85.

© Коллектив авторов, 2000

Problem of oil and gas prospects and carbonate formations development of Pechora Sea region appears to be of current interest due to discovery of large oil and gas fields within its limits (Prirazlomnoye, Pomorskoye, North Gulyavskoye, Varandinskoye-sea, Medynskoye-sea).

Hydrocarbon occurrences in carbonate formations of this region are concentrated in Upper Ordovician-Silurian-Lower Devonian and Upper Visean-Lower Permian oil and gas complexes. The article reports some distribution regularities of lithofacial zones, reservoir types, main oil and gas accumulation zones, characteristics of oil and gas fields. Some features of the Pechora Sea fields development are illustrated on the example of Pirazlomnoye fields development program.